

**Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А.,
Ларионов А.С., Щebetов А.В.**

ГЕОНАВИГАЦИЯ СКВАЖИН

Учебное пособие

*Допущено Учебно-методическим объединением вузов
Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве
учебного пособия для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по направлению подготовки бакалавров и магистров
130500 «Нефтегазовое дело», а также по специальностям
130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений» и 130504 «Бурение нефтяных
и газовых скважин» направления подготовки
дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело»*



Москва 2008

Рецензенты:

д.т.н., профессор *Крылов В.И.*, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

д.т.н., профессор *Калинин А.Г.*, РГГРУ

Г35 Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Ларионов А.С., Щebetов А.В.

Геонавигация скважин. Учебное пособие М.: МАКС Пресс, 2008. – 312 с. 204 илл.

ISBN 978-5-317-02477-2

В книге рассмотрены геонавигационные технологии управления траекторией скважин сложной пространственной архитектуры (наклонно-направленные, горизонтальные, многозабойные, с отдаленным забоем скважины), дано физическое обоснование электромагнитного и электрического каротажа в процессе бурения с забойной телеметрической системой. Изложены основы интегрированных геонавигационных технологий. Описан опыт эксплуатации горизонтальных скважин, построенных по геонавигационным технологиям. Показана роль геонавигации при проектировании разработки месторождений на основе генетического алгоритма.

Рассмотрено практическое применение геонавигации при строительстве скважин на нефть, газ, битумы и газовые гидраты. Дается описание альтернативных технологий освоения шельфа Арктических морей. Показано, что конструкция скважины с горизонтальным направлением и отдаленным забоем открывает принципиально новые возможности способов сооружения и эксплуатации скважин, совмещающая функции, обеспечивающие бурение и капитальный ремонт, методов интенсификации и транспорта углеводородов.

Показаны эффективные методы управления разработкой месторождений нефти и газа интеллектуальными скважинными системами, ориентированными на системно открытые объекты с автоматической выработкой решения на основе сформированных и накопленных внутри управляющей системы знаний.

Книга предназначена для инженерно-технических и научных работников нефтяной и газовой промышленности, геологической и геофизической службы, занятых гидродинамическим моделированием разработки месторождений и бурением скважин, студентов и аспирантов вузов нефтегазового профиля, и для новой в нефтегазовом деле специальности «Геонавигатор», открытой в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина для слушателей системы дополнительного профессионального образования в рамках реализации инновационной образовательной программы РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина «Развитие профессиональных компетенций в новой среде обучения – виртуальной среде профессиональной деятельности».

УДК 378(075.8):550.8

ББК 33.36я73

ISBN 978-5-317-02477-2

© Коллектив авторов, 2008

© РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2008

© Голубев В.С. – оформление серии, 2008

Reviewers:

Doctor of Science, professor *Krylov V.I.*, Gubkin Russian State University of Oil and Gas
Doctor of Science, professor *Kalinin A.G.*, RGGRU

Kulchitskiy V.V., Grigashkin G.A., Larionov A.S., Schebetov A.V.

Geonavigation of Wells. Textbook. Moscow, MAKS Press, 2008. – 312 pp., 204 figures.

This textbook discusses geonavigation technologies for trajectory steering of the complicated spatial design wells (slanted, horizontal, multilateral, extended-reach). Physical justification of electromagnetic and electric logging while drilling by means of down-hole telemetric system has been given. Basics of integrated geonavigation technologies have been explained. The role of geonavigation in the field development design based on the genetic algorithm has been shown.

Practical application of geonavigation in wells drilling for oil, gas, bitumen and gas-hydrates has been discussed. Description of the alternative technologies for the Arctic offshore exploration has been given. It has been shown that the well design with the horizontal conductor and the distant bottom-hole opens new opportunities for construction and exploitation methods combining functions that provide drilling, workover, stimulation and transport operations.

New effective methods of petroleum reservoir management by smart-well systems have been presented. These systems are orientated to system-opened objects with automatically generated solutions based on the knowledge formed and collected inside the management system.

The textbook is aimed at petroleum engineers and scientists, specialists of geological and geophysics departments dealing with reservoir simulation and well drilling, undergraduate and Ph.D. students who study at petroleum universities and is also designed for attendees of the industry unique post-graduate educational professionally-oriented program «Geonavigator» organized at Gubkin Russian State University of Oil and Gas within the framework of the Innovation Education Program «Professional skill enhancement in a new training environment – virtual environment of professional activity».

***Посвящается 55-летию строительства
первой в мире многозабойной
горизонтальной скважины № 66/45
на Карташевском месторождении***

СОДЕРЖАНИЕ CONTENTS

Предисловие	
Preface	9
Введение	
Introduction	12
ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	
AUTHORIZED ABBREVIATION	23
ГЛАВА I. Основы геонавигации	
Chapter I. Geonavigation Basics	25
1.1. Технические характеристики геонавигационных систем	
1.1. Technical characteristics of geonavigation systems	28
1.1.1. Способ передачи информации по гидравлическому каналу связи	
1.1.1. Method of information transfer through hydraulic communication channel	33
1.1.2. Способ передачи информации по электромагнитному каналу связи	
1.1.2. Method of information transfer through electromagnetic communication channel	37
1.2. Электромагнитный канал связи	
1.2. Electromagnetic communication channel	46
ГЛАВА II. Геонавигация скважин	
Chapter II. Well Geonavigation	49
2.1. Геонавигация наклонно-направленных и горизонтальных скважин	
2.1. Geonavigation of slanted and horizontal wells	49
2.2. Геонавигация турбороторным способом бурения	
2.2. Geonavigation by means of turbo-rotary drilling	60
2.3. Геонавигация при строительстве природных хранилищ газа	
2.3. Geonavigation for gas underground storage construction	69
2.4. Геонавигация при бурении под препятствиями	
2.4. Geonavigation for drilling under natural obstacles	71
2.5. Геонавигация с воздействием на околоскважинное пространство	
2.5. Geonavigation with well-bore zone treatment	76
2.6. Эффективность геонавигационных технологий	
2.6. Efficiency of geonavigation technologies	78
ГЛАВА III. Геонавигация горизонтальных скважин в нефтегазовых пластах	
Chapter III. Geonavigation of Horizontal Wells in Oil and Gas Reservoirs	87
3.1. Геонавигация скважин при проектировании разработки месторождений нефти и газа	
3.1. Well geonavigation at the stage of field development design	88

3.2. Разработка методики и алгоритмов оптимизации геонавигации скважин в продуктивном пласте	
3.2. Deriving of optimization techniques and algorithms for well geonavigation in productive layer	91
3.3. Оптимизация с помощью генетического алгоритма	
3.3. Optimization with the help of genetic algorithm	102
3.4. Повышение эффективности поиска на основе объединения генетического алгоритма со вспомогательными методами	
3.4. Searching efficiency enhancement on the basis of combining genetic algorithm and add-on methods	110
3.5. Структура методики поиска рациональной траектории ствола скважины в пласте	
3.5. Framework of optimal well trajectory searching method	113
3.6. Примеры геонавигации скважин в продуктивных пластах	
3.6. Well geonavigation in productive layers: examples	121
ГЛАВА IV. Геонавигация скважин при разработке газогидратных залежей	
Chapter IV. Well Geonavigation For Gas-Hydrate Field Development	133
4.1. Месторождения природных газовых гидратов	
4.1. Gas-hydrate fields	134
4.1.1. Природные газогидраты в пористых средах	
4.1.1. Hydrates naturally occurred in porous media	134
4.1.2. Классификация месторождений природных газогидратов	
4.1.2. Classification of gas-hydrate fields	139
4.1.3. Геолого-физические характеристики открытых газогидратных месторождений	
4.1.3. Geologic and physical reservoir characteristics of discovered gas-hydrates fields	142
4.1.4. Геонавигационные технологии разработки газогидратных залежей	
4.1.4. Geonavigation technologies for gas-hydrate fields development	147
4.1.5. Промысловые эксперименты по добыче газа из газогидратных залежей	
4.1.5. Pilot gas production from gas-hydrates fields	159
ГЛАВА V. Геонавигация скважин при разработке залежей высоковязких нефтей и битумов	
Chapter V. Well Geonavigation in Heavy Oil and Bitumen Fields Development	164
5.1. Геонавигация двухустьевых скважин	
5.1. Geonavigation of double-heads wells	164
5.1.1. Двухустьевые горизонтальные скважины	
5.1.1. Double-heads horizontal wells	164
5.1.2. Двухустьевые многоствольные горизонтальные скважины	
5.1.2. Double-heads multilateral horizontal wells	165
5.1.3. Двухустьевые замкнутые горизонтальные скважины	
5.1.3. Double-heads closed horizontal wells	167
5.1.4. Конвективные многоствольные горизонтальные скважины	
5.1.4. Convective multilateral horizontal wells	171

5.1.5. Геонавигация двухустьевых горизонтальных скважин	
5.1.5. Geonavigation of double-heads horizontal wells	173

ГЛАВА VI. Геонавигация скважин при освоении труднодоступных залежей углеводородов шельфа Арктики

Chapter VI. Well Geonavigation in Exploration of Difficult to Access Hydrocarbon Fields in Arctic Offshore	176
6.1. Геонавигация скважин с отдаленным забоем	
6.1. Geonavigation of extended-reach wells	176
6.2. Геонавигация скважин при освоении шельфа Арктики	
6.2. Well geonavigation for Arctic offshore exploration	180
6.2.1. Технология строительства и эксплуатации двухустьевых горизонтальных скважин	
6.2.1. Drilling and exploitation technologies for double-head horizontal wells	180
6.2.2. Бурение скважин с отдаленным забоем	
6.2.2. Extended-reach wells drilling	183

ГЛАВА VII. Геонавигационное оборудование

Chapter VII. Geonavigation Tools	197
7.1. Конструирование забойных телеметрических систем	
7.1. Designing of down-hole telemetric systems	197
7.1.1. Компоновка скважинного прибора телеметрической системы	
7.1.1. Down-hole telemetric system assembly	198
7.1.2. Приемная аппаратура забойной телеметрической системы	
7.1.2. Receiving apparatus of down-hole telemetric system	206
7.1.3. Модуль электрического каротажа	
7.1.3. Electrical logging module	208
7.1.4. Модуль электромагнитного каротажа	
7.1.4. Electromagnetic logging module	218
7.1.5. Градуировка и тарировка датчиков скважинного прибора	
7.1.5. Calibration checks of down-hole device gauges	229
7.1.6. Стендовые испытания забойных телеметрических систем	
7.1.6. Bench-testing of down-hole telemetric systems	230
7.1.7. Промысловые испытания забойных телеметрических систем	
7.1.7. Field testing of down-hole telemetric systems	235
7.2. Конструирование компоновок низа бурильной колонны с забойной телеметрической системой	
7.2. Designing of bottom hole assembly with down-hole telemetric system	246
7.2.1. Исследование допустимой интенсивности искривления ствола скважины	
7.2.1. Investigation of allowable well's inclination intensity	247
7.2.2. Влияние магнитной массы низа бурильной колонны на точность измерения азимутального угла	
7.2.2. Influence of bottom-hole assembly magnetic mass on the azimuth angle measurement accuracy	252

7.2.3. Конструирование унифицированных компоновок забойных телеметрических систем	
7.2.3. Designing of unified downhole telemetric system assemblie	253
7.3. Мобильные геонавигационные комплексы	
7.3. Mobile geonavigation units	255
7.3.1. Мобильный геонавигационный комплекс МГК «Горизонт»	
7.3.1. Mobile geonavigation unit MGK «Gorizont»	256
7.3.2. Информационно-технологический геонавигационный комплекс АПК «Волга»	
7.3.2. Information and technological geonavigation unit АПК «Volga»	258
7.3.3. Лаборатория геонавигации и интеллектуальных скважинных систем	
7.3.3. Geonavigation and smart-well systems laboratory	268
ГЛАВА VIII. Интеллектуальные скважинные системы	
Chapter VIII. Smart-Well Systems	269
8.1. Конструирование эксплуатационной телеметрической системы	
8.1. Designing of production telemetric system	270
8.2. Электроснабжение эксплуатационной телеметрической системы	
8.2. Power supply of production telemetric system	276
8.3. Эксплуатация интеллектуальных скважинных систем	
8.3. Smart-well systems operations	278
ГЛАВА IX. Дистанционное интерактивно-производственное обучение геонавигации скважин	
Chapter IX. Distance Industrial-Interactive Teaching to Well Geonavigation	282
9.1. Основы дистанционного интерактивно-производственного обучения геонавигации скважин	
9.1. Basics of Distance Industrial-Interactive Teaching to well geonavigation	282
9.2. Государственные требования для получения дополнительной квалификации «Специалист по геонавигации в бурении (Геонавигатор)»	
9.2. State Requirements for post-graduate qualification «Specialist of geonavigation in drilling (Geonavigator)»	284
9.2.1. Требования к дополнительной профессиональной образовательной программе	
9.2.1. Requirements for the post-graduate professionally-oriented education program	285
9.3. Условия реализации дополнительной профессиональной образовательной программы	
9.3. Implementation prerequisites for the post-graduate professionally-oriented education program	295
9.4. Требования к уровню подготовки геонавигаторов	
9.4. Qualification requirements for geonavigators	295
Заключение	
Conclusion	297
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	
REFERENCES	299

ПРЕДИСЛОВИЕ

Недра наряду с подводным, воздушным и безвоздушным является четвертым видом пространства – подземным, где всё активнее проявляется человеческая деятельность, несомненно изменяющая структуру производства и потребления. Освоение пространства всегда начиналось с проектирования и выполнения траектории морским или космическим кораблями, подводной лодкой или самолетом, проходческим комплексом или буровым инструментом. Именно согласно требованиям выполняемости проектируемой траектории конструировались наземные и надводные, подводные и воздушные, космические и подземные аппараты и устройства. Поэтому при строительстве скважин геонавигация, в рамках которой ставятся и решаются технологические, аппаратные и программные задачи управления траекторией ствола скважины во взаимосвязи с исследованием околоскважинного пространства и воздействием на него в процессе бурения, становится инструментом исследований и освоения недр подземного пространства значительной протяженности.

Основным элементом управления траекторией ствола является забойная телеметрическая система – сложное электронно-механическое устройство, сочетающее свойства геофизического прибора и конструкции низа бурильной колонны. Бескабельные забойные телеметрические системы с электромагнитным каналом связи обеспечили существенный прогресс отечественных технологий строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Геонавигация охватывает широкий круг знаний. В книге основное внимание уделено новейшим направлениям развития нефтегазового дела: 1) основам геонавигации и техническим характеристикам геонавигационных систем; 2) геонавигации скважин сложной пространственной архитектуры; 3) проектированию разработки месторождений нефти и газа с учетом возможностей геонавигации; 4) разработке и реализации эффективных алгоритмов поиска рациональных траекторий скважин в продуктивном пласте; 5) информационной системе технико-технологического контроля строительства скважин и геонавигации; 6) геонавигации скважин при разработке газогидратных залежей и залежей высоковязких нефтей и битумов; 7) геонавигации скважин при освоении труднодоступных залежей углеводородов шельфа Арктики; 8) конструированию забойных телеметрических систем с электромагнитным каналом связи; 9) проектированию модулей каротажа сопротивления и электромагнитного каротажа; 10) тестированию и градуировке датчиков скважинного прибора телеметрических систем; 11) испытанию телеметрических систем в лабораторных условиях, на стенде и месторождении; 12) конструированию компоновок низа бурильной колонны с забойной телеметрической системой; 13) исследованию допустимой интенсивности искривления ствола скважины; 14) влиянию магнитной массы низа бурильной колонны на точность измерения азимутального угла; 15) мобильным геонавигационным комплексам; 16) интеллектуальным скважинным системам и основным принципам их конструирования; 17) дистанционному интерактивно-производственному обучению геонавигации.

Впервые созданная в Российском государственном университете нефти и газа им. И.М. Губкина лаборатория Геонавигации и интеллектуальных скважинных систем (ГИИСС) стала основой учебно-научной деятельности в области геонавигации и интеллектуализации процессов нефтегазодобычи. В лаборатории ведутся исследования по созданию и внедрению автоматизированных систем и механизмов, в том числе на ос-

нове алгоритмов искусственного интеллекта, применительно к нефтегазовой промышленности (бурение, геофизические исследования, эксплуатация нефтяных и газовых скважин, разработка месторождений). Сотрудниками лаборатории Геонавигации и интеллектуальных скважинных систем во главе с научным руководителем профессором В.В. Кульчицким подготовлен курс лекций и лабораторных занятий по дополнительной профессиональной образовательной программе для получения дополнительной квалификации «Специалист по геонавигации в бурении (Геонавигатор)», реализуемой в рамках инновационной образовательной программы РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина «Развитие профессиональных компетенций в новой среде обучения – виртуальной среде профессиональной деятельности». Разработанные и запатентованные в лаборатории ГиИИС технологии обеспечили успешное строительство и ввод в эксплуатацию горизонтальных скважин с отдаленным забоем труднодоступных залежей многопластового Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения под акваторией Тазовской губы.

Наступает время, когда протяженность ствола перестает определяться только глубиной скважины. В ближайший год–два будет побит рекорд самой длинной скважины в мире – Кольской сверхглубокой. Пробурены десятки скважин с отдалением забоя больше 7–11 км. Основные усилия мировой нефтегазовой науки и техники направлены именно на решение проблем отдаления забоя и создание многозабойных скважинных систем сложной пространственной архитектуры, в том числе с интеллектуальным оснащением. С учетом того, что газовые ресурсы месторождений Арктического шельфа прогнозируются более 100 трлн. м³, в лаборатории ГиИИС найдены и разрабатываются технические решения, являющиеся альтернативой всем ранее известным технологиям разработки месторождений углеводородов в условиях протяженных водоохранных зон, мелководья акваторий рек, губ и шельфа арктических морей. Конструкция скважины с горизонтальным направлением и отдаленным на многие десятки километров забоем открывает принципиально новые возможности способов сооружения и эксплуатации скважин, совмещающих функции, обеспечивающие бурение и капитальный ремонт; методов интенсификации и транспорта углеводородов. Цель предлагаемых технических решений – обеспечение разработки месторождений углеводородов, отдаленных на десятки км вовнутрь природоохранных зон и территорий, запрещенных или недоступных для установки бурового и нефтепромыслового оборудования, существенно сокращающих число дорогостоящих и экологически опасных эксплуатационных платформ и подводных сооружений на морских месторождениях, особенно Арктического шельфа.

В книге рассмотрены геонавигационные технологии управления траекторией ствола скважин (ТСС) сложной пространственной архитектуры (наклонно-направленные, горизонтальные, многоствольные, с отдаленным забоем скважин), дано физическое обоснование электромагнитного и электрического каротажа скважин в процессе бурения в составе забойной телеметрической системы. Изложены основы интегрированных геонавигационных технологий и представлены геонавигационные технологии высокоточной проводки наклонно направленных и горизонтальных стволов турбороторным способом, экологически безопасные технологии и технологии проводки глубоких горизонтальных скважин. Описан опыт эксплуатации горизонтальных скважин, построенных по геонавигационным технологиям.

Показаны новые технико-технологические решения на основе геонавигации,кратно повышающие эффективность разработки трудноизвлекаемых залежей высоковяз-

ких нефтей, битумов и газовых гидратов двухустьевыми горизонтальными скважинами (ДУГС), двухустьевыми многоствольными (ДУМГС) и конвективными многоствольными горизонтальными скважинами (КМГС).

Геонавигационные технологии находят все большее применение в градостроении и коммуникационных работах. Даже в такой специфической сфере как экология и защита окружающей среды от последствий техногенных катастроф, например для обеспечения безопасной эксплуатации объектов хранения и переработки вредных веществ, геонавигация займет достойное место.

Геонавигация, как наука управления траекторией ствола скважины во взаимосвязи с исследованием околоскважинного пространства и воздействием на него в процессе бурения, коренным образом меняет традиционные взгляды на разработку нефтегазовых месторождений. Геонавигация становится инструментом в руках модельеров-разработчиков, обеспечивая проектирование разработки месторождений с максимальными экономическими, экологическими и социальными эффектами.

Авторы выражают глубокую благодарность исследователям за предоставленные печатные материалы; ссылки на них неукоснительно соблюдаются.

Предисловие, Введение, Главы 1, 2, 5, 8 и 9 написаны В.В. Кульчицким; Глава 3 выполнена совместно с А.С. Ларионовым; Глава 4 – с А.В. Щebetовым; Глава 6 – с Д.В. Гришиным; Глава 7 – с Г.А. Григашкиным. В подготовке параграфов 1.2, 7.1.1, 7.1.2, 7.1.5 приняли участие сотрудники лаборатории Геонавигации и интеллектуальных скважинных систем Научно-исследовательского института буровых технологий РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина: ведущий инженер А.И. Мажаров, инженеры А.В. Кузнецов и А.И. Архипов.

Следует отметить огромную роль Научно-производственного предприятия «Самарские горизонты» в оснащении лаборатории Геонавигации и интеллектуальных скважинных систем и предоставлении возможности проведения научно-исследовательских и практических работ на первом в европейской части России предприятии по производству отечественных забойных телеметрических систем.

Особая благодарность выражается заведующему кафедрой Бурения нефтяных и газовых скважин, профессору О.К. Ангелопуло и заведующему кафедрой Разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, профессору А.И. Ермолаеву, предоставившим возможность реализации геонавигационных технологий в диссертационных и дипломных работах, лекциях, лабораторных работах и семинарах.

Авторы приносят благодарность сотрудникам НПП «Самарские Горизонты», Научно-исследовательского и проектного центра газонефтяных технологий, Научно-исследовательского института буровых технологий РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, научно-производственного объединения «Горизонт-Сервис-Геонавигация», принимавшим участие в разработках, исследованиях геонавигационного оборудования и технологий, описанных в книге, а также доктору технических наук, проф. А.Г. Калинину за внимательное рецензирование книги.

Неоценимую помощь в подготовке рукописи к изданию оказали сотрудники Научно-исследовательского и проектного центра газонефтяных технологий Н.О. Кульчицкая и Е.В. Шипунова.

Авторы будут благодарны за все критические замечания и пожелания, которые можно направлять по адресу: Москва, Ленинский проспект, 63/2, офис 2915. Для обсуждения заинтересовавших читателей проблем, затронутых в этой книге, просим обращаться по электронному адресу: kulchitskiy@gasoilcenter.ru

ВВЕДЕНИЕ

Космизм – философское направление, использующее физические и биологические закономерности, относящиеся к космосу, в творческой и научно-производственной деятельности человечества. Затрагивая идею космизма, как долгосрочный прогнозный сценарий будущего человечества, ошибочно имеют в виду деятельность человека за пределами планеты Земля [146, 183, 191, 233].

Бесспорно, что Земля с её недрами является частью космоса и рассматривается как неотъемлемый объект активного приложения человеческой деятельности в ближайшем и далеком будущем. В общечеловеческом научно-техническом прогрессе *homo sapiens* преуспевает не в освоении ближнего космоса, а в покорении недр, чем занимается последние 100 лет с нарастающей активностью (лавинообразный рост добычи жидких и твердых полезных ископаемых, строительство подземных коммуникаций и промышленных объектов, подземное градостроительство). Недра наряду с подводным, воздушным и безвоздушным является четвертым видом пространства – подземным, где всё активнее проявляется человеческая деятельность, несомненно изменяющая структуру производства и потребления. Значительное сопротивление горных пород передвижению машин и механизмов, наличие больших давлений и температур предъявляют специфические требования к техническим средствам и технологиям, способным обеспечить активную деятельность человека в подземном пространстве [146].

Геонавтика – совокупность отраслей науки и техники, обеспечивающих освоение подземных объектов для нужд человечества с использованием автоматических и пилотируемых аппаратов. Необходимо решать проблемы ориентации в пространстве при перемещении бурового снаряда в толще горных пород, создания автономных аппаратов, способных перемещаться в подземном пространстве с достаточной скоростью по сложной траектории, надежной крепи ствола скважины, выноса и утилизации выбуренной горной породы. Требуется координация усилий гидродинамиков, механиков, кибернетиков и геологов с целью создания научно-практических основ новой сферы знаний – геонавтики [146]. Следовательно геонавтика – неременное условие развития нефтегазовых технологий будущего.

Геонавигация, как составная и определяющая часть геонавтики, является научным направлением, в рамках которого ставятся и решаются технологические, аппаратные и программные задачи управления траекторией ствола скважины во взаимосвязи с исследованием околоскважинного пространства и воздействием на него в процессе бурения. С её развитием открываются новые горизонты в познании подземной природной среды. Геонавигация становится инструментом для исследований и освоения недр в пространстве значительной протяженности [147, 157, 158].

Мировая нефтегазовая наука стоит перед задачей промышленной разработки тысяч небольших и сложных по геологическому строению месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа. В этой связи разработка эффективных методов поиска расположения скважин и оптимизации их траекторий с учетом индивидуальных особенностей таких залежей являются актуальной задачей [225]. В случае разработки небольших и сложных по форме залежей с вертикальными и зональными неоднородностями принятие проектных геонавигационных решений на интуитивном уровне затрудни-

тельно и зависит от множества факторов. Кроме того, для рациональной разработки неоднородного пласта необходимо избирательное вскрытие продуктивных зон с помощью горизонтальных скважин сложной пространственной архитектуры. При гидродинамическом обосновании конструкций таких скважин потребуются дополнительные согласования с возможностями геонавигации. За ограниченное время проектировщикам необходимо создать и проанализировать множество вариантов разработки залежи скважинами различной конфигурации, привлекая для этого большое количество моделей и методов. На практике необходимо использовать эффективные математические алгоритмы и прикладные программы для поддержки принятия решений по геонавигации скважин с пространственной траекторией в продуктивном пласте. Практика показывает, что нахождение рационального расположения скважины в коллекторе на этапе моделирования разработки пласта еще не гарантирует запроецированный уровень добычи. Ориентированная на практическое применение методика проектирования должна включать современные методы контроля выполнения принятых геонавигационных решений на месторождении. Кроме того, для построения адекватных моделей требуется:

- объективная информация о свойствах исследуемых объектов оптимизации, разработка и реализация эффективных алгоритмов поиска оптимальной траектории скважины в продуктивном пласте с использованием гидродинамических моделей пласта;
- создание новых методик и прикладных программных средств для оптимизации расположения траекторий стволов горизонтальных скважин на модели продуктивного пласта;
- изучение возможности использования разработанных методик, алгоритмов и прикладных программ в вычислительных экспериментах по оптимизации расположения скважин на различных моделях залежей с учетом современных возможностей геонавигационных технологий.

Выбор и обоснование оптимальной траектории ствола скважины (ТСС) в нефтегазовых пластах основываются на новой модификации гибридного генетического алгоритма как ядра оптимизационного алгоритма [227]. Это позволило не только оптимизировать размещение скважин, но и находить рациональные пространственные траектории горизонтальных стволов индивидуально для каждой скважины. Для обоснования конфигураций скважин впервые объединена работа оптимизационного алгоритма по размещению скважин с программой моделирования разработки месторождений и модулем расчета пространственной ТСС, что сделало возможным на одной стадии проектирования получать гидродинамически и технологически обоснованную конструкцию скважины.

К повышению эффективности нефтегазодобычи, в частности, к ее интенсификации и снижению себестоимости стремится сегодня каждое нефтегазодобывающее предприятие (НГДП). Для этого менеджерам предприятий приходится постоянно отслеживать и анализировать все предлагаемые к внедрению новые технологии. Уже сегодня НГДП имеют в своем арсенале довольно значительное число технологий строительства скважин, применение которых позволяет добиваться повышения дебита. Не последнюю роль играют здесь и технологии горизонтального бурения, которые начали внедряться в нашей стране 55 лет назад. Вопросы перехода к системному использованию горизонтальных и строительству многозбойных скважин, резке боковых стволов, разработке шельфовых месторождений с берега находятся сегодня в центре внимания российских нефтяников и

газовиков. А сопутствующие им новые технологии вскрытия продуктивного пласта на депрессии, роторного бурения и бурения с одновременным креплением ствола скважины позволят избавиться от многих неприятностей при бурении скважин.

Россия является страной-первооткрывателем технологий горизонтального бурения. Однако сегодня скважин, пробуренных данным методом, в нашей стране кратко меньше, чем в ведущих нефтегазодобывающих странах. Хотя российские разработчики и сейчас предлагают технико-технологические решения реализации способов горизонтального бурения, не имеющие мировых аналогов [141, 154, 155, 159, 161, 173, 174, 187, 200, 212, 220].

По мнению родоначальника отечественного горизонтального бурения А.М. Григоряна «...сегодня технологии извлечения нефти все еще очень несовершенны. Нефть десятки лет сочится сквозь сотни метров мельчайших пор горных пород, зачастую встречая естественные преграды. В результате извлекается (в среднем) до 20% природных запасов. В недрах остается и не используется в четыре раза больше нефти, чем ее извлекают, то есть триллионы тонн! До сих пор углеводороды извлекаются из горных пород с помощью фильтрации, поэтому скважинам нужны корни, как и деревьям. Решить проблему помогают технологии бурения скважин с многочисленными ответвлениями». Как считает А.М. Григорян, для увеличения притока необходимы многочисленные ответвления, а не 1–2 горизонтальных ствола, как это происходит обычно. Удивительно, но факт – в стране, являющейся родоначальницей данной технологии, горизонтальное бурение внедряется гораздо менее активно, чем в других странах. Количество скважин, пробуренных горизонтальным способом за рубежом, значительно превышает число действующих в России. В Канаде, например, уже давно не строят вертикальных скважин, а только горизонтальные. В США их насчитывается порядка 12 тыс., а во всем мире – около 33 тыс. В России же таковых – чуть больше 1 тыс. Есть ли у российского горизонтального бурения перспективы для развития?

Более 50 лет назад отечественные ученые и технологи пришли к выводу о значительных перспективах, открывающихся при использовании технологии горизонтального бурения. Их первооткрывателем стал наш бывший соотечественник, а ныне гражданин США Александр Михайлович Григорян. Именно он в 1953 году в НГДУ «Ишимбайнефть» осуществил бурение первой многозабойной ГС (МЗГС) № 66/45 на Карташевском месторождении. Тогда, при увеличении стоимости бурения в 1,5 раза, суточный дебит возрос в 17 раз. Чуть позже – в 1957 году, под руководством пионера отечественного горизонтального бурения на площади «Яблоневка» (ПО «Куйбышевнефть») нынешней Самарской области под № 617 пробурили первую горизонтальную скважину (ГС) с одиночным стволом. Работу выполнила бригада мастеров Л.П. Гушина и В.В. Левочкина. Горизонтальный ствол длиной 146 м бурили в пределах продуктивного пласта толщиной 12 м. Новая скважина давала 40 тонн нефти в сутки в то время как дебиты соседних вертикальных скважин не превышали 1–2 тонн [42].

Первая горизонтальная скважина сразу, как и первая МЗГС, показала преимущество нового способа разработки нефтяных месторождений. В дальнейшем, горизонтальное вскрытие нефтяных пластов проходило по инициативе руководителей производственного объединения «Куйбышевнефть» В.И. Муравленко и А.З. Дубинина и осуществлялось на месторождениях НПУ «Кинельнефть». Первые работы по сооружению горизонтальных

скважин в 50-х годах были выполнены сотрудниками ВНИИБТ А.М. Григоряном, Ю.С. Васильевым, А.С. Бронзовым. Теоретические основы разработки месторождений нефти горизонтальными скважинами созданы Ю.П. Борисовым, В.П. Пилатовским, В.П. Табаковым, И.А. Чарным, А.М. Пирвердяном (ВНИИнефть) [169].

70–80-е годы прошлого века стали переломными в развитии отечественного горизонтального бурения. Проще говоря, данные технологии оказались невостребованными. Причиной тому послужило отсутствие необходимости в новых методах при освоении Западно-Сибирского нефтегазоносного региона с его легкодоступной нефтью, в результате опыт основателя отечественного горизонтального бурения А.М. Григоряна в те годы оказался не нужен СССР. Стране нужна была быстрая и дешевая добыча нефти. Приоритеты дальнейшего развития нового метода, так удачно начатого в России, переместились в ведущие индустриальные страны Европы и Северной Америки. Начался новый этап – бурное развитие техники и технологии горизонтального бурения, но уже за рубежом. Отечественный научно-технический застой восьмидесятых годов в этом направлении обошелся для России потерей десятков миллиардов долларов.

И все-таки о технологиях горизонтального бурения вспомнили, правда, уже в 90-х годах. В первую очередь в Татарстане, Башкортостане и Удмуртии. Именно тогда главным геологом ПО «Татнефть» Р.Х. Муслимовым перед казанскими учеными была поставлена задача по обоснованию систем разработки нефтяных месторождений наклонно-направленными и горизонтальными скважинами. Вызвано это было тем, что доля трудноизвлекаемых запасов нефти в республике достигла 75% и продолжала расти. В целом по России (данные Д.Г. Антониади, А.А. Валуйского, А.Р. Гарушева) эта доля составляла более 79%. Горизонтальные технологии нефтеизвлечения в сочетании с другими новыми методами могли бы увеличить добычу на 30%. С другой стороны, они позволяли вернуть к жизни сотни старых, выведенных за баланс скважин и, тем самым, переосмыслить всю картину запасов. Это было чрезвычайно важно для стратегического развития таких «трудных» нефтяных регионов, как Татарстан. Примерно такая же ситуация развивалась и в Удмуртии, где технологии горизонтального бурения стали активно внедряться профессором В.И. Кудиновым.

Вся история горизонтального бурения в Татарстане насчитывает порядка 30 лет. Ее можно разделить на несколько этапов, различающихся, в зависимости от применяемых технических средств, конструкцией горизонтальных скважин и методами их освоения, способами вскрытия пластов и, что очень важно, качеством геолого-технологического обоснования размещения ГС в системах с вертикальными стволами (ВС) и по толщине пластов.

Первые семь ГС были пробурены в Татарстане в 1976–1978 годах на отложения турнейского яруса Сиреневского и Тавельского месторождений. Три скважины из семи продолжают эффективно работать до сих пор, причем одну из них в 1986 году после обводнения перевели под нагнетание. Именно здесь была сформирована первая в России система заводнения с ГС. В республике начали внедрять в практику разработки нефтяных месторождений горизонтальные технологии нефтеизвлечения (ГТНИ). В дальнейшем к ГТНИ стали относить: бурение ГС, бурение боковых горизонтальных стволов (БГС), бурение горизонтальных скважин (ГС) и т.д. В качестве первоочередных на сей раз были выбраны залежи 301–303 Ромашкинского и кизеловский горизонт Ом-

бинского месторождений. В тот же период из скважин старого фонда Абдрахмановской площади осуществили резрку первых БГС. Проблема по своей наукоемкости и практической значимости оказалась вполне сравнимой с той, которую с того же 1991 года начало финансировать Министерство нефтяной и газовой промышленности СССР в рамках реализации «Уточненной комплексной программы «Горизонт». Соответствующая тема в п. 1.1 программы «Горизонт» звучала так: «Создать научные основы проектирования и организации разработки нефтяных месторождений с помощью горизонтальных скважин». Ее основными исполнителями были запланированы МНТК «Нефтеотдача», ВНИИОЭНГ и ВНИИБТ. Плановое финансирование на 1991 год составило 1 220 000 рублей. Тогда в 1991 году всю работу пришлось начинать практически с нуля, поскольку отсутствовал какой-либо научный задел. Необходимо было освоить опыт, уже накопленный нефтедобывающей отраслью не только в России, но и за рубежом, в частности, во Франции, США и Канаде.

В Западно-Сибирской нефтегазовой провинции технико-технологические условия для развития горизонтального бурения были наиболее благоприятные – повсеместное кустовое строительство наклонно-направленных скважин (ННС), постоянно велись практические работы по увеличению отклонения забоя от устья [88, 210].

В период с 1980 по 1984 гг. в ПО «Нижнеуртовскнефтегаз» создавались и апробировались технологии проводки ННС по оптимальным профилям с целью надежной эксплуатации глубиннонасосного оборудования и повышения добывных возможностей. В 1982 г. на Северо-Покурском и Аганском месторождениях введены в эксплуатацию десять скважин, построенных по оптимальному профилю с наименьшим зенитным углом в интервале работы глубиннонасосного оборудования и вскрытием продуктивного пласта пологим стволом. При бурении исследовано влияние технико-технологических и геологических факторов на искривление ствола скважины, разработаны методика проектирования ННС по оптимальному профилю и технология их проводки безориентированными компоновками низа бурильной колонны [104, 110, 113, 178]. Комплекс работ, проведенный в 1986–1989 гг. совместно с ВНИИГИС, убедительно доказал необходимость и целесообразность внедрения первой отечественной беспроводной телеметрической системы ЗИС-4. Разработана конструкция забойной телеметрической системы, максимально удовлетворяющая требованиям эксплуатации бурового оборудования и породоразрушающего инструмента [126]. В 1987 г. построена пологая ННС № 29055 на Самотлорском месторождении по оптимальному профилю на основе технологии управления отклонителем при помощи забойной телеметрической системы ЗИС-4 [121, 147].

На учебном полигоне Школы буровых кадров ПО «Нижнеуртовскнефтегаз» в 1989 г. при бурении четырех пологих стволов многозабойной скважины испытан комплекс технических средств с ЗИС-4. Максимальный зенитный угол $73,5^\circ$ достигнут на глубине 868 м в четвертом стволе скважины. Систематизированы основные конструктивные недоработки и причины выхода из строя узлов ЗИС-4. В 1990 г. пробурена пологая наклонно-направленная скважина (ПННС) № 817 на Ермаковском месторождении. Максимальный угол на глубине 2098 м составил $76,7^\circ$. Среднее время бесперебойной работы ЗИС-4 – 27,5 ч при максимальной наработке 104 ч. Внесены серьезные изменения в конструкцию и типовой профиль скважин для дальнейшего успешного строительства ГС и ПННС в Западной Сибири [147].

В 1986–1990 гг. Министерство нефтяной промышленности и ПО «Нижневартовскнефтегаз» финансировали НИОКР по разработке техники и технологии бурения пологих и горизонтальных скважин, апробированной при строительстве первых ГС № 25738, 29296, 29297 и 29299 на Самотлорском месторождении [33, 147].

С 1992 года на опыте строительства первых в Западной Сибири горизонтальных скважин инжиниринговое предприятие «Горизонт-Сервис», а с 1994 г. его дочернее предприятие «Сибирский научно-исследовательский и проектный институт «Нефтяные горизонты» (г. Нижневартовск) разрабатывали проектно-сметную документацию на строительство ГС и ПНС с отходом от вертикали до 2500 м на Самотлорском, Мамонтовском, Южном, Покамасовском, Мегионском и десятках других месторождений с использованием отечественных геонавигационных технологий. В соответствии с проектами разбурен участок Мамонтовского месторождения под г. Пытьях. На Южном месторождении благодаря пробуренным пологим скважинам сокращено число кустовых оснований в 2 раза, построена скважина с самым большим в Западной Сибири отходом от вертикали 2539 м [181]. Практически доказана экологическая эффективность геонавигационных технологий [135, 140].

В 1993–1995 гг. по инициативе инжинирингового предприятия «Горизонт-Сервис» и с непосредственным его участием в проектировании и технико-технологическом сопровождении построены и введены в эксплуатацию первые горизонтальные скважины на Приобском (№ 2213), Приразломном (№ 6645), Ефремовском (№ 620) и Омбинском (№ 1004) месторождениях АО «Юганскнефтегаз». Бурением горизонтальной скважины № 620 на Ефремовском месторождении доказана возможность безводной добычи нефти при обводненности продукции в соседних скважинах до 90% [181].

В 1993–1996 гг. построен самый большой в России куст № 2042 из 12 горизонтальных скважин [33, 147]. При строительстве второй очереди ГС с куста № 2042 впервые апробирована и испытана отечественная геонавигационная технология, объединившая три системы информационного обеспечения: компьютеризированную станцию геолого-технологических исследований, забойную телеметрическую систему с электромагнитным каналом связи и автономный аппаратно-методический комплекс геофизических исследований АМК «Горизонт» [131].

С момента активного внедрения на российских месторождениях технологий горизонтального бурения можно оценивать их преобладающие плюсы и незначительные минусы. К особо результативным методам применения горизонтальных технологий стоит отнести эксплуатацию комплекса нескольких скважин разной конфигурации (ГС, МЗГС, БГС и вертикальных) на больших площадях. При оперативном и точном анализе работы ГС и при умелом комбинировании бурения различных типов скважин, время безводной добычи нефти можно увеличить на треть (И.Р. Мукминов, Уфимский филиал ЮганскНИПИнефть). Заслуживают внимания сведения об экспериментах в ОАО ВНИИнефть (Р.М. Курамшин), позволивших исследовать схемы продвижения фронта вытеснений нефти, а также изменения нефтенасыщенности и коэффициентов нефтеизвлечения в зависимости от объемов прокачки. Интересны испытания Р.К. Яруллина из Уфы по поводу исследования многофазного потока в стволе горизонтальной скважины. Работы действительно доказали, что необходимо совершенствовать приборный парк и анализировать движение в ГС при выявлении застойных зон и даже обратное движе-

ние жидкости для наглядного представления схемы фильтрации и эффективного ее регулирования.

Заслуживает внимания информация из работ В.М. Голова (ОАО «ВНИИОЭНГ») о том, что в целях обеспечения точной проводки ГС необходимо в режиме реального времени бурения следить за геолого-техническими характеристиками скважины. Для этого необходимо разместить рядом с долотом специальный радиоакустический локационный прибор, так называемый георадар. Интересен опыт добычи «черного золота» термощахтным способом в НШУ «Яреганефть», описанный в работах патриарха нефтяной науки В.П. Табакова. В этом способе горизонтальные технологии играют двоякую роль. С их помощью закачивается пар и добывается нефть с самой большой вязкостью в России. Единственное в мире месторождение может служить не только для извлечения самого ценного сорта нефти, но и для добычи титана. Но самое главное, что Ярега может и должна быть уникальным полигоном по добыче, бурению и эксплуатации скважин, поскольку все процессы можно проследить непосредственно под землей в шахте. В настоящее время совершенствуются элементы горизонтальных технологий добычи альтернативных видов углеводородного сырья – природных битумов (З.А. Янгуразова). Перспективным направлением использования ГС можно считать также освоение подземных хранилищ природного газа и захоронение промышленных отходов (М.Я. Боровский и др.).

Создание подземных хранилищ газа (ПХГ), то есть искусственной газовой залежи – сложная геологическая и техническая задача. Практика показала, что каждая скважина, вскрывшая подземную емкость, выбранную в качестве объекта закачки, может оказаться причиной утечек газа. То есть, чем больше скважин на территории ПХГ, тем выше вероятность негативных последствий антропогенного воздействия на геологическую среду. Уменьшить степень риска возможно за счет имеющегося фонда скважин путем резки боковых и горизонтальных стволов либо целенаправленного бурения горизонтальных скважин для изучения и эффективного освоения ПХГ.

Захоронение отходов промышленного производства с помощью ГС возможно способствует локализации нагнетаемых стоков в строго определенных границах и предотвращению проникновения их в подземные и поверхностные воды, горные выработки и на дневную поверхность.

Сегодня очевидно, что информационные технологии двигают научно-технический прогресс в XXI веке. И от того, в какой степени они затронут нефтегазодобывающую отрасль, зависит развитие топливно-энергетического комплекса России в целом. Наиболее перспективные технологии в нефтедобывающей отрасли связаны с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, так как большинство гигантских месторождений находится в завершающей стадии разработки, а приращение запасов происходит за счет ввода мелких и средних месторождений, где углеводороды размещены в сложных горно-геологических условиях. Удивительно и закономерно – чем больше на той или иной территории трудноизвлекаемых и труднодоступных месторождений, тем активнее здесь идет процесс внедрения новых технологий. В горизонтальном бурении наступает новый этап развития, вызванный научно-техническими достижениями последнего времени. Если говорить о приоритетном направлении вложения средств, то можно выделить комплексный инновационный метод интенсификации процессов разработ-

ки и повышения коэффициента нефтеизвлечения пластов средствами новых буровых и геонавигационных технологий.

Уже сегодня можно говорить о созданных теоретических основах, позволяющих приступить к широкому внедрению в практику разведки и разработки месторождений методов трехмерной геологии и геофизики, а также о технологиях разработки месторождений горизонтальными и интеллектуальными скважинами, методах гидроразрыва пласта и управлении коллекторскими свойствами залежи путем закачки биополимеров и электромагнитного воздействия. Новые прогрессивные технологии бурения ГС произвели настоящую техническую революцию в теории и практике мировой нефтегазодобычи: равномернее отбирается нефть и уменьшается образование депрессионных воронок, по которым интенсивно продвигается к скважине вода или газ. ГС дают возможность разрабатывать нефтеносные пласты малой толщины. При горизонтальном вскрытии пласта многократно увеличивается приток нефти в скважину. Из ранее пробуренной вертикальной скважины горизонтальный ствол обеспечивает выработку нефти, оставшейся в отдельных зонах пласта после длительной эксплуатации. Разработка месторождений высоковязкой нефти горизонтальными скважинами значительно увеличивает добычу нефти и повышает эффективность паротеплового воздействия. При разработке нефтяных месторождений горизонтальными скважинами объем капитальных вложений в строительство скважин снижается на 50%, а объемы добычи углеводородов увеличиваются почти в пять раз. Вдвое, а в некоторых случаях и в пять раз быстрее за счет роста дебитов идет процесс возврата капиталовложений. Неоценима и экологическая составляющая горизонтальных технологий, особенно при разработке скважин, расположенных в наиболее «ранимых» районах.

Обычные вертикальные и наклонно-направленные скважины являются лишь частным случаем множества нереализованных подземных сооружений и в меньшей степени удовлетворяющих горно-геологическим, технико-технологическим и эколого-экономическим требованиям разработки конкретной залежи, особенно трудноизвлекаемой или труднодоступной. В будущем, думается, скважина должна стать ни много ни мало – целым подземным заводом по добыче углеводородов, воздействующим на пласт, одновременно перерабатывающим продукцию и утилизирующим отходы.

Эффективность строительства горизонтальных скважин не вызывает сомнений. И в первую очередь оно инициирует научно-техническую мысль. Подобное утверждение относится и к технологиям бурения скважин сложной пространственной архитектуры.

Недра наряду с подводным, воздушным и безвоздушным, являются четвертым видом пространства – подземным, где все активнее проявляется человеческая деятельность, несомненно изменяющая структуру производства и потребление в планетарном масштабе. Поэтому, вне всяких сомнений, научно-технические разработки, касающиеся перемещения искусственных аппаратов под землей, развиваются буквально лавинообразно. Степень риска при бурении на порядок выше, чем при эксплуатации скважины, так как ствол еще не перекрыт металлической колонной, нефтегазоносные и неустойчивые пласты могут проявить себя выбросом губительного фонтана или обвалом. При строительстве ГС все эти моменты усугубляются. Однако, современное геонавигационное оборудование способно обеспечить успешное бурение за счет оперативной передачи забойной информации и прогнозирования процесса бурения.

Современные мощные компьютеры дали возможность проводить крупномасштабные эксперименты по математическому моделированию гидродинамических процессов в залежах нефти и газа. От правильности постановки и алгоритма решения задачи, а также от исходных данных зависит соответствие математической модели реальным процессам в пласте. Моделирование позволяет прогнозировать варианты добычи нефти на весь период эксплуатации месторождения, то есть на десятки лет. Использование ГС в качестве инструмента добычи нефти значительно усложнило расчеты, но дало уникальные возможности управления гидродинамическими процессами в нефтяном или газовом пласте.

Если рассматривать бурение как инструмент перемещения в подземном пространстве для достижения экономических или научных целей, а добычу природных ресурсов – как его результат, то справедливо высказывание известного нефтяника В.И. Муравленко о том, что «нефть находится на кончике долота». Следовательно, самым приоритетным, эффективным, хотя и капиталоемким направлением нефтегазодобывающей отрасли является строительство скважин: буровые станки нового поколения, многофункциональные буровые растворы, высокопроизводительные долота и забойные двигатели и венец – высокие геонавигационные технологии, в рамках которых ставятся и решаются задачи управления траекторией ствола скважины, исследования околоскважинного пространства и воздействия на него в процессе бурения.

Однако, из-за капиталоемкости (до 50% всех затрат на разбуривание месторождения приходится на первое десятилетие из 30–50 лет разработки) с перестроечных времен страдают, а проще сказать, гибнут буровые предприятия, КБ и НИИ. Большой ущерб научно-техническому потенциалу российских институтов и предприятий наносит ориентация, особенно крупных нефтедобывающих компаний, на импортные технику и технологии. Так, представители отечественной нефтегазодобывающей промышленности фактически пилят сук, на котором сидят. Быть может пришло время вспомнить о тех технологиях, которые разработаны и успешно внедрены у нас в стране.

В настоящей книге представлены разработанные авторами геонавигационные технологии, меняющие самые смелые представления о ближайшем будущем нефтегазовой науки и практики:

- Интеллектуальная система поддержки принятия решений при проектировании разработки месторождений нефти и газа на основе новой модификации гибридного генетического алгоритма как ядра оптимизационного алгоритма, работы с гидродинамическими моделями пластов, автоматизации поиска рационального размещения скважин, анализа выполнения проектных решений по траектории скважины, накопления промыслового опыта (Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2007610885 от 22.02.07) [228];

- Способ сооружения и способ эксплуатации двухустьевых горизонтальных скважин, обеспечивающие бурение ствола скважины на длину, позволяющую снизить вдвое грузоподъемность буровых установок (Патент № 2159317 от 19.07.99) [141];

- Способы электрического и электромагнитного каротажей, когда функции геофизических зондов выполняются колонной бурильных труб и компоновкой низа бурильной колонны (Патенты № 2193655 от 01.12.00 и № 2199008 от 16.08.00) [47, 44];

• Способ проводки скважин с отдаленным забоем (СОЗ) в неустойчивых горных породах, когда максимальное отдаление забоя осуществляется ниже подошвы продуктивного пласта в интервале устойчивых горных пород (Патент № 2159318 от 08.06.99) [138];

• Создание искусственного коллектора двухустьевыми многоствольными горизонтальными скважинами (ДУМГС) (Патент № 2180387 от 10.04.01) [159];

• Способ механизированной добычи тяжелых нефтей и битумов двухустьевыми скважинами с замкнутой (бесконечной) колонной (ДУЗС), обеспечивающей интеллектуальное непрерывное и избирательное воздействие на продуктивный пласт (Патент № 2246001 от 16.05.03) [173];

• Технологии применения жидких радиоактивных отходов (ЖРАО) в качестве источника теплового воздействия, совмещения методов теплового воздействия радиоактивных и нерадиоактивных теплоносителей, использования многоуровневой конструкции горизонтальной скважины для эксплуатации залежей высоковязких нефтей или битумов повысят не только углеводородоотдачу, но и коэффициент полезного действия атомных электростанций (Патент № 2211319 от 21.03.02) [10];

• Технологии разработки залежей высоковязких нефтей, битумов или газовых гидратов с нижележащим пластом горячей воды конвективными многоствольными горизонтальными скважинами (КМГС) включают строительство скважины с многочисленными боковыми секциями для образования замкнутой циркуляции между пластами; формирование теплового поля в нижнем пласте и отбор углеводородов из верхнего пласта; принудительную циркуляцию горячей воды из нижнего пласта и охлажденной из верхнего (Патент № 2231635 от 15.12.02) [11];

• Способ разработки газогидратных залежей с нефтяной оторочкой включает извлечение природного газа за счет использования нерентабельных запасов нефтяной и (или) газовой оторочки в качестве источника теплового воздействия, использование многоуровневой конструкции горизонтальной скважины для совмещения процессов поддержания внутрипластового горения и добычи газа при максимальной безопасности и минимальном воздействии на окружающую среду (Патент № 2306410 от 22.12.05) [213];

• Альтернативные всем ранее известным технологии разработки месторождений углеводородов в условиях протяженных водоохраных зон, мелководья акваторий рек, губ и шельфа арктических морей. Конструкция скважины с горизонтальным направлением (СГН) и отдаленным забоем открывает принципиально новые возможности способов сооружения и эксплуатации скважин, совмещая функции, обеспечивающие бурение, капитальный ремонт, методы интенсификации и транспорта углеводородов (Патент № 2295024 от 20.03.06) [212];

• Конструкция архимедовой колонны, обеспечивающая перемещение колонны буровых труб длиной десятки км при минимальных усилиях (Патент на изобретение № 2320843 от 21.08. 2007) [220];

• Интеллектуальные скважины передают гидродинамическую, геофизическую и технологическую информацию в процессе эксплуатации в реальном масштабе времени при помощи конструктивных элементов скважин в качестве измерительных приборов и передающих устройств в совокупности с вычислительной системой, связанной с базами данных и знаний (Патент № 2174694 от 11.09.00) [154];

• Интеллектуальные скважинные системы управления (ИССУ), оснащенные бескабельными эксплуатационными телесистемами, ориентированы на системно открытые объекты с автоматической выработкой решения на основе сформированного и накопленного внутри управляющей системы знаний (Патент № 2196894 от 11.09.00) [155];

• Интеллектуальный кольмататор, обеспечивающий автоматическое управление процессом кольматации на основе исследований околоскважинного пространства и согласования в реальном масштабе времени с гидродинамической моделью разработки залежи данным стволом скважины (Полезная модель № 42261 от 14.09.04) [187];

• Геонавигационная система модульной конструкции высокой надежности, повышенной точности и объема передачи информации одновременно по каналам связи различной физической природы: гидравлическому и электромагнитному. (Патент № 2194161 от 01.12.00) [48];

• Информационно-технологический геонавигационный комплекс решает задачи обеспечения автоматизации, безопасности, повышения точности и достоверности информации в процессе геонавигации скважин сложной пространственной архитектуры. Программное обеспечение выполнено с возможностью самообучения и реализовано с использованием искусственного интеллекта (Патенты № 2208154 от 08.11.01 и № 2208153 от 02.10.01) [51, 54].

Наступает новый этап развития фундаментальных научных основ нефтегазовой промышленности. Он вызван прогрессом в науке, технике и технологиях как реакция на ухудшающуюся структуру запасов углеводородов, рост доли трудноизвлекаемых и труднодоступных залежей. Требуется принципиально изменить теорию и практику строительства и эксплуатации скважины – основу разработки месторождений, обеспечивающую надежное, экономически эффективное и экологически безопасное её функционирование.

Таким образом, интеллектуализация процессов нефтегазодобычи, создание новых образцов бурового оборудования и совершенствование геонавигационных технологий дает возможность вести разработку нефтегазовых месторождений скважинами сложной пространственной архитектуры по принципу конструирования скважин ранее неизвестных конфигураций, исходя из оптимальных условий нефтегазодобычи.

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

- АПК – Аппаратно-программный комплекс
БГС – Боковой горизонтальный ствол
БКНБК – Безориентированная КНБК
БЭТС – Бескабельная эксплуатационная телеметрическая система
ВНК – Водонефтяной контакт
ВС – Вертикальная скважина
ГА – Генетический алгоритм
ГВК – Газоводяной контакт
ГДМ – Гидродинамическая модель
ГЗД – Гидравлический забойный двигатель
ГИС – Геофизические исследования в скважине
ГКС – Гидравлический канал связи
ГНК – Газонефтяной контакт
ГО – Геонавигационное оборудование
ГРГС – Геологоразведочная горизонтальная скважина
ГС – Горизонтальная скважина
ГТИ – Геолого-технологические исследования
ГТНИ – Горизонтальные технологии нефтеизвлечения
ДМК – Детальный механический каротаж
ДУГС – Двухустьева горизонтальная скважина
ДУМГС – Двухустьева многоствольная горизонтальная скважина
ДУЗС – Двухустьева замкнутая скважина
ЖРАО – Жидкие радиоактивные отходы
ЗС – Золотое сечение
ЗТС – Забойная телеметрическая система
ЗУ – Запоминающее устройство
ИГТК – Информационно-технологический геонавигационный комплекс
ИИУВ – Интервал интенсивного увеличения зенитного угла
ИС – Интеллектуальная скважина
ИССУ – Интеллектуальная скважинная система управления
КМГС – Конвективная многоствольная горизонтальная скважина
КНБК – компоновка низа буровой колонны
МГК – Мобильный геонавигационный комплекс
МЗГС – Многозабойная горизонтальная скважина
ММП – Многолетнемерзлые породы
НГДП – Нефтегазодобывающее предприятие
НГТК – Нефтегазогидратный контакт
НГКМ – Нефтегазоконденсатное месторождение
НИИ – Научно-исследовательский институт
НИиОКР – Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
ННС – Наклонно-направленная скважина
НКТ – Насосно-компрессорные трубы

ОКНБК – Ориентируемая КНБК

ОЦЭ – Опорно-центрирующий элемент

ПННС – Пологая наклонно-направленная скважина

ПК – Персональный компьютер

ПО – Программное обеспечение

ПХГ – Природное хранилище газа

САПР Бурение – Система автоматизированного проектирования строительства скважин

СГН – Скважина с горизонтальным направлением

СОЗ – Скважина с отдаленным забоем

СПО – Спуско-подъемные операции

СКЦ – Станция контроля цементирования

ТАИП – Термоэлектрический автономный источник питания

ТСС – Траектория ствола скважины

ТЭП – Техничко-экономические показатели

УВ – Углеводороды

УСО – Устройство сопряжения

ТСС – Траектория ствола скважины

ЦУБ – Центр управления бурением

ЭМКС – Электромагнитный канал связи

ЭТС – Эксплуатационная телеметрическая система

MWD – Measurement While Drilling

ГЛАВА I

ОСНОВЫ ГЕОНАВИГАЦИИ

При геонавигации наклонно-направленных (ННС), горизонтальных (ГС), многозабойных (МЗС), двухустьевых (ДУГС) скважин предполагается использовать забойные телеметрические системы (ЗТС) для непрерывного контроля параметров кривизны и геофизики с целью оперативного управления траектории ствола скважины (ТСС) и исследования околоскважинного пространства. Дальнейшая разработка и совершенствование отечественных ЗТС является основой промышленных технологий освоения месторождений углеводородов (УВ) методом наклонно-направленного и горизонтального бурения.

Прогресс во внедрении новых методов геологоразведки и разработки месторождений УВ, связанных с конструкцией скважин, числом забоев и траекторией ствола в большей мере определяется развитием техники и технологии буровой науки. Скважина является инструментом эффективной геологоразведки и разработки каждого месторождения УВ, имеющего специфические особенности и требующего соответствующего бурового оборудования. Доведение отечественных бескабельных ЗТС до мировых стандартов и серийного производства вовлечет в разработку труднодоступные участки месторождений, расположенные в водоохраных зонах, под населенными пунктами и заповедниками, уменьшит число кустовых оснований посредством строительства скважин с отдаленным забоем (СОЗ), повысит добывные возможности трудноизвлекаемых УВ горизонтальным вскрытием продуктивного пласта, ускорит ввод ННС в эксплуатацию за счет роста скорости бурения при турбороторном способе бурения, повысит эксплуатационные качества ННС благодаря оптимизации профиля [33, 35, 69, 71, 121, 126, 130–140, 147–153].

Значимость минерально-сырьевого потенциала арктических и дальневосточных шельфовых зон России (нефть, газ, конденсат, уголь и рудные ископаемые) не вызывает сомнений в их скорейшем освоении. Они являются важнейшим резервом страны на третье тысячелетие. Однако труднодоступность шельфовых зон и значительная капиталоемкость их разработки не дают вести масштабную разведку полезных ископаемых вертикальными разведочными скважинами. Мировая практика доказала высокую эффективность ведения нефтегазописковых работ геолого-разведочными горизонтальными скважинами (ГРГС) с отдалением забоя от точки заложения до 10 км и более. ГРГС закладываются на морских платформах, на берегах морей, дельт и губ больших рек. Основой технологий строительства ГРГС должна стать полувекковая отечественная наука и практика строительства эксплуатационных наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ. Специфика геологоразведочных работ заключается в получении максимальной информации по объекту исследования. В большинстве случаев техника и технология стро-

ительства геологоразведочных скважин, особенно на жидкие полезные ископаемые, ориентирована на вертикальное бурение. Традиционный подход диктует минимизацию затрат на 1 м проходки, снижение вероятности аварий и осложнений, увеличение процента выхода керна и большой комплекс геофизических исследований. Перечисленные требования к ГРГС на базе современной техники и технологии горизонтального бурения трудновыполнимы. Необходимо ускорить теоретическое и практическое решение проблемы геонавигации ГРГС [149], за счет которых кратно повысится эффективность геолого-разведочных и поисковых работ на нефть и газ. ГС и МЗС увеличивают дебиты нефти и газа в 2–5 раз по сравнению с вертикальными скважинами и снижают обводненность продукции, а технологии разработки месторождений УВ и эксплуатации природных хранилищ газа (ПХГ) горизонтальными скважинами интенсифицируют добычу, снижают энергозатраты, повышают компонентоотдачу и экологически оздоравливают технологические процессы [21, 33, 38, 42, 135, 136, 255].

При бурении ГС встает проблема повышения точности информационно-измерительных систем [69, 130, 134, 142, 235]. Регистрируемый комплекс наземных параметров не всегда достоверно отражает реальный забойный процесс и не обеспечивает достаточную эффективность буровых работ [130]. В последние годы широко применяются телеизмерительные системы для передачи навигационной, технологической и геофизической (геонавигационной) информации с забоя на поверхность земли по каналу связи: проводному, электромагнитному, гидравлическому или акустическому [40, 67, 77, 142, 147, 249, 260]. Общим для них является наличие датчиков измеряемых параметров, преобразователей сигналов, кодирующих устройств и блока электрического питания. Получению достоверной информации о параметрах забойных процессов препятствуют дестабилизирующие факторы: высокий уровень вибраций и пульсаций давления, высокая температура рабочей среды, электромагнитные помехи, задержка во времени и затухание передаваемых сигналов.

Свойства системы контроля забойных параметров зависят в первую очередь от выбранного канала связи. В настоящее время активно исследуются средства передачи информации с забоя скважины на поверхность при помощи кабельного, электромагнитного, акустического и гидравлического каналов связи. Разработкой *measurement while drilling* (MWD) системы контроля забойных параметров в процессе бурения занимаются более 40 зарубежных фирм: проводным каналом связи – 15 фирм, электромагнитным – 7, акустическим – 8, гидравлическим – 15 [147]. Телесистему с проводным каналом связи разрабатывают фирмы: Scientific drilling controls, Sperry Sun, Stirring tool, Shell development, Exxon production research, Down hole communication [16, 78, 147]. MWD-системы с проводным каналом связи измеряют и передают информацию до 30 забойных параметров. Преимуществом кабельных систем является двусторонняя связь между скважинной и наземной аппаратурой, возможность передачи электроэнергии по линии связи для питания забойных датчиков, недостатком – высокая стоимость специального бурильного инструмента. Она на 70–80% выше стоимости инструмента с обычными трубами, так как для устройства проводного канала связи в каждую бурильную трубу или свечу встроен отрезок кабеля по центру или по стенке трубы. При свинчивании труб отрезки проводов автоматически соединяются с помощью специального контактного устройства. Таковую связь можно организовать сбросо-

вым кабелем с контактными разъемами. Его опускают в бурильную колонну с MWD-системой после спуска колонны в скважину. При спуске контактный разъем автоматически подключается к забойной измерительной аппаратуре. Основной и наиболее ответственной деталью в проводной линии связи является контактный элемент. Различают контакты с гальванической, индуктивной или емкостной связью. Вид электрической связи кабельной линии проводного канала, секционированной по трубам с контактными гальваническими соединениями, определяет дальность действия канала 2000–3000 м, затухание сигнала составляет $(0,75-1,0) \cdot 40^{-3}$ Нп/м [147]. Проводной канал с индуктивными соединениями имеет большее затухание $(4-20) \cdot 40^{-3}$ Нп/м, но благодаря высокой помехоустойчивости – такую же дальность действия. Проводной канал с емкостным соединением сбросовых секций по 500–600 м имеет затухание $(0,5-0,6) \cdot 40^{-3}$ Нп/м и дальность действия 5000–6000 м.

Из-за сложности технического выполнения кабельный канал связи используют при бурении скважин не глубже 6000 м. При бурении глубоких и сверхглубоких скважин применение кабельного канала связи чрезвычайно затруднительно или невозможно.

Опыт эксплуатации MWD-систем показывает наиболее надежные результаты использования гидравлического канала связи (ГСК), где в качестве датчиков контролируемых параметров служат тензодатчики, индуктивные, магнитоупругие или емкостные преобразователи. Импульсы давления бурового раствора формируются клапаном, приводимым в действие электромагнитом или электродвигателем [14, 75, 77, 79]. Забойные датчики питаются от генератора переменного тока или батарейного источника.

Исследования ГКС велись применительно к условиям скважин глубиной 3000–5000 м. В работах, посвященных передаче информации с забоя скважины, нет единства в оценках распределения по частоте помех, по частотному диапазону и уровню полезных сигналов. Например, в MWD-системе Mobile research and development – частота полезного сигнала равна 24 Гц при уровне 0,1–0,35 МПа, Teledrift – 0,03–0,05 Гц при уровне до 1 МПа, в системе ТСЧ – 0,02–0,2 Гц при уровне до 2,5 МПа. Длительность сигналов составляет 0,1–1,0 с [75, 77].

К основным помехам в ГКС относятся пульсации давления, обусловленные неравномерной подачей качающих узлов гидравлических насосов. Частота основной составляющей спектра колебаний давления кратна частоте привода насоса и находится в диапазоне 0,6–1 Гц. Уровень пульсаций давления составляет 2–5% от среднего давления на выходе из насоса.

Передача информационного сигнала сопровождается значительными изменениями во времени как среднего давления и расхода, так и амплитуды сигнала и помех [147]. Если среднее давление изменяется с 20,5 до 22,6 МПа со скоростью 0,1 МПа/мин и основная помеха – от 0,25 до 0,35 МПа с наибольшей скоростью $0,5 \cdot 10^{-3}$ МПа/мин, то информационный сигнал – от 0,08 до 0,13 МПа с наибольшей скоростью $0,5 \cdot 10^{-3}$ МПа/мин. Уровень информационного сигнала преобладает над близкими по частоте составляющими спектра помех в диапазоне 0–0,85 Гц.

В разработке MWD-систем лидируют зарубежные фирмы: Schlumberger, Halliburton, Sperry-Sun, Geoservice, Baker Hughes, Eastman Cristensen.

В России существенные результаты в разработке аппаратуры с ГКС не получены, что объясняется сложностью выполнения ГКС и нежеланием НГДП финансировать эти

разработки. Комплексное решение надо искать на стыке гидродинамики, импульсной гидротехники, теории распространения волн в жидких средах (жидкостных волноводах), специфической теории кодирования информации, электромеханики и электропривода, микропроцессорной технологии управления и компьютерных методов обработки и представления информации, материаловедения и теории конструирования машин и механизмов. Создание конкурентоспособного отечественного образца забойной телеметрической системы (ЗТС) с ГКС возможно только на научно-практической основе передачи информации по гидравлическому каналу.

Исторически сложилось, что в отечественных ЗТС используется только ЭМКС, в зарубежных – в основном ГКС. Поэтому ликвидация отставания отечественной техники позволит иметь не только ЗТС с ГКС российского производства, но и в кратчайшие сроки получить телеметрическую систему с комбинированным каналом связи [46, 48]. Необходимо тщательно проанализировать как отечественные, так и зарубежные разработки ЗТС, что определит приоритеты, критерии оценки качества аппаратуры и пути ее усовершенствования.

1.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЕОНАВИГАЦИОННЫХ СИСТЕМ

Разработкой MWD-систем для контроля забойных параметров с передачей информации по акустическому каналу связи занимаются фирмы Sperry Sun, Sperry Research, Exploration Research, Basic science, Motorola, Utah geophysic [67, 77, 79, 326].

Акустический канал связи обладает малой информативностью. Пользоваться MWD-системами с акустическим каналом связи сложно, потому что трудно распознавать сигнал на фоне помех вследствие низкой интенсивности, отражения и интерференции, происходящей из-за изменения диаметра труб и замковых соединений. В бурильной колонне продольные упругие волны возникают при взаимодействии колонны и долота с забоем. Контроль забойных процессов основывается на анализе вибраций наземной части колонны бурильных труб. Основным параметром, который удается контролировать, является частота вращения породоразрушающего инструмента, потому что в регистрируемом частотном спектре преобладает первая основная гармоника колебаний зубьев долота, ее мощность и энергия максимальны по сравнению с остальными составляющими. Корреляция амплитуды и частоты колебаний со степенью износа долота позволяет судить о состоянии инструмента, изменение амплитуды сигналов при постоянном режиме бурения – о механических свойствах пород. Основным недостатком акустического канала связи является быстрое затухание сигнала с глубиной. Поэтому в бурильной колонне через каждые 400–500 м располагают ретрансляторы, по цепочке принимающие, усиливающие и передающие сигнал на поверхность. В каждом ретрансляторе размещается приемник, преобразователь, передатчик и источник электроэнергии. Такое количество дополнительных элементов в бурильной колонне при работе на больших глубинах недопустимо. Вид сигнала меняется не только со сменой режима работы инструмента, но и непостоянных свойств разбуриваемой породы. Обработка шумоподобного акустического сигнала на поверхности очень сложна и не даёт точной технологической информации. Максимальная глубина использования систем с акустическим каналом связи ограничена 3000–4000 м.

Разработкой MWD-систем для контроля забойных параметров с передачей информации по ГКС занимаются фирмы: B. G. Hudhes, Teleco, Gearhart Owen Industries Inc.,

Eastman whipstock, Gentrix engineering, Amoco Canada petroleum, Mobile research and development, Analyst Schlumberger, из отечественных – НПП «Самарские горизонты» [38, 67, 78, 79, 147, 263].

По ГКС передаются технологические параметры: нагрузка на бурильный инструмент, частота вращения долота, состояние бурильного инструмента, зенитный и азимутальный углы, температура, давление и физико-механические свойства разбуриваемых пород. MWD-системы Teledrift, Teleorienter представляют собой наиболее простые одноканальные системы, передающие один технологический параметр, телеметрические системы Teleco, Gearhart Owen, Gentrix engineering являются современными многоканальными. Информация передается импульсами давления бурового раствора. Импульсы давления формируются клапаном, сужающим проходное сечение внутри колонны бурильных труб по определенному закону. Импульсы давления проходят по столбу бурового раствора со скоростью, близкой к скорости звука в жидкости – 1200–1500 м/с. Вследствие медленного распространения импульсов давления и ограничений в скорости модуляции измерения передаются медленнее, чем в системах с кабельным каналом связи.

Технические характеристики беспроводных MWD-систем приведены в таблице 1.1. Условные обозначения: α – зенитный угол, φ – азимут, θ – положение отклонителя, G – нагрузка на долото, ρ – удельное сопротивление бурового раствора, T – температура, P – давление, ГК – гамма каротаж, ГГК – гамма-гамма каротаж, НК, ННК – нейтронный, нейтрон-нейтронный каротаж, АК – акустический каротаж, КС – каротаж сопротивлений, ПС – самопроизвольная поляризация, БК – боковой каротаж, ЭМК – электромагнитный каротаж; ГКС – гидравлический канал связи, ГКС(О) – с отрицательными импульсами давления, ГКС(П) – с положительными импульсами, ГКС(Н) – непрерывной волной; ЭМКС – беспроводный электромагнитный канал связи; ЗУ – запоминающее устройство; ТГ – турбогенератор, Б – батареи; 0,2* – погрешность при непрерывных замерах.

ГКС используют в 10 типах MWD-систем, в одном – электромагнитный с ЗУ и в одном – комбинированный канал связи: электромагнитный и гидравлический. MWD-системы измеряют столько же навигационных параметров, сколько и отечественные ЗТС. Четыре типа MWD-систем оснащены наряду с ГК, КС, ГГК и Т модулем ЭМК, один оснащен кавернометрией и два оснащены АК.

Зарубежные фирмы предпочитают MWD-системы с ГКС, считая их более надежными и дальнедействующими. Эффективность MWD-систем с ГКС практически не зависит от электрофизических параметров пород и геологических характеристик околоскважинного пространства. MWD-система снабжается энергией как от турбогенератора, так и от батареи. В пяти MWD-системах используется батарейное питание, в шести – ТГ и в одной – комбинированное ТГ+Б. Литиевые источники питания увеличивают ресурс работы ЗТС до 800 ч, современные щелочные – до 250 ч. Погрешность инклинометрических измерений – на уровне отечественных ЗТС и составляет $\pm 0,1^\circ$. Термобаростойкость MWD-систем выше, чем у отечественных (125°C/140 МПа для большинства, иногда 150°C/140 МПа). Ассортимент диаметров скважинных приборов шире, чем у отечественных: 55,6; 120; 127; 159; 171; 197; 203; 210; 229; 241 мм. Скорость передачи информации 1,5–3 бит/с.

Технические характеристики MWD-систем

Система, фирма, год	Измеряемые параметры		Погрешность измерения (диапазон измерения угла), град.			Канал связи, режим передачи данных	Длительность и скорость передачи информации на поверхность, С			Источник энергии (срок службы для батарей, ч)	Термобаростойкость, °С/МПа	Диаметр скважинного прибора, мм
	навигационные, технологические	геофизические	зенитный угол α	азимут φ	положение отклонителя θ		θ	α, φ (дискретные замеры)	α, φ (непрерывные замеры)			
Асси Трас Eastman Cris-tensen США, 1987	α, φ, θ	Т	0,2 (10-90)	2,0 (0-360)	1,0 (0-360)	ГКС (О), возбужден 2-й синхр. импульс, от клапана на вертикальной трубе	Нет данных	-	-	Б(200)	125/140	171, 197, 203, 229, 241
MPT Sperry-Sun, Великобритания 1987	α, φ, θ	Т, Р ГКС, КС, ЭМК, ПС	0,1 (0-90)	0,25 (0-360)	0,75 (0-360)	ГКС (О), снижение и увеличение давления 1,75-6,99 МПа	Нет данных	-	-	Б(250)	140/105	171, 203
Advisor Schlumberger Anadrill, США, 1987	$\alpha, \varphi, \theta, G, M$	Т, КС ГКС	0,15 (0-90)	0,6 (0-360)	0,6 (0-360)	ГКС (Н), остановка насосов, остановка ротора, выдержка 32 с, включение насоса	Нет данных	-	-	ТГ	200/140	159, 178, 203, 229
Sonat Teleco, США, 1990	$\alpha, \varphi, \theta, G, M$	ГКС, КС Р	0,25 (0-90)	1,5 (0-360)	3,0 (0-360)	ГКС (Н), остановка насоса, остановка ротора, включение насоса или остановка вращения	Нет данных	-	-	ТГ	125/140 125/140	171, 197, 210, 241

Geoservice, Франция, 1989	α, φ, θ	Т, Р, ГК, КС	0,25 (0-90)	3,0 (0-360)	3,0 (0-360)	ЭМКС+ЗУ, по программам, не- зависимо от бу- рения	Нет дан- ных	-	-	Б(120- 200)	125/140	120, 171, 203
Halliburton Geotate, США, 1990	α, φ, θ	Р, ГК, БК, ННК	0,5 (0-180)	- (0-360)	- (0-360)	ГКС(О) + ЗУ, ос- тановка насосов, запуск насосов	Нет дан- ных	-	-	Б(125- 200), ТГ	125/140	159, 197, 241
M3 Schlumberger, Anadrill, США, 1990	$\alpha, \varphi, \theta,$ G	Т, ГК, возмо- жно рас- ширение комплек- са	0,1; 0,2*	0,1; 2,0*	1,0 1,0-2	ГКС, непрерывно	4,5-22 (3 бит/с)	98 (3 бит/с) 155 (1,5 бит/с)	88	ТГ	150/138	177,8, 209,6, 241,3
Slim I Schlumberger Anadrill США, 1992	$\alpha, \varphi, \theta,$ G	Г, ГК, КС, на- пряжен- ность магнит- ного поля	0,1	0,1	-	ГКС (П), нет дан- ных	10-120	100-300	-	Б (150- 800, ли- тиевые) Б (50- 250, ще- лочные)	150/103	55,6
Ideal Schlumberger Anadrill, США, 1993	α, φ, θ	ГК, ЭМК, ГГК, АК, 2ННК, ЛПК	0,1; 0,2*	0,1; 0,2	1,0	Комбинирован- ный ЭМКС + ГКС, непрерывно	4,5-22 (3 бит/с)	98 (3 бит/с) 155 (1,5 бит/с)	88	ТГ	150/138	177,8, 209,6, 241,3
Baker Hughes Navigator, США 1984	α, φ, θ	ЭМК, ГК	0,1 (0-180)	0,15- 2,0 (0-360)	3,0 (0-360)	ГКС (П) + ЗУ, за- пись в реальном времени с занесе- нием в ЗУ	Нет дан- ных	-	-	ТГ	125/140	171,4

Система, фирма, год	Измеряемые параметры		Погрешность измере- ния (диапазон измере- ния угла), град.			Канал связи, режим передачи данных	Длительность и скорость передачи информации на поверхность, С			Источ- ник энер- гии (срок службы для бата- рей, ч)	Термо- баро- стой- кость, °С/МПа	Диаметр скважин- ного при- бора, мм
	нави- гаци- онные, техно- логи- ческие	геофизи- ческие	зенит- ный угол α	азимут φ	поло- жение откло- нителя θ		θ	α, φ (дис- кретные замеры)	α, φ (непре- рывные замеры)			
PathFinder, Halliburton США, 1995	α, φ, θ	ЭМК, ГТК, ГК, АК, ка- верно- метрия	Нет данных	—	—	ГКС (П), непре- рывно с возмож- ностью остано- вки, память 4 Мб	Нет дан- ных	—	—	Б	155/140	171, 203, 241
М 10 Schlumberger Anadrill США, 1995	$\alpha, \varphi, \theta,$ G	Т, ГК, возмо- жно рас- ширение комплек- са	0,1; 0,2*	0,1; 0,2*	1,0	ГКС, непрерывно	3–11 (3 бит/с)	60 (6 бит/с) 90 (3 бит/с)	44	ТГ	150/138	171,4 209,6, 241,3

Наиболее эффективной по оснащенности средствами каротажа (ГК, ЭМК, ПС, ГГК, АК, 2ННК) является MWD-система Ideal фирмы Schlumberger Anadrill [260]. Расположение измерительных зондов ПС на расстоянии нескольких метров от долота приводит к отставанию замеров удельного сопротивления вскрываемых горных пород и, следовательно, к неконтролируемому приближению или вскрытию водонефтяного или газонефтяного контактов. Кроме того, усложнена конструкция забойного двигателя-отклонителя и скважинной части телеметрической системы: смонтированы специальные кольцевые зонды в шпиндельную секцию забойного двигателя-отклонителя и устройство для передачи электромагнитных сигналов на MWD-систему.

1.1.1. Способ передачи информации по гидравлическому каналу связи

MWD-системы с гидравлическим каналом связи широко применяются за рубежом. Опыт эксплуатации MWD-систем с ГКС (Sperry-Sun, Baker Hughes) в Западной Сибири показывает высокую эффективность. Недостатком ГКС являются жесткие требования к буровому раствору (содержание песка < 1–4%, газа < 7%), поэтому при бурении с азрированными жидкостями и на газе, а также при вскрытии газового пласта большой толщины или в протяженном горизонтальном стволе их невозможно использовать. Подобные факты еще раз доказывают, как трудно получить универсальные технические решения в такой сложной области, как конструирование геонавигационных систем, поэтому комплексирование различных типов каналов, в частности гидравлического и электромагнитного, имеет перспективу (Патент № 2194161 от 01.12.2000, Полезная модель № 16759 от 10.11.2000) [48, 46].

Известны три способа передачи информации по ГКС: с положительными импульсами давления бурового раствора, с отрицательными импульсами и непрерывной волной давления, близкой по форме к гармонической. Импульсы давления формируются во время перекрытия гидравлического канала с буровым раствором или соединения его с затрубным пространством. В первом случае генерируется положительный импульс давления, во втором – отрицательный. Форма и частота импульсов давления определяются ходом и частотой срабатывания исполнительного элемента, приводимого в движение электромагнитом или электродвигателем. От электронного блока управления и кодирования управляющий сигнал передается на электромагнит или электродвигатель [79, 147].

MWD-системы с положительными импульсами давления. Конструктивная схема генератора положительных импульсов давления – пульсатора изображена на рис. 1.1. Скважинный прибор состоит из передатчика и блока датчиков 8, помещенных в виброизоляция 7. Передатчик (пульсатор) генерирует положительные импульсы давления бурового раствора в соответствии с сигналами от блока датчиков 8. Положительные импульсы давления возникают при перекрытии клапаном 2 проходного отверстия для потока бурового раствора. Поршень гидравлического усилителя 3 передвигает тарельчатый клапан 2 с конусовидным плунжером. Турбогенератор 4 снабжает энергией блок датчиков 8 и соленоидный клапан гидравлического усилителя, гидравлический насос – клапан 2. Импульсы давления с амплитудой 0,35–0,70 МПа измеряются датчиком давления приемной части MWD-системы, установленным на стояке буровой установки.

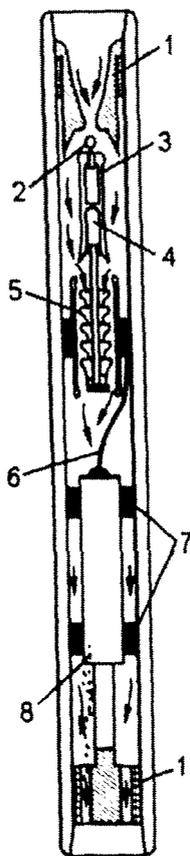


Рис. 1.1. Конструктивная схема генератора положительных импульсов давления – пульсатора:

1 – центраторы; 2 – клапан; 3 – поршень гидравлического усилителя; 4 – генератор; 5 – многоступенчатая турбина; 6 – кабель; 7 – виброизолятор; 8 – датчик и блок датчиков

Импульсами давления. На схеме генератора показано (рис. 1.2), что отрицательные импульсы давления создаются при перепуске клапаном порции бурового раствора в затрубное пространство. Внутри корпуса 1 расположен небольшой клапан 3, действующий от электрического соленоида 4. Байпасный канал 5 открывается на короткое время 0,25–1,0 с, и давление резко падает. Спад давления передается по столбу бурового раствора на поверхность земли.

Для формирования информативного канала с отрицательным импульсом давления необходим начальный перепад давления между внутритрубным и затрубным пространствами. Падение давления предполагает работу MWD-системы в компоновке с гидромониторным долотом. Импульсы генерируются при открывании на короткое время

При работе MWD-системы с гидравлическим забойным двигателем (ГЗД) измерения ведутся непрерывно до тех пор, пока циркулирует буровой раствор, а при бурении ротором необходима остановка вращения колонны на 1,5 мин. Передача каждого параметра длится около 50 с, и вся информация передается за 2,5 мин цифровым кодом.

MWD-система Navigator фирмы Baker Hughes состоит из скважинного прибора и наземной приемной части с датчиком давления. Пульсатор скважинного прибора генерирует положительные импульсы давления. Клапан-заслонка пульсатора управляется шаговым двигателем (ШД), обеспечивающим более точную работу ГКС, чем соленоидный клапан. Импульсы давления с уровнем в ~1 МПа воспринимаются датчиком давления на поверхности земли, преобразуются в электрический сигнал и регистрируются самопишущим прибором. Импульсы следуют с интервалом 20–30 с. Система работает до глубины 6400 м. Скважинный прибор рассчитан на температуру $\leq 163^{\circ}\text{C}$ и давление ≤ 140 МПа.

Остальные MWD-системы с ГКС(П) отличаются генератором импульсов – пульсатором. Клапан пульсатора электромеханически управляется электромагнитом-соленоидом или шаговым двигателем, обеспечивающим более точное функционирование ГКС. Амплитуда положительных импульсов, регистрируемых датчиком давления наземной части, составляет 0,35–1,0 МПа при дальности действия 5–6 км.

MWD-системы с отрицательными им-

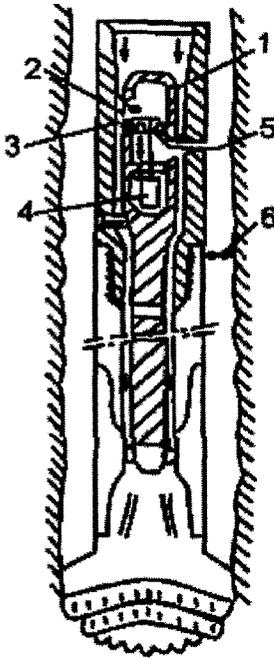


Рис. 1.2. Конструктивная схема генератора отрицательных импульсов давления:

1 – корпус; 2 – гидравлический фильтр; 3 – клапан; 4 – электрический соленоид; 5 – байпасное отверстие; 6 – кольцевое затрубное пространство

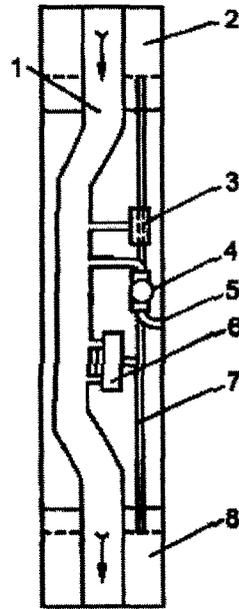


Рис. 1.3. Генератор отрицательных импульсов давления, работающий в непрерывном режиме:

1 – основной гидравлический канал; 2 – полость для электронных узлов; 3 – датчик давления, воспринимающий команды с поверхности земли; 4 – регулируемый клапан; 5 – байпасный канал бурового раствора; 6 – блок датчиков инклинометрических параметров; 7 – электрический кабель связи; 8 – батарейный источник питания

~0,25–1,0 с клапана, перекрывающего проход в стенке буровой трубы, соединяющий внутритрубное и затрубное пространства буровой колонны. Спад определяют по падению давления в нагнетательной линии буровых насосов. Крутизна фронта гидравлического импульса давления составляет ~5–6 МПа/с, что на порядок больше аналогичного показателя ГКС(П) – 0,56 МПа/с. В скважинном приборе размещены датчики измеряемых параметров, кодирующие схемы и клапанная аппаратура, состоящая из клапана и мощного соленоида. Важной особенностью является то, что поперечное сечение заменяемого сопла в стенке буровой колонны намного меньше, чем у клапана. Такое техническое решение уменьшает износ клапана. Аппаратура забойной части MWD-системы питается от батарейного источника тока.

Фирма Eastman Whipstock использует клапанный механизм фирмы Gearhart Owen, создающий отрицательные импульсы давления за счет перепуска бурового раствора в затрубное пространство. В нормальном положении клапан закрыт и открывается на короткое время, что уменьшает его абразивный износ. Скважинный прибор (рис. 1.3) содержит датчики 6 и электронные узлы. Отрицательные импульсы давления создаются при открывании клапаном 4 байпасного канала 5, соединяющего основной гидравли-

ческий канал с затрубным пространством. Импульсы воспринимаются на поверхности земли датчиком давления, сигнал с его выхода поступает в наземное устройство для усиления и обработки. Перепад давления в импульсе достигает 25% от статического давления. Время открывания и закрывания клапана – 1 с, длительность импульса давления ~4 с.

Телеметрическая система имеет преимущества: соленоидный клапан для перепуска бурового раствора – единственная подвижная часть системы. В нормальном положении клапан закрыт и открывается на короткое время, износ его сравнительно невелик. Скважинный прибор потребляет мало энергии от генератора небольшой мощности. Работа MWD-системы практически не влияет на режим промывки.

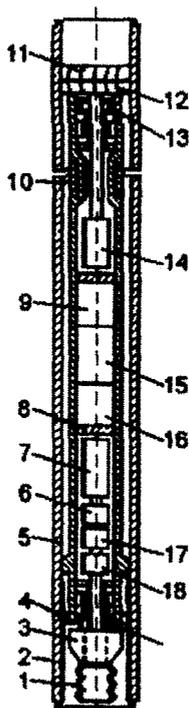


Рис. 1.4. Генератор непрерывной волны давления в ГКС:

- 1 – сиффон; 2 – износостойкая втулка;
- 3 – вращающийся клапан; 4 – статор;
- 5 – переводник; 6 – муфта; 7 – двухфазный электродвигатель; 8 – герметизирующая перегородка; 9 – датчики с АЦП;
- 10 – втулка; 12 – статор; 13 – уплотнение;
- 14 – генератор; 15 – регулятор частоты вращения двигателя; 16 – блок питания;
- 17 – зубчатый планетарный редуктор;
- 18 – упругая муфта; 19 – сальниковое уплотнение

Остальные разработки зарубежных фирм имеют незначительные конструктивные отличия. Конструктивная особенность пульсатора с отрицательным импульсом – байпасный канал, соединяющий внутреннее пространство с затрубным. неполадки в работе ГКС могут разгерметизировать буровую колонну и вывести из строя не только MWD-систему, но и ГЗД.

MWD-системы с передачей информации непрерывной волной давления. В MWD-системе фирмы Mobile development информация передается непрерывно излучаемым сигналом с фазовой модуляцией цифровым методом (рис. 1.4). Максимальная скорость передачи составляет 3 бит/с. Две ступени уменьшения скорости передачи: 1,5 и 0,75 бит/с используются с глубиной бурения и снижением механической скорости. Создание системы началось с разработки вращающегося клапана 3 для генерации непрерывных волн давления в буровом растворе. Преимущество вращающегося клапана заключается в его движении ортогонально потоку, т.е. для привода клапана затрачивается минимум энергии. Для оптимальной работы MWD-системы необходимо снизить уровень пульсаций давления – помех бурового раствора. Специальные компенсаторы давления понижают пульсацию до уровня, позволяющего обнаруживать колебания давления. Уровень создаваемых системой пульсаций давления составляет < 0,007 МПа. При передаче информации клапан вращается с постоянной частотой, генерируя сигнал, синхронизированный с высокоточным датчиком времени. Фаза меня-

ется при ускорении или замедлении вращения клапана за короткое время (сдвиг фазы на 180° происходит за 0,1 с). Сигнал генерируется с частотой 24 Гц. Клапан 3 вращается двухфазным электродвигателем 7, запускаемым регулятором 15. Фаза генерируемого сигнала контролируется датчиком, дающим сигнал обратной связи на регулятор. Последний сменяет фазу сигнала, ускоряя или замедляя вращение двигателя. Кодирование выполняется изменением фазы сигнала. В процессе передачи информации клапан вращается с постоянной частотой, генерируя сигнал, синхронизированный с высокоточным датчиком времени. Для передачи сигнала на частоте 24 Гц ротор клапана вращается с частотой 144 мин^{-1} . Проходные каналы клапана имеют наклон 4° . Амплитуда передаваемого сигнала регулируется в диапазоне 0,105–0,350 МПа. Принятый датчиком давления сигнал фильтруется и усиливается в наземном приемнике, восстанавливается последовательность синхронизирующих импульсов и определяется фаза принятого сигнала. Сдвиг фазы распознается фазочувствительным детектором и подключенным к нему интегратором. В приемном устройстве выделяются синхронизирующие слова, синхронизируются циклы, декодируются переданные слова. При использовании бурового раствора на водной основе максимальная глубина эксплуатации системы достигала 6100 м, при использовании утяжеленного бурового раствора – 4300 м.

MWD-система фирмы Schlumberger передает информацию непрерывно излучаемым сигналом с несущей частотой 12 Гц. Достаточно высокая скорость передачи информации позволяет контролировать помимо навигационных параметров и геофизические. Система выполнена в двух вариантах: для роторного бурения и для работы с ГЗД. В первом варианте контролируются зенитный угол, азимут, удельное сопротивление пород, гамма-радиоактивность, скважинная температура, момент на долоте и осевая нагрузка, во втором варианте вместо удельного сопротивления пород – положение отклонителя. Скважинный прибор состоит из вращающегося клапана, генерирующего непрерывные волны давления бурового раствора, датчиков измеряемых параметров, электронных узлов преобразования и кодирования сигналов и турбинного генератора. Несущая частота кодируется сменой фазы сигнала.

Для передачи информации по ГКС непрерывной волной давления используются частоты 0,02–0,2; 12; 24 Гц. В MWD-системе Ideal фирмы Schlumberger Anadrill рабочие частоты снижены до долей единиц Гц при дальности действия 6,4 км. Во всех системах с непрерывной волной давления выполняется фазовая модуляция передаваемого сигнала, уступающая по помехоустойчивости кодоимпульсной модуляции, используемой в импульсных ГКС.

1.1.2. Способ передачи информации по электромагнитному каналу связи

Первые практические опыты по созданию электромагнитного излучения на забое скважины с использованием колонны труб в качестве электродов относятся к геофизическим исследованиям [40]. По этому принципу в начале 50-х годов были проведены испытания турботахометра с приемом сигнала с глубины 360 м.

В 1958–1959 гг. ВНИИБТ разработал схемы и провел экспериментальное исследование высоковольтных импульсных генераторов типа ВЭИТ с автономным питанием [27, 28]. На дневной поверхности устанавливается соответствующая приемная элект-

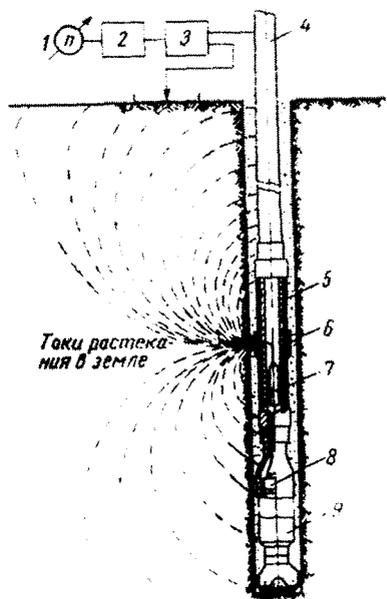
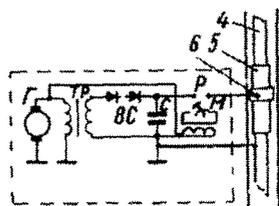


Рис. 1.5. Способ связи в скважине по электрическому каналу связи турботахометра ВЭИТ-2:

а — схема связи в скважине по электрическому каналу; б — схема высоковольтного электроимпульсного датчика. 1 — указатель оборотов; 2 — преобразователь; 3 — усилитель; 4 — бурильные трубы; 5 — изоляция; 6 — металлическая втулка (электрод); 7 — высоковольтный импульсный электрический датчик; 8 — электрический генератор; 9 — турбобур



ронная аппаратура, которая воспринимает сигнал (его основную частоту, зависящую от частоты следования импульсов, и ближайшие гармоники) от импульсного датчика, находящегося в скважине (рис. 1.5). Сигнал (разность потенциалов), имеющий вид импульсов, подается на вход приемного устройства от одного из электродов на поверхности земли и от корпуса бурильных труб. Между тахогенератором переменного тока в турбобуре и сигнальными электродами (трубами и изолированной от них втулкой) помещается преобразующее импульсное устройство. Такое устройство накапливает электрическую энергию за определенное время и выделяет ее в виде импульса большой мощности за относительно более короткое время. Период времени между двумя импульсами зависит от скорости вращения вала турбобура. Электрическая схема такого устройства состоит из трансформатора Tr , повышающего напряжение тахогенератора G ; выпрямительного элемента (селеновых столбиков BC); батареи конденсаторов C ; управляемого разрядного промежутка P и синхронного двигателя M , который управляет разрядом в разряднике P . Напряжение от тахогенератора, повышенное до 1–2 кВ, через выпрямитель заряжает батарею конденсаторов C за время, равное нескольким секундам (2–3 сек). Двигатель M вращает пластинку, замыкающую разрядник P , с частотой, зависящей от скорости вращения вала турбобура. Синхронный двигатель M вращается со скоростью, пропорциональной частоте питающего его тока, получаемого от тахогенератора, которая в свою очередь является функцией скорости вращения вала турбобура. Конденсатор разряжается через электроды, расположенные в затрубном пространстве, за короткое время, равное десятым долям секунды. В связи с большой относительной разницей во временах заряда и разряда емкости от маломощного тахогенератора можно получить большую электрическую мощность, выделяемую между электродами.

При спуске датчика ВЭИТ-2 в скважину принять сигнал с глубины более 600 м при помощи заземляющего электрода не удалось. При использовании в качестве заземля-

ющего электрода обсадных труб соседней скважины оказалось возможным принять сигнал от датчика ВЭИТ-2 с глубины 1300 м. Величина импульсов составляла 12–15 мВ при уровне помех 8–40 мВ [28].

Исследования в промышленных условиях с импульсными датчиками были проведены также в ЦКБ МГ СССР, АзНефтехиме им. М. Азизбекова и Грозненском филиале ВНИИКАнефтегаз.

В результате исследований электрического беспроводного канала связи в скважинах при помощи глубинных датчиков сигнала как с питанием их с поверхности, так и с автономным питанием установлен ряд функциональных зависимостей, характеризующих данный канал связи. Определены зависимости напряжения сигнала U_c от глубины l , частоты тока f , мощности источника P и длины изолированного участка h на колонне труб. Указанные зависимости в основном достаточно хорошо подчиняются закономерностям, определенным аналитическим путем.

Более широко в промышленных условиях проведено экспериментальное исследование данного канала связи Грозненским филиалом ВНИИКАнефтегаз в районах Чечено-Ингушской АССР в 1960–1961 гг. Исследования проведены в диапазоне частот до 90 Гц. В нижней части колонны бурильных труб помещается изолированный участок со втулкой-электродом, питаемой от погружного генератора синусоидального тока, выполненного на транзисторах. Генератор имел следующие параметры: $f = 20$ Гц, мощность на нагрузке сопротивлением 3 Ом $P = 0,8$ Вт, напряжение генератора $U_r = 1,6$ В. Наземная аппаратура позволяла регистрировать сигнал после фильтра и наблюдать его визуально. В процессе экспериментальных работ были изменены f и P генератора ($f_2 = 20$ Гц и $P_2 = 2$ Вт, затем $f_3 = 10$ Гц и $P_3 = 25$ Вт). В результате были определены зависимости $U_c = \varphi(f, P, l, h)$. Установлено, что при передаче сигнала от датчика к втулке-электроду происходит значительная потеря (затухание) энергии сигнала (до 4 Нп и более), поэтому указывается на затруднения и слабую эффективность данного способа выведения сигнала от датчика в затрубное пространство и ставится задача поиска другого, более эффективного устройства. С этим полностью согласиться нельзя, так как существуют определенные оптимальные условия, при которых датчик-генератор отдает максимум мощности в нагрузку. Также необходимо соответствующее согласование датчика с нагрузкой (в данном случае линией связи), например, при помощи промежуточной трансформаторной связи, что уменьшит потери передачи энергии ко втулке-электроду.

В работе Грозненского филиала ВНИИКАнефтегаз указывается на необходимость замены втулки тороидальным трансформатором, вторичным витком которого служит колонна бурильных труб, охватываемая общим магнитным потоком с первичной обмоткой такого трансформатора. На концах изолированного участка труб наводится э.д.с. от тока первичной обмотки, питаемой генератором-датчиком. При таком выводе сигнала к нагрузке напряжение на вторичном витке может достигать $U_2 = U_1/2$ и затухание в выводе не превысит 1 Нп.

В результате теоретического и экспериментального анализа опыта использования ЭМКС в скважине с передачей сигналов по трубам и по породе были сделаны выводы о перспективности данного способа связи в первую очередь для районов, характеризующихся высоким удельным сопротивлением пород c . Наиболее целесообразно вести передачу информации на низких частотах – не выше нескольких десятков Гц.

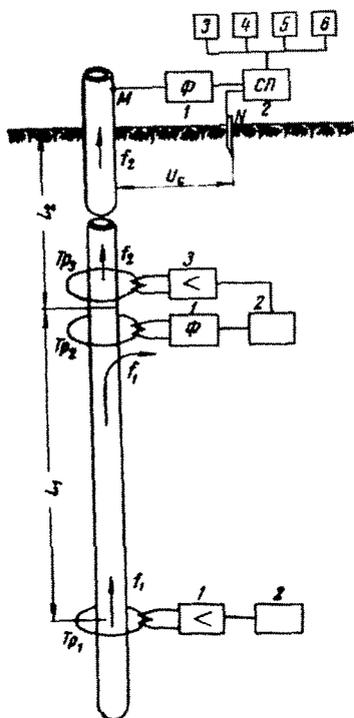


Рис. 1.6. Схема связи по электрическому каналу с применением ретрансляторов

наконечником 12 связан с планкой-водилом, укрепленной вместе с удлинителем 13 на валу турбобура 15. Приводной вал 11 тахогенератора укреплен в нижней крышке 8 корпуса прибора 6 подшипником 9 и соединен с ротором тахогенератора 7. Верхняя часть оси ротора укреплена в подшипнике 5, находящемся в верхней крышке корпуса 4. Через уплотненный токоразъем 2 один конец обмотки тахогенератора выведен изолированным кабелем, второй конец этой обмотки соединен с корпусом прибора. Корпус прибора 6 заполнен маслом. Давление внутри корпуса прибора выравняется с внешним через гофрированную трубку – компенсатор 3.

Изолятор-разделитель (рис. 1.8), навинчиваемый на контейнер 14 (см. рис. 1.7), служит для электрического разобщения колонны буровых труб. К нижней части буровых труб вместе с турбобуром присоединен один конец обмотки тахогенератора, к верхней части 2 (рис. 1.8) присоединен второй конец обмотки при помощи специального контакта 1. Между наружным элементом 2 разделителя и его внутренним элементом 5, соединенным с контейнером тахогенератора через переводник 8, впрессован слой электрической изоляции 4. Оба указанных элемента 2 и 5 скреплены при помощи верхней упорной шайбы 3, нижней упорной шайбы 6 и ниппеля 7. Вращающий момент воспринимается ребрами на переводнике 8, как это показано на разрезе разделителя на том же рисунке. Нижняя часть разделителя покрыта слоем электрической изоляции (например, стеклолентой, пропитанной эпоксидной смолой) на расстоянии 10–15 м.

Для повышения дальности связи по данной линии можно применять ретрансляционные устройства, как показано на рисунке 1.6. Здесь первичный сигнал на частоте f_1 , введенный в линию связи через трансформатор Tr_1 на некотором расстоянии от него L_1 воспринимается трансформатором Tr_2 и после фильтра 1 и преобразователя частоты 2 через усилитель 3 подводится вновь к линии связи через трансформатор Tr_3 уже с другой частотой f_2 и т.д. На поверхности сигнал U_c снимается между колонной труб (точка M) и заземлителем N приемной аппаратурой 1–6.

В Грозненском филиале ВНИИКАнефтегаз разработаны и изготовлены опытные образцы электрических беспроводных турботахометров типа ЭБТ-1 [41]. На рисунке 1.7 показано устройство глубинной части передатчика (тахогенератора) ЭБТ-1 и на рисунке 1.8 – изолятора-разделителя, к которому подводятся и изучаются сигналы от передатчика. Тахогенератор (рис. 1.7) смонтирован в защитном корпусе (кожухе) 6, укрепленном в специальном отрезке буровой трубы – контейнере 14. Вал ротора тахогенератора 10 через приводной вал 11 с

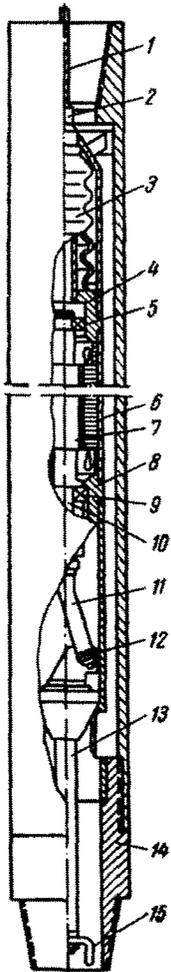


Рис. 1.7. Тахогенератор турботахометра ЭБТ-1

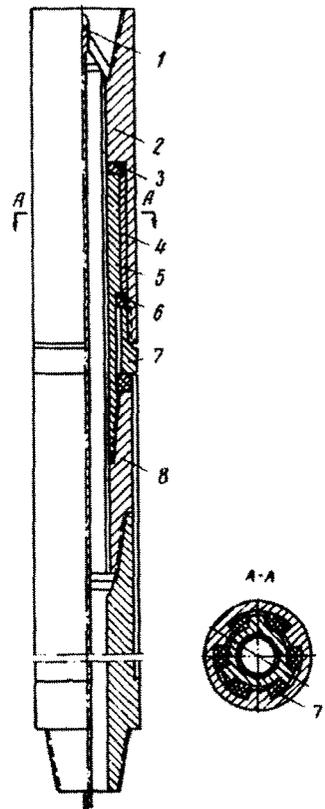


Рис. 1.8. Изолятор-разделитель

Наземная аппаратура ЭБТ-1 включает приемные электроды на поверхности земли, электронный усилитель с полосовыми фильтрами, указатель и регистратор оборотов.

Проведенные испытания указанных опытных образцов ЭБТ-1 в промышленных условиях восточных районов, где удельное сопротивление горных пород, слагающих стенки скважины, колебалось в среднем от 15 до 40 Ом·м, показали достаточную работоспособность глубинного устройства. Однако сигналы не всегда в достаточной степени превышали уровень помех на глубинах более 1000–1500 м. Оказалось целесообразным перейти на более низкие частоты сигналов (менее 2 Гц), характеризующиеся меньшим затуханием в данной линии связи.

Грозненским филиалом ВНИИКАнефтегаз были продолжены исследования и разработка электрического турботахометра для скважин, более глубоких или в низкоомных горных породах (3–5 Ом·м). Затухание электрических сигналов в скважине с пе-

редачей их по колонне бурильных труб, так же как и гидравлических сигналов при передаче их по гидравлическому каналу в скважине, зависит от частоты сигналов. Поэтому повышения дальности действия ЭБТ-1 достигли за счет снижения частоты сигналов до долей герца аналогично гидротурботахометрам ГТН-2 и ГТН-3. При этом потеряно первоначальное преимущество ЭБТ перед ГТН в части его информационной емкости, что имеет значение при разработке телеметрических систем для исследовательских целей или многоканальных систем для одновременного телеконтроля нескольких параметров. Исследованиями показано, что при частотах до 1 Гц поверхностный эффект в трубах, по которым передаются электрические сигналы, проявляется слабо, и затухание сигналов практически не зависит от частоты. При этом коэффициент затухания сигналов можно определить из формулы

$$k = \frac{\sqrt{\frac{\bar{\rho}}{\ln \frac{L}{r}}}}{\sqrt{\bar{\rho} r \delta}} \quad (1.1)$$

где ρ – эквивалентное удельное электрическое сопротивление горных пород; r – половина диаметра бурильных труб; δ – толщина стенок бурильных труб.

Грозненским филиалом ВНИИКАнефтегаз в 1964–1965 гг. разработан и испытан в виде опытных образцов инфранизкочастотный электробеспроводный турботахометр ЭБТ-1И. Забойная часть ЭБТ-1И состоит из тахогенератора переменного тока, связанного с валом турбобура (конструкция аналогична ЭБТ-1), полупроводникового выпрямителя переменного тока и контактора управляемого валом турбобура через редуктор. Через каждые 30 оборотов вала турбобура контактор включает выпрямленное напряжение к устройству (к изолятору-разделителю) для ввода сигнала в канал связи. Исследования опытного образца ЭБТ-1И в скважине в Куйбышевской области, где кажущееся удельное сопротивление пород в среднем равно 15–20 Ом·м, показали, что на частотах до 1–2 Гц полное затухание сигналов в выводном устройстве и линии связи равно 10–11 Нп. Затухание сигналов в линии связи очень слабо зависит от частоты (в этом поддиапазоне) и от глубины скважины и равно 1,5–2 Нп/км.

По результатам испытаний ЭБТ-1И предполагалось, что его можно применять для автоконтроля оборотов турбобура в процессе бурения скважин глубиной до 3000 м в указанных условиях ($\rho = 15\text{--}20$ Ом·м) или на меньших глубинах (при $\rho < 15$ Ом·м).

Предусматривалась разработка телеметрических систем с указанной линией связи для измерения других глубинных параметров, в том числе нескольких одновременно. При этом разделение каналов связи может осуществляться по время-импульсному признаку с активной паузой (например, при одновременном контроле трех глубинных параметров) или по частотному признаку. Однако последнее потребует использования сигналов повышенной частоты (порядка нескольких десятков Гц). Такая система перспективна в первую очередь для районов, характеризующихся породами с высокими удельными сопротивлениями $\geq 40\text{--}50$ Ом·м. Функциональная схема такого контроля представлена на рис. 1.9. Вал турбобура 7 и другие первичные преобразователи контролируемых забойных параметров бурения связаны с программным модулятором (коди-

рующим устройством) 6. Последний управляет сигналами, выдаваемыми генератором 5. Через согласующее устройство 4 сигналы подводятся к изолированному электроду-излучателю 2, укрепленному на изолированном участке 3 колонны бурильных труб 1. Вся глубинную часть передающего устройства можно выполнить на транзисторах с питанием от автономного источника электрической энергии.

Наземная аппаратура состоит из приемного электрода 8 в виде штыревого заземлителя или радиально расположенных проводов; активного полосового фильтра 9; преобразователя сигналов 10; регистратора и указателя оборотов 11. В случае измерения нескольких параметров преобразовательное устройство 10 дополняется декодирующим элементом с соответствующими регистраторами.

Для непрерывного контроля параллельной работы (оборотов) трех турбобуров, смонтированных в общей установке для реактивно-турбинного бурения (РТБ) шахтных стволов большого диаметра небольшой глубины, предполагается использовать контрольную аппаратуру с данным каналом связи. Разделение измерительных каналов можно выполнить по частотному признаку. Для увеличения сигнала при этих измерениях приемный электрод спускают на кабеле в скважину в зазор между трубами и стенками скважины. С той же целью повышения дальности действия ЭМКС в скважинах с низкоомными породами вместе со спуском обсадной колонны можно опустить кабель, соединенный с нижней частью этой колонны. Этим приближается приемный электрод к излучателю сигналов, и линия связи между забоем скважины и наземной поверхностью приобретает комбинированный вид (беспроводно-проводная). Однако этот вариант трудно осуществить из-за сложности спуска кабеля в скважину одновременно с обсадными трубами без повреждений кабеля.

С середины 80-х годов прошлого столетия в России ЗТС с ЭМКС получили наибольшее распространение. Забойная инклинометрическая система ЗИС-4 разработана НПП «ВНИИГИС» и применяется с 1985 г. [278]. За 20 лет выпущено более 300 комплектов и проведено более пятисот ГС в Западной Сибири, Татарстане, Башкортостане, Удмуртии, Краснодарском крае. Разработкой и производством ЗТС с ЭМКС в Европейской части России занимается НПП «Самарские горизонты» [147]. Эксплуатацион-

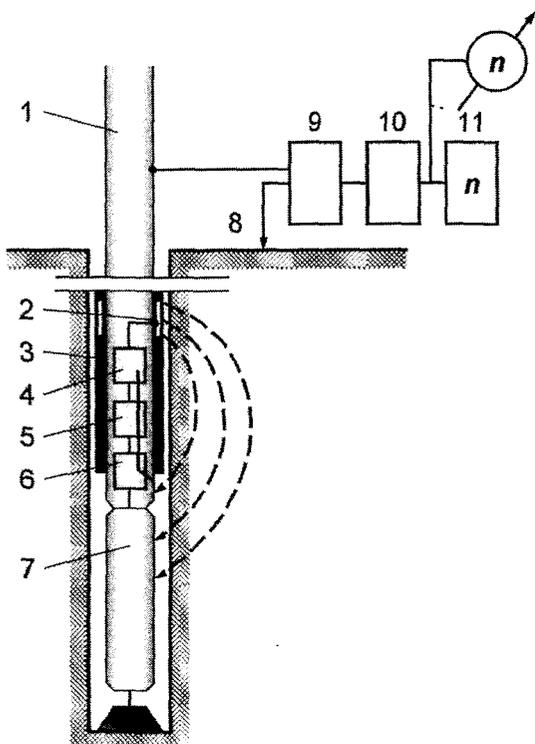


Рис. 1.9. Структурная схема передачи информации по электромагнитному каналу связи

ные характеристики ЗТС постоянно улучшаются и по надежности приближаются к показателям зарубежных систем с ГКС, их цена и стоимость услуг почти на порядок ниже [35, 130, 131, 278]. Ведутся разработки ЗТС с ЭМКС, включающей геофизический и технологический модули [142, 278].

Электромагнитный канал связи имеет большую скорость передачи информации, чем ГКС, предъявляет менее жесткие требования к качеству бурового раствора и неравномерной работе буровых насосов, передает информацию независимо от степени аэрации бурового раствора. Однако на величину и качество электромагнитного сигнала отрицательно влияют электрические помехи, создаваемые нефтепромысловым оборудованием и низкоомными горными породами [249]. Для низкоомного разреза Западной Сибири достигнута дальность устойчивой передачи полезного сигнала 3200 м [255].

В таблице 1.2 приведены технические характеристики отечественных ЗТС с ЭМКС. С начала 80-х гг. точность измерений навигационных параметров α , φ , θ повышается. Погрешность измерения ЗИС-4 составляла 0,3; 2 и 2° соответственно. У системы ЗТС-172М (НПП «Самарские горизонты») она не превышает 0,1°. Помимо навигационных параметров системы «Забой» и ЗТС-155 регистрируют нагрузку на долото G и вибропараметры. Геофизические исследования в процессе бурения включают ГК, ПС и КС. Источником энергии служит турбогенератор. Термобаростойкость аппаратуры составляет 120°С/60 МПа и 80°С/60 МПа. Диаметры скважинного прибора – 195, 172, 155 и 108 мм. В последние годы используют беспроводной ЭМКС с запоминающим устройством (ЗУ), что повышает надежность контроля как геотехнологических, так и геофизических параметров скважины.

Разработкой MWD-систем и ЗТС для контроля забойных параметров с передачей информации по электромагнитному каналу связи занимаются также зарубежные фирмы: Ration, Sandys laboratory, Develco, Genesis, Scientific drilling controls, Teledrill и отечественные: НПП «ВНИИГИС», НПП «Самарские горизонты» и др. [67, 79, 147, 180, 186, 249].

Фирма Ration исследует прохождение электромагнитных волн по породе. В разработанной системе ретрансляторы размещаются в колонне бурильных труб через каждые 1000 м. Фирма Sandys laboratory применяет электромагнитные системы, совершенствует методы локации стволов при установке передатчика в одном стволе и приемника в ранее пробуренном. MWD-система с ЭМКС измеряет до 24 параметров с высокой скоростью передачи информации. Основной недостаток системы – сильное затухание сигналов в породе. Для уменьшения затухания передачу ведут на очень низких частотах, именно на них уровень помех достаточно высок. Электромагнитные сигналы гаснут при прохождении по бурильным трубам, ограничивая применение метода локации. Сигналы передаются по породе, окружающей колонну бурильных труб, и принимаются на поверхности антенной, расположенной на некотором расстоянии от буровой. Передача ведется двоичным кодом с модуляцией фазы сигналов с частотой от 2,5 до 50 Гц. Максимальная глубина скважин, пробуренных с электромагнитным каналом связи, не более 5000 м.

Таблица 1.2

ЗТС, предприятие, год выпуска	Измеряемые параметры		Погрешность измерения (диапа- зон измерения угла), град.			Канал связи, режим передачи данных	Источник энергии (срок служ- бы в часах для батарей)	Термоба- ростой- кость, °С/МПа	Диаметр скважин- ного при- бора, мм
	навигацион- ные, техноло- гические	геофи- зиче- ские	зенит- ный угол α	азимут φ	положение отклонителя θ				
«САГОР», ЗТС-172, 1997	α, φ, θ	КС	$\pm 0,1$ (0-120)	$\pm 2,0$ (0-360)	± 2 (0-360)	ЭМКС, при цирку- ляции бурового рас- твора	ТГР	100/60	172
ВНИИГИС ЗИС-4, 1984	α, φ, θ	Нет	$\pm 0,3$ (0-90)	$\pm 2,0$ (0-360)	± 2 (0-360)	ЭМКС, при цирку- ляции бурового рас- твора	ТГ	80/60	172
ВНИИГИС «Забой», 1993	$\alpha, \varphi, \theta, \eta, G$, виброметрия	ГК, ЗБК	$\pm 0,3$ (0-90)	$\pm 2,0$ (0-360)	± 2 (0-360)	ЭМКС+ЗУ, при циркуляции буро- вого раствора	Б (7), ТГ	120/60	172
ВНИИГИС ЗТС-54, 1996	α, φ, θ , виброметрия	ГК, КС, ПС	$\pm 0,1$ (0-180)	$\pm 0,1$ (0-360)	$\pm 0,1$ (0-360)	ЭМКС, при цирку- ляции бурового рас- твора	ТГ	120/60	54
ВНИИГИС ЗТС-172, 1996	α, φ, θ , вибро- метрия	ГК, ПС	$\pm 0,1$ (0-180)	$\pm 0,1$ (0-360)	± 1 (0-360)	ЭМКС, при цирку- ляции бурового рас- твора	ТГ	120/60	172
ВНИИГИС ЗТС-155, 1997	α, φ, θ , виброметрия	ГК, БК, ПС, ДР, ДТ	$\pm 0,1$ (0-180)	$\pm 0,1$ (0-360)	$\pm 0,1$ (0-360)	ЭМКС, при цирку- ляции бурового рас- твора	ТГ	120/60	155
АО ЭХО АТ-3, 1993	α, φ, θ	Нет	0,25 (0-99)	0,5 (0-360)	0,5 (0-360)	ЭМКС, непрерывно	ТГ	90/60	172
НПП «Самарские горизонты» ЗТС-172М, 2000	α, φ, θ	КС, ЭМК	$\pm 0,1$ (0-180)	$\pm 0,1$ (0-360)	$\pm 0,1$ (0-360)	ЭМКС, при цирку- ляции бурового рас- твора	ТГ	120/60	195 172 108

1.2. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ КАНАЛ СВЯЗИ

Излучение радиоволн – процесс возбуждения бегущих электромагнитных волн радиодиапазона в пространстве, окружающем источник колебаний тока или заряда. При этом энергия источника преобразуется в энергию распространяющихся в пространстве электромагнитных волн. Приём радиоволн является процессом, обратным процессу излучения. Он состоит в преобразовании энергии электромагнитных волн в энергию переменного тока. Излучение и прием радиоволн осуществляются с помощью передающих и приёмных антенн.

Работами С.Я. Литвинова, И.К. Саркисова (1959 г.), Е.А. Полякова (1962 г.), О.П. Шишкина (1962 г.) установлена возможность использования колонны бурильных труб в качестве электрического канала для передачи информации с забоя на земную поверхность.

Беспроводной электромагнитный канал связи использует колонну бурильных труб в качестве одного из проводов линии передачи, по простоте конструкции глубинных и наземных устройств, пропускной способности является наиболее перспективным при организации устойчивой связи забой-устье при турбинном и роторном бурении скважин.

По сравнению с гидравлическим каналом электромагнитный канал связи обладает следующими преимуществами:

- повышенная надежность деталей забойных устройств, контактирующих с абразивным потоком бурового раствора;
- простота в управлении, возможность обратной связи в корректировке траектории бурения скважины в соответствии с проектом.

Дальность действия электромагнитного канала связи сильно зависит от удельного электрического сопротивления окружающих пород: в низкоомных разрезах (Западная Сибирь) сигнал сильно шунтируется и затухает, в высокоомных (мощные пласты соли в Оренбургской и Пермской областях) передающий диполь ЗТС электрически изолирован пластами и сигнал проходит плохо. Но ЗТС обладает и существенными преимуществами: на порядок дешевле, менее требовательна к качеству бурового раствора, ее можно использовать в условиях, где гидравлический канал не работает, например, при вскрытии газоносного пласта или бурении на азрированных буровых растворах.

Разработанные НПП «Самарские горизонты» забойные телеметрические системы с ЭМКС типа ЗТС-108, ЗТС-172 и ЗТС-195 используются в производственном режиме для геонавигации горизонтальных скважин. Продолжаются работы по совершенствованию телеметрической системы ЗТС-172 с применением гамма-каротажа, разрабатываются новые малогабаритные ЗТС с электромагнитным каналом связи.

Забойная телеметрическая система ЗТС-172М предназначена для ориентации отклонителя на забое, непрерывного измерения на забое и индикации на поверхности земли азимута и зенитного угла ствола скважины, а также измерения геофизических параметров каротажа сопротивления разбуриваемой породы (КС) и электромагнитного каротажа (ЭМК) в процессе турбинного бурения в геологических средах, не имеющих магнитных аномалий.

Аппаратура в составе ЗТС обеспечивает измерение угловых параметров с нижеприведенной точностью на глубинах скважин до 3500 м по вертикали, в условиях низкоомных ($\rho < 10$ Ом·м) пород месторождений Западной Сибири (см. табл. 1.3).

Таблица 1.3

№	Наименование параметра	Диапазон измерений	Разрешающая способность (дискретность)	Погрешность
1	Азимут, град.	0–360	1,0 (град)	±1,5
2	Зенитный угол, град.	0–102	0,1(град)	±0,15
3	Отклонитель, град.	0–360	1,5 (град)	±1,5
4	Кажущееся удельное сопротивление КС, Ом·м	0,2–200,0	1,0 (%)	±1,0
5	Электромагнитный каротаж, ЭМК (двухчастотный, по выбору) Ом·м	(5,0–100,0 кГц) R=10,0–500000,0 (C=50.0x10 – 1,0x10 Ф)	0,1(%) Логарифмическая шкала	1,0(%)
6	Температура, °С	5-120	1,0	±1,5
7	Обороты генератора ЗТС, об/мин	800–3000	20,0	±20

Корпусные элементы телеметрической системы сохраняют свои прочностные параметры и обеспечивают защиту скважинной электроники при внешних воздействиях:

- температур до 150°С,
- давлений до 60 МПа.

Электропитание электроники скважинного прибора осуществляется через штатный разъем от турбогенератора переменного тока, вращение которого осуществляется потоком промывочного раствора.

Устройство сопряжения (УСО) и программное обеспечение (ПО) на поставляемую аппаратуру обеспечивают:

- подавление помехи частотой > 20 Гц не менее 60 дВ;
- чувствительность приема сигнала, при котором сохраняется работоспособность и метрологические характеристики не менее 1 мкВ (с возможностью регулировки чувствительности при большом входном сигнале);
- работа в составе компьютеризированного комплекса контроля параметров бурения с существующими программными средствами обработки и представления информации от телеметрической системы по согласованному протоколу обмена.

Аппаратура забойной телеметрической системы устойчива к внешним воздействующим факторам и сохраняет технические характеристики:

- при воздействии температур окружающей среды:
 - для скважинной аппаратуры до +120°С
 - для УСО +5 – +45°С
 - после пребывания в предельных температурных условиях транспортировки (–50) – (+50)°С
 - во время и после воздействия на скважинный прибор:
 - вибраций в диапазоне частот 10–70 Гц с ускорением до 150 м/с².
- Надежность и работоспособность аппаратуры:
- средняя наработка на отказ,
 - для скважинного прибора не менее 200 час,
 - для УСО 1000 час.

Блок-схема забойной телеметрической системы ЗТС-172М

Система ЗТС-172М состоит из передающей (забойной) и приёмной (наземной) частей. На рис. 1.10 представлена структурная схема системы ЗТС-172М, согласно которой передача информации от передающей части на приёмную часть осуществляется по ЭМКС.



Рис. 1.10. Структура забойной телеметрической системы ЗТС-172 М

В передающей (забойной) части телеметрической системы используется модульный принцип компоновки скважинного прибора, состоящего из следующих модулей:

- генератор питания переменного тока;
- модуль модулятора передатчика;
- модуль каротажа сопротивления;
- модуль питания;
- модуль центрального процессора;
- модуль АЦП;
- модуль инклинометрический;

Приёмная (наземная) часть состоит из:

- антенны;
- наземного приёмного устройства УСО;
- компьютера;
- монитора.

ГЛАВА II

ГЕОНАВИГАЦИЯ СКВАЖИН

Достижения научно-технического прогресса в информационных технологиях вселяют уверенность, что ближайшие годы будут отмечены созданием новой, более производительной техники и новых, более эффективных способов бурения скважин сложной пространственной архитектуры и дренажных стволов. В последнее время в технических заданиях на проектирование строительства разведочных или поисковых скважин Заказчик – НГДП указывает на необходимость проектирования как пилотного так и горизонтального стволов с целью дальнейшей эффективной эксплуатации нефтяной или газовой залежи. Большинство скважин с отдаленным забоем (СОЗ), как правило, несут двойную функцию – как геологоразведочную, так и эксплуатационную, тем самым оправдывая высокие затраты на строительство.

2.1. ГЕОНАВИГАЦИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Кустовой способ разработки месторождений углеводородов наклонно-направленными скважинами получил широчайшее применение, особенно на месторождениях Западной Сибири [85–88, 99–120, 122–125, 147, 266]. Способ вошел в практику строительства не только нефтяных и газовых скважин, но и скважин для ПХГ и геологоразведочных. Технологии бурения ГС произвели настоящую техническую революцию в теории и практике мировой нефтедобычи [42]. Строительство ГС открыло третье измерение в разработке месторождений УВ и стало основой пространственной архитектуры дренирования пласта [147].

Разбуривание нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами эффективно формирует оптимальную систему разработки и восстановления продуктивности месторождений на поздней стадии эксплуатации. Вскрытие продуктивной толщи горизонтальным стволом увеличивает площадь фильтрации, исключает возможность поступления воды в процессе эксплуатации, что особенно эффективно для низкопроницаемых коллекторов и пластов с вертикальной трещиноватостью. Дебит ГС по сравнению с вертикальными увеличивается в 2–4 раза на нефтяных и в 3–8 раз – на газовых месторождениях.

Технологии строительства ГС на нефть впервые разработаны и реализованы в мировой практике в 50–60 годах прошлого столетия [42]. В 1953 году под руководством Григоряна А.М. успешно пробурили первую в мире многозабойную горизонтальную скважину № 66/45 на Карташевском месторождении Башкирии (рис. 2.1). Скважина имеет 10 резко искривленных стволов. При глубине скважины по вертикали 600 м

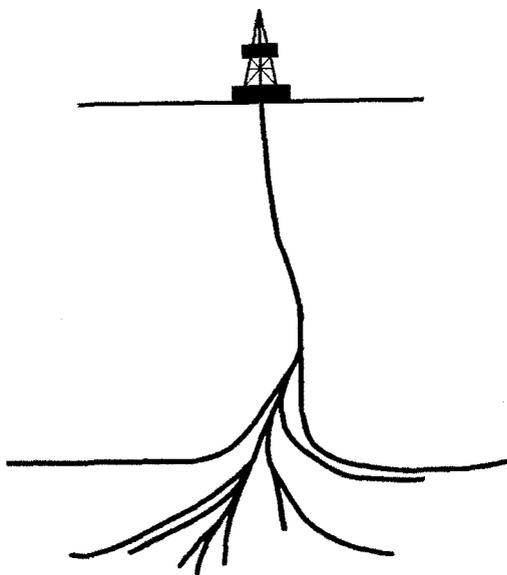


Рис. 2.1. Профиль многозабойной горизонтальной скважины № 66/45 на Карташевском месторождении

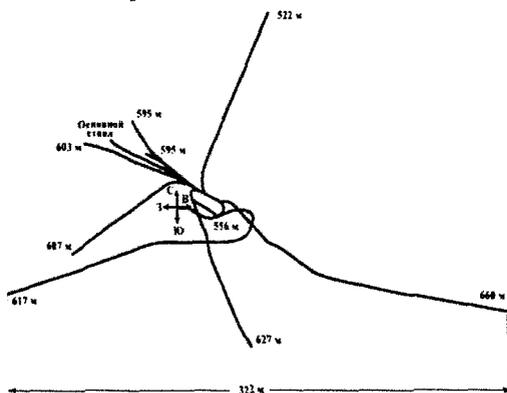


Рис. 2.2. Горизонтальная проекция многозабойной горизонтальной скважины № 66/45

общая протяженность стволов составила 1993 м, непосредственно пройдено 1768 м в продуктивном пласте. Максимальное расстояние между забоями составило 322 м, максимальная длина горизонтального ствола – 168 м (рис. 2.2). Дебит нефти составил 120 т/сут (средний дебит вертикальных скважин месторождения – 7 т/сут).

При 17-кратном увеличении дебита скорость бурения понизилась в 1,2 раза, а стоимость повысилась в 1,5 раза. В 1954 г. результаты по этой скважине экспонировались на IV Римском нефтяном конгрессе. Техничко-экономические показатели приведены в табл. 2.1.

В 1959–1960 годах начали развиваться теоретические воззрения на гидродинамические процессы, возникающие при эксплуатации ГС. Во ВНИИнефть проведены гидродинамические исследования по разработке нефтяных месторождений с помощью ГС и многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС). Созданные Ю.П. Борисовым, В.П. Пилатовским и А.П. Табаковым теоретические основы фильтрации и нефтеотдачи пластов изложены в монографии «Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами» [21].

Второй этап развития бурения ГС охватывает 1961–1978 годы. До 1970 года группой специалистов ВНИИБТ под руководством А.М. Григоряна разработана теория и технология бурения ГС. Итоги работ подведены в монографии, выпущенной в 1969 году [42]. Разработан и создан ряд технических средств, успешно применявшихся при бурении ГС и МЗГС в Куйбышевской области, на Западной Украине, Восточной Сибири и других местах. На рис. 2.3 приведен профиль разведочной ГС с протяженностью горизонтального ствола 632 м.

Семидесятые годы – начало промышленного бурения ГС за рубежом. Лидером бурения ГС стал Французский институт нефти (ФИН), специалисты которого взяли за основу исследования советских ученых по разработке нефтяных месторождений с помощью ГС и МЗГС.

Таблица 2.1

Показатели	Многозабойная горизонтальная скважина № 66/45	Вертикальная скважина
Общая проходка в продуктивном пласте, м	1768	320
Дебит нефти, т/сут	120	7
Коммерческая скорость бурения, м/ст.- мес.	600	705
Стоимость бурения, тыс. руб.	75	50

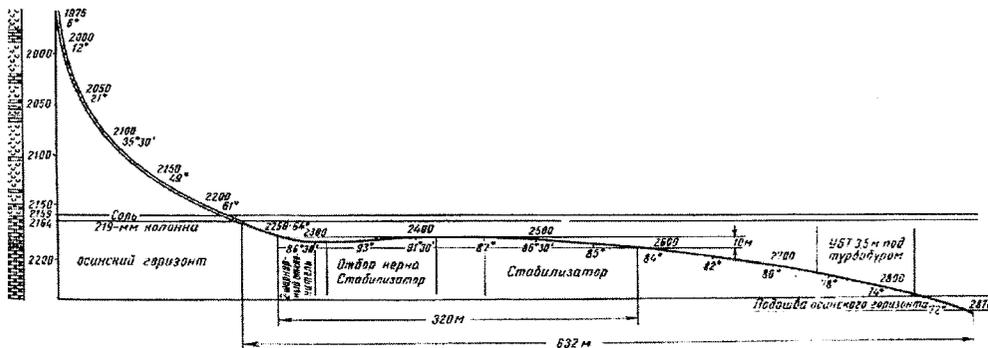


Рис. 2.3. Разведочная скважина на Марковском месторождении (Восточная Сибирь)

В связи с технической и технологической сложностью строительства ГС зарубежные фирмы резко увеличили ассигнования на НИИОКР. За короткие сроки сконструировали, провели промышленные испытания и поставили на рынок новые забойные двигатели, долота, телеметрические системы и другое оборудование, позволяющее достигнуть высоких технико-экономических показателей при бурении ГС. Решили и проблему проведения геофизических исследований в горизонтальных стволах [88].

К сожалению, в СССР из-за резко увеличившейся добычи относительно дешевой нефти Западной Сибири резко снизился интерес к бурению МЗГС и ГС. Наметился застой российских технологий горизонтального бурения.

С 1978–1979 годов начался третий этап. Возрастает интерес к бурению ГС в США, так как оно является экономически выгодным с использованием даже обычного, традиционного оборудования. Опыт эксплуатации ГС на нескольких месторождениях к 1982 году показал, что они обладают большими потенциальными возможностями для большего извлечения из недр углеводородов особенно там, где традиционные методы неэффективны.

Большие работы по бурению ГС начались на шельфе Северного моря. Строительство ГС во Франции стимулируется необходимостью разработки нефтяных месторождений Лак-Супериор и Кастера-Му на глубине 3 км и шельфового месторождения Распо-Маре на Адриатике, где высоковязкая нефть находится в карстовых ловушках. В это время французская фирма «Эльф-Акитен» устанавливает рекорды. Удастся пробурить скважину с длиной горизонтального ствола 2 км и достичь 15-кратного увеличения дебита одной из ГС месторождения Распо-Маре по сравнению с соседними вертикальными скважинами (ВС).

Четвертый этап начался в 1985–1986 годах. Центр бурения уверенно переместился в США. Успехи фирмы «Эльф-Акитен» вызвали огромный интерес многих нефтяных фирм США. Начинается активное разбуривание горизонтальными скважинами месторождения Прадхо Бей, сложенного низкопроницаемыми известняками. Резко возросли объёмы бурения ГС на шельфе Северного моря (Дания, Норвегия, Англия). К 1989 году в США пробурено 51 ГС и 30 – в Европе. На XII Международном нефтяном конгрессе в Хьюстоне в 1989 году значительное число докладов было посвящено бурению ГС и результатам их использования для разработки нефтяных и газовых месторождений. В большинстве нефтедобывающих стран: США, Франция, Канада, Дания и др. успешно бурятся тысячи ГС и РГС в год [88].

При строительстве ГС с телеметрическим контролем за траекторией ствола достигнуты высокие результаты. Максимальная длина горизонтального ствола в Калифорнии достигла 3865 м. В 1990 году в США благодаря ГС добывалось дополнительно 16 тыс. т нефти в сутки. Бурением ГС занимается свыше 50 фирм и компаний более 20 стран мира: «Стандарт-Ойл» (Норвегия), «Арко» (Дания), «Истмен-Кристенсен» (США), «Пройсаг» (ФРГ), «Тедси» и «Бритиш Петролеум» (Англия), «Эльф-Акитен» (Франция), «Эльф-Италия» и др.

На территории СССР пробурено 207 горизонтальных скважин. В 1986–1990 годах в соответствии с программой «Горизонт» организовано бурение ГС в производственных объединениях: Саратовнефтегаз, Башнефть, Татнефть, Нижневожжскнефть, Коминефть, Сахалинморнефтегаз, Нижневартовскнефтегаз, Томскнефть и др.

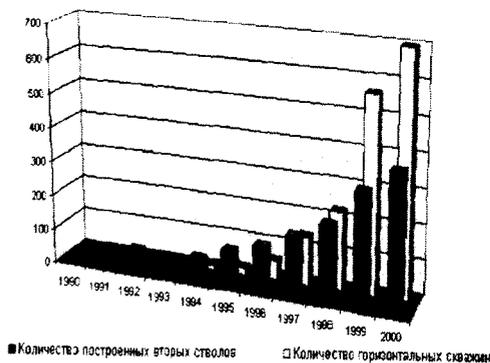


Рис. 2.4. Рост объемов строительства скважин сложной архитектуры

В 90-х годах в РФ создаются десятки сервисных предприятий для успешной реализации ГС с широким диапазоном радиуса искривления при различной конфигурации траектории ствола в пределах продуктивного пласта. В 1990 году построено 12 ГС, в 1991 году – 44 (в Западной Сибири – 13), в 1992 году – 32 ГС, а в 2000 г. – 393 ГС и 696 боковых стволов (рис. 2.4).

Заслуживает внимания опыт научно-производственного объединения «Горизонт-Сервис-Геонавигация» (г. Москва), создавшего сеть инжини-

ринговых предприятий и институтов, разрабатывающих и внедряющих отечественные высокие технологии и оборудование для строительства ГС и БГС: ОАО «ЯмалГеоСервис» (г. Тарко-Сале, Ямало-Ненецкий автономный округ), Сибирский научно-исследовательский и проектный институт «Нефтяные горизонты» (г. Нижневартовск), Научно-производственное предприятие «Самарские горизонты» (г. Самара) и ОАО «Научно-исследовательский и проектный центр газонефтяных технологий» (г. Москва) и иницилирующего создание Научно-исследовательского института буровых технологий (НИИБТ) Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, как альтернативу бывшему государственному институту буровой

техники – ВНИИБТ, утратившему своё положение лидера разработки новейшей буровой техники и технологий [32, 129–133].

В рамках Программы технологической реконструкции Самотлорского месторождения значительный прирост добычи нефти планируется на верхний продуктивный пласт AB_1^{1+2} . Он распространен практически по всему месторождению и содержит более 1 млрд. т геологических запасов нефти. Разработка пласта AB_1^{1+2} «рябчик» традиционными методами бурения и эксплуатации скважин нерентабельна. Не вызывает сомнения то, что основным способом извлечения нефти из пласта, сложенного так называемой «рябчиковой» текстурой, станут технологии горизонтального бурения скважин с кустовых площадок [33].

Основой успешного строительства первых ГС на Самотлорском месторождении и в Западной Сибири послужил опыт, полученный в 1987 г. при строительстве первой в России ПННС № 29055 (см. рис. 2.5, а) Самотлорского месторождения с применением первых отечественных бескабельных ЗТС с ЭМКС [121] и в начале 1990 г. при бурении ПННС № 817 на пласт AB_1^{1+2} Ермаковского месторождения [140]. На скважине № 29055 применяли ЗТС в компоновке с долотом 215,9 МЗ-ГВ-2, отклонителем ОШ1-195 с приводом от турбобура А7ПЗ. Четырьмя долблениями за 30 ч механического бурения пройден интервал 1140–1916 м. Зенитный угол в интервале установки глубиннонасос-

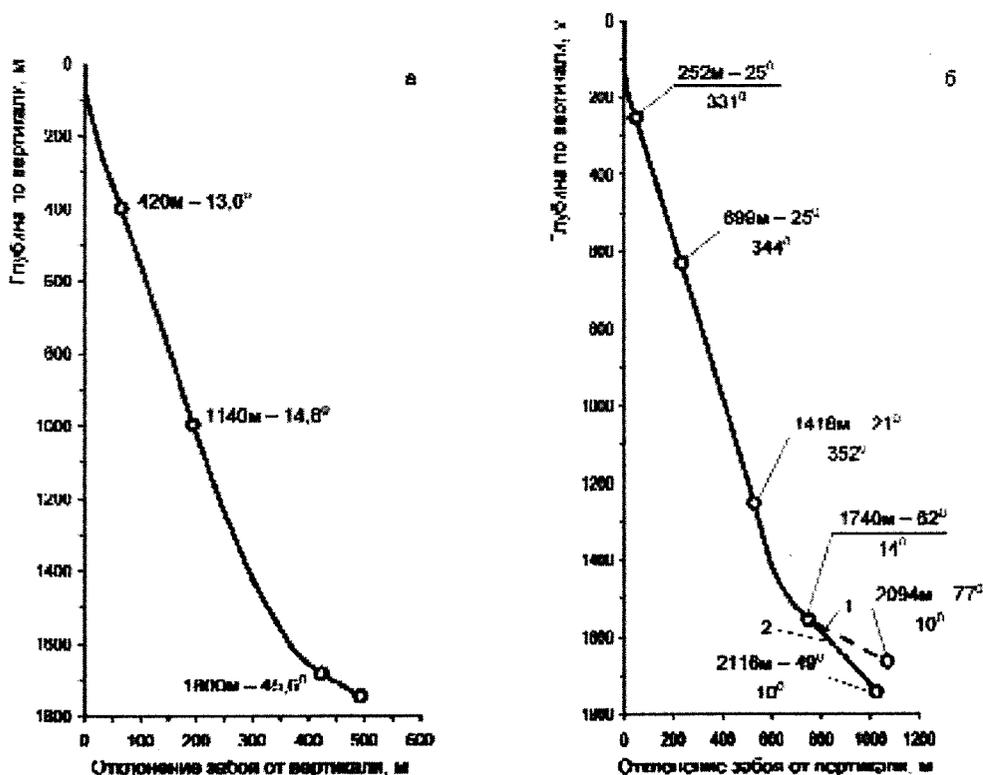


Рис. 2.5. Вертикальная проекция профилей скважин:

а – № 29055 и б – № 817: 1 – первый и второй стволы

ного оборудования не превысил 14° , максимальный зенитный угол составил $45,6^\circ$ (рис. 2.5, а). В скважине № 817 достигнут максимальный зенитный угол $76,6^\circ$ на глубине 2098 м (рис. 2.5, б). Среднее время работы ЗТС $27,5$ ч при максимальной нагрузке 104 ч. Внесены серьезные изменения в конструкцию и типовой профиль проектируемых ГС.

Для привязки к геологическому разрезу при проектировании и бурении первой в Западной Сибири ГС № 25738 куста № 2135 (рис. 2.6, а) приняли вертикальную скважину № 25754 за базовую. По результатам ГИС базовой скважины (рис. 2.7) 24-метровый пласт AB_1^{1+2} состоит из четырех нефтенасыщенных пропластков общей толщиной 8 м. Две третьих толщины пласта приходится на глинистые породы, что немаловажно для оптимизации траектории горизонтального ствола. К строительству ГС № 25738 приступили 15 июня 1990 г. На глубину 426 м спустили кондуктор $\varnothing 323,9$ мм. За

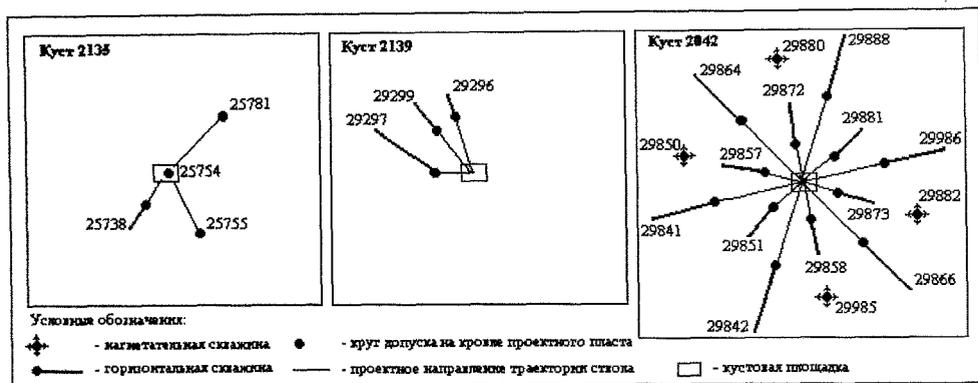


Рис. 2.6. Кусты горизонтальных скважин Самотлорского месторождения

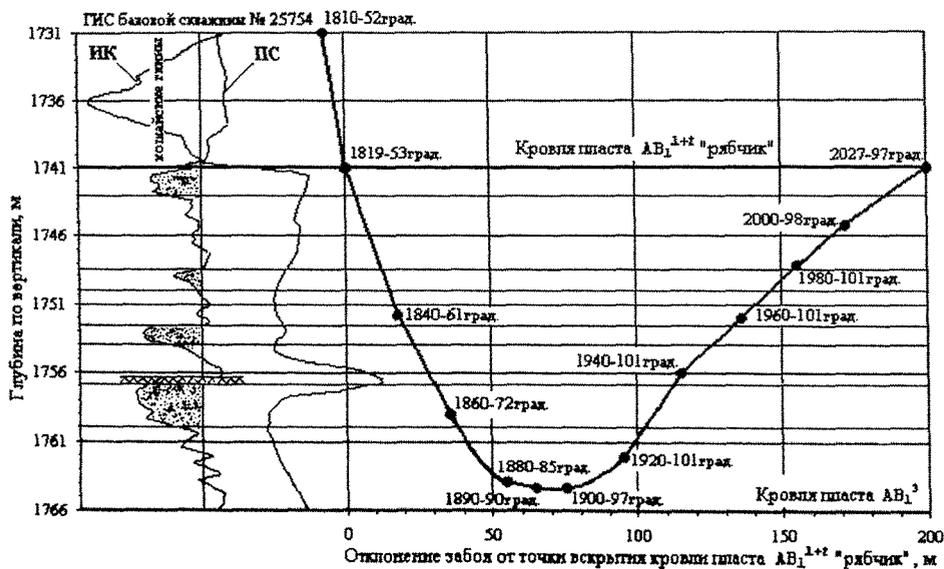


Рис. 2.7. Профиль траектории ствола ГС № 25738

интервал 1319–1818 м при бурении под эксплуатационную колонну \varnothing 244,5 мм набран зенитный угол 53° . По техническим требованиям башмак эксплуатационной колонны должен находиться ниже кровли продуктивного пласта AB_1^{1+2} на 1–2 м.

Основным критерием вскрытия кровли пласта AB_1^{1+2} является как минимум двухкратное сокращение времени бурения реперного интервала, фиксируемого на диаграмме детально-механического каротажа (ДМК) станцией ГТИ. В интервале 1817,2–1819,2 м зафиксировано время бурения пяти 40-см отрезков: каждое время в 2 раза меньше, чем в верхнем интервале (табл. 2.2). Привязочный каротаж в открытом стволе скважины подтвердил правильность выбранного критерия.

Таблица 2.2

Измерение	Интервал, м		Время, с
	от	до	
1	1815,6	1816,0	124
2	1816,0	1816,4	124
3	1816,4	1816,8	118
4	1816,8	1817,2	107
5	1817,2	1817,6	66
6	1817,6	1818,0	61
7	1818,0	1818,4	62
8	1818,4	1818,8	58
9	1818,8	1819,2	58

Технологически сложной и впервые поставленной задачей явился набор параметров кривизны до глубины 1800 м в стволе большого диаметра 295,3 мм. В ориентируемой КНБК (ОКНБК) помимо долота 295,3 СЗ-ГВ (С-ГВ), калибратора КЛС-295,3 и турбинного отклонителя ТО-240 включили телеметрическую систему ЗИС-4. ЗТС обеспечила управление траектории ствола скважины (ТСС) большого диаметра в интервале 1249–1819 м передачей трех параметров в процессе бурения в реальном масштабе времени – зенитного и азимутального углов, угла установки отклонителя. Информация на экране наземного пульта обновлялась каждые 20 с. После проработки ствола скважины спущено на бурильных трубах «проходное колено» – 20 м эксплуатационной колонны \varnothing 244,5 мм со стандартным башмаком. В 16 м от забоя инструмент встал. При промывке и доведении «проходного колена» до забоя наблюдались частичная потеря циркуляции и вынос шлама, включающего темно-серый, почти черный зернистый аргиллит. Подтвердились неустойчивость пологого ствола в кошайской пачке алымской свиты и правильность выбранной конструкции ГС.

Спуск и цементирование эксплуатационной колонны провели без осложнений. После опрессовки эксплуатационной колонны приступили к бурению ствола \varnothing 215,9 мм в продуктивной толще пласта AB_1^{1+2} . В успешно пробуренный горизонтальный ствол протяженностью 209 м спустили предварительно перфорированный фильтр-хвостовик \varnothing 146 мм (5 отверстий \varnothing 8 мм на длину 1 пог. м). Горизонтальный ствол проводили по волнообразной траектории, обеспечивающей двойное пересечение всех нефтеносных пропластков, с учетом особенностей строения пласта AB_1^{1+2} (рис. 2.7).

Коэффициент эффективности прохождения горизонтальным стволом продуктивных пород k_{np} равен отношению длины горизонтального ствола в нефтенасыщенной части пласта 42 м к общей длине ствола в проектном пласте 208 м и составил 0,226.

На бурение ГС № 25738 затрачено 688 ч календарного времени, что соответствует скорости бурения 2121 м/ст.-мес. (табл. 2.3). С телеметрической системой ЗИС-4 пробурено 656 м за 43,2 ч, проведено семь долблений под эксплуатационную колонну и два – под хвостовик.

Таблица 2.3

Показатели	Номер скважины			
	25738	29297	29299	29296
1. Даты начала и окончания бурения	15.06. – 15.07.90	02.10.– 05.11.90	09.12. – 19.01.91	18.02. – 01.04.91
2. Глубина скважины по вертикали, м	1761	1769	1774	1793
3. Глубина спуска технической колонны Ø 245 мм, м	1819	1809	1782	1859
4. Глубина скважины по стволу, м	2027	2326	2116	2161
5. Глубина вертикального участка, м	1255	1300	1377	1105
6. Отклонение забоя от вертикали до проектного пласта, м	335	225	387	366
7. Длина горизонтального ствола, м / длина горизонтального ствола в про- дуктивной породе, м	208/42	518/307	249/44	255/78
8. Коэффициент эффективности попа- дания горизонтального ствола в продук- тивные породы (k_{np})	0,226	0,593	0,177	0,306
9. Максимальный зенитный угол, град. / глубина по стволу, м	100,7/1922	97,3/2220	97,0/1943	109/2096
10. Максимальная интенсивность, град./10 м / Глубина по стволу, м	6,6/1890	6,3/1860	8,6/1923	6,5/1972
11. Механическая скорость бурения по пласту, м/ч	9,2	6,7	7,5	10,6
12. Скорость бурения, м/ст.-мес.	1962	2052	1511	1508

Гидродинамические исследования показали, что уровень жидкости в стволе через 24 ч поднялся с 760 до 536 м, что соответствует среднему дебиту 9 м³/сут. При забойном давлении 9,3 МПа дебит жидкости составил 14 м³/сут, что превысило дебит скважин с вертикальным вскрытием пласта в 2–7 раз.

Группа специалистов при непосредственном руководстве исследователя-технолога В.В. Кульчицкого успешно завершила строительство первой в Западной Сибири ГС № 25738 куста № 2135 Самотлорского месторождения и продолжила экспериментальные работы по строительству и эксплуатации ГС, развитию теории освоения трудноизвлекаемых запасов нефти горизонтальным вскрытием пластов [140]. По результатам освоения первой ГС техническим советом АО «Черногорнефть» решено запроектировать первый в Западной Сибири куст № 2139, включающий три ГС № 29297, 29299 и 29296 (см. рис. 2.6, б). ГС расположены веерообразно в секторе 50°.

Представляют интерес результаты строительства ГС № 29297, показывающие возможность бурения горизонтального ствола длиной более 500 м в терригенных отложениях пласта АВ₁¹⁺² (рис. 2.8). Оптимизация траектории ствола позволила повысить k_{np} до 0,593. Впервые при строительстве куста № 2139 проведены исследования горизонтального ствола скважины № 29297 инклинометром непрерывной записи ИН1-721 и методом РК (НКТ-50 и ГК), электрометрические исследования ГС № 29299 и 29296 комплексом в пластиковых трубах «Горизонталь-1», крепление горизонтального ствола ГС № 29296 хвостовиком с магнетыми заглушками.

В табл. 2.3 приведены технико-экономические показатели строительства ГС куста № 2139.

На опытном участке Самотлорского месторождения запроектировано строительство шести ГС куста № 2042 по радиально-лучевой схеме (см. рис. 2.6, в). По опыту проводки четырех ГС с кустов № 2135 и 2139 с низким k_{np} изменена технология бурения горизонтального ствола. Первое долбление из-под башмака технической колонны до выхода на горизонталь провели ориентируемой КНБК со специальным отклонителем ОШ-172, что обеспечило проектный радиус искривления.

Показательны результаты бурения ГС № 29873. Отклонителем ОШ-172 с ЗТС на глубине 1843 м выведен ствол на горизонталь со вскрытием продуктивного пласта на 10 м по вертикали (рис. 2.9). В конце долбления на глубине 1851 м зенитный угол составил 94,8°, что оказалось приемлемо для дальнейшей проводки горизонтального ствола. На следующее долбление спустили безориентируемую КНБК (БКНБК) с долотом 215,9 С-ГВ-2, гидравлическим забойным двигателем ДЗ-172 и упругим центратором Ø 220 мм. При бурении интервала 1851–1965 м зенитный угол увеличился до 102° и были вскрыты кошайские глины. Восходящим стволом вскрыто 48 м в нефтенасыщенных пропластках I–III. Календарное время бурения первого ствола составило 1 сут. С глубины 1843 м зарезали второй ствол и провели его до 2300 м. Общая протяженность двух горизонтальных стволов в продуктивном пласте составила 577 м. Для основного ствола $k_{np} = 0,78$. Эксплуатационную колонну Ø 146 мм спустили до глубины 2289 м, в интервале 900–1767 м зацементировали, в интервале 1767–2289 м оборудовали предварительно перфорированным фильтром. Бурение горизонтальных стволов проводили на растворе плотностью 1100 кг/м³, условной вязкостью 27–30 с и показате-

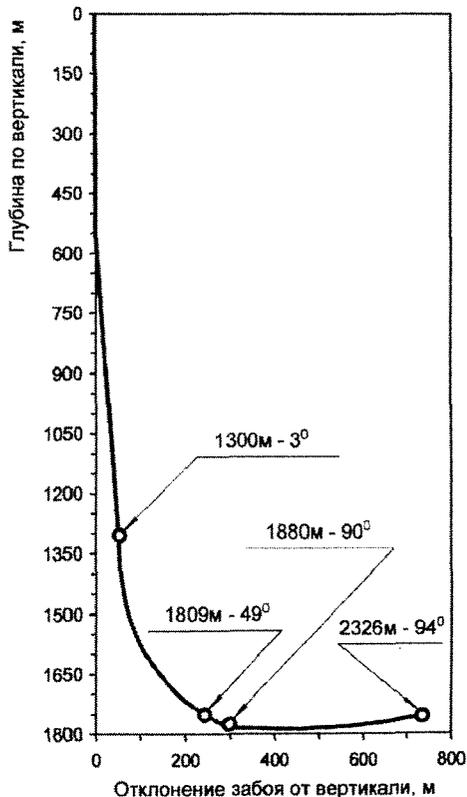


Рис. 2.8. Вертикальная проекция профиля ГС № 29297

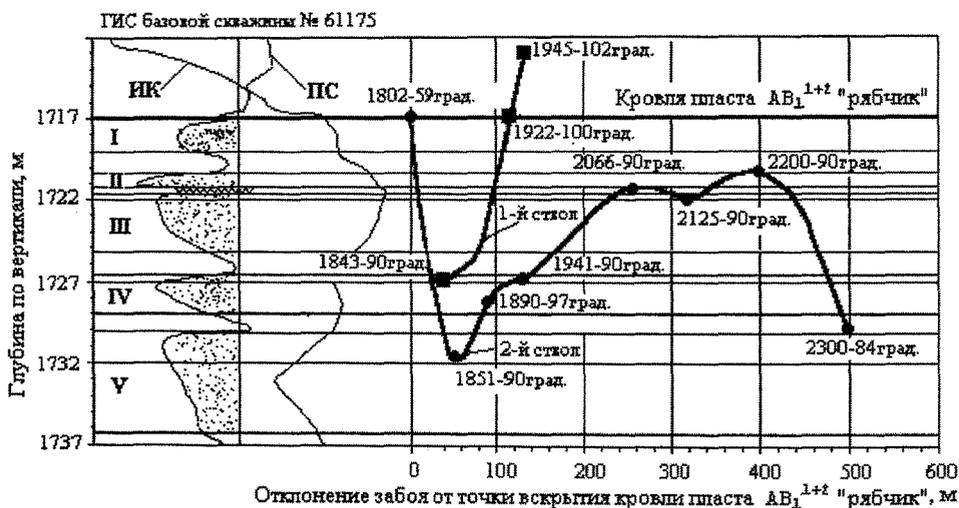


Рис. 2.9. Траектория ствола ГС № 29873

лем фильтрации $4-5 \text{ см}^3/\text{мин}$. При освоении скважину промыли соевым раствором до искусственного забоя. В горизонтальный ствол закачали инертно-эмульсионный раствор. Выдержали скважину в течение 48 ч и провели кислотную обработку пласта (8% соляная кислота и 0,5% плавиковая кислота). Через 8 ч скважину промыли нефтью и вызвали приток из пласта компрессором. В результате отобрали 70 м^3 жидкости. После свабирования скважина перешла на режим периодического фонтанирования.

В 1995 г. закончено строительство шести ГС куста № 2042. При освоении двух первых ГС получены дебиты $50-70 \text{ м}^3/\text{сут}$. АО «Горизонт-Сервис» вышел с инициативой о расширении строительства ГС на опытном участке пласта AV_1^{1+2} . Запроектирована вторая очередь из шести ГС с куста № 2042 (см. рис. 2.6, в). Для 6 периферийных ГС точка входа в кровлю пласта находится на середине прямой, соединяющей забои соседних ранее пробуренных ГС. Длина горизонтального ствола – 500 м. На внешней границе участка заложены четыре нагнетательных скважины.

Технология проводки ГС второй очереди усложнилась тем, что отдаление забоя на кровлю проектного пласта увеличилось до $600-700 \text{ м}$, вместе с горизонтальным стволом отдаление забоя увеличилось до $1100-1300 \text{ м}$.

Таблица 2.4

Показатели	Среднее
1. Продолжительность бурения, сут	48
2. Глубина скважины по стволу, м	2345
3. Глубина спуска промежуточной колонны, м	1869
4. Длина горизонтальной части ствола, м	481
5. Скорость бурения, м/ст.-м	1539
6. Проходка на долото в горизонтальном стволе, м	72,1
7. Время механического бурения горизонтального ствола, ч	70
8. Механическая скорость бурения горизонтального ствола, м/ч	7,5
9. Превышение стоимости строительства ГС над ННС, %	178

Таблица 2.5

Основные параметры		Номер горизонтальной скважины									
		29858	29851	29873	29872	29881	29857	29842	29986	29864	29888
1	Глубина скважины по стволу, м	2318	2292	2289	2075	2297	2330	2355	2498	2480	2365
2	Глубина спуска технической колонны \varnothing 244,5 мм, м	1826	1788	1796	1758	1809	1793	1938	1996	1980	1980
3	Зенитный угол на кровле проектного пласта, градус	65,0	60,3	58,3	52,7	58,3	61,0	57,5	54,0	59,6	55,5
4	Глубина вертикального участка, м	350	800	840	500	880	900	460	540	555	550
5	Смещение от вертикали до проектного пласта, м	346	305	274	290	236	273	712	720	754	723
6	Длина горизонтального участка, м	488	504	499	317	488	537	417	502	500	385
7	Коридор горизонтального участка по вертикали, м	19,0	29,0	17,1	26,6	14,5	17,0	19,5	18,0	15,5	15,6
8	Максимальный зенитный угол, градус	92,0 1980	93,5 2005	97,0 1890	95,9 2073	95,1 2010	98,3 2103	98,2 2067	99,5 2233	93,5 2175	95,6 2060
9	Максимальная интенсивность, градус/10 м	7,00 1980	11,00 1832	9,70 1823	11,70 1820	9,75 1840	9,10 1841	9,11 1975	8,00 2030	9,20 2015	9,50 2032
10	Механическая скорость бурения по пласту, м/ч	13,1	10,7	8,3	4,4	4,9	5,7	5,8	9,0	10,0	12,0
11	Коммерческая скорость бурения, м/ст.-мес.	1959	1993	1784	1245	1498	1520	1121	1533	1488	1985

При строительстве второй очереди ГС с куста № 2042 впервые апробирована и испытана отечественная геонавигационная технология, объединившая три системы информационного обеспечения строительства ГС [33]:

- компьютеризированную станцию геолого-технологических исследований;
- забойную телеметрическую систему с электромагнитным каналом связи;
- автономный аппаратурно-методический комплекс геофизических исследований

АМК «Горизонт».

Результаты ГТИ обрабатывались бортовыми компьютерами. Бескабельная ЗТС позволила перейти на турбороторный способ бурения. В горизонтальном стволе скважины проведены ГИС без каротажного кабеля и контейнера из пластиковых труб, что исключило слом контейнера, повысило уровень безопасности для обслуживающего персонала, сократило время проведения ГИС и обработки информации.

Уникальный в России до сегодняшнего дня куст № 2042 Самотлорского месторождения из 12 ГС введен в эксплуатацию в 1996 г. В таблице 2.4 приведены средние ТЭП, в таблице 2.5 – ТЭП строительства ГС. По пробуренным ГС средняя длина ствола скважины возросла в 1,24 раза, стоимость строительства – в 1,78 раза, площадь вскрытия проектного пласта увеличилась в 20 раз, коммерческая скорость уменьшилась в среднем в 2,5 раза по сравнению с ННС. Стоимость строительства последних ГС не превысила стоимости ННС в 1,26 раза. Все 12 ГС куста № 2042 эксплуатируются гидроструйными насосами, коэффициент эксплуатации вырос до 0,98.

В настоящее время институтом СибНИПИ «Нефтяные горизонты» подготовлено несколько проектов на строительство ГС на Самотлорском месторождении, в том числе на пласт АВ₁^{1,2}. В проектах заложены современные научно-технические решения и технологии.

2.2. ГЕОНАВИГАЦИЯ ТУРБОРОТОРНЫМ СПОСОБОМ БУРЕНИЯ

Традиционная технология строительства ННС регламентирует бурить интервалы стабилизации и безориентированного корректирования параметров кривизны КНБК с опорно-центрирующими элементами (центраторами, калибраторами) или без них [99-101, 103-106, 108-120, 122-125]. Ожидаемая закономерность изменения параметров кривизны чаще всего не подтверждается по причинам:

- сильной расчлененности геологического разреза горными породами с разными механическими свойствами;
- кавернзности ствола скважины, особенно в верхних интервалах;
- непрогнозируемости износа опорно-центрирующих элементов и долота по диаметру, радиального зазора вала ГЗД при бурении.

Частая смена опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ) и комбинации как по количеству элементов, так и по диаметрам и расстояниям от долота, вынуждают прерывать долбление, выполнять дополнительные инклинометрические исследования, что неоправданно удлиняет время строительства скважин и увеличивает стоимость [110].

Технологии проводки ННС компоновками низа бурильной колонны с ОЦЭ не обеспечивают максимального соответствия фактической ТСС проектной. Радикальным способом оперативного управления траекторией является геонавигация наклонно-направленного ствола скважины с отклонителем и бескабельной ЗТС посредством вращения

колонны бурильных труб (турбороторный способ) [131]. Турбороторный способ требует применения специальных технических средств:

1. бескабельной телеметрической системы со станцией управления;
2. высокопроизводительных долот;
3. отклонителя с повышенным ресурсом работы;
4. бурильных труб повышенной прочности, марки Е и выше;
5. бурового станка, оснащенного ротором с частотой вращения до 30 мин⁻¹.

Полигоном для отработки новой технологии выбран куст № 44 Когалымского месторождения [136]. Запроектировано построить 24 эксплуатационных и нагнетательных скважины на пласт БС²⁶₁₁ (рис. 2.10) со

средней глубиной по инструменту 2860 м и отдалением забоя 990 м. Конструкция скважин: направление \varnothing 426 мм – 40 м, кондуктор \varnothing 324 мм – 760 м, эксплуатационная колонна \varnothing 146 мм – 2860 м. За базу сравнения принята стандартная технология бурения по S-образному четырехинтервальному профилю. При бурении под кондуктор используется турбобур типа ЗТСШ1-240 или Т12РТ с долотами 295,3 МСЗ-ГНУ(R-37), под эксплуатационную колонну – ГЗД ЗТСШ1-195 и Д2-195 с долотами 215,9 МЗ-ГВ и 215,9 С-ГН. Среднее время бурения ННС по базовой технологии составляет 20 сут.

Технология скоростной проводки ННС турбороторным способом по трехинтервальному профилю с интервалом стабилизации параметров кривизны до кровли проектного пласта максимально удовлетворяет требованиям надежной эксплуатации глубинно-насосного оборудования и долговечности скважины как строительного сооружения [147]. Бурение под кондуктор ведется базовым ГЗД и долотами с ЗТС-172, что значительно упрощает набор параметров кривизны. Исключаются затраты времени на ориентирование отклонителя, повышается точность зарезки наклонного ствола из вертикального. При бурении из-под кондуктора применяется винтовой забойный двигатель \varnothing 172 мм с регулируемым углом перекоса. Верхние интервалы бурят долотом 215,9 МЗ-ГВ и нижние – долотом фирмы REED или отечественными аналогами.

Наземная часть телеметрической системы ЗТС-172 со станцией управления и блоком датчиков установлена на буровой (рис. 2.11). Оперативное управление ТСС выполнялось КНБК, включающей долото \varnothing 215,9 мм, отклонитель и ЗТС-172. При наборе и корректировке параметров кривизны отклонитель устанавливается по показаниям ЗТС-172 в положении, обеспечивающем искривление скважины в требуемом направлении. Для снижения интенсивности искривления или достижения стабилизации параметров кривизны управляющее воздействие сводится к вращению отклонителя с задаваемой частотой. Станция управления контролирует геолого-технологические и инклинометрические параметры и выдает управляющие сигналы нормированного искривления ствола скважины (рис. 2.11).

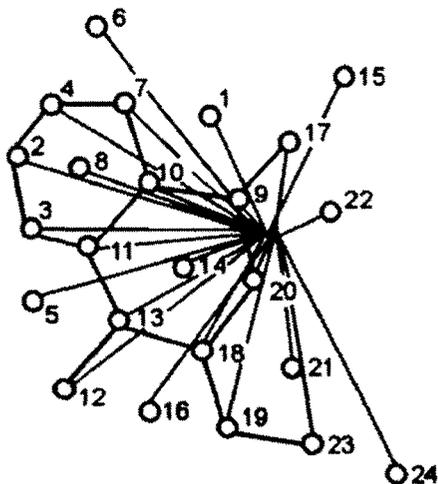


Рис. 2.10. Куст № 44 Когалымского месторождения

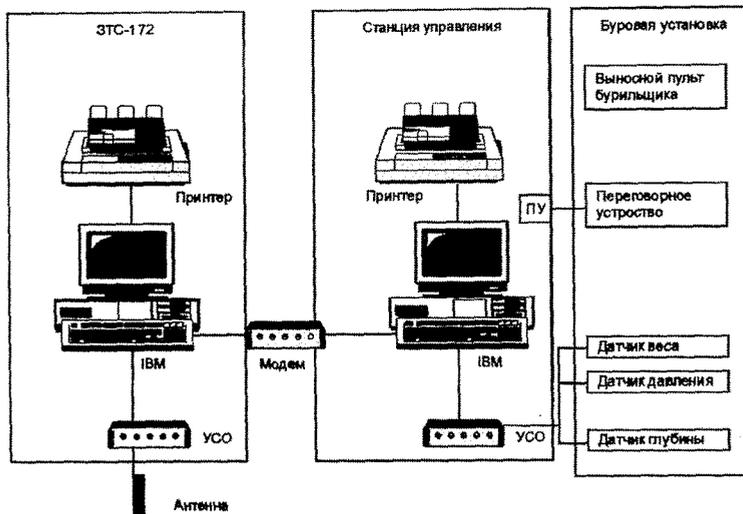


Рис. 2.11. Наземная часть телеметрической системы ЗТС-172 со станцией управления и блоком датчиков

Технология скоростной проводки ННС рассмотрена на примере бурения скважины № 1209 (табл. 2.6).

Набор параметров кривизны с ЗТС начали с глубины 120 м следующей компоновкой: долото R-37, турбобур Т12РТ, кривой переводник с углом перекоса $\gamma = 2,5^\circ$, обратный клапан, 203-мм УБТ – 10 м, ЗТС-172 – 6 м, ЛБТ 147х11 – 24 м и ТБПК-127х9.

Таблица 2.6

Рейс	Дата/ время на- чала рейса	Забой в конце рейса	Проход- ка на долото, м	Механи- ческая скорость, м/ч	Компоновка низа бурильной колонны			Параметры кривизны	
					долото	ГЗД	ЗТС	град.	град.
1	07.12 12-30	200	80	160,00	R-37	Т12РТ	ЗТС-172	14,7	316
2	07.12 16-00	509	309	95,08	R-37	ЗТСШ- 240	–	11,0	305
3	08.12 02-00	745	236	103,96	R-37	ЗТСШ- 240	ЗТС-172	22,5	312
4	10.12 14-00	785	40	40,00	МЗ-ГВ	ЗТСШ- 195	ЗТС-172	24,4	313
5	11.22 08-00	1550	765	58,40	МЗ-ГВ	Tru-drill	ЗТС-172	29,3	284
6	12.12 18-00	2003	453	32,36	МЗ-ГВ	–/–	ЗТС-172	28,8	288
7	14.12 06-00	2670	667	15,44	ЕНР43А	–/–	ЗТС-172	29,0	285
8	17.12 15-20	2795	125	12,05	АТМPS	–/–	ЗТС-172	26,0	286

Набор закончили на глубине 200 м с зенитным углом $\alpha=14,72^\circ$ и магнитным азимутом $\beta=316^\circ$. Для стабилизации параметров кривизны собрали КНБК без ЗТС: долото R-37, калибратор КП-295 мм, турбобур ТСШ-240, 178-мм УБТ – 36 м, ЛБТ 147x11 – 24 м и ТБПК 127x9. С глубины 509 м в КНБК включена ЗТС-172. При проектной глубине спуска кондуктора 745 м телеметрическая система передала параметры кривизны $\alpha=21,1^\circ$ и $\beta=317^\circ$ в точке замера 715 м. После спуска кондуктора кабельный гироскопический инклинометр показал на глубине 715 м $\alpha=21,44^\circ$ и $\beta=313^\circ$. Подбуривание из-под контура выполнили БКНБК с полноразмерным калибратором. С глубины 785 м бурили компоновкой: 215,9 МЗ-ГВ, Trudrill ($\gamma=0,78^\circ$), 178-мм УБТ – 6 м, ЗТС-172, ЛБТ 147x11 – 24 м, ТБПК 127x9 – 516 м, ЛБТ 147x11. При бурении турбороторным способом в интервале 959–989 м уменьшился зенитный угол с интенсивностью $0,7^\circ/10$ м из-за неустойчивых и кавернозных горных пород. На глубине 1550 м прекращено долбление из-за падения давления в промывной ЛБТ 147x11. При бурении интервала постоянно корректировали ТСС для предотвращения пересечения со стволами скважин: № 2108 на глубине 1000 м, № 1213 на глубине 1150 м и № 2174 на глубине 1400 м. Второе долбление из-под башмака кондуктора закончено на глубине 2003 м той же КНБК. При бурении турбороторным способом зенитный угол уменьшался в интервалах: 1629–1689 м на $0,1^\circ/10$ м, 1777–1901 м на $(0,1-0,2)^\circ/10$ м, 1901–1940 м на $0,5^\circ/10$ м, что связано с механическими свойствами горных пород. При забое 1690 м проведены инклинометрические исследования гироскопическим инклинометром. Показания инклинометра и ЗТС-172 различались незначительно: $-0,4^\circ$ по зенитному и $+1^\circ$ по азимутальному углам. С глубины 1940 м механическая скорость уменьшилась в 2 раза и вибрация бурильного инструмента усилилась, что подтвердило переход в более твердые горные породы. При вращении ОКНБК зенитный угол стал увеличиваться с интенсивностью $(0,2-0,3)^\circ/10$ м.

Третье долбление в интервале 2003–2670 м проводили предыдущей ОКНБК, но с долотом фирмы REED типа 8 1/2"ENP43A. Заслуживает внимания интервал 2090–2230 м, где отмечено уменьшение зенитного угла с интенсивностью до $1,2^\circ/10$ м при отклонителе, установленном в апсидальной плоскости на увеличение зенитного угла. Глубина по вертикали интервала 1908–2032 м соответствует пачке водоносных сильно песчаных пластов группы БС_{0,4}. Скважину до проектной глубины добурили прежней КНБК, но с долотом АТМPS.

Скважина № 1209 с фактическим отходом забоя от вертикали 1042 м и глубиной 2795 м построена за 12 суток с коммерческой скоростью бурения 6988 м/ст.мес. ННС проведена по трехинтервальному профилю (рис. 2.12) с максимальным приближением ТСС к проектной.

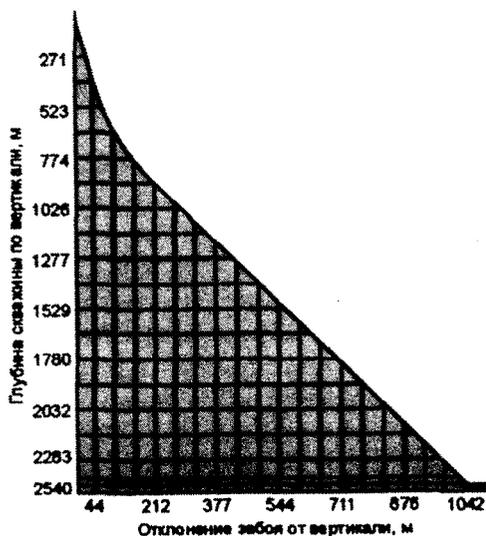


Рис. 2.12. Вертикальная проекция профиля скважины № 1209

В таблице 2.7 приведены наилучшие ТЭП технологий скоростной проводки ННС и традиционной турбинной в сопоставимых горно-геологических условиях с долотом $\varnothing 215,9$ мм.

Турбороторный способ увеличивает рейсовую скорость в 3 раза за счет роста проходки на долото и механической скорости (табл. 2.7).

Таблица 2.7

Показатели	Технология		Превышение ТЭП, %
	турбинная	турбороторная	
Число рейсов долота	10	4	250,0
Рейсовая скорость, м/ч	8,22	24,78	301,5
Механическая скорость, м/ч	13,44	24,70	184,4
Проходка на долото, м	208	693	333,2

Для определения средних показателей исследован баланс времени по 16 скважинам: 8 на каждую выборку сравниваемых технологий [136]. Результаты исследований показаны на круговых диаграммах (рис. 2.13), отражающих затраты времени выполнения основных технологических операций сравниваемых технологий. При составлении диаграмм использованы фактические сведения без учета непроизводительных затрат времени, в том числе корректировок ТСС по базовой технологии. Корректировки ТСС проводятся в 30–50% бурящихся скважин по базовой технологии. Из рисунка 2.13 видно, что доля затрат на бурение и СПО в цикле строительства скважин, пробуренных по технологии скоростной проводки ННС, составляет 27 и 10% (а) соответственно против 32 и 18% (б), пробуренных по базовой технологии. Средний прирост коммерческой скорости бурения составил 1574 м/ст.-мес.



Рис. 2.13. Баланс календарного времени строительства скважин по: а) скоростной и б) базовой технологиям

Перераспределение долей затрат по технологии скоростной проводки ННС выявило резервы в дальнейшей оптимизации баланса времени – уменьшении затрат на бурение под кондуктор, что возможно при совмещении бурения вертикального интервала (ИВ), интервала увеличения зенитного угла (ИУВ) и интервала стабилизации зенитного угла (ИСТ) до глубины спуска кондуктора.

Турбороторный способ помимо больших скоростей бурения обеспечивает высокую точность геонавигации ТСС. Технологию высокоточной геонавигации применили в 1996–1997 гг. при строительстве четырех ГС Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на валанжинские отложения [134]. Проектная глубина залегания нефтяной оторочки пласта БУ₁₆ 2856–2862 м. Пласт представлен переслаиванием песчаников различной степени глинистости и алевролитов. Эффективная нефтенасыщенная толщина достигает 11 м, водонефтяной контакт отмечен на глубине 2795–2800 м. Пласт по-

крывают чеускинские глины толщиной около 30 м (2770–2800 м), над ними залегают «шоколадные» глины толщиной около 20 м (2635–2655 м). Обе глинистые пачки являются надежным геофизическим репером. По реперам вносятся необходимые коррективы в ТСС, обеспечивающие входение в пласт под заданным углом. Конструкция ГС предусматривает кондуктор \varnothing 324 мм – 550 м, промежуточную колонну \varnothing 244,5 мм, перекрывающую неустойчивые, склонные к выпучиванию чеускинские глины. Эксплуатационная колонна \varnothing 146 мм заканчивается фильтром по всей длине горизонтального ствола и цементируется выше кровли проектного пласта. Длина горизонтальных стволов четырех скважин составила 222–335 м (табл. 2.8) при коридоре продуктивного пласта 4,0–0,6 м по вертикали. Максимальная интенсивность искривления изменялась от 3,0 до 8,2°/10 м.

Максимальная механическая скорость по продуктивному пласту в 2–3 раза превышала среднюю механическую скорость, что подтверждает сильную расчлененность разреза не только по толщине, но и по простиранию. Малая толщина проектного пласта и его выполаживание к периферии не позволили применять традиционную технологию бурения горизонтального ствола стабилизирующими компоновками с ОЦЭ (центрато-

Таблица 2.8

№ п/п	Основные параметры	Месторождение						
		Уренгойское ГКМ				Кушевское ПХГ		
		20653	20654	201331	201336	158	159	111
1	Глубина проектного пласта по вертикали, м	2855	2858	2855	2855	1373	1352	1305
2	Глубина спуска 245-мм технической колонны, м	2672	2716	2736	2706	1100	1100	1070
3	Глубина скважины до кровли проектного пласта, м	3000	3050	3060	2950	1381	1380	1363
4	Глубина скважины по стволу, м	3300	3275	3360	3285	1615	1660	1419
5	Глубина вертикального участка, м	2220	2200	2300	2270	1155	1149	1065
6	Смещение от вертикали до проектного пласта, м	332	450	565	300	200	1 Г.О	200
7	Длина горизонтального участка, м	300	222	300	335	150	200	150
8	Коридор горизонтального участка по вертикали, м	3,0	4,0	1,0	0,6	7,0	7,0	9,0
9	Максимальный зенитный угол / на глубине по стволу, град./м	<u>94,3</u> 3080	<u>95,0</u> 3223	<u>91,3</u> 3160	<u>91,8</u> 3106	<u>95,2</u> 1575	<u>94,4</u> 1475	<u>102,0</u> 1412
10	Максимальная интенсивность, град./10 м	4,4	4,0	3,0	8,2	11,1	10,0	11,4
11	Механическая скорость по пласту, м/ч	1,2	7,0	8,9	9,0	2,0	3,5	3,0
12	Максимальная механическая скорость по пласту, м/ч	11,0	21,0	23,0	32,0	8,7	7,3	10,0

рами, калибраторами). Нахождение башмака практически вертикальной технической колонны в непосредственной близости от кровли проектного пласта БУ₁₆ (150–200 м) снижает вероятность успешного набора проектных параметров. Поэтому бурение из-под технической колонны до проектной глубины принято вести по технологии высоко-точной проводки турбороторным способом.

После бурения и крепления наклонно-направленного ствола скважины под техническую колонну наземная часть ЗТС-172 со станцией управления и блоком датчиков устанавливалась на буровой. Оперативное управление траекторией выполнялось КНБК с долотом Ø 215,9 мм, отклонителем ДО-172 и ЗТС-172. Управляющее воздействие сводилось к вращению ОКНБК с заданной частотой вращения и изменению нагрузки на долото, благодаря чему получали нормированное искривление ствола скважины. При бурении ГС № 201331 в интервале 3137–3160 м зенитный угол вырос при заданной нагрузке на долото и чистоте вращения ротора (рис. 2.14). Снижение нагрузки на долото на 1–2 т в интервале 3170–3260 м привело к практической стабилизации зенитного угла. С увеличением нагрузки возобновился рост зенитного угла (интервал 3260–3310 м).

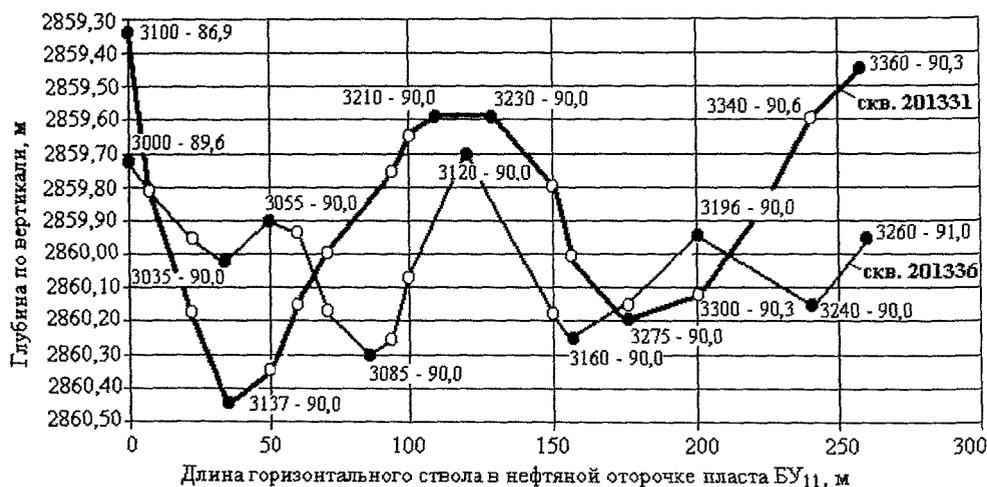


Рис. 2.14. Траектории горизонтального ствола скважин № 201331 и 201336

В результате пройдено 260 м горизонтального ствола в метровом коридоре нефтяной оторочки пласта БУ₁₆. Горизонтальная скважина № 201331 стала рекордной для ОАО «Газпром», как по точности проводки, так и по дебиту нефти более 100 т/сут. В еще меньшем коридоре – 0,6 м проведен горизонтальный ствол скважины № 201336 (см. 2.14) [35, 147, 327].

Помимо высокой точности геонавигации горизонтальных стволов турбороторный способ обеспечил:

- доведение большей нагрузки на долото за счет снижения сил трения и сокращения миниприхватов низа колонны бурильных труб;
- уменьшение времени вредного воздействия бурового раствора на коллекторские свойства продуктивного пласта;
- улучшение выноса шлама из пологой и горизонтальной части ствола скважины;

- качественную подготовку ствола скважины для спуска эксплуатационной колонны с пакером, жесткими центраторами и фильтрами;
- сокращение числа долблений долотом.

За последние 10 лет стремительно растёт объем строительства ГС в России. Только в Западной Сибири с 1998 г. бурится более 100 скважин ежегодно, из них 90% в Среднем Приобье – на верхние нефтеносные пласты группы А и Б, остальные – на юрские отложения на глубине 2400–2700 м по вертикали. Число глубоких ГС исчисляется единицами. Большая глубина нефтегазоконденсатных залежей севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с высокими забойной температурой и давлением диктует утяжеление конструкции скважин, требует применения специальных телеметрических систем и геофизических комплексов.

Первые глубокие ГС в Западной Сибири начали строить на Восточно-Таркосалинском месторождении по проекту Сибирского научно-исследовательского и проектного института «Нефтяные горизонты» (СибНИПИ «НГ») [255]. Промышленные запасы нефти Восточно-Таркосалинского месторождения приурочены к пласту БП₁₆ с высокой неоднородностью и низкой проницаемостью. Пласт сложен песчаниками с прослоями аргиллитов. Глубина залегания пласта 3100–3200 м, давление 32 МПа, температура 114°C. Проектом предусмотрено использование телеметрической системы ЗТС-172, компьютеризированной станции ГТИ, гидравлических забойных двигателей ДОТ-172 и ОШ-172 и аппаратурно-методического комплекса АМК «Горизонт» для ГИС на бурильных трубах, специальных фильтров для заканчивания горизонтальной части ствола скважины и буровых растворов с добавками таллового масла.

Бурение первой глубокой ГС № 1231 началось в июле 1996 г. [156, 176]. После спуска технической колонны Ø 244,5 мм на глубину 1570 м и добуривания до 2142 м приступили к набору параметров кривизны. На забое 2391 м набраны и стабилизированы проектные параметры наклонно-направленной части ствола до 2920 м. Zenитный угол набирался при постоянном азимуте и на кровле БП₁₆ составил 59°. Профиль горизонтального ствола имеет вид синусоиды с высотой сегмента 15 м от кровли пласта (рис. 2.15).

При бурении горизонтального ствола по продуктивному пласту предприняты четыре попытки провести каротаж комплексом АМК «Горизонт». Из-за высокой забойной температуры ГИС не удалось. Поэтому траекторию оптимизировали в интервале проектного пласта

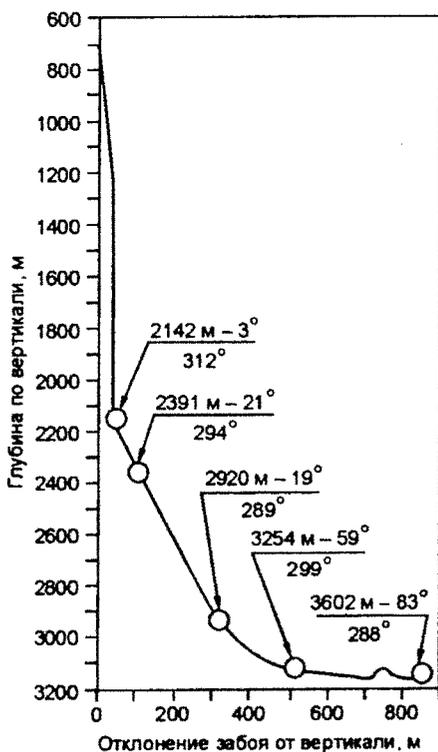


Рис. 2.15. Фактический профиль глубокой горизонтальной скважины № 1231 Восточно-Таркосалинского месторождения

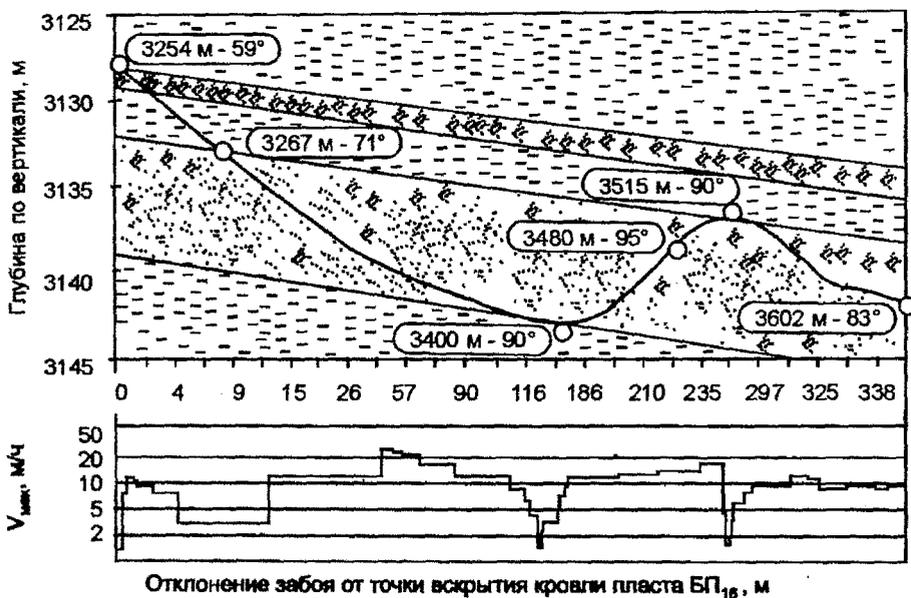


Рис.2.16. Профиль ствола скважины по пласту БП₁₆

по ДМК станции ГТИ. Наклонное залегание пластов усложнило ориентацию в межпластовом пространстве (рис. 2.16).

Вскрытие прикровельной части БП₁₆ сопровождалось снижением механической скорости $V_{\text{мех}}$ с 5 до 1 м/ч в интервале 3250–3252 м и резким ростом $V_{\text{мех}}$ до 10 м/ч на глубине по стволу 3254 м. С глубины 3262 м $V_{\text{мех}}$ снизилась до 2,5 м/ч и с 3267 м – возросла до 15–20 м/ч. С приближением ствола к подошве второго пропластка песчаника $V_{\text{мех}}$ постепенно уменьшалась и на забое 3390 м резко упала до 1 м/ч. Отклонитель установили на набор зенитного угла в апсидальной плоскости. При встрече с твердыми аргиллитами при угле 88° интенсивность зенитного искривления увеличилась до $1,5^\circ/10$ м. Произошло отражение долота в более мягкую породу – песчаник. $V_{\text{мех}}$ резко возросла до 10 м/ч и плавно повышалась по мере удаления от подошвы второго песчаного пропластка, по его толщине спрогнозированы угол падения пластов и глубина встречи с верхним пропластком аргиллита. При максимальном зенитном угле 95° на забое 3480 м установили отклонитель на уменьшение зенитного угла. Встреча с подошвой верхнего твердого пропластка произошла при зенитном угле, близком к 90° . Ствол скважины вернулся в нефтенасыщенный песчаник через 20 м. Скважина глубиной 3602 м закончена бурением в средней части второго нефтеносного пропластка. В результате оптимизации траектории 82% длины ствола пройдено в нефтеносном песчанике.

После шаблонирования ствола спустили эксплуатационную колонну $\varnothing 146$ мм, оборудованную специальным фильтром и отсекающим пакером ПДМ-146. В горизонтальную часть ствола закачали нефть, затрубное пространство выше пакера зацементировали.

ГС осваивали с бурового станка БУ-3000ЭУК. Цементный стакан и продавочные пробки разбурили компоновкой: долото $\varnothing 120,6$ мм, ГЗД Д-105, обратный клапан,

бурильный инструмент $\varnothing 73$ мм. Той же КНБК срезали заглушки фильтра. Дебит скважины составил 61 т/с на штуцере диаметром 8 мм, что в 2,5–3 раза превышает дебит соседних ННС. Принято решение о строительстве как минимум пяти глубоких ГС и разработке газовых залежей сложного геологического строения на Восточно-Таркосалинском месторождении [170, 171, 179].

2.3. ГЕОНАВИГАЦИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПРИРОДНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

Основная масса природного газа хранится в подземных хранилищах газа (ПХГ). Как правило, геологические структуры для ПХГ выбирают выработанные газовые месторождения, в которых пластовое давление ниже первоначального и гидростатического. Этот фактор накладывает специфические требования к бурению скважин, в том числе и на выбор геонавигационного оборудования.

Технология высокоточной проводки ГС нашла применение и на Кушевском природном хранилище газа (ОАО «Кубаньгазпром») [147]. Объектом строительства горизонтальных скважин являются пласты IA' и IA. Технологической схемой разработки Кушевского ПХГ предусмотрено кустовое бурение скважин с радиальной азимутальной ориентацией горизонтальных стволов протяженностью 300 м. Расстояние от точки заложения скважины до входа в кровлю продуктивного пласта ≤ 100 м и выхода на горизонталь в нижней точке пласта равно 150 м. Зенитный угол на кровле проектного пласта $\leq 50^\circ$ для проведения привязочного каротажа стандартным способом, снижения вероятности осложнения в двадцатиметровых надкровельных глинах пласта IA', склонных к кавернообразованию, и повышения надежности установки пакера и качества цементирования эксплуатационной колонны.

Наложенные ограничения требуют уменьшить радиус кривизны (R) при проектировании профиля ГС. На практике R колеблется от 50 до 100 м. При минимальных R повышается вероятность непрогнозируемого отклонения траектории ствола скважины от проектной. Изменчивость глубины залегания проектных пластов и углов их падения от $3\text{--}7^\circ$ увеличивает степень риска непопадания в круг допуска.

Технология высокоточной проводки ГС обеспечила максимальное соответствие фактической ТСС проектной. За одно долбление в интервале 1500–1540 м получен рост зенитного угла с $86,4^\circ$ до $95,3^\circ$ (см. табл. 2.9). Вращением отклонителя добились стабилизации зенитного угла до глубины 1560 м. В интервале набора 1417–1430 м получена интенсивность $1^\circ/\text{м}$ ($R=57,3$ м). Вращением ОКНБК в интервале 1430–1455 м снизили интенсивность искривления до $0,4$ /м, затем в интервале 1455–1460 м продолжили набор зенитного угла с интенсивностью $1^\circ/\text{м}$. В результате, отклонителем с постоянным углом перекоса регулировали интенсивность изменения зенитного угла при постоянном азимуте. Измерения параметров кривизны в «статике» ЗТС-172 без циркуляции бурового раствора обеспечили соответствие инклинометрии стандартному кабельному инклинометру «Диагональ» (табл. 2.9).

Горизонтальный ствол проведен в соответствии с проектом в заданном секторе с максимальным приближением к проектному профилю (рис. 2.17).

Помимо высокой точности проводки горизонтальных стволов турбороторный способ позволил:

Таблица 2.9

№ п/п	Глубина, м	ЗТС-172, град.		Диагональ, град.		Расхождение, град.	
		зенитный угол	азимут	зенитный угол	азимут	зенитный угол	азимут
1	1400	46,5	324,2	46,2	324,2	0,0	0,0
2	1405	46,4	324,6	46,4	324,6	0,0	0,0
3	1410	46,7	324,9	46,7	324,9	0,0	0,0
4	1415	49,8	324,6	49,8	324,9	0,0	0,3
5	1420	54,5	326,0	54,5	326,0	0,0	0,0
6	1425	60,0	327,0	60,0	327,2	0,0	0,2
7	1430	64,6	328,0	64,6	328,0	0,0	0,0
8	1435	—	—	67,5	328,7	—	—
9	1440	69,4	328,6	69,4	328,6	0,0	0,0
10	1445	70,4	327,9	70,4	327,9	0,0	0,0
11	1450	75,0	327,8	75,0	327,8	0,0	0,0
12	1455	81,2	327,5	81,2	327,5	0,0	0,0
13	1460	84,3	327,8	84,3	327,8	0,0	0,0
14	1465	86,2	327,6	86,2	327,6	0,0	0,0
15	1470	88,1	328,0	88,1	328,0	0,0	0,0
16	1475	89,6	328,3	89,6	328,3	0,0	0,0
17	1480	91,1	328,0	91,1	328,0	0,0	0,0
18	1485	91,7	326,0	91,7	326,0	0,0	0,0
19	1490	89,5	322,0	89,5	322,6	0,0	0,6
20	1495	87,5	318,0	87,5	318,6	0,0	0,6
21	1500	86,4	316,0	86,3		0,1	0,5
22	1505	86,9	315,0	86,7	315,6	0,2	0,6
23	1510	88,8	315,0	88,2	315,5	0,6	0,5
24	1515	89,8	315,0	89,5	315,2	0,3	0,2
25	1520	91,0	315,0	90,9	315,5	0,1	0,5
26	1525	92,3	316,0	92,1	315,5	0,2	0,5
27	1530	93,1	315,0	93,3	315,6	0,2	0,6
28	1535	94,5	315,0	94,3	315,8	0,2	0,8
29	1540	95,3	315,0	—		—	

- довести большую нагрузку на долото за счет снижения сил трения;
- уменьшить время воздействия бурового раствора на продуктивный пласт;
- улучшить вынос шлама из пологого и горизонтального ствола;
- качественно формировать ствол скважины для спуска эксплуатационной колонны с пакером, жесткими центраторами и фильтрами.

Бурение ГС на Кушевском ПХГ осуществляется на азириванных промывочных жидкостях, что вызвано низкими пластовыми давлениями газового месторождения. В этих условиях применение телеметрических систем с ГКС не приемлемо по причине отсутствия устойчивой гидравлической связи по всей длине волновода. Успешная проводка ГС с телеметрической системой ЗТС-172 с ЭМКС доказывает целесообразность дальнейшего совершенствования геонавигационного оборудования на основе электромагнитного канала связи.

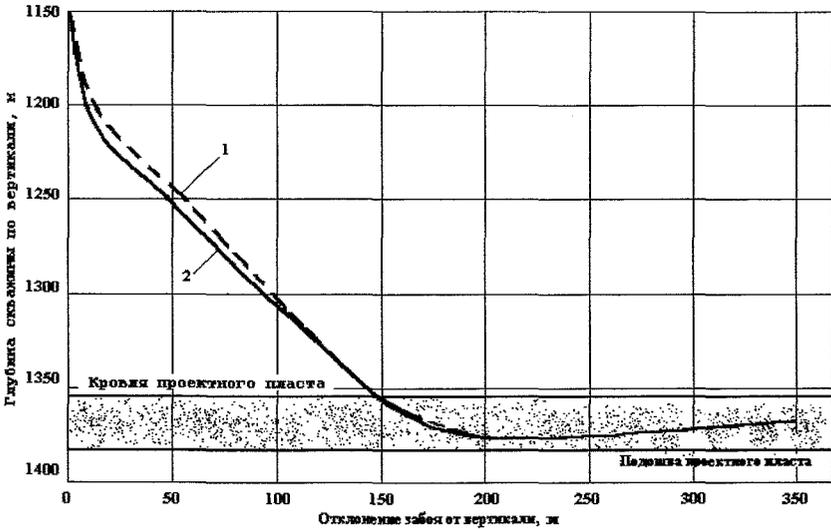


Рис. 2.17. Траектория горизонтальной скважины № 158 Кушевского ПХГ:
1 — проектный и 2 — фактический профили

2.4. ГЕОНАВИГАЦИЯ ПРИ БУРЕНИИ ПОД ПРЕПЯТСТВИЯМИ

Мировая практика градостроения и коммуникационных работ переживает новый этап своего развития — использование технологий горизонтально-направленного бурения (ГНБ) для строительства подземных переходов различной протяженности.

Необходимость бурения таких скважин вызвана прокладкой коммуникаций под естественными или искусственными преградами, такими как природоохранные зоны, водоемы, инженерно-технические сооружения, в том числе автомагистрали. Необходимость бурения предложенным способом вызвана как экономическими, так и экологическими требованиями к сохранению окружающей природной среды (ОПС). В настоящее время более 30 зарубежных фирм производят буровое оборудование и сотни сервисных фирм занимаются сооружением переходов методом ГНБ. Россия, являясь одним из самых ёмких рынков потенциальных потребителей технологий ГНБ, вынуждена закупать импортные установки стоимостью десятки млн. долларов за один комплект. Кроме того, необходима адаптация импортного оборудования к горно-геологическим и климатическим условиям, а его высокая стоимость не способствует широкому применению.

У российских специалистов и ученых есть прекрасные наработки в области бестраншейных буровых коммуникационных работ. В 1991 году в МИНХиГП им. И.М. Губкина под руководством В.И. Минаева созданы две буровые установки. Построенные при их помощи пять опытно-экспериментальных и промышленных переходов-трубопроводов под реками Клязьмой, Нарой, Сетунькой и Москвой (\varnothing 150–720 мм и протяженность 104–180 м) показали возможность развития этого направления в России. Впоследствии протяженность подземных переходов достигла 350 м [247].

При бурении под различные препятствия (дороги, водные артерии, строения и др.) для прокладки трубопроводов используют технику управляемого горизонтального буре-

ния. На первом этапе бурят пилотную скважину. В конце проходки породоразрушающий инструмент заменяют расширителем, увеличивающим диаметр пилотной скважины до требуемого. Расширять можно в том же направлении, куда вели пилотное бурение, или в обратном. Нагрузка на породоразрушающий инструмент осуществляется гидравлическим устройством буровой машины. Величину нагрузки все время контролируют.

Бурение прямолинейного участка скважины и изменение положения ствола в пространстве осуществляется с применением специального бурильного инструмента. Специальный зонд (телеметрическое устройство) передает данные о зенитном угле, азимутальном направлении и угле установки отклонителя на поверхность земли, где принимающее устройство фиксирует эти данные. Бурение ведется с использованием промывочной жидкости. В случае встречи с каменной породой предусмотрен специальный ударный механизм в буровом станке. Станки для осуществления такого вида бурения выпускаются самого различного класса. Принципиальная схема бурения под препятствием с использованием телеметрической системы с ЭМКС, разработанной Г.А. Григашкиным, В.В. Кульчицким и Е.С. Варламовым (НПП «Самарские горизонты»), представлена на рисунке 2.18 [49, 53–56].

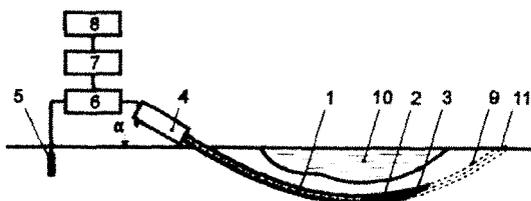


Рис. 2.18. Комплекс для бурения под препятствиями

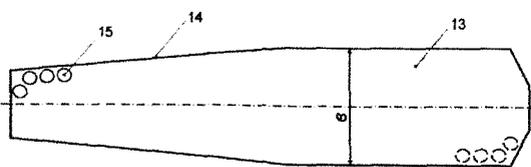


Рис. 2.19. Породоразрушающий инструмент

бурильных труб 1. Рабочая поверхность 14 плоской пластины 13 защищена от абразивного износа твердосплавным материалом 15 в форме накладных пластин (рис. 2.19). На рабочих поверхностях 14 плоской пластины 13 могут быть выполнены зубья. Корпус 12 выполнен пустотелым и имеет сквозные отверстия 16 для прохождения размывающей породу жидкости (см. рис. 2.20). Корпус 12 и плоская пластина выполнены из немагнитного материала, например высоколегированной стали 12×18Н10Т, и их соединение осуществлено сваркой нержавеющей электродами.

Забойная часть скважинного комплекса 2 содержит скважинный прибор 18 и передатчик 19 (см. рис. 2.20). В верхней части скважинного прибора 18 присоединен источник питания – генератор 17. Скважинный прибор 18 размещен в корпусе 20, разделенном на две части электрическим разделителем 21. Внутри скважинного прибора 18

Буровой комплекс для прокладки коммуникаций (см. рис. 2.18) содержит колонну бурильных труб 1, забойную часть скважинного комплекса 2, породоразрушающий инструмент 3, буровую установку направленного бурения 4, антенну 5, приемное устройство 6, ПК 7, принтер 8. Траектория бурения 9 проходит под естественной или искусственной преградой 10 и имеет выход 11 с другой стороны преграды 10. Породоразрушающий инструмент 3 выполняет функции отклонителя и состоит (рис. 2.20) из корпуса 12 и плоской пластины 13. Ширина плоской пластины 13 равна или больше диаметра

находятся датчики. Передатчик 19 соединен с двумя электрически разобщенными частями корпуса 20, образующими электрический диполь антенны передающего устройства. Забойная часть бурового комплекса 2 соединяется с колонной буровых труб 1 с помощью резьбы 22.

Возможно несколько вариантов использования системы бурения в зависимости от цели ее применения и характера естественной преграды. Траектория бурения может состоять из трех участков: нисходящего, горизонтального и восходящего или двух участков: нисходящего и восходящего (см. рис. 2.18). Радиус траектории выбирают из условия прочности колонны буровых труб и корпуса скважинного прибора. Возможен также вариант горизонтального бурения (рис. 2.21) из естественного и специально открытого углубления 23 с выходом в такое же углубление.

Буровая установка направленного бурения 4 создает вращающий момент и осевое усилие для перемещения колонны буровых труб вглубь. Перед началом работ буровую установку направленного бурения устанавливают под углом α к горизонту (см. рис. 2.18). Прямолинейный участок скважины формируется при вращении породоразрушающего инструмента, выполняющего функцию отклонителя с одновременной осевой нагрузкой, которую создает на колонну буровых труб установка направленного бурения 4. Для управления траекторией скважины вращение прекращают, при этом осевое усилие воздействует на плоскую пластину 14, и вследствие того, что она установлена под углом β к оси компоновки, траектория бурения меняется и контролируется по показанию наземной аппаратуры. После набора необходимой кривизны возобновляют вращение плоской пластины 13, работающей по принципу долота и перемещающейся по прямой. Информация о местонахождении породоразрушающего инструмента 3 передается на приемное устройство 6 и далее на ПК 7 и при необходимости на принтер 8. Для размывания породы жидкость через отверстия 16 подается на рабочие кромки плоской пластины 13.

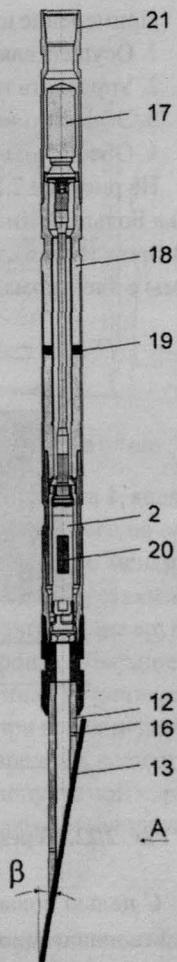


Рис. 2.20. Забойная часть скважинного комплекса

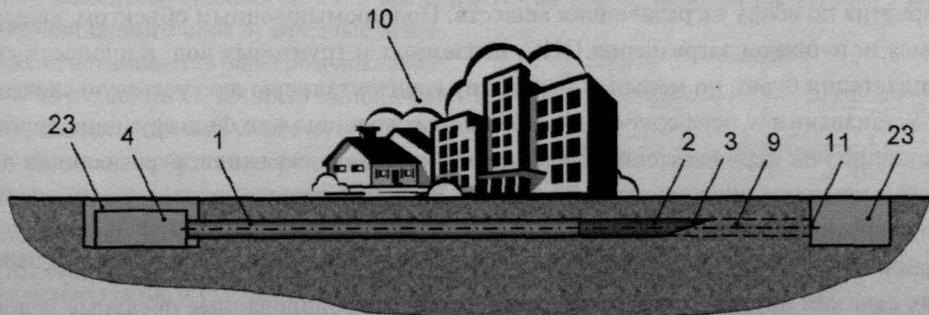


Рис. 2.21. Горизонтальная скважина с прямолинейным участком

Применение изобретения позволило:

1. Осуществлять бурение под естественные преграды для прокладки коммуникаций.
2. Управлять траекторией бурения.
3. Эффективно разрушать и продавливать грунт и мягкие породы.
4. Обеспечить экологичность процесса бурения.

На рисунке 2.22 представлен переход под нефтепроводом $\varnothing 273$ мм (г. Отрадный, река Большой Кинель), выполненный НПП «Самарские горизонты» совместно с ЗАО «Возрождение» с использованием, впервые в мировой практике, телеметрической системы с электромагнитным каналом связи [88].

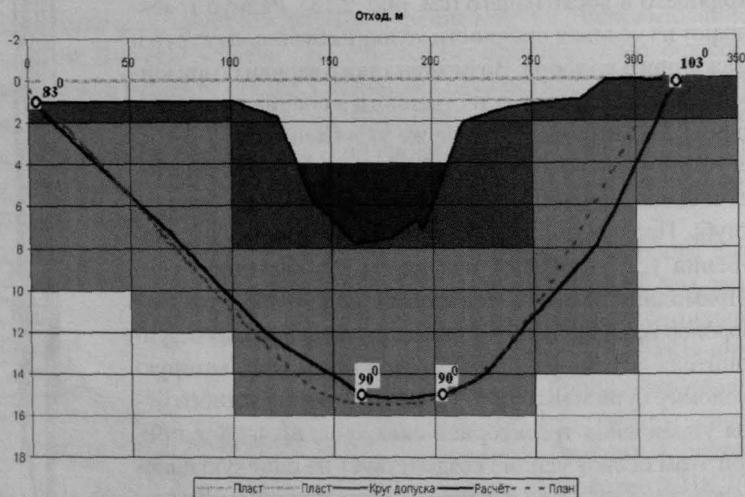


Рис. 2.22. Переход под нефтепровод $\varnothing 273$ мм (г. Отрадный, река Большой Кинель)

С целью повышения надежности работы комплекса предложен автоматизированный геонавигационный буровой комплекс для прокладки коммуникаций [55, 172].

Геонавигационные технологии могут найти применение даже в такой специфической сфере как экология и защита окружающей природной среды (ОПС) от последствий техногенных катастроф: например, для обеспечения безопасности эксплуатации объектов хранения и переработки вредных веществ [165]. Способ включает мероприятия по сбору загрязняющих веществ. Под промышленным объектом, являющимся источником загрязнения ОПС, подземных и грунтовых вод, в процессе его эксплуатации бурят, по меньшей мере, одну горизонтальную двухуступную скважину. Устанавливают перфорированные обсадные колонны или фильтрующие трубы. Постоянно или периодически контролируют наличие в скважине загрязняющих веществ и при их наличии производят откачку. Дополнительно с одной стороны, например напротив водоема или по периметру объекта, возводят подземный барьер локализации загрязнения. Для этого бурят одну или несколько горизонтальных двухуступных скважин друг над другом, устанавливают перфорированные обсадные колонны, цементируют пространство между ними.

Примеры реализации способа.

Пример 1

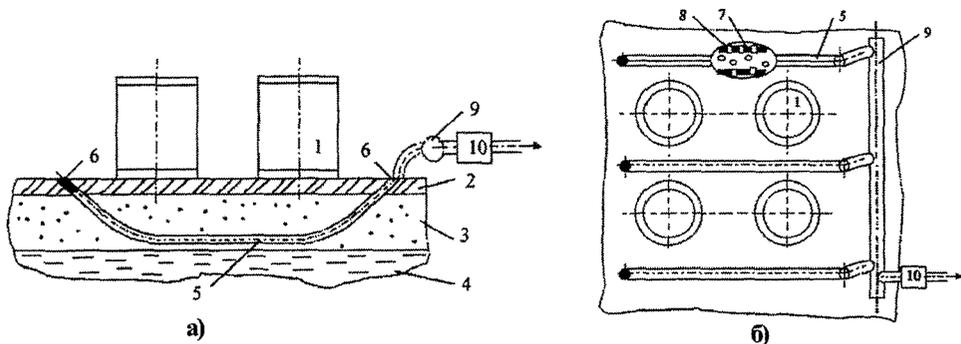


Рис. 2.23. Схема реализации способа для нефтехранилища: а) – в разрезе, б) – в плане

До строительства или в процессе эксплуатации промышленного объекта 1, являющегося источником загрязнения окружающей среды (рис. 2.23), возведенного на слое почвы 2, под которым находятся пласты песка 3 и глины 4, пробурена, по меньшей мере, одна двухустьевая горизонтальная скважина (ДУГС) 5 с двумя устьями 6. В скважине 5 установлены перфорированные обсадные колонны (фильтрующие трубы) 7 с отверстиями 8. Устья 6 скважин 5, расположенные с одной стороны, объединены коллектором 9, куда присоединен откачивающий насос 10. В скважинах установлены датчики контроля загрязнения. В процессе эксплуатации постоянно при помощи датчиков или периодически путем взятия проб контролируется наличие вредных веществ в грунтовых и подземных водах и при концентрации выше предельно допустимой нормы включают откачивающий насос 10, которым вместе с грунтовыми водами откачивают и вредные вещества.

Пример 2

Если объект находится на берегу водоема (рис. 2.24), то велика вероятность попадания этих веществ в водоемы. Со стороны водоема возводят подземный барьер локализации загрязнения 11. Дополнительно бурят одну или несколько двухустевых горизонтальных скважин 5. В эти двухустевые горизонтальные скважины 5 устанавливают перфорированные обсадные трубы 7 с отверстиями 8 и заливают пространство между ними цементом. Нижняя ДУГС 5 выполняется на уровне водоупорной глины – водонепроницаемого слоя 4. Вредные вещества задерживаются барьером локализации загрязнения 11, который выполняют вертикально или под углом к горизонту.

Данное изобретение реализовано в 2002 году при строительстве ДУГС на площадке нефтебазы г. Кинеля (в/ч № 74055) с целью предотвращения утечек нефтепродуктов и уменьшения территории загрязнения подземных вод нефтепродуктами (бензин, керосин) [162].

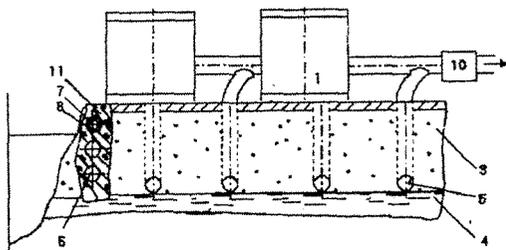


Рис. 2.24. Способ экологической защиты от техногенных катастроф

Широчайшие возможности геонавигации можно проследить на изобретении, относящемся к области мелиорации земель, которое можно использовать для осушения земель от избыточной влаги, полива или деминерализации при насыщении солями выведенных из сельхозоборота земель [166].

2.5. ГЕОНАВИГАЦИЯ С ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ОКОЛОСКВАЖИННОЕ ПРОСТРАНСТВО

На примере геонавигационного устройства ЗТС-К для регулирования процесса кольматации пластов в процессе бурения рассмотрим возможность создания геонавигационного оборудования, обеспечивающего помимо управления траекторией ствола и геофизических исследований и воздействие на околоскважинное пространство в процессе бурения [187].

Кольмататор ЗТС-К обеспечивает избирательное кольматирование околоскважинного пространства различными химическими составами в процессе углубления скважины с учетом текущей информации о коллекторских свойствах пластов посредством корректировки геологической и гидродинамической модели залежи и выбора управляющей программы работы кольмататора в реальном режиме времени.

Предлагаемое устройство позволяет в процессе эксплуатации создать такие условия притока флюида к скважине, при которых, во-первых, равномерно отбирается флюид по стволу скважины, что влечет равномерное подтягивание конуса подошвенной воды и опускание газонефтяного контакта (ГНК); во-вторых, при вытеснении нефти водой обеспечивается равномерное движение фронта заводнения по пропласткам, что увеличивает коэффициент продуктивности и коэффициент охвата вытеснением пропластков, ранее не задействованных при разработке; в-третьих, при добыче газа из горизонтального ствола конус подошвенной воды приобретает форму трапеции с предотвращением опережающего прорыва воды в месте максимальной депрессии – начале горизонтального ствола; в-четвертых, в процессе бурения скважины снижается вероятность катастрофических поглощений бурового раствора в высокопроницаемые пропластки, окружающие ствол скважины.

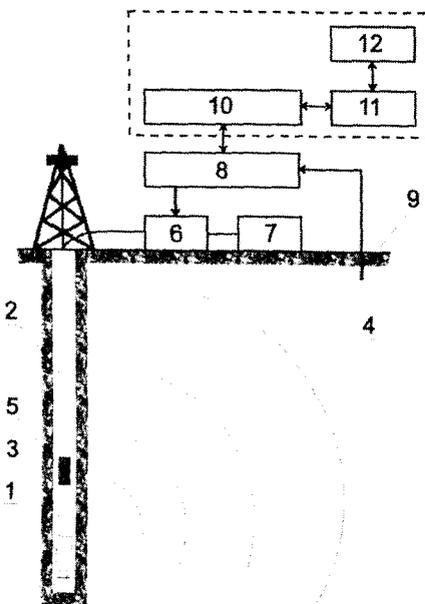


Рис. 2.25. Принципиальная схема ЗТС-К

Помимо того, ЗТС-К содержит датчики глубинных параметров и блок питания в виде генератора, через полый вал которого пропущен кабель питания исполнительных электромагнитных клапанов контейнеров кольмататора и дешифратора сигнала гидроканала. Причем система оптимизации процесса кольматации выполнена в виде блока анализа (его вход и выход являются, соответственно, входом и выходом системы), подключенного непосредственно или через ка-

нал связи к блоку корректировки геологической и гидродинамической модели залежи.

Устройство для регулирования процесса кольматации (рис. 2.25) содержит установленную над забойным двигателем 1 в колонне бурильных труб 2 скважинную телеметрическую систему 3 с ЭКМС 4, размещенный над телеметрической системой 3 кольматор 5, гидравлический пульсатор 6, установленный на нагнетательной линии насоса 7, приемно-передающее устройство 8 с антенной 9, блок анализа 10, подключенный через канал связи 11 к блоку корректировки 12 геологической и гидродинамической модели залежи. Блоки 10 и 12 образуют систему оптимизации процесса кольматации.

Кольматор 5 (рис. 2.26) состоит из, по крайней мере, двух контейнеров 13 (на чертеже показано три), заполненных кольматантами различного химического состава, снабженных инжекторами 14 и исполнительными электромагнитными клапанами 15. По оси контейнеров 13 выполнены сообщающиеся между собой каналы 16, образующие магистраль для подачи бурового раствора на забойный двигатель 1 и в полости контейнеров 13 при открытом рабочем положении их электромагнитных клапанов 15. Входы последних подключены к дешифратору сигнала гидроканала 17. Скважинная телеметрическая система 3 содержит датчики глубинных параметров 18 и блок питания в виде генератора 19, через полый вал 20 которого пропущен кабель питания 21.

Выход дешифратора сигнала гидроканала 17 через линию управления 22 подсоединен к инжекторам 14 и исполнительным электромагнитным клапанам 15. Позициями 23 и 24 на чертеже обозначены (соответственно) зона проникновения кольматанта и кольматируемый пропласток. Блоки 10, 12 и 17 выполнены на базе микропроцессоров, а блок 8 включает в себя аналого-цифровой преобразователь (АЦП) и цифро-аналоговый преобразователь (ЦАП).

Для создания зоны искусственной кольматации с заданными свойствами кольматор 5 устанавливают в составе КНБК выше скважинной телеметрической системы 3 и соединяют их кабелем питания 21, проведенным через полый вал 20 блока питания (генератора) 19 телесистемы. Возможна сборка нескольких кольматоров по кассетному принципу (последовательное соединение однотипных элементов – кольматоров, каждый из них имеет свой дешифратор сигнала гидроканала 16 и контейнеры 13 с различными кольматантами).

Количество кассет и наполнитель контейнеров для кольматанта выбирают, исходя из предполагаемого геологического разреза (по данным предварительной разведки в

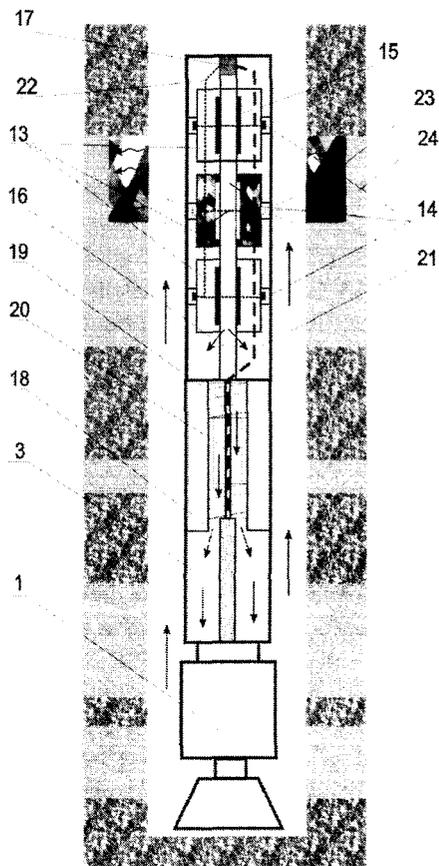


Рис. 2.26. Глубинная часть ЗТС-К

районе бурения скважины) и продолжительности рейса (предполагаемой проходки на текущее долото) для создания необходимого набора кольматационного материала для обработки околоскважинного пространства за рейс. После окончания рейса буровой инструмент с кольмататором 5 (кольмататорами, соединенными по кассетному принципу друг за другом) поднимается на поверхность и контейнеры 13 с кольматантами перезаряжаются (меняются), исходя из новых условий бурения для будущего рейса.

В процессе бурения датчики 18 ЗТС-КЗ исследуют околоскважинное пространство с последующей передачей информации на поверхность в реальном времени с помощью ЭМКС 4. Сигнал ЭМКС 4 улавливается антенной 9 на поверхности и поступает на приемно-передающее устройство 8 и далее в блок анализа 10, где обрабатываются поступившие данные и откуда при их отличии от проектных передается сигнал рассогласования по каналу связи 11 на блок корректировки 12 геологической гидродинамической модели залежи (данного фрагмента пласта). Далее проводится перерасчет фрагмента гидродинамической модели пласта, после чего вырабатывается коэффициент корректировки свойств околоскважинного пространства. Параметры корректировки свойств околоскважинного пространства передаются обратно на буровую по каналу связи 11 с блока корректировки 12 в блок анализа 10, где вырабатывается программа воздействия на окружающую скважину породу посредством регулируемого кольматирования (изменения коллекторских свойств). Программа кольматации поступает на приемно-передающее устройство 8 и далее посредством гидродинамического пульсатора 6, установленного в нагнетательной линии бурового насоса 7, по гидравлическому каналу связи через бурильные трубы 2 передается на дешифратор 17 сигнала гидроканала. Последний преобразует гидравлический сигнал в электрический и по линии управления 22 задействует определенный в программе кольматирования контейнер 13 с кольматантом посредством открытия или закрытия электромагнитных клапанов 15. Часть бурового раствора, проходящего через кольмататор 5 по магистрали, образованной каналами 16, через клапан 15 перепускается в контейнер 13 и после образования смеси впрыскивается в стенку скважины через инжектор 14, избирательно кольматируя текущий пропласток.

Способ позволяет приблизить показатели работы скважины к аналогичным показателям скважины, работающей в идеально однородном коллекторе с равномерным движением фронтов заводнения, ГНК, ГВК к добывающей части ствола скважины, при этом снижается негативное влияние потерь давления на приток флюида из-за возникающих гидродинамических сопротивлений в протяженном горизонтальном стволе.

2.6. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОНАВИГАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Основа отечественных геонавигационных технологий – бескабельная забойная телеметрическая система с электромагнитным каналом связи впервые в промышленных масштабах апробирована при бурении наклонно-направленных, пологих и горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири в ПО «Нижневартовскнефтегаз» [149]. Существенный экономический эффект получен в 1987 г. при бурении первой пологой ННС № 29055 по оптимальному профилю с применением бескабельной ЗТС на Самотлорском месторождении [121]. Применение мобильных геонавигационных

комплексов, обслуживающих максимальное число буровых бригад в месяц, реализованное в середине 90-х годов, существенно снизило затраты на использование дорогостоящего телеметрического оборудования, особенно при бурении ННС [136, 149].

Значительным этапом в повышении ресурса работы ЗТС стали разработка и апробирование ЗТС в компоновке с обтекателем и фильтр-контейнером при бурении пологой ННС № 817 Ермаковского месторождения и стендовых испытаниях на учебном полигоне Школы буровых кадров ПО «Нижневартовскнефтегаз». Разработанные технические решения защитили турбогенератор от механических воздействий бурового раствора икратно увеличили ресурс работы скважинного прибора за счет регулирования количества прокачиваемой жидкости через турбинки генератора [149].

Технология бурения ННС с отдаленным забоем турбороторным способом обеспечила кратное повышение ТЭП [136].

Наиболее перспективным способом повышения добывных возможностей скважин является разработка нефтяных месторождений системами ГС по геонавигационным технологиям. Системы ГС позволяют вовлечь в разработку месторождения с высокой геологической неоднородностью, расчлененностью, многочисленными зонами замещения и выклинивания продуктивных пластов, участками трещиноватых пород повышенной проницаемости. Дебиты нефти ГС в несколько раз выше дебитов ННС. Нефтегазовые залежи с обширными подгазовыми зонами и водонефтяные залежи разбуриваются значительно меньшим числом ГС и разрабатываются при минимальных депрессиях. Обводненность ГС снижается вследствие уменьшения вероятности конусообразования и увеличивается продолжительность безводного периода эксплуатации скважин [147]. ГС и ПННС создают благоприятные условия для работы скважинного оборудования достижением максимального отхода при ограниченном зенитном угле в интервале установке глубиннонасосного оборудования, что увеличивает их межремонтный период на 25–35% [110].

Первым из НГДП в Западной Сибири к добыче нефти из ГС приступило АО «Черногорнефть» [33]. По его инициативе в 1990–1991 гг. пробурены и введены в эксплуатацию первые в Западной Сибири четыре ГС на Самотлорском месторождении. При строительстве ГС апробирован ряд технических и технологических решений по конструкциям скважин, геофизическим исследованиям, управлению ТСС, заканчиванию и освоению, эксплуатации и ремонту. Впоследствии введен в эксплуатацию крупнейший в России куст горизонтальных скважин. Опытный участок из двенадцати ГС разбурен с куста № 2042 Самотлорского месторождения (рис. 2.6, в). Объектом эксплуатации ГС выбран низкопродуктивный пласт AB_1^{1+2} , его разработка традиционными методами бурения и эксплуатации скважин нерентабельна. Пласт AB_1^{1+2} крайне неоднороден и низкопроницаем. Средняя проницаемость прослоев $0,025 \text{ мкм}^2$, нефтенасыщенность – 47%. Высокопродуктивные пласты Самотлорского месторождения находятся в стадии истощения запасов и высокой обводненности нефти, поэтому большую актуальность приобретает вовлечение в разработку пласта AB_1^{1+2} .

Построенные в 1990–1991 гг. четыре ГС эксплуатируются насосами НГН и ЭЦН. Характер обводнения ГС и двух ННС, расположенных в окрестности, аналогичен, но ННС обводняются интенсивнее (табл. 2.10). Обводненность продукции из ГС объясняется вскрытием нижних обводненных продуктивных пластов горизонтальным стволом

Таблица 2.10

Эксплуатируемый пласт АВ ₁ ¹⁺²	Число скважин	Дебит жидкости, т/сут.	Дебит нефти, т/сут.	Обводненность, %	Накопленная добыча с начала эксплуатации, тыс. т	
					жидкости	нефти
1. ННС	2	4,6–16,6	1,3–10,4	12–99	13,0	4,2
2. ГС, эксплуатируемая НГН	4	4,0–15,8	2,0–11,8	16–64	22,4	13,9
3. ГС, эксплуатируемая гидроструйным насосом	7	17,5–36,5	14,2–33,8	6–19	39,1	34,3

в трех случаях из-за нестабильного набора зенитного угла безориентируемой шарнирной КНБК.

Сильная искривленность ствола скважин, невозможность установки насосного оборудования непосредственно над кровлей продуктивного пласта, значительный вынос песка не позволили эффективно эксплуатировать пробуренные ГС традиционными механизированными способами. Поэтому применили гидроструйный способ эксплуатации ГС куста № 2042. Коэффициент эксплуатации составил 0,98, что объясняется длительным периодом эксплуатации гидроструйных насосов без подъема подземного оборудования.

В таблице 2.11 приведены текущие дебиты ГС опытного участка.

Таблица 2.11

Скважина	Дата ввода в эксплуатацию	Текущий дебит, т/сут.		Обводненность, %	Накопленная добыча, тыс. т	
		жидкость	нефть		жидкость	нефть
29842	16.01.96г.	23,6	19,4	19	2,2	1,9
29851	28.04.95г.	17,5	14,2	16	6,0	5,5
29857	01.11.95г.	25,9	23,1	9	4,5	4,1
29858	06.07.95г.	26,1	22,1	12	6,7	6,2
29872	08.03.95г.	27,9	23,0	15	10,0	8,9
29873	11.03.95г.	36,5	33,8	6	5,9	4,5
29881	18.10.95г.	17,4	14,4	15	3,8	3,2

Техническим советом АО «Черногорнефть» по результатам строительства и эксплуатации опытного участка ГС одобрена концепция «Технологическое и геофизическое сопровождение строительства и эксплуатации горизонтальных скважин промышленным способом на Самотлорском месторождении», разработанная институтом СибНИПИ «Нефтяные горизонты». Рекомендовано включить в Программу технологической реконструкции Самотлорского месторождения метод разработки трудноизвлекаемых запасов нефти пласта АВ₁¹⁺² горизонтальными скважинами с гидроприводом на основе создания и производства импортозамещающего оборудования и технологий [149].

Анализ строительства и эксплуатации ГС опытного участка показал целесообразность разработки пласта АВ₁¹⁺² Самотлорского месторождения горизонтальными скважинами

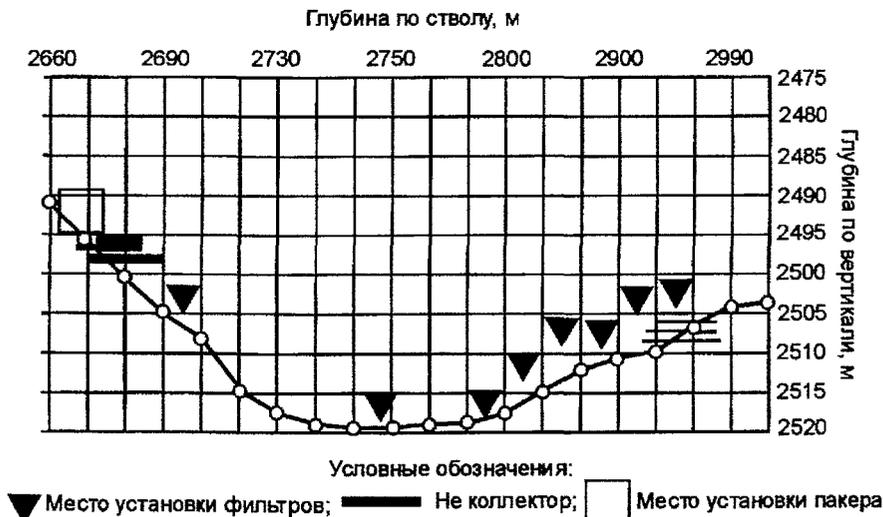


Рис. 2.27. Горизонтальный ствол в пласте БС₁₀²⁻³ ГС № 7290 Тевлино-Русскинского месторождения

ми. Дебиты ГС превышают в 3–11 раз дебиты скважин с вертикальным или наклонным вскрытием пласта. Более высокий дебит ГС опытного участка и низкая обводненность продукции в сравнении с первыми четырьмя ГС получен благодаря качественной геонавигации [33].

Более половины текущих извлекаемых запасов на вновь разрабатываемых НК «ЛУКОЙЛ» месторождения Западной Сибири относится к категории трудноизвлекаемых. Их широкое вовлечение в разработку приводит к уплотнению сетки разбуривания, кратному снижению дебита скважин и увеличивает капиталовложения и фонд нерентабельных скважин. Необходимость снижения удельных капитальных вложений в создание нефтедобывающих мощностей требует новой технической политики в разработке нефтяных месторождений. Приоритетное направление – разработка низкопродуктивных и труднодоступных месторождений и их участков системами ПНС и ГС.

В 1996 г. с куста № 177 построена первая ГС № 7290 на пласт БС₁₀²⁻³ Тевлино-Русскинского месторождения по геонавигационным технологиям [146]. ГС пробурена по утяжеленной конструкции: кондуктор \varnothing 324 мм длиной 500 м, техническая колонна \varnothing 245 мм – 2620 м, эксплуатационная колонна \varnothing 146 мм – 3002 м. Длина горизонтального участка составила 350 м. Горизонтальный ствол обсажен фильтрами ФГС-146 с пакером ПДМ-146 в интервале 2658–2665 м (рис. 2.27). Значительная стоимость ГС окупилась за 5,5 месяцев за счет существенного прироста добычи нефти. В настоящее время дебит нефти превышает более 2 раз дебиты соседних ННС, обводненность продукции составляет не более 2% (табл. 2.12).

Накопленная добыча нефти ГС № 7290 за период эксплуатации по сравнению с ННС отображена на графике (рис. 2.28).

С того же куста пробурены две пологие скважины № 7292 и 7262 по стандартной конструкции ННС. Кровля пласта в скважине № 2792 вскрыта под зенитным углом 54°. Средний дебит скважины за период эксплуатации (введена 30.06.96) составил

Таблица 2.12

Дата запуска	Глубинно-насосное оборудование	Дата замера	Текущий дебит		Обводненность, %	Динамический уровень, м
			жидкость, м ³ /сут.	нефть, т		
1	2	3	4	5	6	7
27.09.96 г.	Э-250	09.96	247,8	211,0	1,0	
		10.96	244,4	209,0	0,6	735
		11.96	244,4	209,0	0,6	665
		12.96	244,4	209,0	0,6	540
		01.97	244,4	212,4	1,2	553
		02.97	249,0	212,0	1,0	540
		03.97	247,4	210,5	1,0	570
		04.97	244,0	207,7	1,0	560
		05.97	245,2	183,0	1,0	372
		06.97	190,0	162,0	1,0	420
		07.97	185,0	157,5	1,0	492
		08.97	184,0	156,6	1,0	462
		09.97	170,0	143,0	2,0	462
2-7.10.97 г.	ТД-1300	10.97	147,0	124	2,0	540

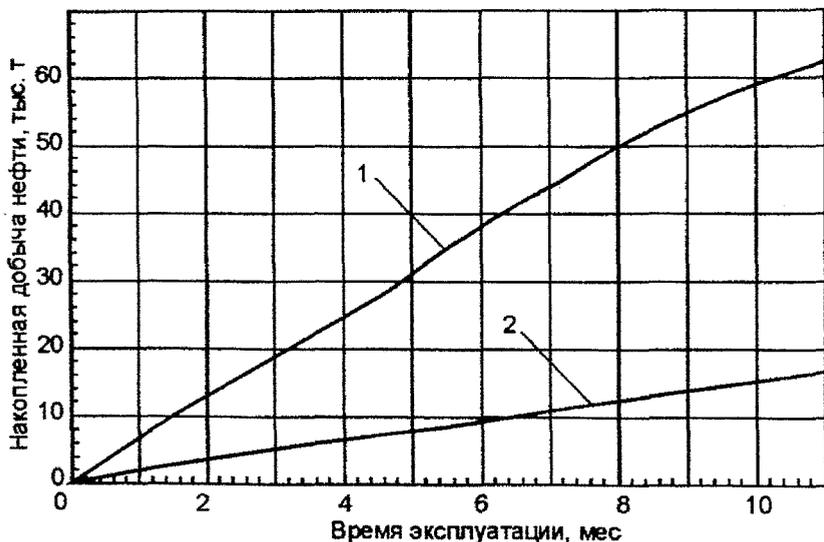


Рис. 2.28. Накопленная добыча нефти: 1 — горизонтальная скважина № 7290, 2 — базовая наклонно-направленная скважина

78 м³/сут, что соответствует 1,4 дебита ННС. Скважина № 7262 вскрыла проектный пласт под углом 43° с дальнейшим ростом до 56° на подошве. В пласте толщиной 17 м пройдено 27 м ствола. Скважина введена в эксплуатацию со среднесуточным дебитом 96 м³/сут., что на 73% превышает дебиты соседних ННС. Обводненность продукции — 1%.

ГС № 7209 куста № 179 Тевлино-Русскинского месторождения пробурена по облегченной конструкции: направление Ø 324 мм длиной 60 м, техническая колонна

Ø 244,5 мм – 1200 м для перекрытия березовской свиты, эксплуатационная колонна Ø 146 мм – 2774 м. С целью продолжения разработки месторождения по первоначальной технологической схеме, предназначенной для вскрытия продуктивного пласта наклонно-направленными стволами, приняли решение ограничить длину горизонтального ствола диаметром круга допуска для ННС; точкой вскрытия кровли продуктивного пласта считать ближнюю кромку круга допуска, а забой скважины заканчивать на дальней кромке круга допуска, причем вскрытие ВНК не предусматривалось. Горизонтальный ствол вскрыл 24 м продуктивной толщины пласта BC_{10} , его длина 114 м выбрана по диаметру круга допуска. После вывода ГС на режим начальный дебит составил 137 т/сут., что превышает в 2 раза средний дебит соседних ННС. Таким образом, часть месторождения разбурили горизонтальными скважинами, не нарушая технологической схемы разработки.

Для обоснования эффективности строительства и эксплуатации отдельных ГС либо группы скважин проведено комплексное исследование дебитов и стоимостных показателей ГС с аналогичными показателями близлежащих ННС в сопоставимых условиях по методике, изложенной в [38].

$$\frac{Q_{ГС}}{Q_{ННС}} \geq \frac{K_{ГС}}{K_{ННС}} \quad (2.1)$$

где $Q_{ГС}$ и $Q_{ННС}$ – дебит нефти ГС и сопоставимой ННС, т/сут.; $K_{ГС}$ и $K_{ННС}$ – затраты на строительство ГС и ННС, млн. руб.

При работе ГС сверх срока окупаемости эффективность эксплуатации определяется отношением

$$\frac{Q_{ГС}}{Q_{ННС}} \geq 1 \quad (2.2)$$

Для оценки экономической эффективности отдельной ГС за рубежом показатель прибыли определяется отношением продукции ГС и ННС к относительным затратам [38]

$$\frac{Q_{ГС}}{Q_{ННС}} : \frac{K_{ГС}}{K_{ННС}} \geq 1 \quad (2.3)$$

Результаты анализа показали высокую эффективность эксплуатации пробуренных ГС и ПННС (табл. 2.13). Для сравнения, средний показатель прибыли от ГС в США составляет 1,6; в Канаде – 1,86.

Таблица 2.13

Скважина/куст	Тип скважины	Дебит скважины, т	Время эксплуатации, месяц	$\frac{Q_{ГС}}{Q_{ННС}}$	$\frac{K_{ГС}}{K_{ННС}}$	$\frac{Q_{ГС}}{Q_{ННС}} : \frac{K_{ГС}}{K_{ННС}}$
7292/177	ПННС	78,3	13	1,38	1,11	1,24
7290/177	ГС	208	9	3,67	3,63	1,01
7262/177	ПННС	98	4	1,73	0,95	1,82
7209/177	ГС	137,6	1	1,99	1,3	1,53

Результаты строительства и эксплуатации ГС и ПННС доказывают эффективность разработки нефтяных месторождений с горизонтальным и пологим вскрытием продуктивного пласта.

Возможность компромисса между жесткими экологическими требованиями и нефтедобычей показана на примере кустов № 9 и 37 Нонг-Еганского месторождения, где все десять скважин, построенные в 1997–1998 гг. при технико-технологическом и проектно-методическом сопровождении НПО «Горизонт-Сервис», вскрыли нефтяной пласт под озером Неримлор на расстоянии более 1,4 км от берега (табл. 2.14). Были заложены практические основы новой экологически безопасной технологии разработки месторождений Западной Сибири в водоохранных зонах. На рис. 2.29 показан куст № 37 и траектории скважин, вскрывших нефтяные пласты БВ₂ и БВ₃ Нонг-Еганского месторождения под водоохранной зоной озера Неримлор [147].

Таблица 2.14

Номер скважины	Конструкция скважины		Глубина, м		Отход от вертикали, м		$\alpha_{кр}$, град.	α_c , град.	Z	$V_{бур.}$ м/ст.-мес
	кондуктор, м	эксплуатационная колонна, м	по вертикали	по стволу	проектный	фактический				
Куст № 9 Нонг-Еганского месторождения										
635	830	2960	2367	2965	1554	1539	41	33,0	1,33	4236
550	797	2905	2327	2908	1531	1535	53	33,4	1,66	4154
219	770	2875	2344	2880	1420	1415	45	31,1	1,41	4320
277	780	2946	2302	2952	1660	1610	50	35,0	1,56	4217
613	830	3126	2318	3130	1777	1779	48	37,5	1,50	2290
613 ^{бис}	850	3113	2334	3115	1882	1881	47	38,9	1,47	2596
Куст № 37 Нонг-Еганского месторождения										
820	830	3056	2352	3060	1716	1720	48	36,2	1,50	4536
686	780	2947	2279	2950	1586	1589	49	34,9	1,52	4327
682	830	3027	2285	3031	1719	1772	47	37,8	1,47	4632
814	840	2947	2240	2951	1747	1759	51	38,1	1,59	4614

В программе на проводку ПННС запроектирован профиль из трех интервалов: вертикальный, набора и стабилизации параметров кривизны. Траектории ПННС сопровождали ЗТС-172 с глубины 1600 м при точном попадании в круг допуска – в среднем 12,8 м от центра. Зенитный угол сложности α_c определяется зенитным углом, образованным вертикалью и наклонной прямой, соединяющей устье скважины с проектной точкой вскрытий кровли продуктивного пласта. По десяти ПННС варьирует в пределах $\alpha_c = 31,3 \div 38,9^\circ$. Коэффициент удлинения пологого ствола $Z=1,33 \div 1,66$ (определяется отношением длины ствола в продуктивном пласте к толщине вскрытия). ПННС кустов № 9 и 37 Нонг-Еганского месторождения построены с элементами геонавигационной технологии, основанной на применении автономных телеметрических систем и геофизических комплексов со станциями ГТИ, что способствовало снижению аварийности и осложнений при строительстве ПННС и позволило достичь высокой скорости буре-

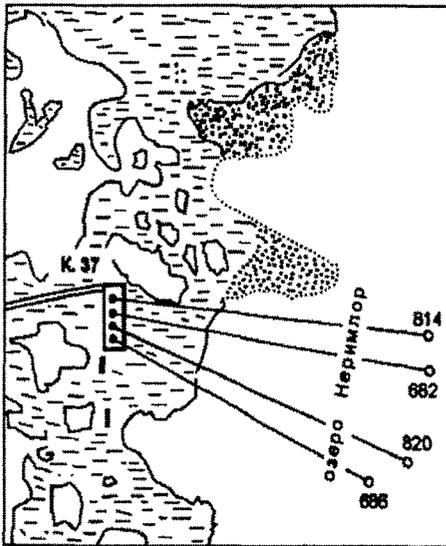


Рис. 2.29. Пологие ННС куста № 37 Нонг-Еганского месторождения

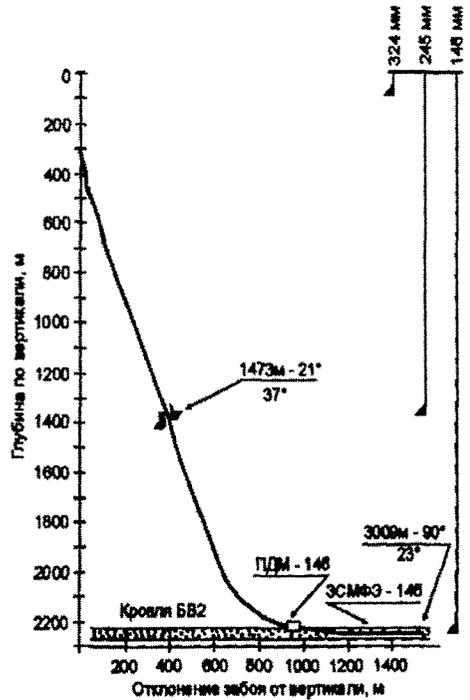


Рис. 2.30. Профиль горизонтального ствола скважины № 826 Нонг-Еганского месторождения

ния до 4632 м/ст.-мес. Для решения проблемы экологической безопасности наиболее экономически эффективно строительство ПННС с горизонтальным окончанием ствола. Проектный пласт БВ₂ в первой на Нонг-Еганском месторождении горизонтальной скважине № 826 вскрыт под зенитным углом 86° при фактическом отклонении забоя на кровлю – 1013 м (рис. 2.30). При длине горизонтального ствола 407 м, пройденного в 5-метровом коридоре, общий отход ствола скважины от точки заложения до забоя составил 1420 м. В горизонтальный ствол спустили закрытый сетчатый многослойный фильтр-экран ЗСМФЭ-146, конструкции НПП «Самарские горизонты», предотвращающий вынос песка и повышающий надежность внутрискважинного и нефтепромыслового оборудования [45, 59, 60]. В первый год эксплуатации горизонтальной скважины среднемесячный дебит составил 172 т/с при динамическом уровне 255 м и обводненности продукции 3,5%, что как минимум в 3 раза превысил дебит ННС.

Горизонтальное окончание пологих скважин в продуктивном пласте обеспечивает не только 3–5-кратное увеличение добычи нефти, но и делает рентабельной разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, увеличивает период безводной эксплуатации скважин, сокращает число скважин на месторождении, уменьшает в 2–4 раза число кустовых оснований, протяженность дорог, линий электропередач, трубопроводов, коммуникаций и тем самым снижает техногенное воздействие на ОПС.

Кардинальным способом решения экологических и социальных проблем при освоении нефтегазовых месторождений являются геонавигационные технологии строитель-

ства пологих и горизонтальных скважин [143–145, 160, 168]. Скважины с отходом от точки заложения от 2–3 км и более позволяют располагать кустовые основания на значительных расстояниях от нерестовых водоемов, лесов орехо-кедровой зоны, заливных лугов, мест проживания коренного населения. Современные геонавигационные технологии строительства скважин позволяют сосредоточить на одном кустовом основании большое число скважин, создают предпосылки для перехода в особо уязвимых природоохранных районах на автономные экологически безопасные минипромыслы, не требующие строительства дорог и линий электропередачи.

По инициативе ДООО «Бургаз» интегрированные геонавигационные технологии бурения ГС с 1998 г. успешно внедряются на Кушевском ПХГ. Например, экономия времени при строительстве ГС № 158 в сравнении с традиционными технологиями составила 7,5 суток [149]. Сопоставление материалов исследований геофизическими системами «Горизонталь-1» и АМК «Горизонт» показало лучшее качество кривых КС, ПС, ГК и НГК комплекса АМК «Горизонт», что позволило с высокой степенью достоверности скоррелировать вскрываемый геологический разрез.

На месторождениях ОАО «Газпром» за период 1996–1999 гг. по геонавигационным технологиям построено 12 ГС. Пять последних скважин на Уренгойском ГКМ и Кушевском ПХГ сопровождаются собственными силами ДООО «Бургаз». Буровые бригады ДООО «Бургаз» переоснащены геонавигационными техникой и технологиями взамен низкоэффективных и небезопасных кабельных технологий бурения и каротажа.

НПП «Самарские горизонты» изготавливает и поставяет забойные телеметрические системы Центру горизонтального бурения ДООО «Бургаз». Институт СибНИПИ «Нефтяные горизонты» обучил специалистов филиалов «Тюменбурггаз», «Кубаньбурггаз» и «Оренбургбурггаз» методам обслуживания и ремонта геонавигационного оборудования [137, 142].

ГЛАВА III

ГЕОНАВИГАЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТАХ

Эффективность извлечения углеводородов из недр во многом определяется расположением нефтегазовых скважин. В случае разработки небольших и сложных по форме залежей с вертикальными и зональными неоднородностями принятие геонавигационных решений на интуитивном уровне затруднительно и зависит от множества факторов.

Кроме того, для оптимальной разработки неоднородного пласта необходимо избирательно вскрывать продуктивные зоны горизонтальными скважинами с пространственной траекторией. При гидродинамическом обосновании конструкций таких скважин потребуются дополнительные согласования с возможностями геонавигации бурения. За ограниченное время проектировщикам необходимо создать и проанализировать множество вариантов разработки залежи скважинами различной конфигурации, привлекая большое количество моделей и методов.

На практике необходимо использовать эффективные математические алгоритмы и прикладные программы для поддержки принятия решений при геонавигации скважин сложной пространственной архитектуры в продуктивном пласте. Практика показывает, что нахождение оптимального расположения скважины в коллекторе на этапе моделирования разработки пласта еще не гарантирует запроектированный уровень добычи. Ориентированная на практическое применение методика проектирования должна включать современные методы контроля выполнения принятых решений. Кроме того, для построения адекватных моделей нужна объективная информация о свойствах исследуемых объектов оптимизации.

Задача выбора и обоснования рациональных траекторий скважин в нефтегазовых пластах решена на основе новой модификации гибридного генетического алгоритма как ядра оптимизационного алгоритма. Это позволило не только оптимизировать размещение скважин, но и находить оптимальные пространственные траектории горизонтальных стволов индивидуально для каждой скважины. Для обоснования конфигураций скважин впервые объединена работа оптимизационного алгоритма размещения скважин с программой моделирования разработки месторождений и модулем расчета пространственной траектории скважины, что сделало возможным на одной стадии проектирования получать гидродинамически и технологически обоснованную конструкцию скважины [225, 228].

3.1. ГЕОНАВИГАЦИЯ СКВАЖИН ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Важным начальным этапом процесса проектирования разработки месторождений нефти и газа является решение научно-технической задачи по нахождению оптимального варианта размещения стволов скважин в пласте.

Но даже при использовании современных программных продуктов по моделированию разработки месторождений проектировщику приходится тратить массу времени на создание и анализ сценариев/вариантов разработки пласта различными конфигурациями ТСС и режимов их работы. Ведь в дальнейшем от качества этих работ во многом зависит конечная компонентоотдача месторождения, поэтому на первый план выходит разработка методов поддержки принятия решений для эффективного проектирования разработки месторождений. При учете значительного числа природных и технико-технологических факторов возможны ситуации, когда кроме опыта и интуиции специалистов следует привлекать формализованные алгоритмы поиска и выбора рационального размещения скважин. Необходимо переходить от ручного труда эксперта-проектировщика к автоматизированному проектированию ТСС. Контроль выполнения проектных решений рекомендуется проводить на основе технологий мониторинга процессов строительства скважин [68, 92, 192, 204, 211, 216, 226]. В случае отклонения ТСС от проектной придется осуществлять динамическое перепроектирование не только на уровне перерасчета проекта на строительство скважины, но и на уровне корректировки гидродинамической модели пласта с текущей скважиной. На современном этапе зарубежные и отечественные подходы к проектированию разработки месторождений УВ существенно отличаются. С одной стороны создание проекта рассматривается как структурированное научно-техническое мероприятие, а с другой – как разновидность единого бизнес-процесса. В этой связи взаимодействие участников разработки проектных решений и руководящей документации происходит по-разному.

Например, в статье [22] большая группа авторов из Франции, Шотландии, Америки и Канады представляет комплексную технологию принятия бизнес-решений на основе так называемого Управления Интегрированными Проектами (ИПМ). В статье в развернутой форме описываются преимущества перехода участников многоэтапного процесса разработки месторождений к новым ориентирам во взаимоотношениях в сторону интеграции коллективов, целей и задач независимых сервисных компаний и нефтегазовых операторов [290]. Проект прошел апробацию в компании British Petroleum на месторождениях Эндру и Сайрус в Северном море. Отмечено, что увеличение добычи с 7,1 до 9,2 тыс. м³ нефти в сутки на фоне снижения количества добывающих скважин с 18 до 10 произошло не только за счет внедрения новых технологий горизонтального бурения и заканчивания скважин, но и благодаря особым успехам в повышении культуры организации работ, заблаговременному планированию мероприятий по каждому аспекту проекта и улучшению взаимодействия в группе управления проектом до конкретизации индивидуальных обязанностей.

Разработанная методика управления качеством (ИПМ) помогает экономить финансовые ресурсы на любой стадии ее внедрения. В нее входят технические, технологические, экономические, экологические аспекты многогранного вопроса управления проектом разработки любых месторождений, а также учитываются вопросы по охране тру-

да и здоровья персонала, его тренинга и сертификации. Предлагаемая технология IPM опирается на современное компьютерное обеспечение с разносторонним менеджментом данных и оперативным принятием управляющих решений с анализом исходной промысловой информации, поступающей с буровых платформ в реальном времени.

Важным аспектом эффективной разработки месторождений углеводородов является создание адекватных и постоянно-действующих геолого-математических моделей залежи. В работе [18] представлена технология управления геологической информацией и ее интерпретация. Данные о строении пласта представляются в виде рабочего графика, который с появлением массивов новой информации, характеризующей пласт, постоянно обновляется, уточняется и совершенствуется для более полного соответствия реальному физическому объекту. В 1997 году данный подход внедрен в компании ELF Norge при разработке месторождения Озеберг в Северном море с объемом извлекаемых запасов около 115 млрд. м³ газа и 325 млн. м³ нефти.

Что касается задачи проектирования траекторий ННС и ГС, то она включает в себя сложные вычисления, а в некоторых случаях и итерационные процедуры. Поэтому разработано множество программ и программных комплексов, как российских [5, 8, 76, 266, 267], так и зарубежных [302, 311, 356, 358], включающих проектирование траекторий как плоских, так и пространственных. Многие программы включают вычисление расстояний между скважинами и моделирование сценариев расположения скважин, позволяющих избежать их пересечения. Программный продукт [311] представляет собой готовое мощнейшее средство автоматизированного проектирования и последующего мониторинга строительства скважин в реальном времени.

Поэтому можно заключить, что западные компании далеко продвинулись в технологии и культуре организации разработки месторождений УВ. Разработаны адекватные геологические и гидродинамические модели, эффективные технологии проектирования и строительства скважин. Все элементы связаны надежными информационными потоками с накоплением информации в централизованной базе данных.

Однако стоимость зарубежных программных решений высока и зачастую находится за рамками доступности для многих НГДП, научно-исследовательских и проектных учреждений. Отметим повышенные требования к квалификации и необходимость владения иностранным языком для пользователей зарубежных средств автоматизации. Перечисленные факторы существенно ограничивают широкое распространение этих программных продуктов (ПП) в России.

Подобные подходы к организации добычи углеводородов из недр не развиты или вовсе отсутствуют в нефтегазовых компаниях России, что является серьезным упущением на фоне уверенных успехов отечественных технологий в других сферах нефтегазовой промышленности.

Отсутствует обратная связь скважины с проектом на строительство, на что обращают внимание авторы работы [93]. В бывшем СССР, а теперь и в России, в сложившихся годами методических подходах в проектировании и строительстве скважин имеет место ситуация, когда новейшая оперативная информация, собираемая на буровой различными по административному подчинению сервисными подрядчиками, не попадает в общий банк данных. Кроме того, эти данные почти никогда не используются при выработке инженерных решений в управлении процессами строительства и дальней-

шей эксплуатации скважины. В работе [17] критикуются такие подходы к организации труда из-за отсутствия взаимосвязи информационных потоков оператора с сервисными компаниями.

Однако в нашей стране ведутся активные работы по созданию и внедрению автоматизированных систем управления разработкой крупных газовых месторождений [98]. В 80-е годы головным институтом в газовой отрасли по проблеме автоматизации был институт ВНИПИАСУгазпром. Тем не менее, большим планам внедрения прогрессивных методов управления сложными процессами добычи газа не суждено было реализоваться в тех объемах, которые привели бы к резкому увеличению производительности труда и наиболее полному использованию запасов газа, конденсата и нефти. Основная структура организационно-технологической автоматизированной системы управления для газодобывающих объединений Сибири, предложенная И.С. Никоненко, является универсальным каркасом для разработки любых систем, в том числе интеллектуальных [252].

В 80-е годы отечественными учеными уделялось много времени формализации сложных и взаимосвязанных процессов, входящих в понятие «технология разработки месторождений». Ю.Н. Васильев в работе [29] отмечает, что внедрение систем автоматизированного принятия решений с использованием методов системного анализа позволяет:

1. Улучшить технико-экономические характеристики объектов на 10–30%; сэкономить 5–15 % капитальных вложений; сократить эксплуатационные затраты на 10–30 %.
2. Сократить сроки разработки проектов и выдачи управляющих рекомендаций в 2–10 раз.
3. Повысить производительность труда в проектировании и управлении от 20 до 50%.
4. Стимулировать развитие научных работ в области методик проектирования и управления.

Для синтеза (проектирования и создания) и анализа (управления) сложными системами начинают создаваться специальные средства, конкретно реализующие системный подход. Для сложной системы, если нельзя составить единую математическую модель (в этом случае говорят, что система решает слабоструктурированную проблему), то синтез и анализ приходится осуществлять объединением формальных (частично математическим моделированием) и неформальных (экспертных) процедур. В своих высказываниях автор критикует существующий подход к процессу разведки и разработки газового месторождения. Разведка, в основном, проводится только с целью подсчета запасов газа, конденсата и других компонентов и зачастую не удовлетворяет требованиям эффективного проектирования процесса разработки месторождения, т.е. не обеспечивает его даже минимально необходимой информацией о строении объекта управления (пласта) и происходящих в нем процессах. По этой причине специалисты вынуждены постоянно перепроектировать разработку месторождений с учетом вновь получаемой информации в процессе бурения добывающих скважин (что тоже не всегда происходит).

В 21 веке перед многими компаниями стоит задача разработки трудноизвлекаемых запасов, что в первую очередь ведет к усложнению конструкции скважин и технологий их строительства. Российский производитель пытается создать разрозненные аналоги существующих на западе технических и программных решений [23, 24, 37, 182, 258, 273].

Однако в настоящий момент недостаточно внимания уделяется разработке и внедрению общей методологии объединения подсистем проектирования строительства скважин и инструментов моделирования гидродинамических процессов в пласте для поиска рационального размещения скважин с последующим контролем реализации проектных траекторий на этапе бурения.

3.2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ И АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ ГЕОНАВИГАЦИИ СКВАЖИН

Для поиска оптимального расположения ствола скважин применяется оптимизационный метод, ядром которого является генетический алгоритм. Далее будут рассмотрены особенности расчета показателя целевой функции и методики проверки ТСС на допустимую интенсивность искривления, способы кодирования информации о траектории и размещении скважин в оптимизационные переменные, вид гибридизации оптимизационных методов и результаты исследований эффективности различных вариантов поиска, а также блок-схема процесса оптимизации.

Пусть дана некоторая сложная функция (целевая функция), зависящая от нескольких переменных. Требуется найти такие значения переменных (координаты скважин в пластовой модели), при которых значение функции максимально. Задачи такого рода встречаются на практике очень часто и решаются многочисленными методами прикладной математики.

Математическая постановка задачи заключается в следующем. Рассматривается залежь произвольной формы, заданная ограниченной дискретной областью ячеек гидродинамической модели S . Каждая скважина W_n определяется координатами $k \in S$ точек (центров перфораций) в продуктивном пласте (ячейках модели) $W = [P_1, P_2, \dots, P_k]$.

Необходимо определить рациональное количество скважин $n \leq N_{MAX}$ и их расстановку $x_n = [W_1, W_2, \dots, W_n]$ путем максимизации заданного критерия оптимизации $f(x_n)$.

Кроме того, траектория скважины, проходящая через точки P_1, P_2, \dots, P_k должна удовлетворять технологическим ограничениям бурения (т.е. расстановка x_n должна принадлежать множеству допустимых расстановок W^n).

Таким образом, поиск рационального размещения скважин в пласте относится к области нелинейных дискретных задач оптимизации с ограничениями.

$$\begin{cases} \max f(x_n) \\ k \in S \\ n \leq N_{MAX} \\ x_n \in W^n \end{cases}$$

Критерий оптимизации $f(x_n)$ представлен в виде стоимостной экономической модели. Для вычисления $f(x_n)$ необходимо выполнить трудоемкий алгоритм для численного решения системы нелинейных уравнений фильтрации флюидов в трехмерной анизотропной пористой среде. Необходимые разъяснения этих вопросов будут приведены ниже.

В общем случае, экономический эффект от разработки месторождений углеводородов является функцией от добычи скважинной продукции в единицу времени. Он включает в себя учет текущих цен на газ, объем добычи, затраты на утилизацию воды

при попутной добыче, эксплуатационные затраты и стоимость строительства скважин. Мы определим целевую функцию f как сумму прибыли от добычи целевых флюидов за минусом стоимости утилизации попутно добываемой воды. Из полученной прибыли вычитается объем капитальных затрат, равный произведению стоимости строительства одной скважины на количество пробуренных скважин, отдельно учитывая затраты на бурение каждого дополнительного метра горизонтального ствола. Полученную функцию можно представить следующим образом:

$$f(x_n) = \int_0^T \left(\sum_n (\alpha_{gp} q_{gp}(t, x_n) - \alpha_{wp} q_{wp}(t, x_n)) - n \cdot C_{prod}(t) \right) (1+r)^{-t} dt - n \cdot C_{vert} - l \cdot C_{horiz},$$

где C_{vert} – стоимость бурения вертикального ствола скважины, C_{prod} – средние эксплуатационные затраты на одну скважину в сутки, n – количество вертикальных стволов, C_{horiz} – стоимость бурения l м горизонтального ствола, l – общий метраж бурения горизонтальных стволов, q_{gp} , q_{wp} – дебиты добычи газа и попутно добываемой воды, α_{gp} и α_{wp} – стоимость газа и затраты на утилизацию попутно добываемой воды, W_p – добывающие скважины; r – годовая процентная ставка, T – период разработки месторождения (суток).

При определении целевой функции могут быть приняты во внимание такие явления как проблема конусообразования водных горизонтов вблизи забоев скважин, борьба с опережающим прорывом воды в добывающие скважины и т.д.

В некоторых случаях необходимо учитывать дополнительные ограничения: например, обеспечить заданный годовой объем добычи газа или достигнуть проектного коэффициента извлечения газа. Создание любых комбинаций из этих параметров (а также задание их допустимых значений или минимальных порогов) предусмотрено в разработанном пакете прикладных программ. Значение целевой функции оптимизации целиком определяется показателями разработки, рассчитанными с помощью гидродинамического пакета программ (симулятора).

Как показано выше, критерий оптимизации f зависит от динамических показателей разработки $q_{gp}(t, x_n)$ и $q_{wp}(t, x_n)$. Эти показатели вычисляются по результатам предварительного гидродинамического моделирования сценария разработки месторождения с используемой расстановкой скважин x_n . В процессе оптимизации вариантов размещения скважин и наилучшего выбора необходимо иметь удобные инструменты по расчету показателей разработки каждого варианта.

Современная теория разработки месторождений природных газов основывается на численном интегрировании дифференциальных уравнений, описывающих процессы неустановившейся фильтрации флюидов в продуктивных пластах. Решение систем уравнений находится с использованием средств вычислительной математики [6, 65, 73, 74].

При двухфазной, двухкомпонентной изотермической фильтрации газа и воды в трехмерном пространстве с учетом анизотропии коллекторских свойств пласта закон сохранения массы данной системы имеет следующий вид [74]:

$$\nabla \cdot \left[\sum_{\alpha} K \frac{k_{\alpha} \rho_{\alpha} C_{\alpha}^l}{\mu_{\alpha}} (\nabla p^{\alpha} - \rho_{\alpha} g \nabla h) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\sum_{\alpha} m \rho_{\alpha} C_{\alpha}^l S_{\alpha} \right] + Q^l, \quad l = g, w, \quad (3.1)$$

где α – номер фазы (газ, вода); l – номер компонента; p^{α} – давление в α -ой фазе в точке пласта с координатами x , y и z в момент времени t ; ρ , C , μ – плотность, растворимость

l -го компонента в α -ой фазе и коэффициент динамической вязкости α -ой фазы; k_α – относительная фазовая проницаемость для α -ой фазы; K – коэффициент проницаемости; m – коэффициент пористости; S_α – насыщенность α -ой фазой; $Q(t)$ – массовая плотность отбора l -го компонента из единицы объема пласта в момент времени t ; g – ускорение свободного падения; h – высотная отметка центра масс (барицентра) ячейки сетки.

Для решения системы дифференциальных уравнений (3.1) задаются начальные и граничные условия, замыкающие соотношения и зависимости свойств флюида от давления и пористой среды, от коэффициентов насыщенности фаз и давления. Пространство представляется в дискретном виде как сетка с конечным числом ячеек, в которых определяются средние значения давлений и насыщенностей для всех фаз.

Для учета потерь давления в стволе скважины в работе используется модель многосегментной скважины [312] и «модель дрейфа» [289, 352]. Приведенная математическая модель двухфазной двухкомпонентной многомерной фильтрации флюидов в пористой среде реализована в применяемом для расчета показателей разработки месторождений программном продукте [228, 254]. При решении задачи поиска оптимального расположения скважины в пласте этот программный продукт используют для вычисления показателя целевой функции при оптимизации вариантов разработки пласта. Отметим, что вместо использованного пакета гидродинамического моделирования могут быть применены и другие (коммерческие) пакеты, позволяющие хранить входную и выходную информацию в текстовых файлах.

В работах [291, 293, 309, 317, 318, 347, 348, 350 и др.] полагалось, что ТСС в продуктивном пласте представляет собой прямую линию. Однако современные исследования и многочисленные математические эксперименты на геолого-математических моделях различных пластов подтвердили высокую эффективность ступенчатых траекторий скважин, когда одним стволом последовательно вскрываются несколько пропластков залежи пропорционально их фильтрационно-емкостным свойствам. Следовательно, для поиска и оптимизации рациональных конфигураций таких типов скважин с искривленной ТСС в продуктивном пласте необходимо осуществлять дополнительные проверки и расчеты.

Расчет плоских профилей различных типов подробно описан в литературе [87, 234 и др.]. В некоторых случаях проектируют пространственно искривленные профили [1, 229–231, 272]. Эти методы включают в себя итерационные процедуры, численное решение системы нелинейных уравнений или подбор параметра. Это затрудняет поиск оптимального профиля, удовлетворяющего всем технологическим требованиям. В работе [83] предлагается альтернативный метод расчета пространственного профиля, содержащий только конечные формулы, что делает возможным поиск оптимального профиля, удовлетворяющего заданным ограничениям. Результаты этой работы и были использованы в настоящем исследовании.

Таким образом, от устья до точки входа в продуктивный пласт можно попасть по траектории, построенной по любой из приведенных выше методик.

Предлагается алгоритм построения пространственной ТСС непосредственно в продуктивном пласте, особенности проверки траектории ствола скважины на соответствие технико-технологическим возможностям бурения и крепления таких скважин (провер-

ка на допустимость интенсивности искривления ствола и существования пространственной траектории, проходящей через заданные точки). Постановка задачи выглядит следующим образом.

Даны координаты центров ячеек с перфорациями скважины в сеточной модели пласта: P_1, P_2, \dots, P_n . Нужно построить пространственную траекторию скважины, проходящей через эти точки. Допускается отклонение траектории от этих точек на некоторое расстояние. Для каждой точки P_i задается максимально допустимое расстояние Δ_i . Траектория составляется из комбинации прямых линий и дуг, для которых задается минимально допустимый радиус кривизны (либо интенсивность искривления в град/10м).

$$R_i \geq R_{min}, \text{ или} \\ In_i \leq In_{max}$$

Приведем алгоритм решения:

1. Первые две точки соединяем отрезком, задающим начальное направление следующего участка V_{beg} . (*Направлением* называют единичные векторы).

2. Пусть построено i участков, последний участок закончился в точке B (которая может не совпадать с точкой P_i , но находится близко от нее – допускается отклонение на Δ_i). Эта точка будет начальной для нового участка. Направление траектории в ней – вектор V_{beg} . Присоединим к траектории следующую точку P_{i+1} . Если расстояние между ней и прямолинейным продолжением траектории не превышает Δ_i , то следующий участок – прямой, иначе – дуга.

3. Пока $i < n$ присваиваем $i = i + 1$ и возвращаемся к шагу 2.

Первоначально необходимо найти расстояние от точки до прямой и определить конечную точку текущего отрезка траектории скважины (далее по тексту все векторные переменные выделены жирным шрифтом). Прямая, проходящая через точку B в направлении единичного вектора V , задается параметрическим уравнением:

$$f_1(s) = B + (s - S_{beg})V. \quad (3.2)$$

Расстояние от точки P , до этой прямой вычисляется по формуле:

$$\min_{s_i} d(s_i) = d(s_i^{min}) = \sqrt{\|P - B\|^2 - (P - B, V)^2}. \quad (3.3)$$

Длина ствола скважины s_i^{min} , в которой достигается это расстояние:

$$s_i^{min} = S_{beg} + (P - B, V). \quad (3.4)$$

Это значение и будет длиной ствола от начальной до конечной точки текущего участка:

$$E = f_1(s_i^{min}). \quad (3.5)$$

Если $s_i^{min} < S_{beg}$ такая траектория считается недопустимой.

Далее перейдем к построению дуги. Пусть известно направление в конце предыдущего участка V_{beg} и конечная точка предыдущего участка B , а также S_{beg} – длина от начала ствола до точки B . Нам нужно попасть в точку P_{i+1} . В данном случае траектория в точности пройдет через P_{i+1} , поэтому можно обозначить ее через $E = P_{i+1}$.

Введем следующие обозначения:

$C = E - B$ – хорда дуги.

$C = \| \mathbf{C} \|$ – длина хорды.

$\mathbf{c} = \mathbf{C}/C$ – единичное направление хорды.

$\alpha = \arccos((\mathbf{V}_{beg}, \mathbf{c}))$ – угол между направлением в начале участка и хордой.

Если $\alpha \geq \pi/2$, то траектория развернется в противоположную сторону. Такие варианты считаются недопустимыми и исключаются (в этом случае искомой траектории не существует).

Приведенные ниже вычислительные формулы получены на основе результатов работ [84 и 334]. Рассмотрим вычисление параметров дуги.

Направление в конечной точке участка:

$$\mathbf{V}_{end} = 2 \cdot \cos(\alpha) \cdot \mathbf{c} - \mathbf{V}_{beg}. \quad (3.6)$$

Интенсивность искривления. В бурении принято применять понятие интенсивности искривления (In), однако для расчетов удобнее использовать радиус кривизны (R). Радиус измеряют в метрах, а интенсивность в $^{\circ}/10\text{м}$, они связаны следующими соотношениями:

$$R = \frac{1}{In} \cdot 10 \cdot \frac{1}{\pi/180^{\circ}} = \frac{1800}{i \cdot \pi} \text{ м} \quad (3.7)$$

$$In = \frac{1800}{R \cdot \pi} \text{ } ^{\circ}/10\text{м} \quad (3.8)$$

Радиус дуги:

$$R = C / 2 / \sin(\alpha). \quad (3.9)$$

Если $R < R_{min}$, то такая траектория считается недопустимой.

Угол дуги T (угол, на который нужно повернуть вектор \mathbf{V}_{beg} , чтобы получить вектор \mathbf{V}_{end}):

$$T = \arccos(\mathbf{V}_{beg}, \mathbf{V}_{end}), \quad T \in (0, \pi). \quad (3.10)$$

Длина ствола скважины от начала участка до точки E :

$$S_{end} = S_{beg} + R \cdot T. \quad (3.11)$$

Теперь можно записать *уравнение дуги*, т.е. координаты точек этой дуги, если длина ствола от начала участка до этой точки равна s :

$$\begin{aligned} \mathbf{f}_a(s) &= \mathbf{B} + R \left((\cos(t) - 1) [\mathbf{V}_{beg}, \mathbf{n}] + \sin(t) \mathbf{V}_{beg} \right) = \\ &= \mathbf{B} + R \left((\cos(t) - 1) \frac{\cos(T) \mathbf{V}_{beg} - \mathbf{V}_{end}}{\sin(T)} + \sin(t) \mathbf{V}_{beg} \right), \end{aligned} \quad (3.12)$$

$$\text{где } t = \frac{s - S_{beg}}{R}, \quad s \in [S_{beg}, S_{end}].$$

Вектор, касательный к этой дуге, равен:

$$\mathbf{g}_a(s) = \frac{d}{ds} \mathbf{f}_a(s) = \frac{\sin(T-t) \mathbf{V}_{beg} + \sin(t) \mathbf{V}_{end}}{\sin(T)} \quad (3.13)$$

$$\|\mathbf{g}_a(s)\| = 1$$

Зная единичный касательный вектор $\mathbf{g}_a(s) = [g_1(s), g_2(s), g_3(s)]$, можно найти *зенитный угол* и *азимут* в точке s :

$$Z(s) = \arccos(g_3(s)). \quad (3.14)$$

$$A(s) = \operatorname{sgn}(g_1(s)) \arccos\left(\frac{g_2(s)}{\sqrt{g_1^2(s) + g_2^2(s)}}\right). \quad (3.15)$$

Алгоритм построения пространственной траектории ствола скважины на основе приведенных формул реализован В.Ю. Иткиным [334] в библиотеке функций для расчета пространственной траектории ствола скважины (программный продукт [228]). Эта библиотека используется как один из модулей в общем алгоритме оптимизации расположения скважин на этапе проверки на существование траектории скважины, проходящей через заданные точки в сеточной области гидродинамической модели (ГДМ). При этом учитываются ограничения по пространственной интенсивности искривления ствола, продиктованные технико-технологическими требованиями к конструкции скважины (жесткость обсадных колонн, проходимость бурового инструмента и т.д.)

Входными параметрами для программы расчета траектории являются:

- массив пространственных координат центров ячеек, задающих скважину в сеточной области ГДМ;
- интервал допустимой пространственной интенсивности искривления ствола (град/10 м);
- массив возможных отклонений траектории от каждой точки, заданной в пространстве.

В процессе работы программа пытается найти и рассчитать траекторию скважины, удовлетворяющую заданным условиям. Если такая траектория существует, то выдается положительное заключение в виде логической переменной. Потом процесс оптимизации переходит к расчету значения целевой функции текущего варианта конфигурации скважин с помощью пакета ГДМ. Если требуемой траектории скважины не существует, то проверка завершается запоминанием текущей скважины в базе данных с пометкой «не годен».

Поиск оптимальной ТСС на модели пласта относится к области нелинейных дискретных задач оптимизации. Характер пространства целевой функции оптимизации не возможно определить за разумное время вычислений, т.к. для проверки эффективности каждого варианта расстановки скважин необходимо осуществлять трудоемкие численные расчеты на гидродинамической модели пласта. Прогнозный расчет показателей разработки на моделях средних месторождений с 30–50 скважинами может занять до нескольких часов на достаточно мощных вычислительных системах. Кроме того, показатели разработки зависят от множества факторов. В общем случае закономерности их влияния на конечный результат оптимизации описать проблематично, так как возникают особые требования к используемому математическому аппарату.

Одним из эффективнейших методов приближенного решения оптимизационных задач, когда их целевая функция задана алгоритмически и невозможно построить гиперплоскость всех ее значений в исследуемом интервале, является стохастический метод, основанный на генетическом алгоритме (ГА).

Один из ведущих специалистов по эволюционным методам оптимизации Де Йонг К.А. сказал: «Решающий аргумент использования генетических алгоритмов тесно связан с вопросом о том, какое пространство поиска будет исследовано. Если это пространство легко анализировать и его топология позволяет использовать специализированные технологии поиска, то использование генетических алгоритмов неэффективно с точки зрения затрат вычислительных ресурсов. Если же пространство поиска не поддается анализу и мало структурировано, и если существует эффективный способ генетического отображения этого пространства, то ГА представляют удивительно впечатляющий поисковый метод в больших и сложных областях» [308].

Однако генетический алгоритм (как удачный симбиоз стохастического и градиентного метода) – новейший, но не единственно возможный способ решения задач дискретной оптимизации. С давних пор известно несколько основных путей решения таких задач – переборный, квазиградиентный, метод покоординатного спуска, метод многогранника, метод динамического программирования и др. У этих методов есть свои достоинства и недостатки.

Значения целевой функции дискретны и соответствуют какой-то принятой расстановке скважин на сетке модели, таким образом, вычислить производные целевой функции невозможно. В классическом понимании применение градиентного метода и других методов, основанных на вычислении производных, неприемлемо.

Рассмотрим достоинства и недостатки стандартных и генетических методов [251]. Переборный метод наиболее прост по своей сути и тривиален в программировании. Для поиска оптимального решения (точки максимума целевой функции) требуется последовательно вычислить значения целевой функции во всех возможных точках, запоминая максимальное из них. Недостатком этого метода является большая вычислительная стоимость. В частности, в задаче коммивояжера при матрице поиска $N \times N$ ячеек потребуется просчитать длины более 10^N вариантов путей, что совершенно нереально. А в задаче определения расположения W скважин в модели с C ячейками количество вариантов равно

$$\frac{C!}{W!(C-W)!}.$$

Однако, если есть возможность перебрать все варианты за разумное время, то можно быть абсолютно уверенным в оптимальности найденного решения. На рис. 3.1 показан сглаженный ландшафт целевой функции при полном переборе размещения 1-й скважины в однослойной модели пласта с размером ячейки $10 \times 10 \times 1$.

Однако в модели со 100 ячейками количество вариантов по размещению 5 скважин превышает 10^8 , что делает неприемлемым с точки зрения времени полный перебор даже 1% поискового пространства.

Второй популярный способ основан на методе градиентного спуска. Вначале выбираются некоторые случайные значения параметров, а затем эти значения постепенно

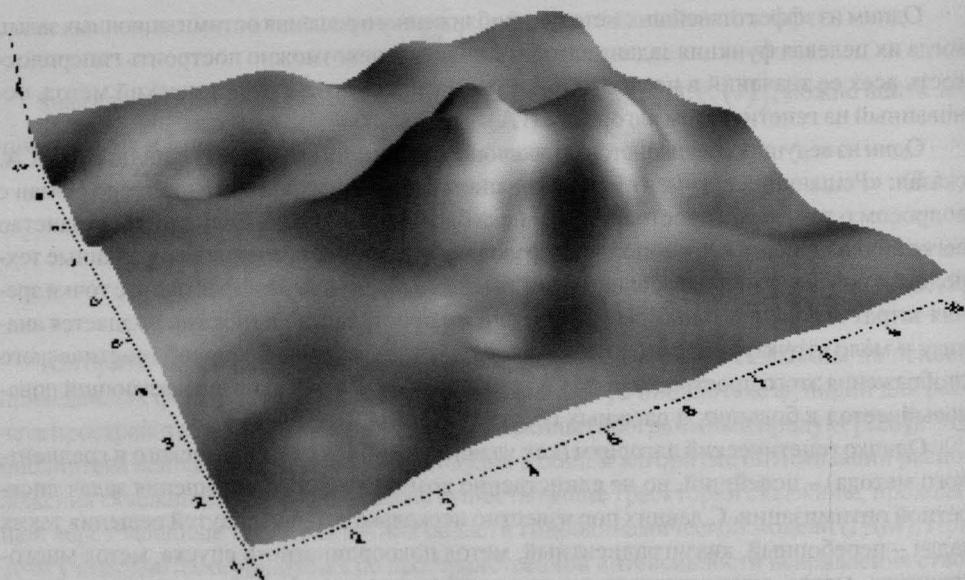


Рис. 3.1. Ландшафт целевой функции при полном переборе размещения 1-й скважины в однослойной модели пласта

изменяют, добиваясь наибольшей скорости роста целевой функции. Достигнув локального максимума, такой алгоритм останавливается, поэтому для поиска глобального оптимума потребуются дополнительные усилия.

Квазиградиентные методы работают очень быстро, но не гарантируют оптимальности найденного решения. Они идеальны для применения в так называемых унимодальных задачах, где целевая функция имеет единственный локальный максимум (он же – глобальный). Легко видеть, что задача размещения скважин на матрице модели неоднородного пласта унимодальной не является (рис. 3.1).

Отметим, что типичная практическая задача, как правило, мультимодальна и многомерна, то есть содержит много параметров. Для таких задач не существует ни одного универсального метода, который позволял бы достаточно быстро находить абсолютно точное решение.

Однако, комбинируя переборный и градиентный методы, можно надеяться получить хотя бы приближенное решение, точность которого возрастает с увеличением времени расчета. Генетический алгоритм представляет собой именно такой комбинированный метод. Механизмы генетического скрещивания и мутации (методы преобразования искомым переменных) в каком-то смысле реализуют переборную часть метода, а отбор лучших решений – градиентный спуск. В некотором смысле генетический алгоритм можно отнести к эвристическим методам со своей уникальной технологией преобразования переменных.

Для нахождения оптимальной расстановки скважин на дискретной сетке гидродинамической модели подходит несколько методов, работающих без вычисления производных: метод прямого поиска по Хуку и Дживсу [274], поиск по деформируемому многограннику Нелдера и Мида, методы Розенброка и Дэвиса, Свенна, Кемпи, методы Пауэлл-

ла, а также динамическое программирование. Такие методы поиска не требуют регулярности и непрерывности целевой функции и существования производных. Также применимы стохастические методы: комплексный метод Бокса, повторяющийся случайный спуск, случайный поиск с постоянным радиусом поиска и случайным направлением, метод передвижения одной точки в поисковом пространстве (метод Монте-Карло) и др.

Отметим, что исходную многомерную задачу о размещении скважин можно свести к одномерной, перенумеровав (закодировав в одну векторную переменную) всевозможные расстановки скважин (т.е. получить вектор расстановок). По оси абсцисс будут перечислены все расстановки, а по оси ординат приведены полученные значения целевой функции для каждой расстановки.

Для решения оптимизационной задачи, сведенной к одномерному случаю, подходят методы деления поискового интервала с использованием последовательности Фибоначчи и метод золотого сечения [248]. Он применим с некоторыми доработками к дискретной постановке задачи (при определении внутренних точек в поисковом интервале необходимо выбирать ближайшее дискретное значение искомой переменной для вычисления текущего значения целевой функции). Такой метод назовем модифицированным.

В исследованиях Биттенкурта [293] с помощью многочисленных математических экспериментов проведен анализ эффективности ГА для поиска глобальных экстремумов различных одномерных и мультимодальных функций двух переменных (например, Агнеси, Шуберта и др.). Особое внимание уделено поиску рациональных сочетаний параметров, определяющих характер работы ГА: вероятности операций скрещивания, мутации и т.д. В результате исследований получено подтверждение высокой эффективности ГА для поиска экстремумов мультимодальных функций. Отмечено, что с ростом количества локальных экстремумов эффективность ГА возрастает по сравнению с другими методами. Основным выводом является то, что при оптимизациях необходимо подбирать вероятности для каждой операции селекции (преобразования текущих решений в новые при использовании ГА), для чего требуются дополнительные предварительные математические эксперименты с индивидуальной постановкой для каждой прикладной задачи. Вероятность кроссовера колебалась в пределах (0,06–0,6), вероятность мутации (0,02–0,1), количество вычислений значения целевой функции (рис. 3.2) колебалось в пределах (74–290).

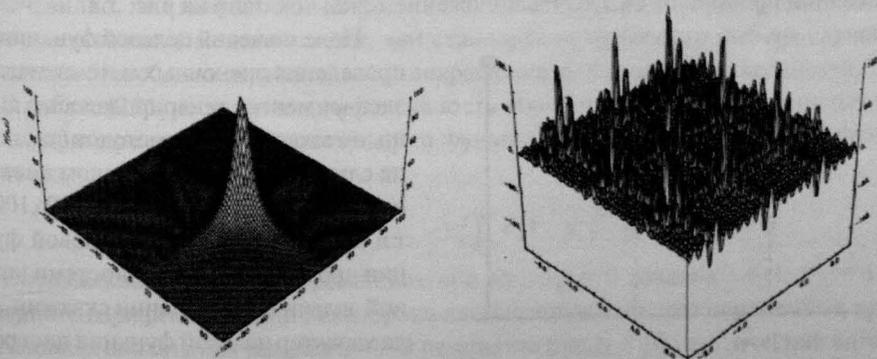


Рис. 3.2. Пример одномерной функции Агнеси (слева) и мультимодальной функции Шуберта (справа) [293]

Далее исследуется эффективность применения ГА по сравнению с широко известными традиционными методами. Как отмечалось выше, одним из возможных способов решения задачи поиска оптимального размещения скважин в продуктивном пласте являются следующие методы, не требующие вычисления производных: модифицированный метод золотого сечения (ЗС) и стохастический поиск (Монте-Карло) с учетом (МК1) и без учета ограничений (МК2) по направлению выбора последующих точек в исследуемом пространстве.

Для построения конкретного метода одномерной оптимизации, работающего по принципу последовательного сокращения интервала неопределенности, надо задать правило выбора на каждом шаге двух внутренних точек [36]. Желательно одну из них всегда использовать в качестве внутренней и для следующего интервала, тогда частота вычислений целевой функции (f) сократится вдвое и одна итерация потребует определения только одного нового значения f .

Метод золотого сечения основан на числах Фибоначчи (J_k), вырабатываемых рекуррентной последовательностью:

$$J_k = J_{k-1} + J_{k-2}, \quad J_0 = J_1 = 1.$$

По оси абсцисс перечислены значения искомым переменных, закодированные в бинарной последовательности (подробности приведены в следующем параграфе). По оси ординат откладываются найденные значения целевой функции. Затем вычисляются значения целевой функции на границах отрезка и в двух точках внутри интервала. Можно показать, что:

$$\lim_{k \rightarrow \infty} \frac{J_{k-1}}{J_k} = \frac{2}{1 + \sqrt{5}} = \tau \approx 0.6180,$$

где τ – решение квадратного уравнения $\tau^2 + \tau - 1 = 0$. На этом числе и основан рассматриваемый метод. Когда он применяется к исследуемому интервалу $[0; 1]$, первыми пробными внутренними точками будут $x_1 = \tau$ и $x_2 = 1 - \tau$ (т.е. примерно 0,6180 и 0,3820). Затем левый или правый фрагмент интервала отбрасывается (в зависимости от показателя целевой функции в этих точках), однако в дальнейшем все равно одна из указанных точек (x_1 или x_2) попадет внутрь нового исследуемого интервала и разделит его в аналогичной пропорции τ к $1 - \tau$. Расположение точек показано на рис. 3.3.

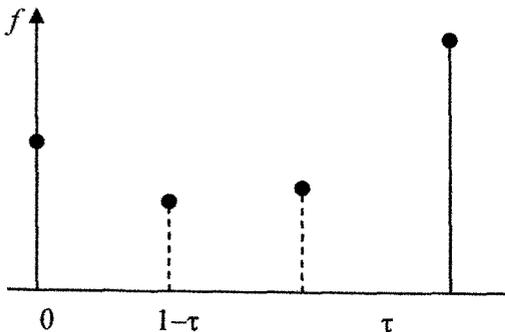


Рис. 3.3. Расположение точек в методе золотого сечения

Поле значений целевой функции для проведения оценочных математических экспериментов генерировалось с помощью стохастических методов (т.е. поиск на случайно сгенерированном дискретном поле 10×10 , 100×100 , 1000×1000 и т.п.). Такой выбор вида целевой функции продиктован особенностями исходной задачи о размещении скважин, когда характер целевой функции дискретен и неизвестен (его невозможно определить за приемлемое время вычислений).

Для генерации поля в одних тестах использовался равномерный генератор случайных чисел в интервале $[0; 1]$, в других – квантиль нормального распределения (обратная функция нормального распределения) для заданных значений среднего и стандартного отклонений.

Эффективность каждого алгоритма определялась как точность нахождения экстремума разными методами при одинаковом количестве вычислений значений целевой функции (рис. 3.4). Истинное положение всех экстремумов заранее определяли полным перебором. Эффективность ГА возрастает с ростом размерности задачи. Точность нахождения экстремума для ГА составляла 81–98%, для ЗС – не более 55%, для МК – 100%. Однако для достижения такого результата с использованием МК потребовалоськратно больше итераций по вычислению значения целевой функции, чем с ГА. При росте размерности задачи свыше 10^4 для поиска от 5 экстремумов и больше, эффективность МК сильно падала. Как показали исследования, при поиске 1–5 экстремумов эффективность МК и ЗС была удовлетворительной. Для поиска 20 экстремумов в поисковом пространстве порядка 10^5 точек приемлемые результаты обеспечивал только ГА.

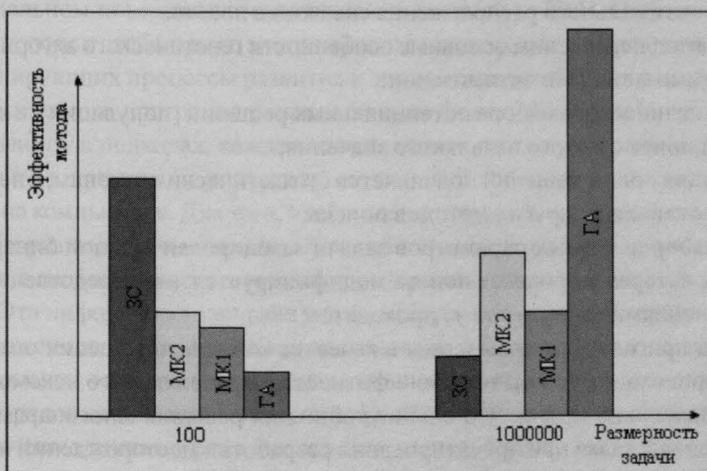


Рис. 3.4. Эффективность различных оптимизационных методов

Очевидно, что направленный поиск (ГА) более эффективен при расстановке нескольких скважин в модели залежи, чем стандартные процедуры выбора случайного варианта и способы последовательного сокращения интервала определенности.

В работе [256] исследована эффективность стандартного ГА и градиентных методов на примере вычисления экстремума функции Розенброка. Двумерная функция имеет вид:

$$f(x_1, x_2) = 100 \cdot (x_2 - x_1^2)^2 + (1 - x_1)^2 \rightarrow \min.$$

Оптимальные значения переменных при $f(x_1, x_2) = 0$ равны $x_1^* = 1$, $x_2^* = 1$. Для N-мерного варианта функции Розенброка оптимальные значения переменных при тех же условиях аналогично равны $x_i^* = 1$. В результате при $N = 10$ генетический алгоритм обеспечивал нахождение экстремумов с приемлемой точностью, в то время как градиентные методы застревали в областях локальных минимумов. По возможности поиска

ГА значительно превосходят градиентные методы, эффективность которых существенно падает при решении задач оптимизации функций со сложным рельефом.

Совершенствование генетических алгоритмов для увеличения скорости сходимости ведется по пути распараллеливания [259], динамического изменения внутренних параметров. Улучшение возможно за счет применения гибридных алгоритмов, объединяющих преимущества эволюционных алгоритмов с классическими методами оптимизации.

Для решения задач глобальной оптимизации многоэкстремальных функций большой размерности разработано и применено множество подходов. При использовании генетического алгоритма нет необходимости накладывать специальные ограничения на вид оптимизируемой функции и задания начального приближения.

Основное отличие ГА от традиционных методов заключается в улучшении текущего оптимального решения по сравнению с полученным на предыдущей итерации (эпохе). Выгодным свойством ГА является то, что для его реализации не требуется громоздких вычислений. ГА способен эффективно сужать область поиска. В работе [13] показано, что с помощью ГА также можно исследовать рельеф функции, что важно при нахождении оптимального расположения скважин в пласте.

Подводя итог, перечислим основные особенности генетического алгоритма по сравнению с другими методами оптимизации:

1. поиск начинается с набора потенциальных решений (популяции), а другие методы начинают поиск с одного начального значения;
2. генерация новых решений подчиняется стохастическим законам, а не детерминистическим в отличие от других методов поиска;
3. весь набор исходных параметров задачи закодирован в одной бинарной строке (хромосоме), которая в процессе поиска модифицируется, непосредственные манипуляции со значениями параметров не проводятся;
4. оценка пригодности хромосомы в качестве конечного решения оптимизационной задачи происходит при вычислении фитнеса, определяющего искомое сочетание параметров исходной задачи, что очень удобно для решения многопараметрических оптимизационных задач при проектировании разработки месторождений нефти и газа.

Приведенные выше соображения побудили использовать именно генетический алгоритм при решении мультимодальной задачи поиска и оптимизации расположения скважин на произвольной трехмерной сеточной модели пласта.

3.3. ОПТИМИЗАЦИЯ С ПОМОЩЬЮ ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА

Существенное преимущество эволюционных вычислений заключается в унифицированном подходе к решению самых сложных переборных задач, большинство из которых NP-полные. Далее будет сделан небольшой обзор по ГА и его основным особенностям.

Современная библиография по генетическим алгоритмам постоянно продолжает увеличиваться [13, 295, 316, 341]. Эволюционная теория утверждает, что каждый биологический вид целенаправленно развивается и изменяется для того, чтобы наилучшим образом приспособиться к окружающей среде. Можно сказать, что эволюция – процесс оптимизации всех живых организмов. Рассмотрим, какими же средствами природы решает эту задачу оптимизации [251].

Основной механизм эволюции – естественный отбор. Его суть состоит в том, что более приспособленные особи имеют больше возможностей для выживания и размножения и, следовательно, приносят больше потомства, чем плохо приспособленные особи. Благодаря передаче генетической информации (генетическому наследованию) потомки наследуют от родителей их основные качества. Потомки сильных индивидов также будут относительно хорошо приспособленными, а их доля в общей массе особей будет возрастать.

История эволюционных вычислений началась с разработки ряда различных независимых моделей. Основные из них – генетические алгоритмы и классификационные системы Холланда (Holland), опубликованные в начале 60-х годов и получившие всеобщее признание после выхода в свет книги, ставшей классикой – «Адаптация в естественных и искусственных системах» [321]. В 70-х годах в рамках теории случайного поиска Л.А. Растригиным предложен ряд алгоритмов, использующих идеи биотического поведения особей. Развитие этих идей нашло отражение в цикле работ И.Л. Букатовой по эволюционному моделированию. Развивая идеи М.Л. Цетлина о целесообразном и оптимальном поведении стохастических автоматов, Ю.И. Неймарк предложил осуществлять поиск глобального экстремума на основе коллектива независимых автоматов, моделирующих процессы развития и элиминации особей. Большой вклад в развитие эволюционного программирования внесли Фогель (Fogel) и Уолш (Walsh). Несмотря на разницу в подходах, каждая из этих «школ» взяла за основу ряд принципов, существующих в природе, и упростила их до такой степени, чтобы их можно было реализовать на компьютере. Для того, чтобы сделать понятными принципы работы генетических алгоритмов, поясним механизм генетического наследования в природе. В каждой клетке любого живого организма содержится вся генетическая информация этой особи. Эта информация записана в виде набора очень длинных молекул ДНК (дезоксирибонуклеиновая кислота). Каждая молекула ДНК – цепочка, состоящая из молекул нуклеотидов четырех типов, обозначаемых А, Т, С и G. Собственно, информацию несет порядок следования нуклеотидов в ДНК. Таким образом, генетический код индивида – очень длинная строка символов, где используется всего 4 буквы. В животной клетке каждая молекула ДНК окружена оболочкой: такое образование называется хромосомой.

ГА базируется на теоретических достижениях теории эволюции, учитывающей механизмы наследования признаков в популяциях организмов, а также на накопленном человечеством опыте в селекции животных и растений. Методология ГА основана на гипотезе селекции: «Чем выше приспособленность особи, тем выше вероятность того, что в потомстве, полученном с ее участием, признаки, определяющие приспособленность, будут выражены еще сильнее». Хорошим путеводителем по ГА можно считать книгу [34].

ГА заимствует из биологии:

- понятийный аппарат;
- идею коллективного поиска экстремума при помощи популяции особей;
- способы представления генетической информации;
- способы представления генетической информации в череде поколений (генетические операторы);

• идею о преимущественном размножении наиболее приспособленных особей.

Приведем классическую терминологию ГА для дальнейшего использования:

◆ *Индивид, особь* – потенциальное решение задачи (набор зашифрованных в виде бинарной строки значений оптимизационных параметров).

◆ *Хромосома* – закодированный массив искомых параметров.

◆ *Популяция* – набор индивидов (потенциальных решений оптимизационной задачи).

◆ *Эволюция* – итерационный процесс оптимизации (изменение текущей популяции с преобразованием индивидов).

◆ *Поколение, эпоха* – номер итерации процесса оптимизации (эволюции).

◆ *Скрещивание (кроссовер), мутация, инверсия* – методы селекции индивидов для создания новой популяции (правила преобразования текущих решений для получения новых решений).

◆ *Фитнесс* – значение целевой функции текущего решения (приспособленность индивида).

Подобно тому, как в природе хромосомный материал представляет собой линейную последовательность комбинаций четырех типов нуклеотидов, векторы переменных в ГА тоже описываются цепочками символов. Наиболее распространенным можно считать бинарный алфавит, где в качестве символов используются 0 и 1. Каждая переменная кодируется определенным фрагментом хромосомы (бинарной строки), состоящим из фиксированного количества генов (битов). Рядом стоящие фрагменты хромосомы не отделяются друг от друга маркерами, а используется маска картирования, определяющая количество генов для каждой переменной (рис. 3.5).

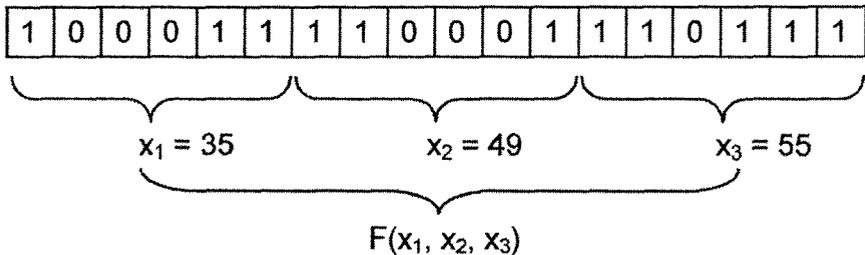


Рис. 3.5. Кодирование векторов переменных в виде цепочек символов

Для декодирования генетической информации из хромосомы (из бинарного кода к десятичному) подходит любой двоично-десятичный код, наиболее эффективно использовать код Грея. От кода Грея переходим к двоичному, а от двоичного – к десятичному. Код Грея имеет явные преимущества по сравнению с простым двоично-десятичным кодом, при некотором стечении обстоятельств порождающим тупики для поискового процесса. Иначе говоря, если привлечь геометрическую интерпретацию, код Грея гарантирует, что две соседние, принадлежащие одному ребру, вершины гиперкуба, на котором осуществляется поиск, всегда декодируются в две ближайшие точки пространства вещественных чисел, отстоящие друг от друга на одну дискрету точности. Двоично-десятичный код подобным свойством не обладает.

Приспособленность особи к окружающему миру определяется индивидуальным сочетанием генов в хромосоме. Таким образом, каждый индивид характеризуется определенным значением функции, часто называемой *фитнесом* (здоровьем, мерой по-

лезности и т.п.). Постановка оптимизационной задачи с использованием ГА подразумевает максимизацию (минимизацию) значения функции фитнеса в процессе селекции индивидов (эволюции).

Упрощенная форма механизмов, действующих в Природе, положена в основу *генетических операторов*, которые можно рассматривать как селекцию победителей, одержавших верх в многовековой борьбе с конкурентами и отшлифованных естественным отбором (рис. 3.6):

- ◆ *мутация* – замена значения случайно выбранного гена на противоположное;
- ◆ *инверсия* – изменение порядка следования генов в хромосоме со случайно выбранной точки;
- ◆ *кроссовер* – обмен генами между двумя хромосомами.

Рассмотрим влияние параметров генетического алгоритма на эффективность поиска. Наиболее распространенным подходом является отход от традиционной схемы «размножения», используемой в большинстве реализованных ГА и повторяющих классическую схему. Классическая схема предполагает ограничение численности потомков путем использования так называемой вероятности кроссовера. Такая модель придает величине, соответствующей численности потомков, вообще говоря, недетерминированный характер. Есть метод, предлагающий отойти от вероятности кроссовера и использовать фиксированное число брачных пар на каждом поколении, при этом каждая брачная пара «дает» двух потомков. Такой подход хорош тем, что делает процесс поиска управляемым и предсказуемым в смысле вычислительных затрат.

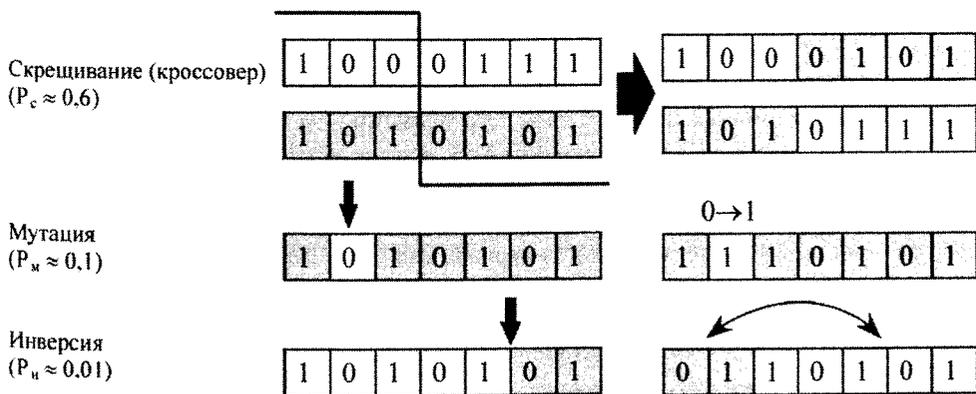


Рис. 3.6. Генетический алгоритм. Селекция (преобразование) индивидов

Повышение эффективности поиска при использовании случайного выбора операторов кроссовера повлияло на то, чтобы применить аналогичный подход при реализации процесса мутагенеза новых особей, однако в этом случае преимущество перед детерминированным подходом не так очевидно в силу традиционно малой вероятности мутации. В основном вероятность мутации составляет 0,001 – 0,01.

Первый подход самый простой – случайный выбор родительской пары («панмиксия»), когда обе особи, которые составят родительскую пару, случайным образом выбираются из всей популяции, причем любая особь может стать членом нескольких пар. Такой подход универсален для решения различных классов задач. Однако он достаточ-

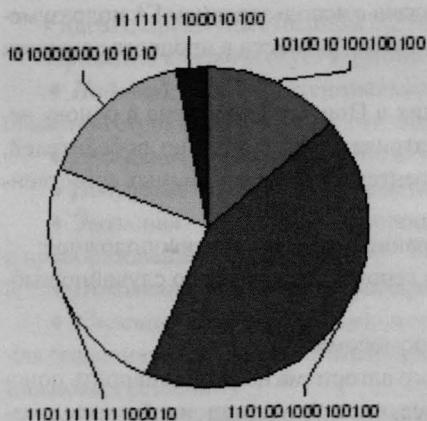


Рис. 3.7. Выбор родительской пары с помощью метода рулетки

но критичен к численности популяции, поскольку эффективность алгоритма, реализующего такой подход, снижается с ростом численности популяции. Ниже приведен рисунок, поясняющий случайный выбор родительской пары методом «рулетки» (рис. 3.7).

Второй способ выбора особей в родительскую пару – так называемый селективный. Его суть состоит в том, что «родителями» могут стать только те особи, приспособленность которых не меньше средней приспособленности по популяции при равной вероятности кандидатов составить брачную пару. Такой подход обеспечивает более быструю сходимость алгоритма.

Однако из-за быстрой сходимости селективный выбор родительской пары не подходит тогда, когда ставится задача определения нескольких экстремумов, поскольку для таких задач алгоритм, как правило, быстро сходится к одному из решений. Кроме того, для некоторого класса задач со сложным ландшафтом приспособленности быстрая сходимость может превратиться в преждевременную сходимость к квазиоптимальному решению. Этот недостаток можно отчасти компенсировать использованием подходящего механизма отбора (о чем будет сказано ниже), который бы «тормозил» слишком быструю сходимость алгоритма.

Другие два способа формирования родительской пары: инбридинг и аутбридинг построены на формировании пары на основе близкого и дальнего «родства» соответственно. Под «родством» здесь понимается расстояние между членами популяции как в смысле геометрического расстояния особей в пространстве параметров. Различают генотипный и фенотипный (или географический) инбридинг и аутбридинг. Под инбридингом понимается такой метод, когда первый член пары выбирается случайно, а вторым с большей вероятностью будет максимально близкая к нему особь. Аутбридинг же, наоборот, формирует брачные пары из максимально далеких особей. Использование генетических инбридинга и аутбридинга оказалось более эффективным по сравнению с географическим для всех тестовых функций при различных параметрах алгоритма. Наиболее полезно применять их для многоэкстремальных задач. Однако оба способа по-разному влияют на поведение генетического алгоритма. Так инбридинг можно охарактеризовать свойством концентрации поиска в локальных узлах, что фактически приводит к разбиению популяции на отдельные локальные группы вокруг подозрительных на экстремум участков ландшафта, напротив, аутбридинг как раз направлен на предупреждение сходимости алгоритма к уже найденным решениям, заставляя алгоритм просматривать новые, неисследованные области.

Обсуждение влияния метода создания родительских пар на поведение генетического алгоритма невозможно вести в отрыве от реализуемого механизма отбора при формировании нового поколения. Наиболее эффективны два механизма отбора: элитный и отбор с вытеснением.

Идея элитного отбора основана на построении новой популяции только из лучших особей репродукционной группы, объединяющей в себе родителей, их потомков и мутантов. Такой метод потенциально опасен с точки зрения преждевременной сходимости к локальному экстремуму. Поэтому отдают предпочтение пропорциональному отбору. Быстрая сходимость, обеспечиваемая элитным отбором, может при необходимости с успехом компенсироваться подходящим методом выбора родительских пар, например аутбридингом. Именно такая комбинация «аутбридинг–элитный отбор» является одной из наиболее эффективных.

Второй метод – отбор вытеснением. Будет ли особь из репродукционной группы заноситься в популяцию нового поколения, определяется не только величиной ее приспособленности, но и тем, есть ли уже в формируемой популяции следующего поколения особь со схожей хромосомой. Из всех особей с близкими (по генам) хромосомами предпочтение сначала, конечно же, отдается тем, чья приспособленность выше. Таким образом, достигаются две цели: во-первых, не теряются лучшие найденные решения, обладающие различными хромосомами, а во-вторых, в популяции постоянно поддерживается достаточное генетическое разнообразие. Вытеснение в данном случае формирует новую популяцию скорее из далеко расположенных особей, вместо особей, группирующихся около текущего найденного решения. Этот метод особенно хорошо себя показал при решении многоэкстремальных задач, помимо определения глобальных экстремумов появляется возможность выделить и те локальные максимумы, значения которых близки к глобальным.

Важным этапом в эволюции особей является элиминирование – отбраковка слабых особей и исключение их из репродукционного плана. В качестве критерия могут быть заданы, например, значения вероятности, с которой определяется номер индивида, подлежащего замене более сильной особью из последующего поколения.

Рассмотрим понятие шаблона (шима – schema), введенное Дж. Холландом [321] для анализа работы ГА. В своих работах Холланд исследовал процессы конструирования и разрушения определенного шаблона в течение развития популяции (schema dynamics).

Шаблоном называется строка вида:

$$(a_1, a_2, \dots, a_i, \dots, a_n), a_i \in \{0, 1, *\}.$$

Символом "*" в некотором разряде обозначается то, что там может быть как 1, так и 0. Например, для двух бинарных строк "111000111000" и "110011001100" шаблон будет выглядеть следующим образом: "11*0****1*00". Т.е. с помощью шаблонов можно как бы выделять общие участки двоичных строк и маскировать различия. Имея в составе шаблона m символов "*" можно закодировать (обобщить) 2^m двоичных строк. Так, например, шаблон "01*0*1" описывает набор строк {"010001", "010011", "011001", "011011"}. У шаблонов выделяют два свойства: порядок и определенная длина.

Определяющей длиной шаблона (schema defining length) называется расстояние между двумя крайними символами "0" и/или "1". Для шаблона $H_1 = "01*0*1"$ определяющая длина равна $\delta(H_1)=5$, а для шаблона $H_2 = "**0**1**"$ определяющая длина равна $\delta(H_2)=3$.

Порядок шаблона (schema order) – ещё одна характеристика шаблона, равная числу фиксированных позиций в строке, т.е. общему числу "0" и "1". Для шаблонов порядка равны $o(01*0*1) = 4$ и $o(**0**1*) = 2$.

Отметим, что при работе ГА внешне кажется, что обрабатываются бинарные строки (содержащие закодированные хромосомы), на самом деле происходит неявная обработка шаблонов. ГА практически не может заниматься полным перебором всех точек в пространстве поиска. Однако он может производить выборку значительного числа гиперплоскостей в областях поиска с высокой приспособленностью. Каждая такая гиперплоскость соответствует множеству похожих строк с высокой приспособленностью.

Традиционно хромосома является двоичной строкой. В то же время особи, которой принадлежит хромосома, содержащая набор генов-параметров задачи, поставлена в соответствие величина, характеризующая её приспособленность. Т.к. шаблон является обобщением нескольких бинарных строк (хромосом), то можно говорить, что особи, обладающие хромосомами, которые соответствуют одному шаблону, более приспособлены, а особи с хромосомами, соответствующими другому шаблону – менее приспособлены.

Смысл работы ГА заключается в поиске двоичной строки определенного вида из всего множества бинарных строк. Пространство поиска составляет 2^L строк, а его мерность равна L (L -мерное пространство), где L – длина хромосомы. Шаблон соответствует некоторой гиперплоскости в этом пространстве. Если разрядность (длина) хромосомы равна 3, тогда всего можно закодировать $2^3=8$ строк.

«Строящие блоки» обладают:

- высокой приспособленностью,
- низким порядком,
- короткой определенной длиной.

Приспособленность шаблона определяется как среднее приспособленностей примеров, которые он содержит.

После процедуры отбора остаются только строки с более высокой приспособленностью. Следовательно, строки, которые являются примерами шаблонов с высокой приспособленностью, выбираются чаще. Операция кроссовера реже разрушает шаблоны с более короткой определенной длиной, а мутация реже разрушает шаблоны с низким порядком. Поэтому такие шаблоны имеют больше шансов переходить из поколения в поколение.

Холланд в своих работах показал, что, когда ГА явным образом обрабатывает n строк на каждом поколении, в то же время неявно обрабатываются порядка n^3 таких коротких шаблонов низкого порядка и с высокой приспособленностью (*полезных шаблонов, «useful schemata»*). Он называл это явление *неявным параллелизмом*. Для решения реальных задач присутствие неявного параллелизма означает, что большая популяция имеет больше возможностей локализовать решение экспоненциально быстрее популяции с меньшим числом особей.

Далее будет показано, что простой ГА экспоненциально увеличивает число примеров полезных шаблонов или строящих блоков. Представим, что есть популяция двоичных строк длины L . Вероятность проведения одноточечного кроссовера равна P_c . Пусть определяющая длина шаблона H равна $\delta(H)$, а его приспособленность $f(H)$. Доля строк,

соответствующих шаблону H в текущем поколении t , равна $m(H, t)$. Необходимо определить, какая доля строк, соответствующих шаблону H , будет присутствовать в популяции в следующем поколении, т.е. $m(H, t+1)$.

Остановимся на одном моменте: с какой вероятностью кроссовер разрушит уже имеющийся шаблон? Если точка разрыва не попадает внутрь уже имеющегося шаблона, то шаблон не будет разрушен. Т.е. если $P_c * \delta(H)/(L-1)$ – вероятность того, что точка разрыва попадет внутрь шаблона, то $1 - P_c * \delta(H)/(L-1)$ – вероятность того, что кроссовер не разрушит шаблон.

Согласно стратегии отбора ГА шансы особи принять участие в скрещивании вычисляются в соответствии с отношением $f(H)/f_{cp}(H)$, где $f(H)$ – значение приспособленности данной особи, а $f_{cp}(H)$ – средняя приспособленность. Таким образом, вероятность того, что строка, соответствующая шаблону H , будет участвовать в скрещивании, равна $m(H, t) * f(H, t)/f_{cp}(t)$. Принимая во внимание вероятность разрушения шаблона кроссовером и считая, что вероятность мутации одного разряда равна P_m , а порядок шаблона H равен $o(H)$, то вероятность того, что мутация не разрушит шаблон, равна $(1 - P_m)^{o(H)}$. Т.е. если мутирующий разряд не попадает ни на одну фиксированную позицию внутри шаблона, то она не изменяется.

С учетом этого *Теорему Шаблонов* можно сформулировать в следующем виде:

$$m(H, t+1) \approx m(H, t) \cdot \frac{f(H, t)}{f_{cp}(t)} \left[1 - P_c \frac{\delta(H)}{L-1} - (1 - P_m)^{o(H)} \right]$$

В теореме шаблонов не учитывается то обстоятельство, что кроссовер и мутация могут не только разрушать шаблон, но создавать его из других шаблонов. Поэтому в теореме шаблонов присутствует знак неравенства. Ещё одним недостатком теоремы шаблонов является то, что она позволяет рассчитать долю шаблонов в популяции только для следующего поколения. Т.е. попытка подсчитать с помощью теоремы шаблонов число строк, соответствующих данному шаблону через несколько поколений, к успеху не приведет. Так получается из-за пропорциональной стратегии отбора.

Теорема шаблонов – первая серьезная и успешная попытка понять, как и почему работает ГА. Сама же теория шаблонов является на сегодняшний день одним из самых распространенных инструментов анализа ГА.

Теорема шаблонов показывает, что строящие блоки растут по экспоненте, а шаблоны с приспособленностью ниже средней распадаются с той же скоростью. Голдберг [316] в своих исследованиях теоремы шаблонов выдвигает гипотезу строящих блоков, гласящую о том, что «строящие блоки объединяются, чтобы сформировать лучшие строки», то есть рекомбинация и экспоненциальный рост строящих блоков ведут к формированию лучших строящих блоков. Кроме того, по мере эволюции члены популяции становятся все более и более похожими друг на друга, что разрушенные шаблоны сразу же восстанавливаются.

Доказательство теоремы шаблонов построено на элементах теории вероятности и, следовательно, не учитывает разброс значений. Во многих интересных задачах разброс значений приспособленности шаблонов может быть достаточно велик, что делает процесс формирования шаблонов очень сложным. Существенная разница приспособленности шаблона может привести к сходимости к неоптимальному решению.

Мутация с большей вероятностью разрушает шаблоны высокого порядка, в то время как кроссовер с большей вероятностью разрушает шаблоны с большой определенной длиной. Когда происходит отбор, популяция сходится пропорционально отношению приспособленности лучшей особи к средней приспособленности в популяции. Это отношение – мера *давления отбора* («selection pressure»). Увеличение p_c или p_m (уменьшение давления отбора) ведет к увеличенному осуществлению выборки (исследованию пространства поиска), но не позволяет использовать все хорошие шаблоны, которыми располагает ГА. Уменьшение p_c или p_m (увеличение давления выбора) ведет к улучшению использования найденных шаблонов, но тормозит исследование пространства в поисках новых хороших шаблонов.

ГА должен поддержать тонкое равновесие между тем и другим, что обычно известно как проблема «баланса исследования и использования». Эта теория показывает, что генетический алгоритм способен вести эффективный поиск в силу накопления в процессе оптимизации информации о значениях генов, которые они должны принимать, что достигается скрещиванием родительских генов.

Некоторые исследователи критиковали обычно быструю сходимость ГА, заявляя, что испытание огромного количества перекрывающихся шаблонов требует большей выборки и более медленной, более управляемой сходимости. В то время, как увеличить выборку шаблонов можно с ростом размера популяции, методология управления сходимость простого ГА до сих пор не выработана.

Для детального понимания ГА и более точного прогнозирования поведения, предсказания состава популяции, скорости сходимости или распределения приспособленности в популяции через длительный промежуток времени исследователи разрабатывают «точные» математические модели [299, 316]. Эти точные модели описывают каждый элемент простого ГА посредством математических операторов. Таким образом, подобная формализация поможет лучше понять и предсказать поведение ГА (пусть и с некоторыми ограничениями).

3.4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОИСКА НА ОСНОВЕ ОБЪЕДИНЕНИЯ ГЕНЕТИЧЕСКОГО АЛГОРИТМА СО ВСПОМОГАТЕЛЬНЫМИ МЕТОДАМИ

При размещении скважин определение значения целевой функции является емким по вычислениям. Для сокращения вычислительных затрат и увеличения надежности работы ГА был гибридизирован с алгоритмом Муравейник (Ant System) и модифицированным методом сокращения поискового интервала (золотого сечения).

Гибридные эволюционные схемы оптимизации основаны на идее совместной работы нескольких методов, один из которых является глобальным, другой – локальным. Цель объединения методов – повышение эффективности нахождения экстремума. Для сокращения поискового пространства вокруг глобального экстремума используется генетический алгоритм, а затем применяется вспомогательный метод, позволяющий быстро подобраться к оптимуму.

Такой подход широко распространен. Например, в работе [256] применен оригинальный метод гибридизации математических алгоритмов для повышения эффективности обучения нейронных сетей. Продемонстрированы результаты, недостижимые ка-

ким-либо одним алгоритмом глобального или локального поиска. Показано, что минимум обобщенной функции Розенброка размерностью 2000 нашли при помощи градиентно-эволюционной схемы с точностью 10^{-6} . Исследования показали, что гибридный алгоритм эффективен при условной оптимизации, решении нелинейных уравнений в оптимальном управлении [270].

Предлагаемую схему гибридизации можно описать следующим образом. Объединение ГА с алгоритмом Муравейник (М) позволяет запоминать пройденные этапы поиска (т.е. накапливать и анализировать опыт оптимизации). В процессе эволюции в каждой ячейке, содержащей перфорацию скважины, накапливается численный показатель (феромон), который зависит от вклада текущей ячейки (перфорации) в общую сумму показателя накопленной добычи всей скважины. На каждой итерации процесса оптимизации матрица феромона обновляется, причем в самых благоприятных для размещения скважины ячейках, в которых на предыдущих шагах эволюции перфорации размещались наибольшее количество раз, значение феромона возрастает. Начиная с заданного шага эволюции, вычисление фитнеса будет осуществлено с учетом матрицы феромона.

Говоря классическими терминами, феромон – метод аппроксимации истинного значения целевой функции, когда новое значение находится по результатам комбинации предыдущих решений.

Отметим, что матрица феромона в отличие от матрицы распределения запасов характеризует не только статические, но и динамические свойства залежи. В этом смысле эффект применения матрицы феромона схож с применением настроенной (обученной) нейронной сети.

Начиная с заданного шага эволюции (когда скорость возрастания V_f лучшего фитнеса f_k популяции на n шагах эволюции стабилизируется и увеличивается незначительно), для определения фитнеса используется численная матрица феромона. Это равносильно поиску новых вариантов траекторий скважин в уже исследованном и оцененном с точки зрения гидродинамики в поисковом пространстве модели залежи.

$$V_f = f_k / f_{k-n}, \quad k \geq n.$$

Как известно, вследствие потерь давления в стволе горизонтальной скважины (ГС) показатели разработки зависят не только от расположения ствола относительно продуктивных областей, но и от направления их вскрытия. При разных вариантах расположения ГС перфорации, находящиеся в одной и той же ячейке модели, но принадлежащие различным сегментам ствола (ближе к пятке или носку) будут давать разный дебит. Поэтому поиск альтернативных вариантов траекторий ствола ГС в уже исследованном с помощью запусков пакета моделирования поисковом пространстве модели залежи оправдан.

Кроме того, эффективность поиска сильно зависит от качества начального решения (исходной популяции индивидов). Предлагается находить его модифицированным методом золотого сечения (ЗС). Для определения целевой функции используется крупномасштабная геологическая модель залежи, а именно – данные о показателе извлекаемых запасов и абсолютной проницаемости в каждой ячейке модели. Алгоритм работает очень быстро, т.к. используется матрица статических данных, а не запуск пакета моделирования гидродинамики пластовых флюидов.

В нашем случае по оси абсцисс перечислены допустимые расстановки скважин, закодированные в бинарной строке. По оси ординат откладываются найденные значения целевой функции, определяющие эффективность каждой расстановки скважин. При нахождении внутренних точек в поисковом интервале выбираются ближайшие дискретные значения (№ расстановки скважин) на оси абсцисс. Можно использовать и другие методы для нахождения первоначального размещения скважин, например [314].

После нахождения первоначального размещения забоев скважин на укрупненной сетке модели залежи необходимо уточнить конфигурацию стволов горизонтальных скважин (ГС). Масштаб исходной модели залежи уменьшается до размеров ячеек порядка $50 \times 50 \times 5$ м, и поиск уточненной траектории начинается с районов модели, найденных на предыдущем шаге. Эффективность каждого варианта размещения скважин определится по результатам гидродинамического моделирования сценария разработки пласта. Целевая функция вычисляется с применением трудоемкого алгоритма по численному решению систем нелинейных уравнений фильтрации флюидов в пористых средах. Далее для поиска применяется гибридный алгоритм:

1. Задача решается с помощью ГА. Значения показателя накопленной добычи полученных в процессе оптимизации решений сохраняются в численной матрице феромона. Формируется текущий набор потенциальных решений с помощью ГА.

2. Процесс оптимизации приостанавливается. Поисковое пространство сужается до области, охваченной ненулевыми значениями матрицы феромона.

3. С помощью локальной оптимизации модифицированным методом ЗС производится попытка улучшить текущее решение. Начальное расположение точек для поиска задается двумя самыми лучшими решениями x_1 и x_2 из набора имеющихся текущих решений. Вычисление целевой функции происходит с помощью численной матрицы феромона, а не запусков гидродинамической модели.

4. Полученное на 3-м шаге новое решение x^* сравнивается с x_1 и x_2 . Если x^* лучше, то оно включается в текущий набор потенциальных решений в соответствии с принятым в ГА методом отбора решений. Если нет – новый набор решений находится с помощью заданных в ГА методов селекции (преобразования) решений и итерационный процесс оптимизации возобновляется.

Анализ устойчивости к нахождению хорошего решения различными комбинациями методов проиллюстрирован на рис. 3.8.

При выполнении 10 реализаций решений задачи по расстановке 3-х скважин комбинированный метод ГА+ЗС дает более равномерные результаты, чем простой ГА. Здесь 10-ю радиальными лучами обозначены реализации, а расстояние от центра диаграммы до периферии характеризует значение фитнесса.

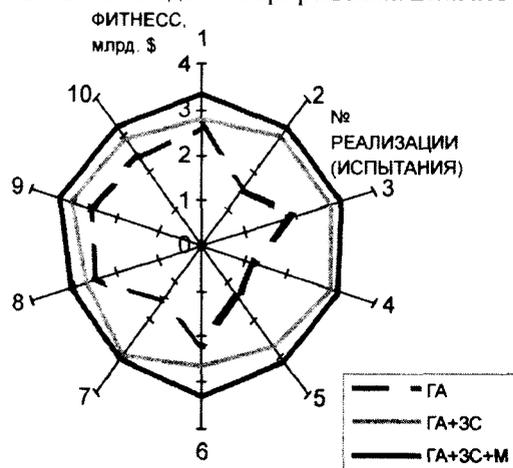


Рис. 3.8. Анализ результативности алгоритмов по показателю фитнесса

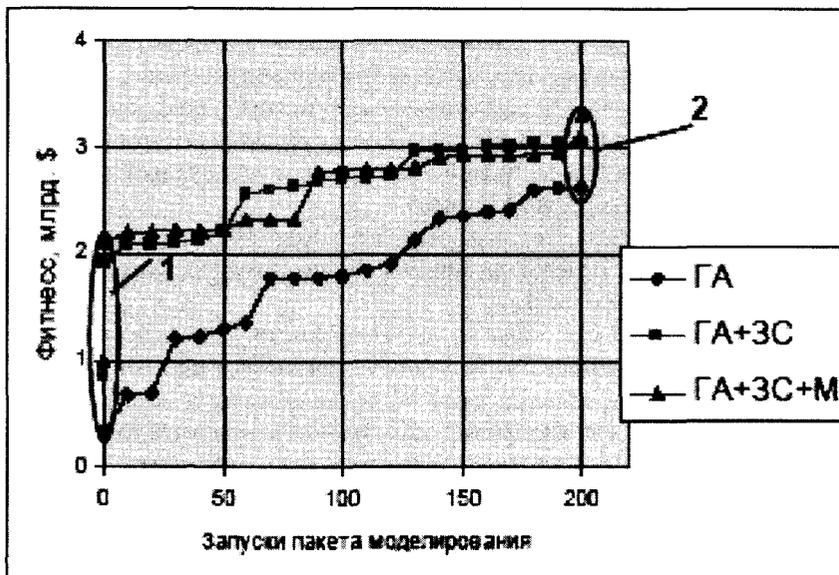


Рис. 3.9. Анализ вычислительных затрат различных алгоритмов

Разница между лучшим и худшим фитнесом за 100 реализаций методом ГА составила 54–80%, а при ГА+ЗС – сократилась до 20–30%. При использовании метода ГА+ЗС+М эта разница сокращается до 8–12%, что говорит о более высокой надежности работы гибридного метода по сравнению с простым ГА.

Анализ эффективности предложенных алгоритмов с позиций экономии запусков пакета моделирования приведен на рис. 3.9.

Преимущества комбинированного метода ГА+ЗС проявляются за счет того, что оптимизация с использованием запусков пакета моделирования начинается с хорошего решения (на рис. 3.9 показан уточняющей сноской 1), полученного предпроцессорной процедурой метода ЗС. Поэтому в начальной популяции ГА находятся уже достаточно «развитые» индивиды с фитнесом в пределах 0,77–1,2 единиц. Случайное создание начальной популяции приводило к начальному фитнесу в пределах 0,2–0,5 единиц (в среднем за 10 испытаний).

Работа гибридного метода ГА+ЗС+М проиллюстрирована на рис. 3.9 (уточняющая сноска 2). Для дальнейшей оптимизации уже не используются запуски пакета моделирования, фитнес улучшается за счет оперирования с матрицей феромона.

Таким образом, предложенная модификация (гибридизация) ГА позволила создать устойчивый и эффективный инструмент для решения оптимизационной задачи применительно к размещению ствола скважины в продуктивном пласте.

3.5. СТРУКТУРА МЕТОДИКИ ПОИСКА ОПТИМАЛЬНОЙ ТСС В ПЛАСТЕ

Методика поиска оптимальной траектории ствола скважины в модели пласта с применением генетического алгоритма состоит из следующих основных шагов:

1. Определение количества ячеек в сеточной области гидродинамической модели пласта, зоны возможного расположения скважин, задание настроек для алгоритма оптимизации, задание вида и параметров целевой функции оптимизации.

2. Кодирование траектории ствола скважины с помощью хромосомы.

3. Расчет вариантов разработки месторождения с различными траекториями стволов скважины с помощью компьютерной программы, использующей внешний пакет гидродинамического моделирования пластов.

4. Локальная оптимизация текущего решения в пределах итерации генетического алгоритма с вычислением целевой функции методом, замещающим вычисления на гидродинамической модели пласта.

5. Проверка траекторий скважины на допустимое искривление ее ствола.

6. Ранжирование вариантов в соответствии со значениями целевой функции и выбор наилучшего из них.

Важным отличием предлагаемого подхода от известных является то, что траектория скважины кодируется многосегментной хромосомой, содержащей всю информацию о скважине:

- координаты вскрываемых скважиной ячеек модели;
- направление вскрытия пласта для каждой ячейки пласта;
- номера и тип перфораций скважины (для определения положения пятки и носка скважины), статус «открыта – закрыта»;
- значение скин-фактора для каждой перфорации скважины.

Особо подчеркнем факт, позволяющий задавать в процессе оптимизации пространственную траекторию ствола скважины. Далее описываются способы кодирования и декодирования хромосомы в скважину на сеточной области гидродинамической модели пласта.

Искомые переменные кодируются в двоичный код, состоящий из битов (нулей и единиц). Каждую переменную можно закодировать одним или несколькими битами. Структура хромосомы представлена в таблице 3.1:

Таблица 3.1

№	Вид кодируемой информации в хромосоме	Кол-во битов	Расшифровка гена
1	Координаты вскрываемых скважиной ячеек модели и направление вскрытия ячейки	2	00 – ячейка не вскрыта скважиной 01 – ячейка вскрыта скважиной вдоль оси Oх 10 – ячейка вскрыта скважиной вдоль оси Oу 11 – ячейка вскрыта скважиной вдоль оси Oz
2	Номера перфораций скважины	5	Максимальное количество ячеек, через которые проходит ствол скважины, принято равным 31. Десятичное число 31 можно закодировать в двоичном виде 5-ю битами
3	Статус перфораций скважины	1	0 – перфорация закрыта 1 – перфорация открыта
4	Значение скин-фактора для каждой перфорации скважины	6	Максимальное значение скин-фактора было принято равным 63. Десятичное число 63 можно закодировать в двоичном виде 6-ю битами

Главной информацией является первая строка, определяющая расположение скважины в сеточной модели пласта. Остальные 4 строки дополняют первую и детальнее описывают скважину, определяя перфорации, направления вскрытия ячеек модели и т.д.

Схема кодирования/декодирования траектории ствола скважины проиллюстрирована на рисунке 3.10. Предлагаемый подход по кодированию параметров скважины с помощью одной хромосомы позволяет обеспечить гибкость и дальнейшую расширяемость круга решаемых задач. Например, после нахождения оптимальной траектории скважины на следующем этапе можно рассчитать и оптимизировать степень воздействия на протяженную призабойную зону горизонтальной скважины. Генетические операторы нужно применять только для 5-й строки (задающей значения скин-фактора для перфораций скважины) при неизменных первых четырех.

Формат пакета моделирования для учета расположения скважины

WELLNUM	PERFNUM	X	Y	Z	STATUS	
PERFVEC	SKIN				OPEN	
1	1	2	1	1	SHUT	Y

X	Строка 1	Строка 2	Строка 3	Строка 4
0	1	0	0	0
0	1	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	10	0	0	0
0	10	0	0	0
0	0	0	0	0

Рис. 3.10. Схема кодирования траектории ствола скважины для сеточной модели размером 3x2x1 ячейки:

WELLNUM – номер скважины, PERFNUM – номер перфорации, X, Y, Z – координаты перфорированной ячейки, STATUS – статус перфорации SHUT – закрыта, OPEN – открыта, PERFVEC – ось координат, вдоль которой проперфорирована ячейка

Для простого случая, когда необходимо определить только расположение ствола одной скважины, кодирование хромосомы происходит в усеченном виде (рис. 3.11).

С учетом особенностей постановки задачи оптимизации расположения ствола скважины на заданной сеточной структуре гидродинамической модели пласта, структуру оптимизационного алгоритма можно схематично представить в следующем виде (рис. 3.12).

На шаге 1 задаются основные требования и ограничения к индивиду (скважине):

- допустимый тип скважины (вертикальная, горизонтальная);
- максимальная длина ствола скважины;
- максимальная интенсивность искривления ствола скважины;
- значение диаметра эксплуатационных труб и коэффициента шероховатости;
- значение скин-фактора для каждой перфорации;
- период разработки и режимы эксплуатации скважин.

На шаге 2 вводится точка начала эпох $t = 0$. Затем производится инициализация популяции $B(0)|_{t=0} = (A_1(0), A_2(0), \dots, A_M(0))$ с количеством индивидов M , соответствующих требованию исходной задачи (шаг 1).

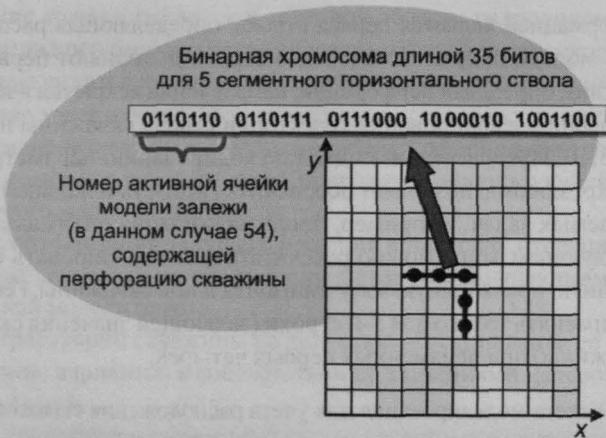


Рис. 3.11. Упрощенная схема кодирования траектории ствола горизонтальной скважины в бинарную хромосому

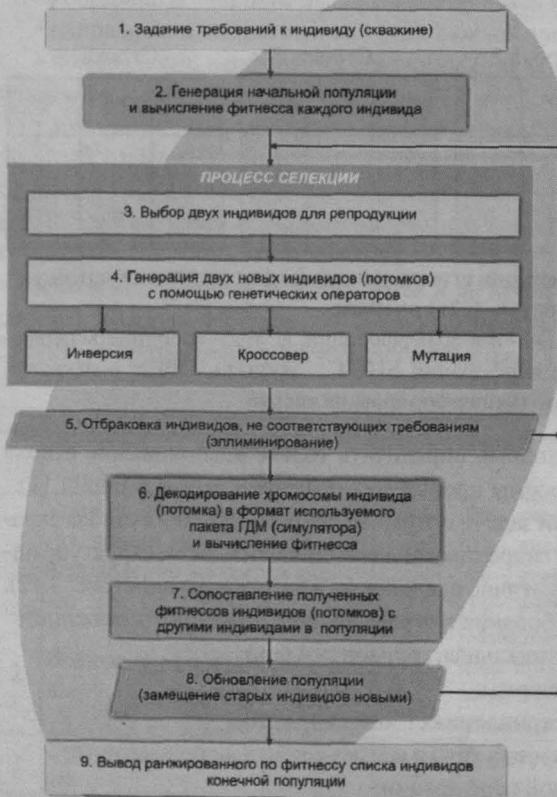


Рис. 3.12. Общая схема алгоритма оптимизации для поиска расположения ствола скважины в пласте

Потом хромосома каждого индивида декодируется в формат данных используемого пакета ГДМ (рис. 3.13). Далее формируется один вариант расчета фитнеса индивида в виде набора координат всех скважин, рассчитывается фитнес каждого индивида $f(0) = (\mu_1(0), \mu_2(0), \dots, \mu_M(0))$. Напомним, что в нашем случае индивид задает вариант разработки фрагмента пласта с помощью определенной конфигурации скважины. Конфигурация индивида зависит от постановки задачи – вариант разработки пласта несколькими скважинами формируется и декодируется в исходный файл пакета ГДМ.

Индивиды ранжируются в соответствии со значением своего фитнеса, и рассчитывается средний фитнес по популяции:

$$\bar{\mu} = \frac{\sum_{h=1}^M \mu_h(0)}{M}$$

На шаге 3 и 4 происходит выбор двух индивидов для репродук-

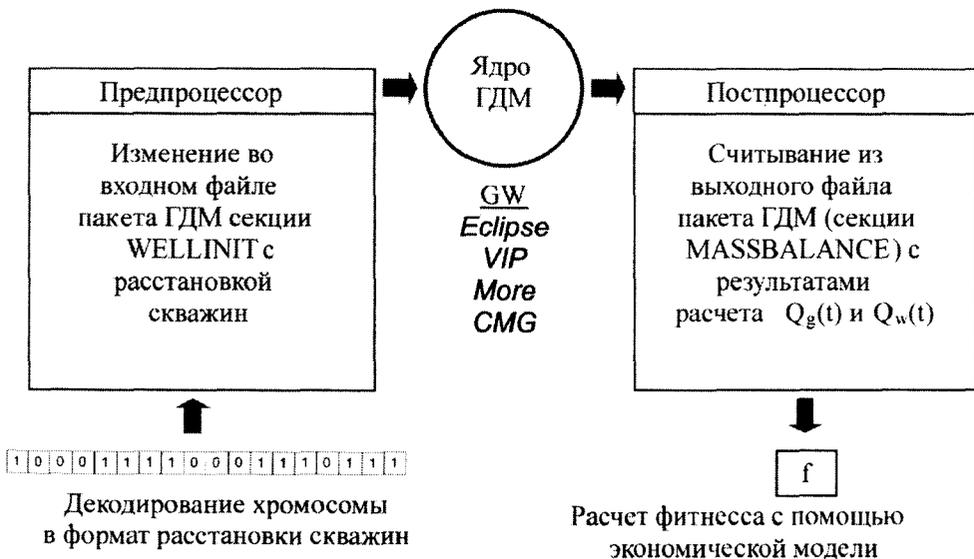


Рис. 3.13. Схема взаимодействия оптимизационного модуля размещения скважин с гидродинамическим пакетом (симулятором):

$Q_g(t)$ и $Q_w(t)$ – накопленная добыча газа и воды

ции. Увеличивается номер эпохи на единицу $t=t+1$. Затем определяется случайная переменная R_t на множестве $\zeta_M = \{1, \dots, M\}$ с вероятностью выпадения любого $h \in \zeta_M$ пропорционально отношению $\mu_h(t) / \bar{\mu}(t)$. Производится одно испытание R_t и вычисляется результат $i(t)$, определяющий номер первого родителя $A_{i(t)}(t)$. Повторным испытанием определяется номер второго родителя $i'(t)$.

С вероятностью P_c над выбранными родителями производится операция селекции (кроссовера). С вероятностью 0,5 выбирается один из получившихся в результате кроссовера индивидов и сохраняется как $A(t)$. Затем к нему последовательно применяется оператор инверсии с вероятностью P_i , а затем оператор мутации с вероятностью P_m . Полученная хромосома индивида-потомка сохраняется как $A'(t)$.

На шаге 5 каждый индивид проверяется на соответствие технико-технологическим требованиям, предъявляемым к скважине (например, допустимому искривлению ТСС).

На шаге 6 производится перевод двоичного кода хромосом в формат данных, принятый в используемом пакете ГДМ и вычисляется приспособленность потомка $\mu_k(A'(t))$, потом обновляется средняя приспособленность $\bar{\mu}$ и вектор приспособленностей (фитнесов) $v(t)$.

На шаге 7 производится сравнение фитнеса нового индивида и имеющихся в популяции индивидов. В соответствии с принятой стратегией отбора новый индивид либо замещает на следующем шаге 8 самого слабого индивида в популяции (с наименьшим показателем фитнеса), либо индивида, выбранного случайным образом: с равной вероятностью $1/M$ для всех $h \in \zeta_M$ определяется случайный номер $j(t)$ особи в популяции, которую заместит новый потомок $A'(t)$. При этом обновляется популяция $B(t)$ путем замены $A_{j(t)}$ на $A'(t)$.

Далее идет переход на шаг 3. Итерации повторяются заданное количество раз (эпох), либо ограничивается максимально допустимое время расчетов. В задачах большой размерности очень трудно четко определить критерий остановки, который в основном формулируется как отсутствие улучшения (например, увеличения показателя целевой функции) на протяжении нескольких шагов оптимизации.

На шаге 9 работа алгоритма завершается. Результаты расчета (варианты разработки пласта с найденными траекториями скважины) можно проанализировать или отсортировать по значению основных показателей разработки (накопленной добычи газа и воды, а также экономическим критериям и др.).

Как показано выше, оптимизацию проводили с помощью гидродинамического симулятора, выполненного в виде прикладного программного продукта (пакета ГДМ). Показатели разработки газового месторождения генерировались с помощью специальной подключаемой программы для вычисления целевой функции оптимизации.

Оптимизационный модуль взаимодействует с симулятором и обменивается данными на основе создания временных файлов фиксированного формата (рис. 3.13). В качестве постоянных (неменяющихся данных) используются:

- ◆ геологическая и геометрическая характеристика залежи, моделируемая конечно-разностной сеткой, каждой ячейке которой сопоставлено одно или несколько свойств (пористость, проницаемость, песчаность и т.д.);

- ◆ физико-химические свойства насыщающих поры флюидов (зависимости свойств газа от давления и температуры, зависимость фазовых проницаемостей от водонасыщенности и др.);

- ◆ начальные условия (распределения давления и газо- и водонасыщенности по залежи, непротекаемость границ модели залежи и др.).

В процессе решения задачи оптимизационный модуль генерирует новые расстановки и конфигурации скважин, переводит их в фиксированный формат симулятора и запускает симулятор для расчета показателей разработки. Резюмируя преобразование форматов, описанное выше, приведем используемые данные, корректируемые при новом запуске симулятора:

- ◆ номер скважины,
- ◆ количество и координаты сегментов/перфораций,
- ◆ статус перфораций,
- ◆ радиус ствола скважины,
- ◆ значение скин-фактора для каждого сегмента/перфорации,
- ◆ направление вскрытия ячейки модели.

Очевидно, что особенность оптимизационного алгоритма заключается в необходимости многократного запуска пакета гидродинамического моделирования пластов для расчета значения фитнеса каждого индивида. Модель можно запускать десятки и даже сотни раз, что приведет к значительным вычислительным и временным затратам при использовании алгоритма на практике. Для снижения количества запусков пакета ГДМ, кроме совершенствования оптимизационных алгоритмов, применимы и организационно-технические методы:

- ◆ масштабирование (укрупнение) сетки модели (т.е. снижение числа ячеек);

- ◆ распараллеливание вычислений по разным процессорам и запуск алгоритма на разных компьютерах одновременно;
- ◆ предварительный анализ модели пласта с выявлением «зон интереса» для запуска алгоритма только в пределах этих зон (ячеек модели) и др.

Рассмотрим подробнее каждый из пунктов.

Масштабирование (укрупнение) сетки модели. На первом этапе проводится обратное масштабирование модели пласта с укрупнением сетки до 2-х ячеек, в каждой из них поочередно задается скважина и дважды запускают симулятор. Определяют лучший из двух квадратов, каждый квадрат снова делят на два (уменьшается масштаб сетки модели). Далее в определенном на предыдущем шаге лучшем квадрате (теперь состоящем из двух ячеек), аналогично в каждой ячейке поочередно задается скважина и производятся запуски симулятора. Процесс деления продолжается до исходного масштаба модели пласта. Полученные значения показателей разработки сопоставляют с ячейками модели, формируя характеризующий массив пласта, схожий по смыслу с картами качества Круза [303]. В соответствии с ними находятся и ранжируются области потенциального размещения скважин. Руководствуясь картой рассчитанных показателей разработки, сопоставленных с ячейками модели, определяют места первоочередного расположения скважин. Эти места представляют собой новую область поиска, выделенную из области сеточной модели пласта.

Время работы оптимизационной программы снижают и другими методами. Распараллеливание вычислений по разным процессорам стало возможным потому, что фитнес разных индивидов (т.е. значение целевой функции разных вариантов расположения скважины в пласте) позволяет рассчитывать независимо на разных компьютерах (процессорах). Кроме того, стоимость (время) вычислений убывает линейно с ростом количества процессоров при параллельных вычислениях. Если предположить, что время вычисления фитнеса различных индивидов на различных компьютерах равно, то преимущество параллельных вычислений можно представить в виде следующего выражения [317]:

$$T_{i=c} \leq T_{i=1} \frac{k}{n_i},$$

где T_i – время вычислений на i -параллельных компьютерах, c – количество компьютеров для параллельных вычислений, n_i – количество индивидов, которые вычисляются на каждом эволюционном цикле, k – коэффициент, равный округленному в большую сторону соотношению n_i/c .

Приведенное выше выражение можно проиллюстрировать следующим примером: параллельные вычисления фитнеса десяти индивидов на каждой итерации эволюционного процесса на 3-х компьютерах в 2,5 раза быстрее, чем при использовании одного компьютера. Параллельные вычисления могут быть выгоднее с точки зрения экономии времени, чем масштабирование сетки модели. На рисунке 3.14 приведена схема организации параллельных вычислений на N -компьютерах.

Для сокращения вычислительных затрат можно применять предварительный анализ модели пласта с выявлением «зон интереса» в сеточной модели для запуска алгоритма поиска расположения скважины только в пределах этих зон (ячеек модели).



Рис. 3.14. Схема организации параллельных вычислений

Геонавигатор экспертным путем определяет зоны бесперспективного расположения скважины: например, вблизи водоносных горизонтов или слишком близко к кустовой площадке и т.п. В результате составляется матрица возможных мест расположения скважин с активными и пассивными ячейками (по аналогии с гидродинамической моделью), из-за этого количество ячеек модели залежи, входящих в область поиска оптимизационного алгоритма, будет существенно меньше общего количества ячеек модели залежи.

При генерации нового индивида гены хромосомы, определяющие перфорации скважины, подвергаются проверке на непопадание в диапазон неактивных ячеек матрицы поиска. Негодные индивиды отбраковываются на раннем этапе отбора (до этапа селекции) и не участвуют в дальнейших вычислениях и запусках гидродинамического пакета для расчета целевой функции варианта разработки пласта.

Гибридизация генетического алгоритма, модифицированного метода Золотого сечения и алгоритма Муравейник позволила проводить локальную оптимизацию внутри текущей популяции и сократить запуски программы гидродинамического моделирования за счет замещения их вычислениями с использованием матрицы феромона, которая отражает и накапливает историю исследования объекта оптимизации.

Впервые соединены в единую структуру вычислений оптимизационный модуль, пакет гидродинамического моделирования пластов и программа проверки пространственной ТСС на соответствие требованиям по максимальной интенсивности искривления.

3.6. ПРИМЕРЫ ГЕОНАВИГАЦИИ СКВАЖИН В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ

Для изучения функционирования разработанного алгоритма проведены математические эксперименты на различных моделях пластов.

В качестве залежи рассматривался ограниченный элемент пласта, сложенного песчанистыми породами с подстилаемой подошвенной водой и аппроксимированного равномерной конечно-разностной сеткой. Выбор геолого-математической модели с таким малым количеством ячеек продиктован необходимостью многократного запуска гидродинамического симулятора на персональном компьютере с небольшими показателями производительности, что может занять достаточно большое время, если размерность модели увеличить на порядок или выше.

Полагалось, что залежь окружена непроницаемой породой, т.е. принимались непротекаемые границы пласта. К нижним ячейкам модели подключен аналитический водоносный пласт Фетковича с заданными параметрами активного объема и приемистости.

Вероятностное распределение Гаусса [306] использовалось для генерации полей проницаемости. На рисунке 3.15 показаны случайно выбранные варианты сгенерированных полей проницаемости, песчанности и пористости. Для каждого пропластка модели залежи использовались разные параметры корреляций.

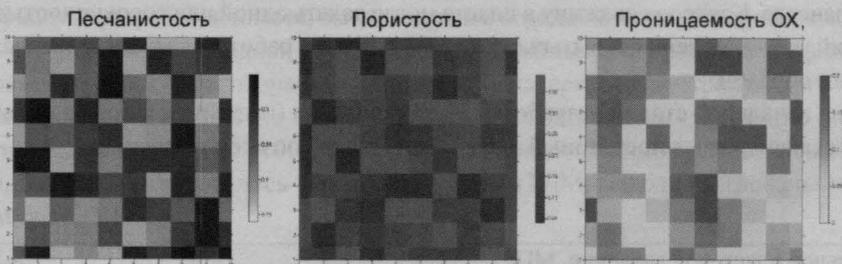


Рис. 3.15. Сгенерированные методом Гаусса поля распределения проницаемости, пористости и песчанности для синтезированной модели залежи

Таблица 3.2

№ модели	Запасы газа, млрд. м ³	Глубина кровли, м	Газонасыщенная толщина, м	Размеры ячеек, м	Пористость		Проницаемость	
					Базовая, %	Отклонение, %	Базовая, мД	Отклонение, %
1	3,987	1002	53	20	40,1	5,4	82	20,3
2	2,178	2098	21	30	34,5	3,7	435	58,5
3	3,092	3905	45	10	13,1	8,9	671	3,5
4	1,678	1067	14	50	17,8	3,6	348	16,7
5	3,583	1309	47	15	32,6	7,7	200	45,2
6	4,091	1902	60	30	34,8	1,8	400	34,4
7	5,892	980	71	100	19,0	3,6	300	26,0
8	2,902	1209	41	10	26,0	2,9	5	12,5
9	3,520	1389	49	50	31,8	6,7	50	10,9
10	4,067	1702	56	50	33,5	9,8	257	70,5

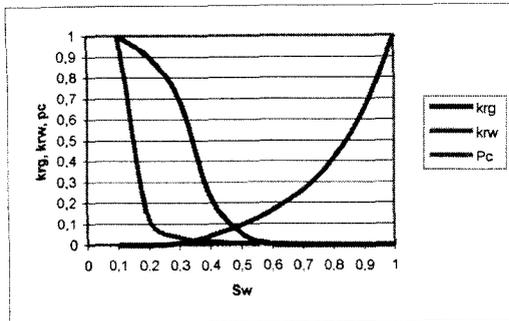


Рис. 3.16. Зависимости относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления от водонасыщенности

Западной Сибири. Используемые зависимости относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления от водонасыщенности приведены на рисунке 3.16.

Начальная газонасыщенность на кровле сгенерированного пласта была задана случайной величиной в интервале [0,5–0,9]. Местоположение газовой контактной поверхности определялось из условия капиллярно-гравитационного равновесия флюидов в поровом пространстве. Каждую скважину в пласте могли задать одной или совокупностью перфораций (ячеек модели вскрытых скважиной). Режим работы скважин задавался следующим образом:

1. на начальной стадии разработки месторождения (когда пластовое давление высоко) устанавливался постоянный дебит, одинаковый по всем скважинам;

Таблица 3.3

Начальное пластовое давление, МПа	8,1
Проницаемость, Д	0,130–0,001
Пористость	0,21–0,06
Количество активных ячеек в модели для ВС	140
Количество активных ячеек в модели для ГС	311
Дебит ВС, тыс. м ³	100
Дебит ГС, тыс. м ³	400
Предел минимального забойного давления, МПа	2,5
Период разработки, суток	3600
Количество вертикальных скважин	1–5
Количество горизонтальных скважин	1–2
Максимальное количество сегментов в каждой горизонтальной скважине	8
Максимально допустимая интенсивность искривления горизонтального ствола скважины, %/10м	3
Стоимость 1 м ³ добытого газа, \$	80
Стоимость утилизации 1 м ³ попутно добываемой воды, \$	4
Годовой банковский процент, %	12
Затраты на бурение вертикального ствола скважины, \$	100000
Стоимость бурения 1 м горизонтального ствола, \$	2500
Средние эксплуатационные затраты на одну скважину, \$/сутки	55

Значения вертикальной проницаемости были заданы с коэффициентом 0,1 от горизонтальной. Толщина слоев варьировалась от 3 до 15 м. Ячейки были заданы равномерными квадратами в сечении XY. Стороны квадрата задавались в интервале 5–200 м. Тестирование методики проведено на 10 сформированных моделях слоисто- и зонально-неоднородных залежей (табл. 3.2).

Геологические данные, свойства флюидов и начальные условия принимались характерные для месторождений

Таблица 3.4

Размер популяции	10–100
Вероятность кроссовера	0,6
Вероятность мутации	0,2
Вероятность инверсии	0,01
Минимальный порог скорости роста среднего фитнеса, \$ / 5 итераций	50000
Максимальное количество итераций	1000
Максимальное время вычислений, час	12

2. после падения забойного давления до заданного минимального значения режим управления работой скважины переключался на поддержание постоянного забойного давления.

Когда при истощении пластовой энергии в процессе разработки дебит падал ниже заданного изначально минимума, то скважину отключали. Прогнозные расчеты проводились на 10 лет разработки пласта с выдачей промежуточных результатов на каждый месяц, исходные данные для моделирования приведены в таблице 3.3, настройки генетического алгоритма – в таблице 3.4.

Перед началом оптимизации строился массив значений целевой функции (фитнеса) вариантов разработки пласта, вычисляемый с помощью полного перебора возможных мест расположения одной вертикальной скважины. Для простоты графического отображения совокупности значений фитнеса (в качестве иллюстрирующего примера) выбирались однослойные модели залежи. Рассматривался следующий вариант: модель залежи из 10x10x1 (100 ячеек) с поиском расположения 1 добывающей скважины, для чего потребовалось 100 запусков пакета ГДМ. Нашелся глобальный максимум (рис. 3.17).

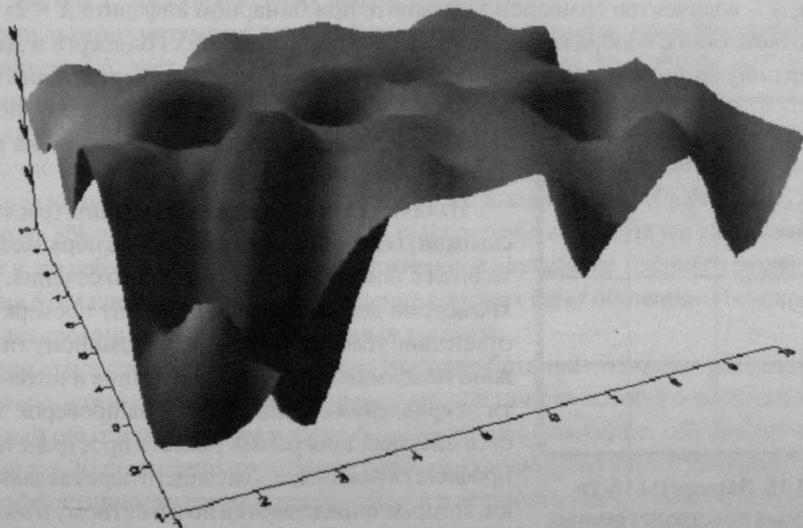


Рис. 3.17. Поверхность значений целевой функции (фитнеса) для варианта однослойной модели залежи

Потом запускался генетический алгоритм для поиска расположения скважин. Полученное с помощью ГА значение максимума целевой функции сравнивалось с известным после полного перебора оптимумом. Максимум находили в среднем за 19–27 итераций со средней точностью около 90% за 10 реализаций решения задачи.

Полный перебор сочетаний по нахождению мест расположения 5 вертикальных скважин, заданных одной ячейкой в сеточной модели пласта, состоящей из 100 элементов, потребует порядка 10^8 запусков пакета ГДМ, что конечно невозможно. Отметим, что реальные производственные задачи могут заключаться в расстановке 50 скважин в моделях с 30 000 ячеек. Учитывая возможности самых современных вычислительных систем, полный перебор вариантов расположения скважин в пласте технически не осуществим. Например, по данным Гюагулера [318] для численной модели месторождения Помпано с 7533 активными ячейками размер поискового пространства для размещения 2-х нагнетательных скважин составил 18 522 735 вариантов, а для 4-х скважин превысил показатель 10^{14} вариантов.

Применение генетического алгоритма может и не дать 100% оптимальный вариант (его может дать только полный перебор всех вариантов). Однако за приемлемое вычислительное время можно получить оптимальные варианты с точностью 20% и лучше от глобального максимума (зависит от размера популяции и числа поколений эволюции), что может считаться приемлемым, если полученные показатели разработки удовлетворяют поставленным задачам по обеспечению проектных показателей разработки месторождения.

Размер популяции индивидов определялся из выражения [316]:

$$n = o \left[\frac{l_c}{\delta} X^\delta \right],$$

где n – размер популяции, o [] – порядок шаблона, l_c – длина хромосомы, δ – длина шаблона, X – количество символов в алфавите при бинарном алфавите $X = 2$.

В соответствии с соображениями, приведенными в работах Голдберга и Де Джонга, размер популяции определяется длиной бинарной хромосомы, вероятность кроссовера принимается равной $P_c = 0,6$, а вероятность мутации определяется как обратная величина размера популяции $P_m = 1/n$.

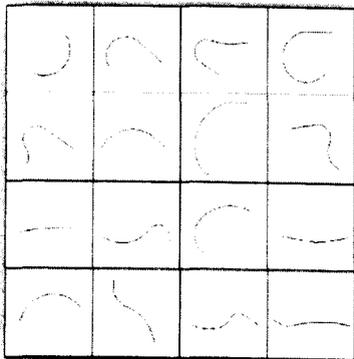


Рис. 3.18. Варианты 16-ти допустимых пространственных траекторий скважин (сечение модели залежи в плоскости ОХ)

Начальные хромосомы популяции (расстановка скважин) генерируются в случайном порядке либо находятся с помощью метода золотого сечения. Каждая хромосома декодируется и проходит проверку на соответствие условиям поиска (т.е. заданному типу скважин, максимально допустимой длине и интенсивности искривления ствола и т.п.). Для проверок запускается внешняя программа расчета пространственного профиля скважины, проходящего через заданные точки, которые определяются по известному относительному расположению и размеру ячеек сеточной модели пласта относительно начала координат. Примеры та-

ких траекторий, удовлетворяющих заданным в таблице 3.3 требованиям по интенсивности искривления ствола скважины, приведены на рисунке 3.18.

Выбор пары хромосом при селекции производится вероятностным методом (рулетки). Задается максимальное количество итераций и допустимое количество запусков гидродинамического симулятора (либо максимально допустимое время проведения оптимизационного поиска).

На рисунке 3.19 изображен 1-й слой в проекции XY сеточной модели залежи, где точками обозначены забои вертикальных скважин. На 1-м шаге эволюции ГА показано первоначальное размещение 3-х скважин, достаточно далекое от оптимального.

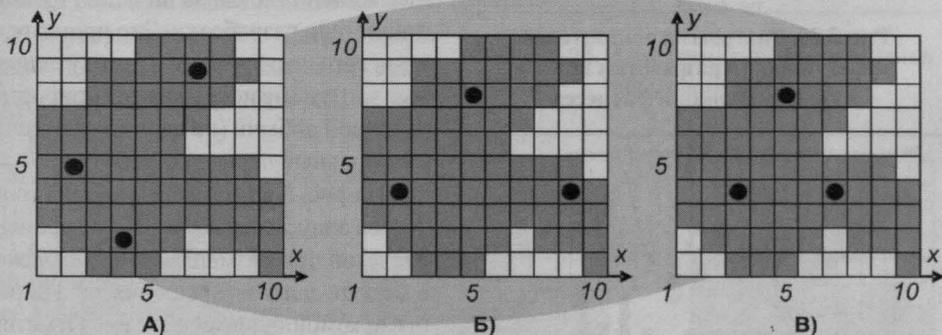


Рис. 3.19. Варианты расстановки 3-х вертикальных скважин: А) на 1-м, Б) на 11-м и В) на 51-м шагах эволюции

В процессе оптимизации на 11-м шаге эволюции с помощью ГА скважины размещаются более рационально, равномерно охватывая площадь залежи. Схожие результаты получаются при использовании начального размещения скважин, полученного методом ЗС, что дает существенную вычислительную экономию в отсутствие запусков пакета ГДМ для 11 первоначальных шагов эволюции.

По результатам математических экспериментов выявлено, что применение метода ЗС до запуска ГА дает экономию вычислительных затрат 14–29% за счет эволюции индивидов с достаточно хорошего начального решения.

На последующих шагах эволюции удачное решение развивается и, начиная с 51-го шага, вычисление фитнеса происходит с помощью матрицы феромона без использования запуска пакета ГДМ. На последующих 20 шагах находится решение, фитнес которого на 8% лучше, чем фитнес 51-го шага эволюции ГА. Далее эволюция прерывается, т.к. не наблюдается хотя бы незначительное улучшение текущего решения. Найденное на 51-м шаге окончательное решение соответствует общепринятым критериям при проектировании разработки подобных залежей.

На таком простом примере показано, что разработанная методика работает и *самостоятельно находит рациональное решение*, для поиска которого *необходим технологический опыт и понимание в данной предметной области, т.е. работа человека*.

На рис. 3.20 приведено несколько графиков, характеризующих зависимости показателей эффективности разработки (фитнеса и величины накопленной добычи газа) от количества размещаемых в модели залежи скважин и метода решения задачи. Очевидно, что гибридный метод (ГА+ЗС+М) находит наиболее эффективную расстановку сква-

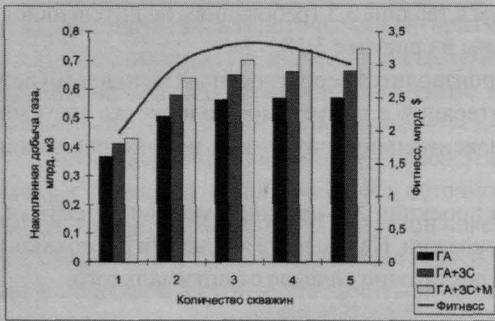


Рис. 3.20. Диаграмма показателей эффективности разработки залежи и график функции фитнеса

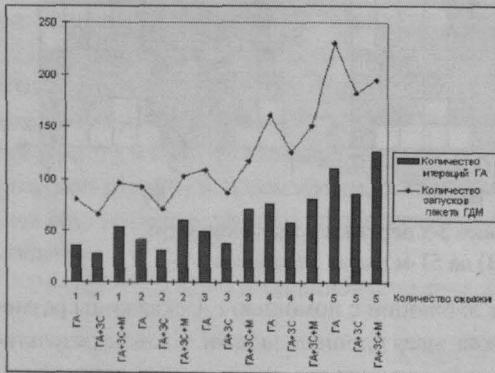


Рис. 3.21. Диаграмма количества итераций ГА и числа запусков пакета ГДМ при разных методах решения задачи



Рис. 3.22. Изменение графика накопленной добычи

определении оптимальной расстановки 5 скважин в модели пласта.

Далее провели математические эксперименты по оптимизации размещения одной горизонтальной скважины (ГС) в аналогичной модели, где количество горизонтальных

жизн с наилучшими показателями разработки. Диаграмма показывает, что с ростом количества размещаемых скважин в модели эффективность гибридного метода увеличивается (по сравнению с обычным ГА или комбинации ГА+3С). По характеру графика фитнеса можно определить, что использование 3-х скважин достаточно и оптимально, хотя большее количество скважин и дает лучшие показатели разработки. Это происходит из-за того, что буровые и эксплуатационные затраты не покрываются приростом удельной добычи (на единицу затрат) за контрольный период разработки.

На рис. 3.21 приведен анализ количества запусков пакета ГДМ и времени расчетов при размещении 1–5 скважин в модели залежи и решения задачи разными комбинациями методов. Отметим, что метод ГА+3С+М приводит к увеличению количества итераций в ГА, однако с ростом количества расставляемых скважин число запусков пакета ГДМ начинает снижаться.

При расстановке 2-х скважин количество запусков ГА+3С+М больше, чем у простого ГА. При расстановке 5-ти скважин эта разница уже в другую сторону, потому что исследование поискового пространства при большем количестве расставляемых скважин происходит активнее. Поэтому в гибридном методе ГА+3С+М переключение на работу по матрице феромона происходит быстрее, что приводит к исключению запусков пакета ГДМ на более ранних шагах оптимизационного процесса.

Ниже приведены диаграммы и графики (рис. 3.22 и 3.23), описывающие математические эксперименты с точки зрения параметров разработки при определении оптимальной расстановки 5 скважин в модели пласта.

слоев увеличено до 4-х. Показатель вертикальной анизотропии для всех пропластков был задан одинаковым 0,001. Рисунок 3.24 иллюстрирует фрагменты процесса оптимизации (полученные конфигурации ГС на сетке модели): А – расположение ГС на начальных этапах поиска, В – конечное расположение ствола ГС. Контрастным цветом выделены активные ячейки сеточной модели. Число слоев по оси Z увеличено до 4-х. Сверху приведен 1-й слой модели залежи в проекции XY, снизу – проекции XY и XZ.

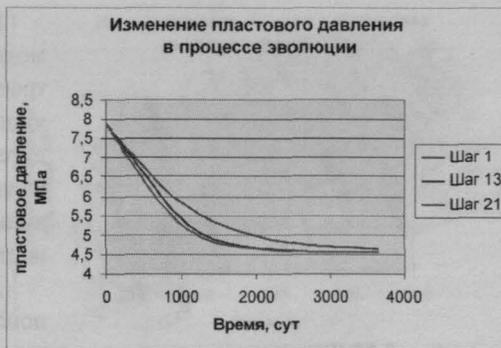


Рис. 3.23. Изменение характера падения пластового давления

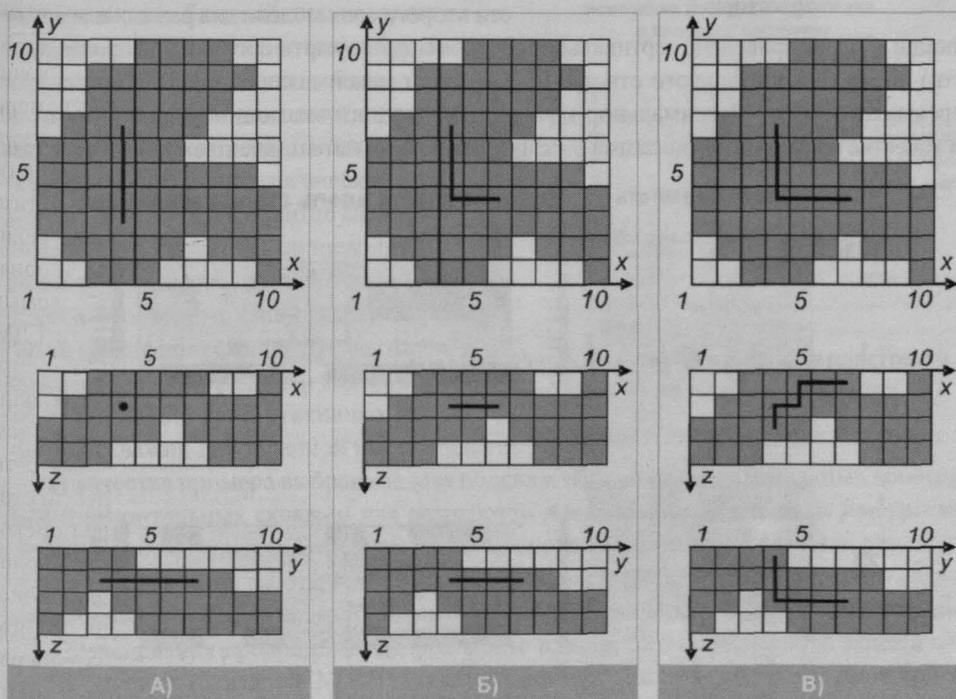


Рис. 3.24. Фрагменты процесса оптимизации (полученные конфигурации ГС на сетке модели)

Длина горизонтальных стволов колебалась от 100 до 2000 м. В процессе 167-ми оптимизационных шагов ГС приняла наклонную форму с вскрытием 3-х пропластков. Это обусловлено высоким коэффициентом вертикальной анизотропии, в результате чего потоки флюидов в вертикальной плоскости сильно ограничены. Для повышения компонентоотдачи (фитнесса) в процессе эволюции получили развитие варианты размещения ТСС, при которых вскрываются все пропластки залежи и обеспечивается максимальный приток флюидов в горизонтальной плоскости.

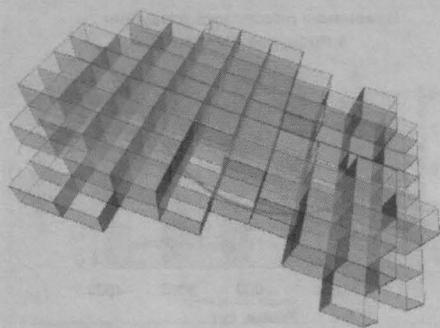


Рис. 3.25. Трехмерная модель небольшой залежи и горизонтального ствола скважины с пространственной траекторией

Справа приведено вертикальное сечение модели (карты абсолютной проницаемости) вдоль горизонтального ствола. По условиям максимальная длина ГС не должна превышать 700 м. Максимальное количество итераций эволюции задано равным 80. В качестве критерия оптимизации рассматривался показатель накопленной добычи газа.

На рисунке 3.25 приведена трехмерная модель небольшой залежи с пространственной траекторией горизонтального ствола, вскрывающего два пропластка и охватывающего по дуге всю площадь фрагмента пласта, обеспечивая оптимальное дренирование с учетом имеющихся зональных и вертикальных неоднородностей.

Другая серия экспериментов иллюстрирует поиск расположения многосегментной горизонтальной скважины во фрагменте пласта с 400-ми активными ячейками (рис. 3.26). Слева изображены карты абсолютной проницаемости второго слоя модели для разных шагов эволюции. Справа приведено вертикальное сечение модели (карты абсолютной проницаемости) вдоль горизонтального ствола.

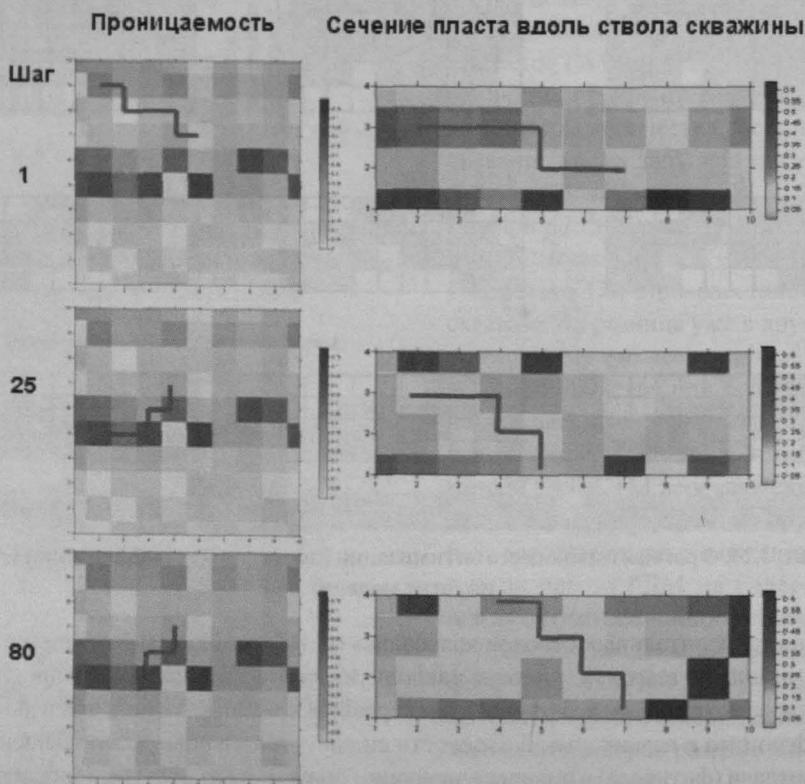


Рис. 3.26. Размещение одной горизонтальной скважины на указанных шагах эволюции в модели 10x10x4 ячеек

На рисунках 3.27–3.28 показаны изменения основных показателей разработки в процессе оптимизации размещения горизонтальной скважины.

Как видно из графиков, оптимизированный вариант размещения скважины позволил увеличить фитнес по сравнению с базовым на 26%. Пластовое давление падало равномернее, а добыча шла по более пологой кривой.

С учетом дисконтирования полученного дохода от добытой продукции конечный вариант может оказаться менее выгодным, чем базовый, при котором в начальные 2 года разработки наблюдаются лучшие показатели добычи. Это показывает, что при изменении критерия оптимизации со стоимостной экономической модели на технологический (суммарная добыча газа) развитие вариантов размещения скважины происходит по-разному. Результаты разработанной методики необходимо сопоставлять с работой квалифицированного проектировщика при решении одной и той же задачи оптимизации конструктивных параметров скважин для заданной модели пласта.

В качестве примера выбрана задача поиска и обоснования оптимальных конструкций горизонтальных скважин для разработки Анерьяхинской площади Ямбургского газового месторождения. Эталоном принятых проектных решений служили результаты выполнения научной работы «Оптимизация системы разработки горизонтальными скважинами. Новые методы интерпретации газогидродинамических исследований скважин» [7]. Исследования проводились на фрагменте пласта, в качестве модели залежи в одном из случаев (скважина № 4411) рассматривалась сеточная область с геометрическими размерами $2080 \times 1900 \times 105,1$ м и количеством ячеек вдоль осей x , y и z соответственно $12 \times 5 \times 10 = 600$. Абсолютная проницаемость пропластков колебалась в диапазоне $0,01 \leq k \leq 800$ мД. Мощность пропластков $1,2 \leq h \leq 15,7$ м. Начальное пластовое давление $P_{ni} = 105,37$ атм. Оценивался потенциал горизонтальных скважин длиной L от 100 до 1500 м. По различным вариантам диаметры фильтров принимались $d_\phi = 0,114$ м, $d_\phi = 0,164$ м; $d_\phi = 0,203$ м и $d_\phi = 0,1777$ м. Изучалось влияние депрессии ($1,47 \leq \Delta P_{ni} \leq 7,76$ атм), анизотропии ($\chi = 0,1$ и $\chi = 0,3162$), скин-фактора ($S_R = 20$, $S_R = 12$ и $S_R = 5$) и параметров водоносного бассейна на производительность скважин. Проектирование расположения скважин в пласте осуществляли с последовательным вскрытием пропластков пропорционально их фильтрационно-емкостным свойствам. В таблице 3.5 при-

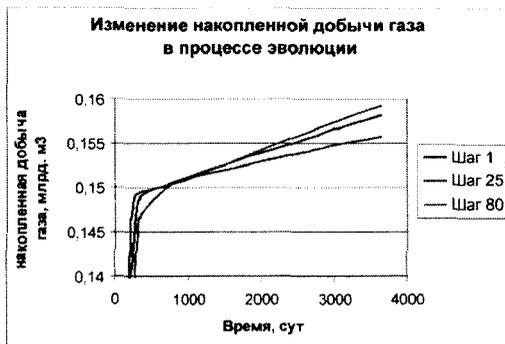


Рис. 3.27. График изменения накопленной добычи в процессе эволюции



Рис. 3.28. График изменения пластового давления в процессе эволюции

ведены емкостные и фильтрационные свойства, полученные при вскрытии пласта скважиной № 4411. Исследовано несколько вариантов с восходящим, нисходящим и горизонтальным профилем ствола скважины. В результате математических экспериментов выяснилось следующее:

- Новые горизонтальные скважины должны иметь длину $L_{гор} \geq 500$ м для создания депрессии на пласт $DP \leq 3$ атм, обеспечивающей дебит скважины $Q \geq 1500$ тыс. м³/сут.
- В горизонтальный и нисходящий участки горизонтального ствола необходимо спускать фонтанные трубы длиной $L_{\phi} = 250 \div 300$ м и диаметром $d_{\phi} = 0,114 \div 0,127$ м при диаметре фильтра $D_{\phi} = 0,203$ м.
- Обводнение скважин при депрессиях на пласт $\Delta P_{пл} \leq 3$ атм дебит воды не превышает $Q_{в} = 50$ м³/сут к концу разработки. С таким дебитом воды и дебитами газа $Q \geq 150$ тыс. м³/сут осложнений при эксплуатации скважин не произойдет.

Таблица 3.5

№ п/п	Абсолютная отметка кровли интервала, м	Толщина пропластка h_i , м	Пористость m , %	Проницаемость k , мД	Длина горизонтального участка			
					Факт.	Проект.	Проект.	Проект.
					L_{ϕ} м	$L_{гор}=160$ м	$L_{гор}=320$ м	$L_{гор}=500$ м
1	-1117,0	1,2	26,0	10,0	5,3	4,9	9,8	15,2
2	-1118,2	1,4	29,7	112,0	6,7	6,7	12,4	17,7
3	-1119,6	3,3	33,0	800,0	15,8	13,5	27,0	43,5
4	-1122,9	7,2	26,0	28,0	32,5	29,3	58,6	91,0
5	-1130,1	4,3	29,5	230,0	17,5	17,5	35,0	54,5
6	-1134,4	2,5	—	0,01	9,4	9,9	19,8	31,6
7	-1136,9	8,7	27,0	2,5	30,9	35,2	70,4	11,0
8	-1145,6	10,8	32,7	670,0	34,8	44,0	88,0	136,5
9	-1156,4	15,7	30,0	300,0	—	—	—	—
10	-1172,0		30,0	300,0	—	—	—	—
		$\sum_1^9 h_i = 39,4$ $\sum_1^9 h_i = 55,1$			$\Sigma L_{гор}=153$	$\Sigma L_{гор}=160$	$\Sigma L_{гор}=320$	$\Sigma L_{гор}=500$

На осуществление и анализ 53 математических экспериментов авторы исследования затратили около 3-х месяцев.

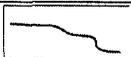
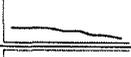
Для построения нашей тестовой модели залежи геологические характеристики и свойства флюидов были заданы аналогично как в представленной выше работе. С учетом симметричности исследуемого фрагмента, однородности фильтрационно-емкостных свойств по горизонтали и характера проявления водоносного бассейна залежи очевиднее располагать ствол скважины на одинаковом расстоянии от боковых граней фрагмента.

Свобода действий для оптимизационного алгоритма заключалась в поиске оптимальной последовательности расположения перфораций горизонтальной скважины в горизонтальных слоях модели с учетом ограничений по интенсивности искривления ствола скважины (опыт проектировщика и критерии вскрытия слоев пропорционально петрофизическим свойствам здесь не учитывались).

Центральную часть модели разбили на ячейки со сторонами 50 м в горизонтальном сечении. Исследованы конфигурации скважин в этой зоне с длиной ствола от 100 (2 ячейки) до 1500 м (30 ячеек). Размер поискового пространства в модели залежи составил $20 \times 10 = 200$ ячеек. Расчет одного варианта сценария разработки пласта занимал около 30–40 секунд на 10 лет разработки и около 140–160 секунд для 30 лет разработки. Количество вычислений было ограничено 500 запусками пакета ГДМ. Для сравнения с результатами приведенной выше работы использовался критерий оптимизации в виде показателя накопленной добычи (ранг 1), коэффициента газоотдачи (ранг 2). Проведены оптимизационные расчеты для критерия оптимизации (фитнесса), заданного в виде стоимостной экономической модели, приведенной выше (ранг 3).

Для примера в таблице 3.6 приведено несколько траекторий горизонтальных скважин из исследованных по каждому критерию. Номер ранга соответствует месту варианта при ранжировании по показателю накопленной добычи газа, коэффициенту газоотдачи и фитнессу (экономическому критерию). При схематичном представлении траектории ствола в вертикальном сечении (в проекции XZ) начало скважины в продуктивном пласте («пятка») находилась слева, а конец («носок») – справа.

Таблица 3.6

№	Профиль скважины	Накоплен. добыча газа, млн. м ³	Кoeff. газоотдачи	Экономический критерий, млрд. \$	Ранг 1	Ранг 2	Ранг 3
1		7037,3	0,923	0,6223	1	1	2
2		7031,8	0,922	0,6167	2	2	3
3		6993,7	0,917	0,4771	3	3	9
4		6951,8	0,911	0,6056	4	4	4
5		6642,4	0,870	0,5031	5	5	8
6		6577,6	0,862	0,4498	6	6	10
7		6528,6	0,856	0,5787	7	7	6
8		6443,0	0,834	0,5539	8	8	7
9		6433,3	0,843	0,6316	9	9	1
10		6278,3	0,823	0,5978	10	10	5

Проведенные эксперименты показали, что разработанная оптимизационная методика поиска размещения скважин за приемлемое время вычислений дает результаты, схожие с базовым вариантом 1, полученным экспертом-проектировщиком. Кроме того, расчеты показали, что различные критерии оптимизации приводят к различным конфигурациям оптимальных траекторий скважин (вариант 1 и 9), что очень удобно при создании и разноплановом анализе эффективности вариантов разработки залежи.

Заметим, что предложенный проектировщиками вариант конструкции скважины (таблица 3.5, последняя колонка) трудно реализуем на практике по причине невозможности искривления ствола горизонтальной скважины по заданной в таблице программе вскрытия пласта. Если допустить отклонение от указанных интервалов вскрытия каждого пропластка в пределах 20%, то такая траектория ствола скважины будет более приемлемой с позиций бурения (таблица 3.6, строка 1). Однако такие изменения в конструкции скважины непременно скорректируют показатель накопленной добычи. При оценке показателей разработки всей Анерьяхинской площади по такому проекту ошибка может составить несколько млрд. м³ газа.

При использовании разработанной методики такие проблемы не возникли бы. В нашем случае траектория скважины будет оптимизирована как с позиций гидродинамики, так и с позиций возможности последующего бурения такой скважины.

Следует отметить, что достоверность полученных прогнозных показателей разработки в большей степени зависит от качества и точности исходных данных, а не принятых допущений в применяемых методах обоснования конструкций ГС. Тем не менее, рекомендуется уже на стадии гидродинамического обоснования конструкции скважин учитывать и технологические ограничения по бурению ГС сложной пространственной архитектуры.

Результаты размещения и выбора ГС по разработанной методике и генетическому алгоритму согласуются с известными критериями и рекомендациями:

- разрежение мест размещения стволов по площади месторождения для снижения интерференции работы скважин;
- геометрическое размещение ствола скважины относительно зон залежи, наиболее благоприятных с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств;
- при увеличении разницы между вертикальной и горизонтальной проницаемостью пласта с одного до нескольких порядков траектория ствола горизонтальной скважины принимает наклонный вид с последовательным вскрытием нескольких горизонтальных пропластков;
- при существенных отличиях проницаемости горизонтальных пропластков большая часть горизонтального ствола располагается в пропластке лучшей проницаемости.

Применение разработанной методики и прикладных программных средств позволило многократно сократить время проведения исследований и математических экспериментов по оптимизации размещения скважин в моделях пластов. На решение задачи раньше проектировщики затрачивали месяцы труда, теперь ушло несколько часов автоматизированных вычислений. В результате исследовано кратно больше вариантов, что позволяет сделать вывод о лучшей представительности найденного решения в сравнении с ручным анализом и перебором нескольких фиксированных вариантов размещения скважин.

ГЛАВА IV

**ГЕОНАВИГАЦИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ
ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ***

В связи с продолжающимся истощением углеводородных ресурсов в мире ведутся интенсивные исследования и поиск альтернативных источников энергии. Среди всех известных нетрадиционных источников газа наибольший интерес вызывают природные газовые гидраты, представляющие собой клатратные соединения молекул газа и воды. По последним оценкам мировые запасы метана, заключенного в гидратах, на несколько порядков превышают известные запасы традиционного природного газа. Благодаря высокому содержанию газа в природных гидратах и неглубокому залеганию в акваториях и на суше газогидратные залежи являются долговременной альтернативой традиционным ресурсам природных газов и будут вводиться в разработку в ближайшие 20–30 лет. Освоение природных газогидратов сыграет важную роль в формировании энергетического баланса мира и развитии нефтегазовой промышленности в будущем.

России принадлежит приоритет в открытии возможности существования месторождений природных газовых гидратов. В соответствии с Положением об открытиях, изобретениях и рационализаторских предложениях Комитет по делам изобретений и открытий при Совете Министров СССР установил, что граждане Союза Советских Социалистических Республик Ю.Ф. Макогон, Ф.А. Требин, А.А. Трофимук, Н.В. Черский, В.Г. Васильев сделали открытие, определяемое следующей формулой: «Экспериментально установлено ранее неизвестное свойство природных газов образовывать в земной коре при определенных термодинамических условиях (температура до 295К, давление до 250 атм) залежи в твердом газогидратном состоянии». Настоящее открытие зарегистрировано в Государственном реестре открытий СССР № 75 с приоритетом от 25 июля 1961 г. [238].

России принадлежит приоритет и в разработке первого в мире Мессояхского газогидратного месторождения (г. Норильск, 1970 г.) [239]. Открытие, экспериментальные и теоретические исследования, выполненные в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, послужили толчком к активному изучению природных гидратов во всем мире и созданию государственных программ освоения газогидратных ресурсов в ряде стран (США, Канада, Индия, Китай, Япония, Южная Корея).

* Научные исследования выполнены при поддержке Некоммерческой Организации «Фонд «Глобальная Энергия» в рамках 3-го (2006 г.) Общероссийского конкурса молодежных исследовательских проектов в области энергетики «Энергия молодости».

Примерно 35% территории России составляют районы распространения многолетнемерзлых пород, где термобарические условия благоприятны для образования залежей природных газогидратов. Наиболее перспективными районами поиска и освоения газогидратов являются Западная Сибирь, северное побережье Восточной Сибири (дельты рек Лена и Енисей), Западная Якутия. Обнаружены крупные газогидратные скопления в придонных отложениях Охотского и Черного морей, озера Байкал. Для оценки перспективности освоения этих залежей необходимо определить эффективность той или иной технологии разработки в зависимости от фильтрационно-емкостных и геолого-физических параметров. Поэтому создание эффективных технологий разработки газогидратных залежей в различных условиях залегания гидратосодержащих пород на основе геонавигации скважин является актуальной задачей.

4.1. МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОГИДРАТОВ

4.1.1. Природные газогидраты в пористых средах

Гидраты газов представляют собой твердые соединения (клатраты), в которых молекулы газа при определенных давлениях и температурах заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью водородной связи. Эти соединения являются нестехиометрическими (т.е. переменного состава) и описываются общей формулой $M \cdot nH_2O$, где M – молекула газа гидратообразователя, n – число, характеризующее состав и зависящее от термобарических условий. В зависимости от числа молекул воды в гидрате различают структуру I ($n = 5,75$) и структуру II ($n = 5,667$). Сравнительно недавно была открыта третья газогидратная структура – «структура N» [349]. Исторический обзор открытия и исследования этих соединений приведен в работе [26].

Основные компоненты природного газа (метан, этан, пропан, изобутан, азот, диоксид углерод, сероводород) образуют как индивидуальные, так и смешанные гидраты, в состав которых входят несколько газов-гидратообразователей. В настоящее время известно более 150 веществ, способных образовывать газовые гидраты, многие из них находят широкое практическое применение [313].

Физико-химические свойства гидратов изучались в многочисленных работах [26, 63, 82, 239, 337]. Установлено, что теплота фазового перехода гидрата зависит от давления, температуры и состава газа и может варьировать в пределах 480–540 кДж/кг [63]. Теплопроводность и теплоемкость чистого гидрата соответственно равны 0,4 Вт/(м·К) и 2700 Дж/(кг·К). Плотность гидрата слабо изменяется с давлением и примерно равняется 900–920 кг/м³.

Экспериментально изучены условия образования гидратов индивидуальных компонентов природного газа [26, 63, 237, 246, 337] и получены эмпирические формулы, позволяющие производить расчеты образования с достаточной степенью точности. В инженерной практике пользуются аппроксимацией, предложенной Г.В. Пономаревым [66]:

$$\frac{T}{T_0} = A \ln \frac{P}{P_0} + B \quad (4.1)$$

где T_0 и P_0 – некоторые характерные константы; A и B – эмпирические коэффициенты.

Влияние пористой среды на условия гидратообразования исследовалось многими авторами. Установлено, что в пористой среде температура образования гидратов ниже температуры образования гидратов со свободной водой при одинаковых давлениях [239]. На рис. 4.1 представлены экспериментальные кривые гидратообразования при различных радиусах пор среды, полученные в работе [360]. Пористая среда моделировалась силикагелем с известным средним радиусом пор.

Как следует из рисунка, радиус пор действительно влияет на температуру гидратообразования (кривая равновесия сдвигается вправо), но только при положительных температурах. При отрицательных температурах, когда в пористой среде присутствует и лед, влияние радиуса пор не сказывается. Авторы работы объясняют данное явление наличием капиллярных эффектов и поверхностного натяжения на границе газ–вода, в то время как между гидратом и льдом такие эффекты отсутствуют.

В последующих исследованиях [353] предложена математическая модель, позволяющая прогнозировать условия гидратообразования в пористой среде. Данная аналитическая методика расчета основана на термодинамической модели Ван дер Ваальса и Плату с учетом капиллярных сил и уравнения состояния газа. В выведенном уравнении пористая среда задавалась двумя параметрами: логарифмически нормальным распределением размеров пор и общим объемом пор. Сопоставление теоретических и экспериментальных результатов показало их хорошее согласование.

Отдельно следует отметить работу [357], где описано изучение условий гидратообразования в образцах отложений Адриатического моря. После ряда экспериментов обнаружено, что при среднем радиусе пор более 600 Е ($1\text{Е} = 10^{-10}\text{ м}$) пористая среда практически не влияет на равновесные кривые (рис. 4.2). Данный вывод подтвержден теоретически по приближенному уравнению Кельвина-Клайперона.

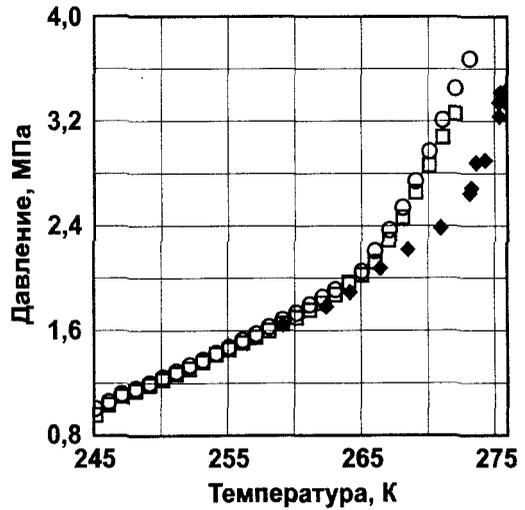


Рис. 4.1. Равновесные кривые гидратообразования в пористых средах:

- — радиус пор 7,5 нм, ○ — 5 нм,
- ◆ — свободный объем. Согласно [360]

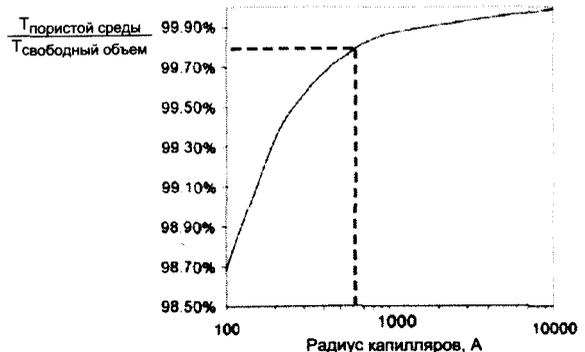


Рис. 4.2. Влияние радиуса капилляров на равновесную температуру гидратообразования

Помимо радиуса пор значительное влияние на равновесные кривые оказывает соленость поровой воды. Наиболее представительные сведения о данном эффекте получены в работах [271, 355], где описаны эксперименты с дистиллированной водой и раствором NaCl. Результаты экспериментов по образованию гидратов в пористой среде сведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

	Эксперимент №1 (Дистиллированная вода)	Эксперимент №2 (Дистиллированная вода)	Эксперимент №3 (соленый раствор)	Эксперимент №4 (соленый раствор)
Время достижения равновесных условий (мин)	5792,0	9328,5	4028,0	3775,2
Доля газа, перешедшего в гидрат (%)	22,5	25,4	36,8	32,0
Равновесные p, T условия (МПа/ $^{\circ}$ С)	5,88/7,85	6,20/8,75	9,35/11.64	7,9/9,8

Из представленной таблицы вытекают следующие выводы:

- 1) Наличие соленой воды в пористой среде увеличивает равновесное давление гидратообразования по сравнению с давлением для чистой воды.
- 2) Образование гидратов в пористой среде при наличии соленой воды происходит намного быстрее, чем в присутствии дистиллированной.
- 3) Количество газа, перешедшего в гидрат из соленого раствора, превышает количество газа при образовании гидрата из дистиллированной воды.

Изучением влияния литологического состава пористой среды на условия гидратообразования длительное время занимаются Чувилин Е.М., Перлова Е.В., Дубняк Д.В. (МГУ им. Ломоносова). Перечисленными авторами проведены экспериментальные исследования по искусственному гидратонасыщению и изучению p, T -условий существования гидратов метана в супесях, суглинках и глинах [279]. Продемонстрировано, что литологический состав породы действительно влияет на равновесные условия гидратообразования.

При расчете теплоемкости и теплопроводности гидратонасыщенных сред допускается использовать аддитивную схему с учетом составляющих компонентов [63]. В работе [344] на основе экспериментальных работ выведена другая формула расчета теплопроводности гидратосодержащей породы:

$$\lambda = \left(\sqrt{S_H} + \sqrt{S_w} \right) (\lambda_{sw} - \lambda_{sd}) + \lambda_{sd}, \quad (4.2)$$

где S_H, S_w – насыщенность породы соответственно гидратом и водой; λ_{sw} – теплопроводность водонасыщенной породы; λ_{sd} – теплопроводность сухой породы.

Однако теоретическое обоснование представленной формулы авторами не предложено.

Проницаемость пористых сред, насыщенных гидратами, наиболее подробно изучались А.С. Схаляхо и А.Ф. Безносиковым. Так, в работах [15, 95, 96] описаны экспери-

ментальные исследования проницаемости для газа при фильтрации через гидратонасыщенные пористые среды. На рисунке 4.3 представлены результаты этих исследований.

Фильтрационные свойства гидратонасыщенных пород по воде изучались В.А. Ненаховым. В результате получены выводы, из которых следует, что фильтрация воды через гидратонасыщенные среды характеризуется «кажущимся» градиентом давления и может быть описана как фильтрация вязкопластического тела.

Предложено несколько аналитических подходов к оценке степени ухудшения проницаемости с ростом гидратонасыщенности. На основе классической формулы Козени, связывающей изменение пористости с проницаемостью, получены зависимости между абсолютной проницаемостью и насыщенностью пор гидратами [268]:

$$k(v) = k_0 \frac{m'^3}{(1 - m'^2)}, \quad m' = m(1 - v) \quad (4.3)$$

и проницаемостью для газа от гидратонасыщенности (в предположении, что вода неподвижна)

$$k_g \approx k_0 m^3 S_g^3 (1 - v)^3, \quad (4.4)$$

где m – пористость, k_0 – абсолютная проницаемость (без гидрата), k_g – относительная проницаемость по газу, S_g – газонасыщенность, v – гидратонасыщенность.

В последнее время наибольшее распространение получил подход, согласно которому зависимость между абсолютной проницаемостью и гидратонасыщенностью принимают в виде степенной зависимости (рис. 4.4):

$$k(v) = k_0 (1 - v)^N, \quad (4.5)$$

где k_0 – абсолютная естественная проницаемость пласта (проницаемость при отсутствии гидратов), k – показатель степени.

С целью определения диапазона изменения коэффициента k для реальных пористых сред проведены эксперимен-

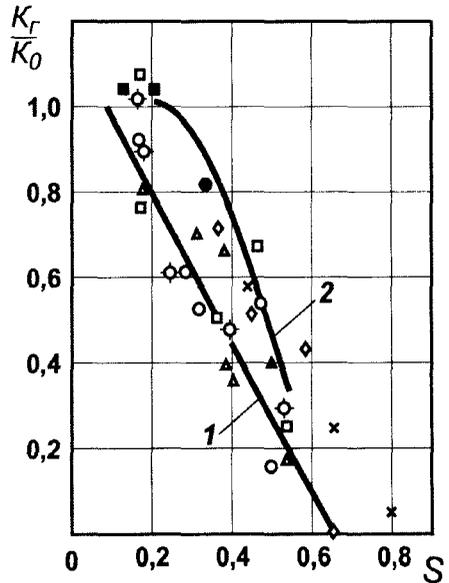


Рис. 4.3. Зависимость относительной фазовой проницаемости для газа K_r/K_0 от насыщенности пористой среды неподвижной водогидратной фазой (1) и водой (2)



Рис. 4.4. Зависимость абсолютной проницаемости породы от гидратонасыщенности согласно формуле (4.5)

Образец	Коэффициент N в уравнении (4.5)
Песчаник Тоуоуга (Южно-Корейское море)	9,8
Песчаник № 7 (Нанкай, Япония)	5,7
Песчаник №8 (Нанкай, Япония)	2,6
Керн месторождения Маллик (Канада)	2,5

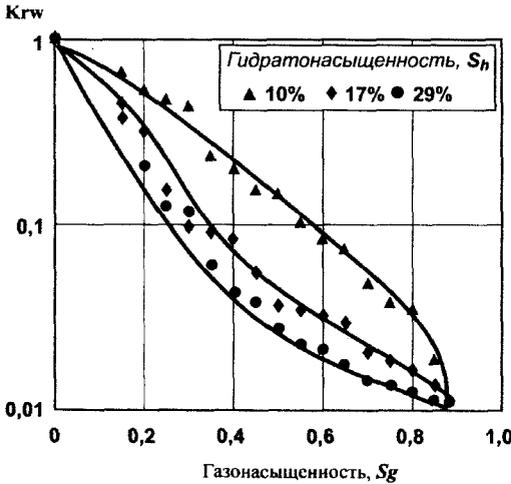


Рис. 4.5. Фазовая проницаемость по воде K_{rw} в присутствии газа S_g и гидрата $S_h = 10, 17, 29\%$. Согласно [324]

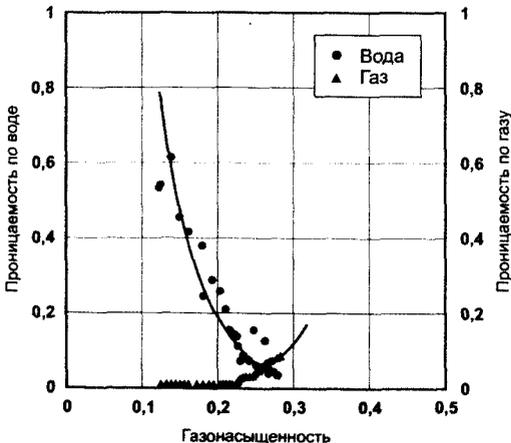


Рис. 4.6. Кривые относительных фазовых проницаемостей газ-вода при гидратонасыщенности $S_h = 15\%$. Согласно [288]

тальные исследования [340]. Проницаемость измеряли на четырех образцах кернов гидратных месторождений. Результаты сведены в таблицу 4.2.

Тем не менее, авторами этих исследований отмечено, что зависимость проницаемости среды в виде уравнения (4.5) подтверждается только качественно, так как при небольшой гидратонасыщенности проницаемость становится намного ниже, чем следует из данного уравнения. Разница в коэффициентах k , как полагают авторы, является следствием различного распределения размеров пор в исследуемых образцах.

В указанных выше работах изучалась однофазная фильтрация, в то время как для практических целей освоения гидратных месторождений необходимо исследовать относительные проницаемости при насыщении пористой среды тремя фазами: твердой (гидрат), жидкой и газовой. Изучение данной проблемы началось относительно недавно, 2–3 года назад. Первые результаты получены в Университете Аляски, где исследовали с помощью специально сконструированной установки фильтрацию воды в керне, насыщенном синтетическим (искусственно созданным) гидратом, водой и газом. Результаты этих экспериментов представлены на рисунке 4.5.

Наибольших успехов в изучении двухфазной фильтрации достигли южнокорейские ученые, которым удалось из-

мерить относительные фазовые проницаемости в системе «газ–вода». На рисунке 4.6 представлена типичная экспериментальная кривая относительных фазовых проницаемостей газ–вода в присутствии гидратов. При снижении гидратонасыщенности проницаемости увеличиваются как для газа, так и воды. Также замечено, что по мере увеличения гидратонасыщенности кривая проницаемости для воды смещается влево (рис. 4.7). Таким образом, наличие гидрата не только уменьшает фазовые проницаемости для воды и газа количественно, но и влияет на концевые точки кривой по воде.

Приведенные выше относительные фазовые проницаемости получены пока в узком диапазоне изменения гидрато- (от 7 до 15%) и газонасыщенности.

Еще одно явление, на наш взгляд, значительно влияет на процессы разработки газогидратных залежей. Практически во всех работах по разложению и образованию гидратов в пористой среде исследователи отмечают гистерезис (или эффект «самоконсервации» согласно работе [243]). На рисунке 4.8 показаны кривые разложения и образования гидратов в пористой среде.

Из представленных кривых следует, что инициировать разложение гидратов возможно только превышением равновесных условий гидратообразования. В реальности это означает, что для вызова притока газа из гидратного пласта требуются более высокие депрессии и температуры. Однако для учета этого явления при моделировании требуются дальнейшие лабораторные исследования.

4.1.2. Классификация месторождений природных газогидратов

Часть литосферы и гидросферы, которая имеет термобарический и геохимический режим, соответствующий условиям стабильного существования гидратов газа определенного состава, называется зоной стабильности гидратов (ЗСГ).

Как правило, скопления газовых гидратов на суше, в пределах материков и островов приурочены к зонам вечной мерзлоты, где в результате длительного охлаждения создаются ниже по разрезу необходимые термобарические условия гидратообразования. В акваториях верхняя граница существования гидратов независимо от состава газа находится у поверхности дна, а нижняя – на уровне 600–800 м от поверхности дна

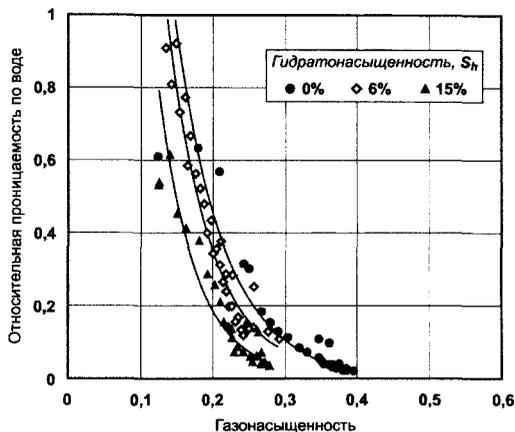


Рис. 4.7. Относительная проницаемость по воде в зависимости от гидратонасыщенности (S_h). Согласно [288]

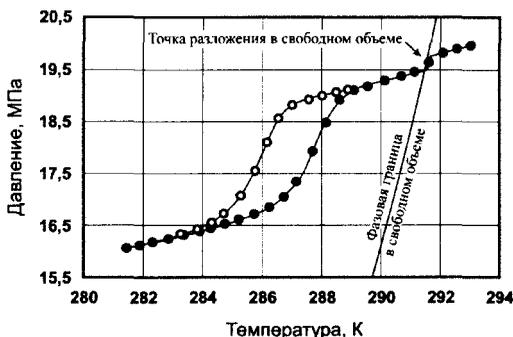


Рис. 4.8. Гистерезис между образованием (точки (o)) и диссоциацией (●) гидратов в пористой среде

при глубинах моря более 5 км. Учитывая тот факт, что температура морей и океанов на глубинах 400–600 м постоянна и равна 5°C, то газогидратные залежи образуются уже на глубинах 200 м (приполярный шельф) и 500–700 м (экваториальные воды). Поэтому вполне естественно, что гидраты распространены в Мировом океане более широко, чем на суше. Таким образом, можно разделять залежи природных газовых гидратов *по географическому принципу*: континентальные залежи природных гидратов и субмаринные (т.е. в Мировом океане) залежи.

Как известно, газовый гидрат в пористых средах может сосуществовать с газом, водой, а также со льдом. Поэтому газогидратные месторождения по *фазовому состоянию поровых флюидов* (цитируется по [82]) можно разделить на следующие группы:

- 1) газогидратные породы, в которых минеральные частицы, органика и газ выполняют роль включений в массивном газогидратном пласте;
- 2) газ-газогидратные породы, в поровом пространстве которых отсутствует свободная вода и содержатся только газ и газовые гидраты;
- 3) водо-газогидратные породы, в поровом пространстве которых отсутствует свободный газ и присутствуют только вода и газовые гидраты;
- 4) водо-газ-газогидратные породы, в поровом пространстве которых содержатся вода, газ и газовые гидраты;
- 5) лед-газогидратные породы, в поровом пространстве которых отсутствуют свободная вода и газ, а содержатся лед, газовые гидраты и свободный газ;
- 6) лед-газ-газогидратные породы, в поровом пространстве которых отсутствует свободная вода и содержатся лед, газовые гидраты и свободный газ;
- 7) лед-водо-газогидратные породы, в поровом пространстве которых отсутствует свободный газ, но присутствуют лед, свободная вода (рассол) и газовые гидраты;
- 8) лед-водо-газ-газогидратные породы, в поровом пространстве которых присутствуют лед, свободная вода и газ, а также газовые гидраты.

Другими критериями разделения газогидратных залежей по типу может служить *геолого-физические особенности* залегания гидратонасыщенных пород. Так, в работе [343] все гидросодержащие пласты разделены на 3 класса (рис. 4.9). К первому классу относятся гидратосодержащие пласты, подстилаемые пропластком свободного газа. В этом случае подошва гидратного пропластка совпадает с равновесной линией гидратообразования. Наиболее показательным примером является Мессояхское месторождение. Данный класс месторождений наиболее перспективен с позиции освоения и возможной разработки, так как условия залегания близки к равновесным, что не по-

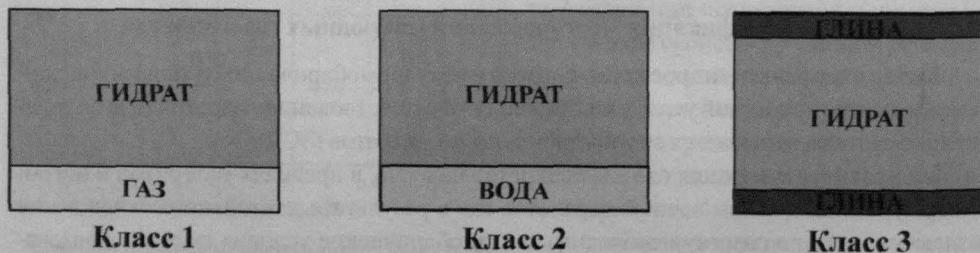


Рис. 4.9. Типы залежей природных газовых гидратов согласно классификации по геолого-физическим особенностям залегания гидратов [343]

требует значительных депрессий или температур для разложения гидратов. Ко второму классу принадлежат пласты, подстилаемые водоносным пропластком. И, наконец, третий класс месторождений состоит только из гидратных пропластков. Как правило, месторождения второго и третьего классов находятся внутри зоны стабильности гидратов и имеют температуру, существенно меньшую, чем равновесная температура при данном давлении.

Классификация, предложенная Макогоном Ю.Ф. в работе [337], основывается на *термобарических условиях залегания газовых гидратов*. Принцип деления газогидратных залежей продемонстрирован на рисунке 4.10. Различают гидратные месторождения в толще вечномерзлых пород, переохлажденные залежи, находящиеся на низких глубинах, а также высокотемпературные залежи, прилегающие к нижней границе ЗСГ.

Классификация газогидратных залежей по *генетическому* принципу предложена в работе [359]. Согласно данной классификации выделяют три типа месторождений газовых гидратов:

1. *Субмаринные газогидратные залежи*. Главным механизмом образования таких залежей является интенсивная генерация биохимического метана и его миграция в зону

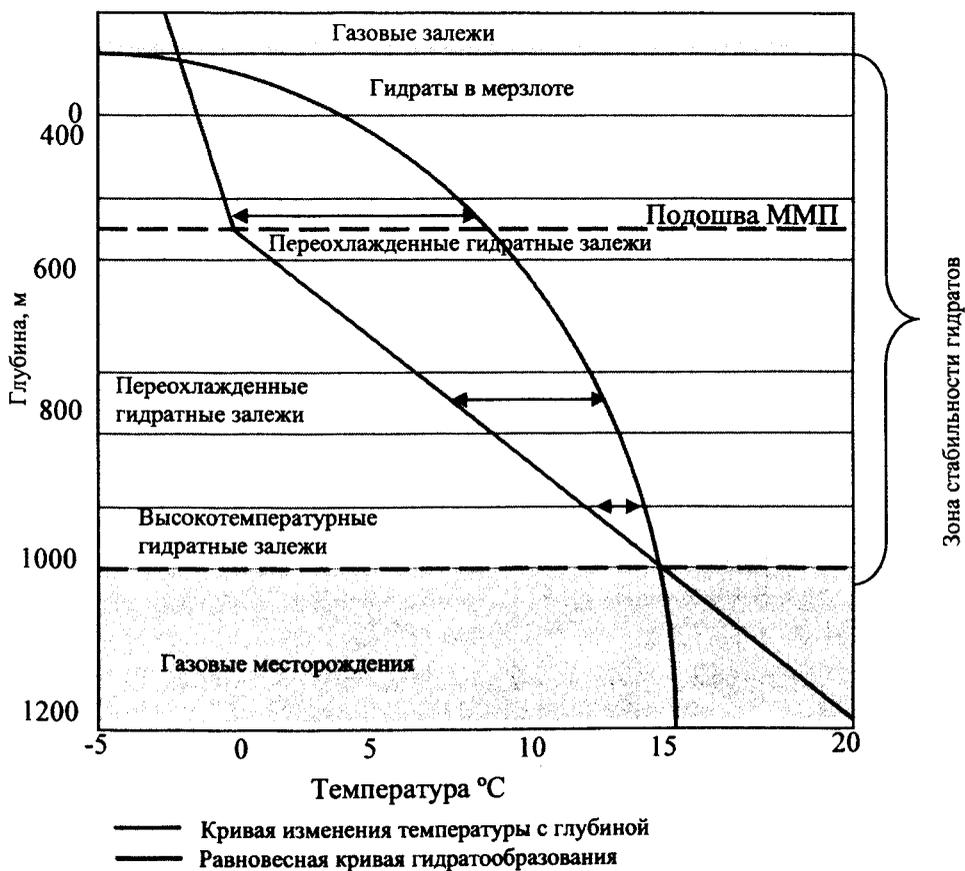


Рис. 4.10. Условия залегания месторождений природных гидратов. Согласно [337]

стабильности гидратов. Поэтому, как правило, субмаринные гидратные залежи биохимического происхождения приурочены к акваториям с максимальным содержанием органического материала и сильной бактериальной активностью. Таким требованиям отвечают теплые экваториальные воды. Гидратные залежи термогенного происхождения образуются в зонах выхода глубинных газов на дно моря (разломы, грязевые вулканы и т.д.).

2. *Континентальные стабильные гидратные месторождения* образуются на континентах и островах в интервале стабильности газовых гидратов. Материалом для образования таких залежей может служить как биохимический газ, так и газ термогенного происхождения из нижележащих традиционных залежей нефти и газа. Другим механизмом образования континентальных залежей может быть превращение обычного газового месторождения в гидратное вследствие изменения термобарических условий по разрезу (в результате глобального похолодания и т.д.).

3. *Континентальные метастабильные газогидратные залежи*. Под этим классом месторождений понимаются скопления так называемых «реликтовых» гидратов, образовавшиеся в процессе «самоконсервации» и способные существовать вне зоны стабильности гидратов. Под зоной метастабильности гидратов понимается вся мощность многолетнемерзлых пород от подошвы слоя сезонного оттаивания до подошвы мерзлой толщи, где температура массива не превышает температуры оттаивания грунтов.

Несмотря на некоторые успехи в лабораторном изучении таких гидратных структур, в природе месторождения подобного типа пока еще не открыты, что связано с невозможностью выделения геофизическими методами гидратов в зоне вечной мерзлоты (электрические свойства гидратов и льда практически идентичны).

К настоящему времени газогидраты, по данным геофизических исследований, обнаружены в 100 районах, расположенных вдоль восточного и западного побережий Северной и Южной Америки и Евроазиатского континента, в частности Австралии, Индии, Японии, под Черным, Каспийским и Средиземным морями, озером Байкал и др. В 20 из них образцы гидрата были извлечены на поверхность. По всему миру открыто более 300 газогидратных месторождений.

Согласно последним сведениям [335, 336] в скоплениях газовых гидратов содержится примерно 20 000 трлн. м³ метана. Примерно 98% метана находится в отложениях под морским дном. Общее содержание газа в гидратах на два порядка превышает суммарный объем газа в традиционных месторождениях, оцениваемых в 250 трлн. м³. В России газогидратные месторождения обладают наибольшим потенциалом по сравнению с другими нетрадиционными источниками газа.

4.1.3. Геолого-физические характеристики открытых газогидратных месторождений

Наиболее известный в мире пример залегания большого количества газогидратов в недрах – Мессояжское газоконденсатное месторождение. Анализом разработки этого месторождения занимались многие исследователи: М.Х. Сапир, А.Ф. Безносиков, Р.С. Богатыренко, Г.Д. Гинсбург, Ю.Ф. Макогон, Н.В. Черский и др. Опубликовано более 130 научных работ.

Мессояхское месторождение расположено на северо-востоке Западной Сибири в Енисейско-Хатангском прогибе в 250 км западнее г. Норильска. В строении осадочно-го чехла в районе месторождения принимают участие морские, терригенные, лагунно-озерные отложения мезозойского, кайнозойского и четвертичного возрастов. Месторождение приурочено к регионально газоносному альб-сеноманскому ярусу (покурская свита в районе месторождения распадается на яковлевскую, долганскую и дорожковскую). Продуктивные песчано-глинистые отложения долганской свиты перекрываются глинистыми отложениями дорожковской свиты.

Мессояхская структура имеет размеры 12,5×19 км по кровле долганской свиты альб-сеноманского возраста и амплитуду 84 м. Промышленная газоносность связана с сеноманскими отложениями верхнего мела. Продуктивная часть разреза представлена толщей песков, слабосцементированных песчаников с прослоями алевроитов и глин. Этаж газоносности равен 76 м, глубина газовой контактной зоны составляет 850 м.

Емкостные и фильтрационные свойства существенно изменяются по разрезу и площади. По лабораторным исследованиям и данным исследований скважин коэффициент открытой пористости составляет 16–38 % (средняя – 25%), остаточная водонасыщенность – в пределах 29–50% (средняя – 40%), коэффициент проницаемости – 1–1000 мД (в среднем 300 мД) [239].

В разрезе залежи выделяется три продуктивных пласта, залегающих на глубинах приблизительно 807–827 м, 827–857 и 857–885 м. Мощность многолетнемерзлых пород составляет от 420 до 480 м. Геотермический градиент в интервале ММП равен 1°С/100 м, в подмерзлотной зоне – 3,4°С/100 м, а в продуктивном разрезе – 4,75°С/100 м [240]. Пластовая температура на уровне кровли составляет 8,4–8,8°С, на уровне ГВК – 11,5–11,8°С, равновесная температура гидратообразования – 10°С, давление на начало промышленной разработки – 7,5 МПа.

Исходя из соответствующих термобарических условий, слабой отрицательной аномалии кривой ПС, глубоких каверн, низких значений вторичной гамма-активности, в верхней части продуктивного коллектора предполагают существование природных гидратов [241]. Коэффициент гидратонасыщенности по данным геофизических исследований ориентировочно составляет 20–50% (среднее – 35%). Другим признаком наличия гидратов, как полагают, является история разработки самого месторождения.

Другим известным гидратоносным районом является Северный Склон Аляски (США), где существование природных гидратов подтверждено бурением разведочной скважины ARCI /Еххон 2 Northwest Eileen State в 1972 году на месторождении Прудобей. Проведенные геофизические измерения и изучение поднятых кернов выявили наличие трех гидратосодержащих залежей. В районе широко распространены многолетнемерзлые породы толщиной от 400 до 700 м. Геометрический градиент в пределах многолетнемерзлой породы составляет 1,9 град/100 м, в подмерзлотной части – 3,2 град/100 м [315]. Минерализация поровых вод в пределах первой тысячи метров разреза не превышает 20 г/л. Воды практически пресные. Распределение порового давления по разрезу близко к гидростатическому и составляет около 9,8 кПа/м. Состав газа из газопроявлений верхней толщи осадочного разреза преимущественно метановый (более 99%). Зона стабильности гидратов достигает 1000 м [301].

Дальнейшие исследования (переинтерпретация материалов ГИС) по данному месторождению показали, что 50 эксплуатационных скважин вскрыли газогидратные пласты. Согласно оценкам автора работы [298] на месторождениях Прудо Бей – Купарук Ривер выделяется шесть гидратонасыщенных пластов: четыре находятся в гидродинамическом контакте с нижележащим свободным газом (рис. 4.11). Гидратонасыщенность по отдельным пропласткам достигает 85%, пористость 35–42%. Пласт С на площади Эйлин имеет проницаемость 1000 мД, пористость 0,36, мощность 17,2 м (от –722,8 метров до –740 м), насыщенность гидратами 71%. Температура гидратообразования составляет 10,4 градусов, а давление –7,25 МПа. Запасы газа, заключенного в гидратах составляет 1,0–1,2 трлн. м³, что практически в два раза превышает запасы газа в свободном состоянии на месторождении Прудо Бей [297].

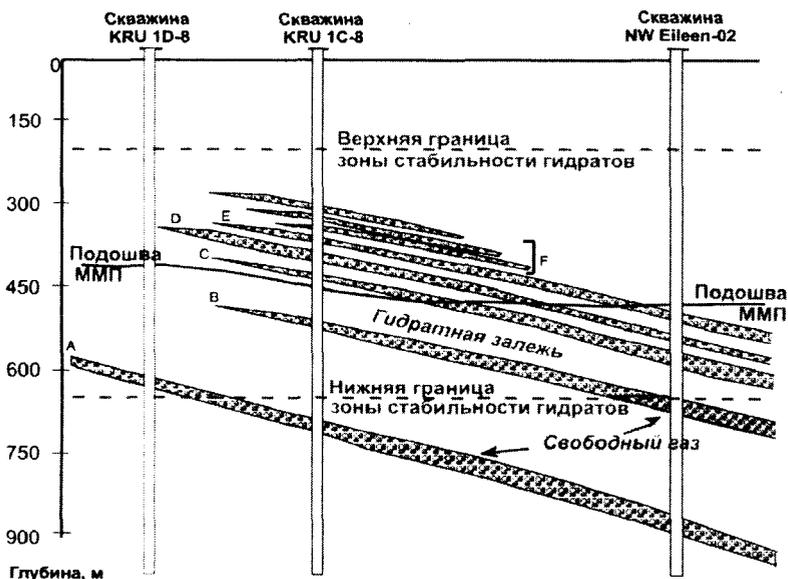


Рис. 4.11. Геологический разрез района месторождений Прудо Бей – Купарук Ривер

Наиболее изученным и доказанным гидратным месторождением является месторождение Маллик, расположенное на северо-западе Канады в дельте реки Макензи. Существование природных гидратов подтверждено бурением исследовательской скважины в 1998 году и трех скважин в 2002 году. Успешно проведены промысловые эксперименты по добыче газа из гидратонасыщенных интервалов. Есть все основания полагать, что оно является характерным типом континентальных гидратных месторождений, которые будут открыты в дальнейшем.

На рисунке 4.12 представлен термобарический разрез данного месторождения, где выделяются три гидратосодержащих пласта (А, В, С) общей мощностью 130 м в интервале 890–1108 м. Зона вечной мерзлоты имеет мощность порядка 610 м, а зона стабильности гидрата простирается от 225 до 1100 метров. Равновесная температура, соответствующая нижней границе зоны стабильности гидратов, составляет 12,2°C.

Пласт А находится в интервале от 892 до 930 м, где отдельно выделяется гидратонасыщенный пропласток песчаника (907–930 м). По данным геофизики насыщенность гидратом варьирует от 50 до 85%, остальное поровое пространство занято водой. Пористость составляет 32–38%. Верхняя часть пласта А состоит из песчаного алевролита и тонких прослоев песчаника с гидратонасыщенностью 40–75%. Визуальный осмотр поднятых на поверхность кернов выявил, что гидрат в основном занимает межзеренное поровое пространство. Данный интервал является самым холодным (разница между равновесной температурой гидратообразования и пластовой температурой превышает 4°C).

Гидратный пласт В (942–992 м) состоит из нескольких песчаных пропластков толщиной 5–10 м, разделенных тонкими прослоями (0,5–1 м) свободных от гидратов глин. Насыщенность гидратами варьирует в широких пределах от 40 до 80%. Пористость изменяется от 30 до 40%. Широкий предел изменения пористости и гидратонасыщенности объясняется слоистым строением пласта. Гидратный пласт В подстилается водоносным пропластком мощностью 10 м.

Пласт С (1070–1107 м) состоит из двух пропластков с насыщенностью гидратами в пределах 80–90% и находится в условиях, близких к равновесным. Подошва пласта С совпадает с нижней границей зоны стабильности гидратов. Пористость интервала составляет 30–40%. Ниже зоны стабильности гидратов отмечается переходная зона газ–вода мощностью 1,4 м. После переходной зоны следует водоносный пласт мощностью 15 м.

Сравнительные характеристики газогидратных месторождений сведены в таблицу 4.3.

Основные направления поиска газовых гидратов в России сейчас сосредоточены в Охотском море и озере Байкал [264]. Однако наибольшие перспективы обнаружения газогидратных залежей с промышленными запасами связаны с северо-восточным районом Западной Сибири, где с благоприятными для гидратообразования условиями в регионально продуктивных сеноманских отложениях расположены площади с доказанной результатами испытаний газоносностью: Пеляткинская, Гыданская, Утренняя [3].

Диапазон распространения газогидратных скоплений не ограничивается только сеноманским комплексом. Так, геологические материалы Западно- и Восточно-Мессояхских месторождений позволяют сделать вывод о возможности существования газогидратов в газовых залежах газалинской пачки кузнецовской свиты, залегающей выше сеноманских отложений и имеющей более благоприятные термобарические условия для гидратообразования [2].

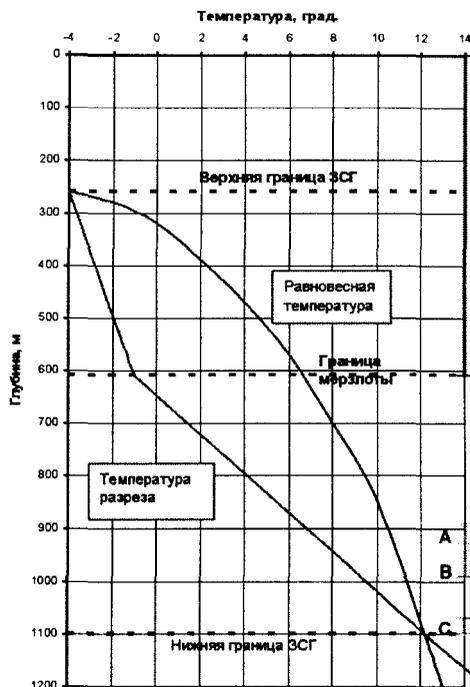


Рис. 4.12. Термобарический разрез месторождения Маллик [304]

Таблица 4.3

Параметры	Мессояхское месторождение, Западная Сибирь, Россия	Район Прудо-Бей и Купарук Ривер, Аляска, США	Месторождение Маллик, Северо-Запад Канады
Глубина зоны стабильности гидратов	до 800 м	до 1000 м	до 1100 м
Глубина зоны многолетнемерзлых пород	420–480 м	400–700	до 640 м
Мощность гидратонасыщенных осадков	≈ 20 м	≈ 17 м	110 м
Насыщенность гидратами	20–50%(в среднем 35%)	до 75%	до 80–85%
Равновесная температура гидратообразования	10°С	10,4 °С	13,4 °С
Начальное пластовое давление	7,5 МПа	7,25 МПа	10,8 МПа
Пористость	16–38%	35–42%	32–45%
Проницаемость	10–1000 мД	до 1000 мД	100–1000 мД
Литология	Слабосцементированные песчаники с прослоями глин и алевроитов	Крупнозернистый песчаник	Песчаник с прослоями глин

Эти месторождения являются сложными, имеют многочисленные тектонические нарушения. В их пределах выявлены нефтегазовые залежи в сеномане. Нижняя граница зоны стабильности газогидратов находится на глубине приблизительно 715 м, т.е. верхняя часть газсалинской пачки (а в некоторых районах и вся пачка) находится в термобарических условиях, благоприятных для существования газогидратов.

Опробование скважин в предполагаемом интервале залегания газогидратов результатов не дало (кроме скважины №18, где получен приток газа непромышленного значения – 12 000 м³/сут), хотя по каротажу данный интервал характеризуется как продуктивный, что можно объяснить снижением проницаемости пород из-за наличия газогидратов в пористой среде. В пользу возможного существования гидратов говорит и тот факт, что газсалинская пачка является продуктивной на других рядом расположенных месторождениях (Заполярное, Южно-Русское, Харампурское, Тэрельское, Фестивальное, Ново-Часельское).

Поэтому необходимо бурить разведочную скважину с отбором керна. В случае положительных результатов будет открыта газогидратная залежь с запасами около 500 млрд. м³.

4.1.4. Геонавигационные технологии разработки газогидратных залежей

Существует два основных метода добычи гидрата: *подъем гидрата без его разложения на поверхность* с помощью различных механических средств и *разложение гидрата непосредственно в пласте* с последующим отбором выделившегося газа традиционными средствами. Первый метод добычи пригоден для гидратных залежей, расположенных в акваториях, и в приуроченных к ним осадочных породах, где цементом является гидрат. Разложение гидратов может вызвать нарушение устойчивости придонных отложений на континентальных склонах. Такой оползень может привести к уничтожению добывающей платформы и устьев морских скважин [285]. Поэтому извлекать газ из скоплений гидратов в субмаринных условиях целесообразно только механическими методами.

Основными способами разложить гидрат на газ и воду непосредственно в пласте являются: понижение давления ниже равновесного, тепловое воздействие, комбинация теплового и депрессионного методов, и закачка ингибиторов (рис. 4.13). Также предлагаются методы электромагнитного и акустического воздействия [261, 262, 323]. Наиболее экономичной технологией разработки гидратных месторождений с точки зрения энергетических затрат является понижение пластового давления ниже равновесного с последующим отбором свободного газа. Как полагают некоторые авторы, подобная схема разработки была реализована на Мессояхском газ-газогидратном месторождении [19, 72, 239, 242].

Согласно [242] разработку Мессояхского месторождения можно условно разделить на пять периодов (рис. 4.14). В период 1969–1971 гг. пластовое давление не снижалось ниже равновесного значения. Месторождение эксплуатировалось при газовом режиме.

Дальнейший отбор газа из месторождения – второй период (1971–1975 гг.). Пластовое давление в этом периоде разработки превышает проектное, причем величина превышения фактического пластового давления над проектным возрастает со снижением давления. Этот факт объясняется интенсификацией разложения гидрата.

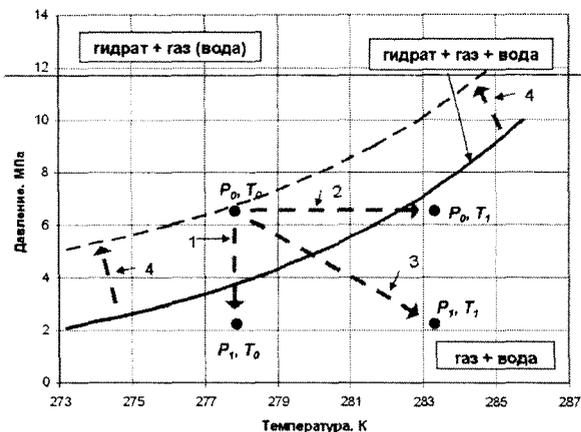


Рис. 4.13. Схематичное представление методов добычи газа из гидратов:

1 — метод понижения давления; 2 — тепловой метод; 3 — комбинированный метод; 4 — воздействие ингибиторами



Рис. 4.14. Динамика показателей разработки Мессояхского месторождения

в результате разложения гидратов при снижении пластового давления ниже равновесного. Среднепластовое давление за 30 лет разработки понизилось с 7,8 МПа до 6,2. При отсутствии гидрата, согласно проекту разработки, пластовое давление должно было понизиться до 4 МПа.

За рубежом подобную схему разработки рассматривают как наиболее перспективную. В работе [320] решалась задача добычи газа из газ-газогидратного пласта за счет отбора газа из газовой части. С этой целью использовали трехмерную и однофазную (т.е. не учитывали наличие воды) численную модель. В результате расчетов получены следующие выводы:

- 1) за 1000 суток разработки доля добытого из гидрата газа достигла 30%;
- 2) аккумулированного в залежи тепла и теплового потока с кровли и подошвы достаточно для устойчивого разложения гидратов;

Третий период (1976–1977 гг.) характеризуется тем, что объем отбираемого газа равен объему газа, выделившегося из гидрата. В период 1978–1981 гг. месторождение перевели в консервацию, продолжавшуюся около четырех лет. Вследствие того, что пластовое давление к периоду консервации было ниже равновесного, гидрат интенсивно разлагался в газогидратной части месторождения. Пластовое давление в период консервации возрастало, а достигнув величины равновесного давления для пластовой температуры, стабилизировалось.

С 1982 года отбор газа из месторождения не превышал 400 млн. м³/год и пластовое давление оставалось практически постоянным (линия DEF на рис. 4.13). Объем газа, отбирившегося из залежи, примерно соответствовал объему газа, поступившего за счет разложения гидрата.

Утверждается [241], что на 1 января 2001 г. суммарный отбор газа из месторождения составил 11,6 млрд. м³, из которых 5,7 млрд. м³ поступило в результате

3) при разложении гидратов пластовое давление падает медленнее, чем при газовом режиме.

Однако в силу принятых допущений (не учитывалось выделение воды из гидратов, принятие резкого и равномерного фронта разложения гидратов и др.) данные результаты нельзя рассматривать как достоверные.

Схема разработки гидратной залежи путем отбора подстилающего свободного газа детальнее изучена в работе [294]: показана принципиальная возможность разработки гидратной залежи таким способом, однако отмечается возможность образования льда. Вклад гидратов в суммарную добычу газа может составить от 15 до 25%. Как и в предыдущих работах главным недостатком является упрощенное представление скважины, т.е. не учитывались двухфазный характер и неизотермичность течения в призабойной зоне.

Более поздние теоретические работы [19, 70, 72, 244, 288] показали, что при определенном соотношении запасов в газовой и гидратной частях месторождения разработка таких залежей за счет отбора свободного газа вполне реальна.

В работе [322] рассмотрен метод разработки газогидратного месторождения понижением давления за счет создания гидравлических трещин. Предлагается создавать в скважине протяженную трещину, что позволит увеличить приток газа к скважине. Рассмотрено влияние различных факторов на производительность системы трещина-скважина, таких как пористость, проницаемость и забойное давление. Отмечается, что вследствие эндотермического характера разложения гидратов (т.е. с поглощением тепла) в пористой среде будет образовываться лед, поэтому добыча будет зависеть от степени снижения проницаемости пористой среды при температурах ниже нуля. Рекомендуется создавать трещины большой протяженности и держать как можно низкое забойное давление (практически равное атмосферному).

Возможности метода понижения изучались в работах [30, 81, 296, 351], рассматривающих плоско-радиальные задачи притока к вертикальной скважине, работающей с постоянным дебитом. Однако вследствие принятых допущений результаты этих работ нельзя считать правдоподобными.

Однако подавляющее большинство предложенных способов разработки основывается на тепловом воздействии на гидратный пласт. В основном обсуждаются две схемы подвода тепла. Первая схема предполагает подвод тепла непосредственно к забою скважины с помощью забойных нагревателей [20], циркуляции пара [292] и воды [319], а также забойного электромагнитного излучателя [244].

Вторая схема подвода тепла основана на опыте разработки нефтяных месторождений закачкой горячей воды. Рассматривались варианты закачки воды по обычной пятиточечной схеме разработки непосредственно в гидратный пласт [338], под подошву гидратного пласта [12, 64], в трещину, связывающую нагнетательную и добывающую скважины [339].

Более детальные результаты исследований тепловых методов приведены в работах [12, 280, 281, 338, 354], где на основе созданных математических продуктов по моделированию газогидратных месторождений рассмотрены различные сценарии теплового воздействия. Исследовано влияние различных параметров на показатели разработки газогидратной залежи, получены количественные оценки, предложен и запатентован ряд оригинальных методов [10, 11, 141, 159, 173, 213].

На наш взгляд, механический перенос тепловых методов разработки нефтяных месторождений на гидратные залежи вряд ли оправдан. Как известно, для разложения 1 кг гидратов необходима теплота, равная 0,5 МДж, что равносильно нагреву 1 кг однофазной нефти (при теплоемкости 2,3 кДж/кг·град) на 217 градусов. Т.е. условно количество теплоты, необходимое для разложения гидрата, равно количеству теплоты, затрачиваемому для разработки высоковязких нефтей и битумов. Но при равенстве затрачиваемой энергии ценность продукции нефтяного и гидратных месторождений отличается кратно. С другой стороны, даже если тепловым методом растопить гидрат в пласте с гидратонасыщенностью 100%, то результирующая насыщенность по воде станет равной 79%, и только остальные 21% будет занимать газ. Естественно полагать, что большая часть газа останется заземленной водой, а дебиты по газу будут невелики.

Кроме этого, практически все газогидратные месторождения приурочены к районам распространения многолетнемерзлых пород или шельфу моря, где методы закачки горячей воды неприемлемы из-за опасности интерференции закачиваемого агента с зоной ММП и высокой стоимости подготовки теплоносителя в арктических условиях. Поэтому трудно ожидать, что масштабные тепловые методы воздействия на газогидратный пласт, заключающиеся в вводе энергии с земной поверхности (закачка горячей воды, пара, газа), окажутся рентабельными в ближайшей перспективе.

Таким образом, разработка газогидратных залежей тепловыми способами оправдана только тогда, когда используемый теплоноситель достаточно дешев и имеется в больших объемах на месте добычи газа. На кафедре разработки и эксплуатации газо-

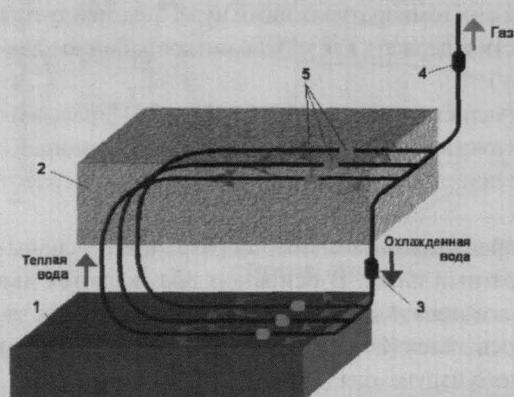


Рис. 4.15. Схема разработки гидратной залежи путем закачки термальных вод:

- 1 – термальные воды; 2 – газогидратная залежь; 3 – насос; 4 – сепаратор; 5 – пакер

вых и газоконденсатных месторождений и в лаборатории Геонавигации и интеллектуальных скважинных систем РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина предложен ряд тепловых способов разработки газогидратных залежей, удовлетворяющих такому требованию [25, 175, 217, 328–331]. Согласно работе [11] в качестве дешевого теплоносителя предлагается использовать термальные воды нижележащих горизонтов. Термальная вода закачивается в вышележащий гидратный пласт через систему скважин специальной конфигурации (рис. 4.15). Термогидродинамические расчеты данного метода разработки проведены в работе [253].

Согласно работе [300] газогидратные пласты могут находиться и в контакте с пластами тяжелых нефтей и битумов. запатентован способ термической разработки газовых гидратов, когда в нефтяной части залежи осуществляется обычное внутрипластовое влажное горение, а за счет тепла, поступающего в кровлю, разлагаются газогидраты [213]. Технологическая схема реализации этого метода представлена на рисунке 4.16.

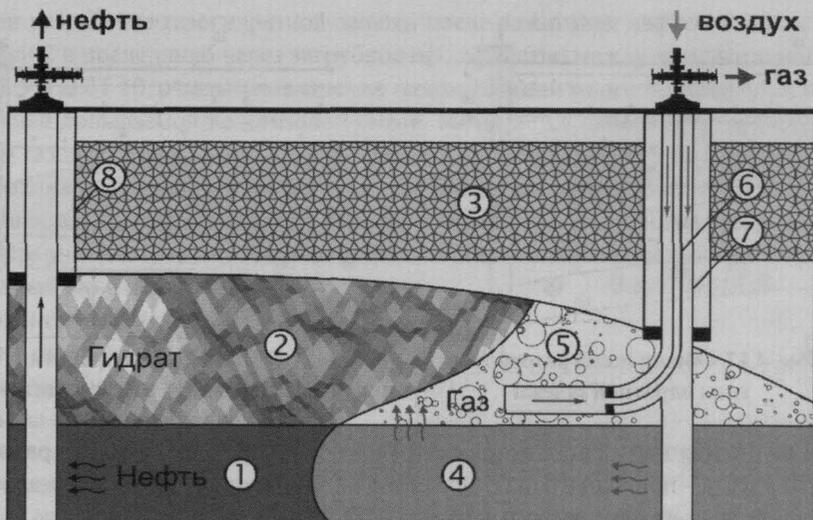


Рис. 4.16. Схема совместной разработки залежи высоковязкой нефти и газогидратных залежей методом внутрипластового горения:

1 – залежь высоковязкой нефти или битума; 2 – газогидратная залежь; 3 – многолетнемерзлые породы; 4 – очаг горения; 5 – зона разложившихся гидратов; 6 – колонна НКТ, по которой ведут добычу гидратного газа; 7 – эксплуатационная колонна, по которой ведут закачку окислителя (воздуха); 8 – добывающая нефтяная скважина

Преимущество данного способа заключается в том, что тепло генерируется непосредственно в пласте (т.е. тепловые потери минимальны) и помимо нефти дополнительно будут добывать газ из гидратов, что повысит рентабельность подобного проекта разработки. При отсутствии естественной оторочки высоковязкой нефти, подстилающей газогидратный пласт, можно создать искусственную оторочку горючего агента.

Известен термический способ разработки газогидратной залежи, включающий воспламенение газовых гидратов в залежи и нагнетание воздуха в скважину с горизонтальными окончаниями (С. 22) [97]. Недостатком предложенного способа является невозможность осуществления воспламенения метана непосредственно в газогидратной среде по причине её непроницаемости, а поджиг воздушно-метановой смеси в стволе скважины приведет к взрыву и разрушению конструкции.

Задачей предлагаемого изобретения является повышение эффективности разработки газогидратных залежей с нефтяной оторочкой, а именно: извлечение природного газа за счет использования нерентабельных запасов нефтяной и (или) газовой оторочки в качестве источника теплового воздействия, использования многоуровневой конструкции горизонтальной скважины для совмещения процессов поддержания внутрипластового горения и добычи газа при максимальной безопасности и минимальном воздействии на окружающую среду [213]. Предлагаемый авторами способ не требует применения большого количества химических реагентов, необходимых для физико-химического воздействия с целью разложения газогидратной залежи, позволяет использовать нефтяную оторочку для термического воздействия путем внутрипластового горения. Особенно эффективным представляется применение горизонтальных скважин

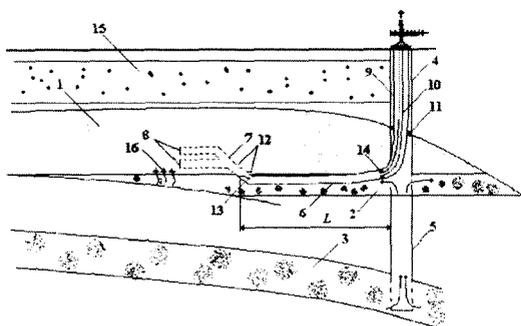


Рис. 4.17. Общая схема разработки газогидратной залежи

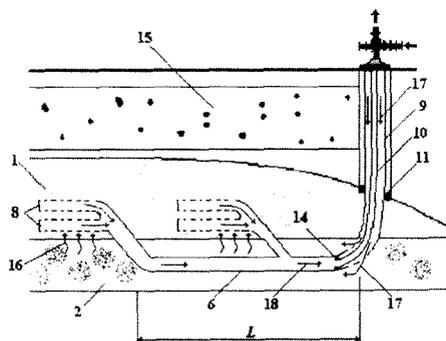


Рис. 4.18. Схема разработки с использованием двух восстающих участков

одновременно для нагнетания окислителя (воздуха) и добычи продукта разложения газового гидрата – природного газа, организация теплового воздействия на значительной площади нефтегазогидратного контакта (НГГК).

Поставленная задача достигается тем, что в способе термической разработки газогидратной залежи, включающем бурение, нагнетательная скважина с двумя горизонтальными участками: верхним, расположенным в продуктивном пласте и нижним в зоне организации теплового воздействия – нефтяной оторочки, где создают условия, необходимые для инициирования и образования устойчивого фронта горения, например посредством забойной топливной горелки, электрического нагревателя или химических реагентов.

Способ термической разработки газогидратной залежи 1 с использованием метода внутрипластового горения нефтяной оторочки 2, расположенной под газогидратной залежью 1, осуществляют следующим образом. Выбирается газогидратная залежь 1 с нефтяной и/или газовой оторочкой 2 под газогидратной залежью 1 или с нижележащим нефтяным и (или) газовым горизонтом 3 (рис. 4.17 и 4.18).

Бурится скважина 4 с горизонтальным стволом 6 в нефтяной и/или газовой оторочке 2. Спускается эксплуатационная колонна 9 в горизонтальный ствол 6 с установкой пакера 10 в кровле газогидратной залежи 1. На расчетном расстоянии $L = f(t)$ от входа горизонтального ствола 6 в нефтяную и (или) газовую оторочку 2, определяемого из условия прогрева газовой смеси 18 до температуры, предотвращающей повторное гидратообразование при её движении в интервале от кровли нефтяной оторочки 2 до устья скважины 4, в эксплуатационной колонне 9 вырезается окно 13 и из горизонтального ствола 6 бурится восстающий участок 7 с многоствольными горизонтальными ответвлениями 8. Все стволы многоствольных горизонтальных ответвлений 8 обсаживаются хвостовиками. В эксплуатационную колонну 9 спускается НКТ 10 с установкой пакера 14 после перфорационных отверстий для нагнетания окислителя 17.

При отсутствии естественной нефтяной и (или) газовой оторочки под подошвой газогидратной залежи 1 в водоносном коллекторе формируют искусственную нефтяную и (или) газовую оторочку 2 путем перетока нефти и (или) газа из нижележащего горизонта 3. В нефтяной оторочке 2 создают условия, необходимые для инициирования и образования устойчивого фронта горения, например посредством забойной топливной горелки, электрического нагревателя или химических реагентов.

При разработке газогидратной залежи после зажигания нефтяной и/или газовой оторочки 2 в последнюю через затрубное пространство между эксплуатационной колонной 9 и НКТ 10, с целью повышения теплоизоляции многолетнемерзлых пород 15 от горячей добываемой водогазовой смеси, нагнетается окислитель (кислородсодержащую газовую смесь, воздух) 17 в количестве, необходимом для инициирования и образования устойчивого фронта горения; в результате интенсивного тепловыделения 16 начинается процесс гидраторазложения и через перфорационные отверстия 12 востоящего участка 7, а затем многозабойных горизонтальных ответвлений 8 отбирается природный газ с водой 18.

Для интенсификации воздействия на газогидратную залежь 1 на расчетном расстоянии от устья скважины 4 сооружается встречная многозабойная скважина 19 с приближением забоев горизонтальных стволов 8 до гидравлического взаимодействия в процессе эксплуатации залежи (рис. 4.19). В результате возникает противоточный вариант горения,

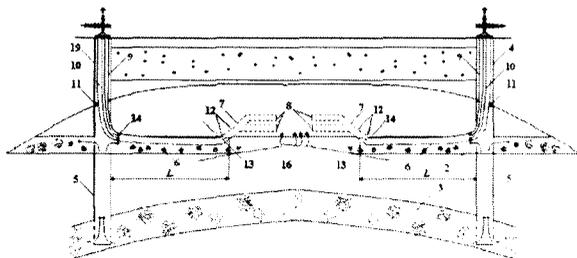


Рис. 4.19. Расположение встречной многоствольной скважины

когда в зажигательной скважине 4 инициировано горение, окислитель подается через нагнетательную скважину 19 в нефтенасыщенную ненагретую часть пласта навстречу перемещающемуся фронту горения. Продукты процесса горения (газы, пары и нефть) продвигаются по выгоревшей зоне к нагнетательной скважине 19, прогревая газогидратную залежь 1 в зоне многозабойных горизонтальных ответвлений 8 и интенсивного отбора газа.

Таким образом, основным техническим результатом промышленного использования предложенного способа термической разработки газогидратной залежи является создание в нефтяной оторочке устойчивого фронта горения, восстанавливающего проницаемость порового пространства и увеличивающего объем разложения газовых гидратов со значительным экономическим и экологическим эффектами.

При эксплуатации подобной схемы разработки газогидратного месторождения могут возникнуть ситуации, когда по ходу движения газа в колонне НКТ происходит как вторичное гидратообразование, так и ледообразование. Поэтому следует предусмотреть прогрев восходящего потока газа до температуры, обеспечивающей стабильную добычу углеводородного сырья без осложнений. В данном патенте этот эффект достигается благодаря конструкции скважины.

Остывший поток газа и воды из гидратной части пласта проходит по горизонтальной секции, пробуренной в более горячем нижнем пласте, где осуществляют внутрипластовое горение. В результате теплый пласт отдает тепло газу, нагревая его до определенной температуры. Эту температуру можно регулировать посредством длины горизонтальной секции.

Для расчета необходимой длины горизонтальной секции (теплообменника) используем известную формулу Шухова для теплового расчета газопровода, заглубленного в

грунт (под грунтом понимается нагреваемый пласт, а под газопроводом – обсадная колонна):

$$t_L = t_{n1} + \frac{t_0 - t_{n1}}{e^{\frac{\rho_z Q C_p}{k \pi D} L}}, \quad (4.6)$$

где t_L – температура газа в горизонтальной секции на расстоянии L от выхода в трубу; t_0 – температура нагревающего пласта; k – коэффициент теплопередачи от потока газа к грунту, окружающему трубу, принимаемый равным 120–380 Вт/(м²·°С); D – наружный диаметр горизонтальной секции, м; Q – дебит газа, м³/с; C_p – теплоемкость газа при постоянном давлении, Дж/кг·°С.

После преобразования и потенцирования вышеприведенная формула примет вид:

$$L = \frac{\rho_z Q C_p}{k \pi D} \operatorname{Ln} \frac{t_{n1} - t_0}{t_{n1} - t_L} \quad (4.7)$$

Приведем пример расчета для следующих параметров системы: $Q = 0,115$ м³/с (10 000 м³/сут); $D = 0,168$ м; $t_{n1} = 120$ °С; $t_0 = 40$ °С; $\rho_z = 50$ кг/м³ (метан при давлении 8 МПа и 60 °С) и $C_p = 2,7$ кДж/(кг·°С) (для метана при среднем давлении 8 МПа и температуре 60 °С). Коэффициент теплоотдачи k примем равным около 250 Вт/(м²·°С). Найдем длину горизонтальной секции, которая позволит увеличить температуру газа в два раза, от 40 до 80°С:

$$L = \frac{50 \cdot 0,115 \cdot 2,7 \cdot 10^3}{250 \cdot 3,14 \cdot 0,168} \operatorname{Ln} \frac{120 - 40}{120 - 80} = 81,5 \text{ м.} \quad (4.8)$$

При дебитах 20 000, 30 000 и 40 000 м³/сут необходимая длина теплообменника составит соответственно 164, 246 и 328 м.

Представляет практический интерес и способ использования в качестве теплоносителя жидких радиоактивных отходов (ЖРАО) с целью разработки залежей газовых гидратов, вязких нефтей и битума [10].

Известны способы подземного захоронения жидких радиоактивных отходов, включающие закачку указанных отходов в пласты-коллекторы через скважины и фиксацию их в обводненных зонах песчано-галечниковых горизонтов древних палеорусел, покрытых толщей непроницаемых глинистых и песчано-глинистых отложений, что сопровождается интенсивным тепловыделением в процессе распада отходов и теплопередачей в соседние пласты (см. Патент RU № 2122755). Однако указанные способы не предусматривают возможность использования генерируемого в процессе распада радиоактивных отходов тепла для повышения степени извлечения углеводородов из пластов, смежных с пластом-коллектором, используемым для захоронения.

Настоящий способ решает задачу разработки многопластовых месторождений углеводородов с непроницаемыми перемычками между пластами, т.к. обеспечивает интенсификацию процессов теплопередачи за счет оптимизации схемы многоуровневого теплового воздействия на пласты с многократным увеличением длительности его воздействия при однократной закачке теплоносителя, и, как следствие, упрощает технологию разработки посредством сокращения числа разбуриваемых скважин и исключения затрат на производство теплоносителя.

Поставленная задача достигается тем, что в способе разработки месторождений углеводородов, включающем разбуривание залежи, состоящей по меньшей мере из двух пластов, изолированных друг от друга и смежных горных пород непроницаемыми перемычками, по меньшей мере двумя скважинами с по крайней мере одной горизонтальной секцией. Одна из них является нагнетательной, а другая – добывающей, закачку теплоносителя через нагнетательную скважину и отбор углеводородов по меньшей мере из одного продуктивного пласта через добывающую скважину. Согласно изобретению, в качестве теплоносителя используют ЖРАО, бурение нагнетательной скважины производят с числом горизонтальных секций, соответствующих числу разбуриваемых пластов, верхние из них прокладывают в продуктивных пластах, а перфорированную нижнюю, состоящую по крайней мере из двух лучеобразных участков, в непродуктивном, куда осуществляют закачку жидких радиоактивных отходов. Бурение добывающей скважины производят с числом горизонтальных секций, меньшим или равным числу горизонтальных секций нагнетательной скважины, выбираемым исходя из условия минимально возможного удаления их друг от друга (первых относительно нижней секции нагнетательной скважины). При этом после окончания закачки жидких радиоактивных отходов в зоне непроницаемой перемычки на участке перехода нагнетательной скважины из продуктивного пласта в непродуктивный устанавливают изолирующий мост, а затем осуществляют герметичную изоляцию нижней секции нагнетательной скважины от ее вышележащей секции.

Выбирают месторождение, например, твердых (битумы) и высоковязких углеводородов (рис. 4.20, а и б) с продуктивным пластом 2 и непродуктивным пластом 4, расположенным ниже, которые изолированы друг от друга, дневной поверхности и нижележащих горных пород глинистыми непроницаемыми перемычками 1, 3, 5, являющимися соответственно кровлей продуктивного пласта 2 и подошвами упомянутого и непродуктивного пласта 4.

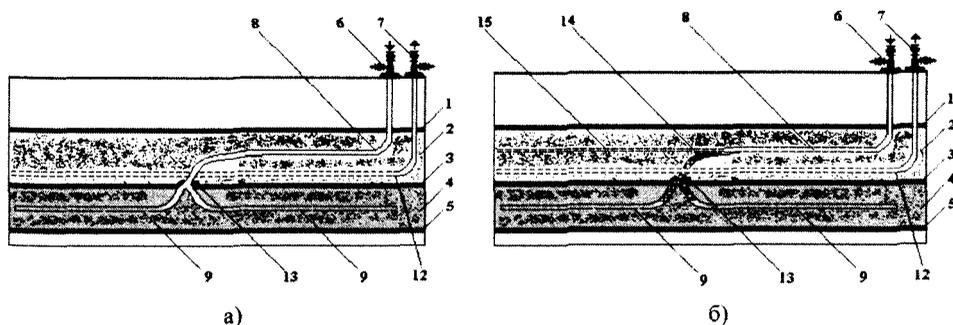


Рис. 4.20. Схема разработки месторождения вязкой нефти или битумов: а) до закачки ЖРАО, б) после закачки ЖРАО

Бурят добывающую скважину 7 с горизонтальной секцией 12 и нагнетательную скважину 6 с двумя горизонтальными секциями – верхней 8 в продуктивном пласте 2 и нижней, состоящей, по меньшей мере, из двух лучеобразных участков 9, в непродуктивном пласте 4. Горизонтальные секции 8 и 9 прокладывают в плоскостях, параллельных плоскости расположения горизонтальной секции 12. Затем спускают и цементиру-

ют обсадную колонну 26, устанавливают пакер 13 в глинистой перемычке 3, после чего производят закачку жидких радиоактивных отходов в лучеобразные участки 9 нижней секции нагнетательной скважины 6. Выделяемое при радиационном распаде отходов тепло снижает вязкость нефти и битумов, что приводит к улучшению фильтрационных свойств продуктивного пласта 2.

После закачки жидких радиоактивных отходов в глинистой перемычке 3 между продуктивным пластом 2 и непродуктивным 4 устанавливают изолирующий мост 14, удлиняют бурением верхнюю горизонтальную секцию 8 нагнетательной скважины 6 на величину, равную длине минимально удаленного лучеобразного участка 9, и заканчивают ее хвостовиком 15. После его перфорации в секцию 8 нагнетательной скважины 6 дополнительно закачивают нерадиоактивный тепловой агент, например, перегретый пар, для повышения степени прогревания верхней части продуктивного пласта 2.

При разработке газогидратного пласта 10 (рис. 4.21) горизонтальные секции 16, 17 добывающей скважины 7 располагают в продуктивном пласте 10 соответственно над горизонтальной секцией 8 и лучеобразным участком 9 нагнетательной скважины 6 в параллельных плоскостях с максимальным совпадением их траекторий. После обводнения нижней горизонтальной секции 17 добывающей скважины 7 её ликвидируют и удлиняют бурением верхнюю горизонтальную секцию 16 добывающей скважины 7 на величину, равную длине минимально удаленного участка 9.

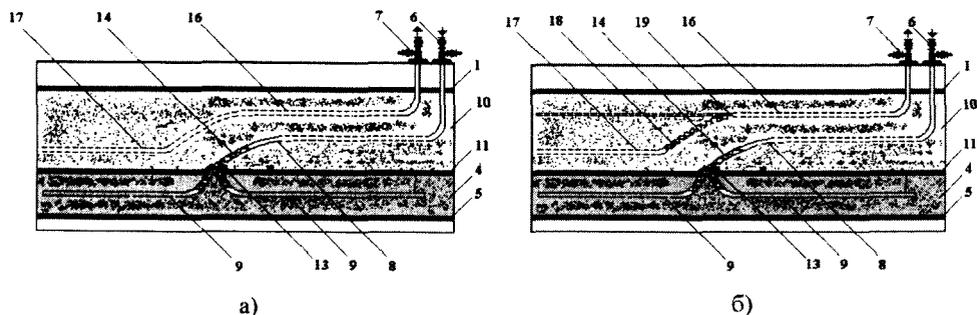


Рис. 4.21. Схемы разработки газогидратных месторождений: а) – до обводнения нижней горизонтальной секции добывающей скважины и б) – после обводнения нижней горизонтальной секции добывающей скважины

При совместной разработке месторождения углеводородов с залеганием газовых гидратов 10 над пластом с вязкой нефтью или битумом 2 (рис. 4.22) производят бурение нагнетательной скважины 6 с тремя горизонтальными секциями: верхней 8 – в продуктивном пласте газовых гидратов 10, средней 20 – в пласте с вязкой нефтью или битумом 2 и нижней в виде участков 9 – в непродуктивном пласте 4. Бурят добывающую скважину 7 с верхней горизонтальной секцией 16 в пласте газовых гидратов 10 над верхней горизонтальной секцией 8 нагнетательной скважины 6 и нижней 26 – в пласте 2 с вязкой нефтью или битумом под нижней горизонтальной секцией 20 нагнетательной скважины 6.

Для обеспечения направления теплового поля, образующегося от разложения жидких радиоактивных отходов, в сторону верхних продуктивных пластов, перед закачкой последних производят закачку в непродуктивный пласт 4 реагента с низкой теплопро-

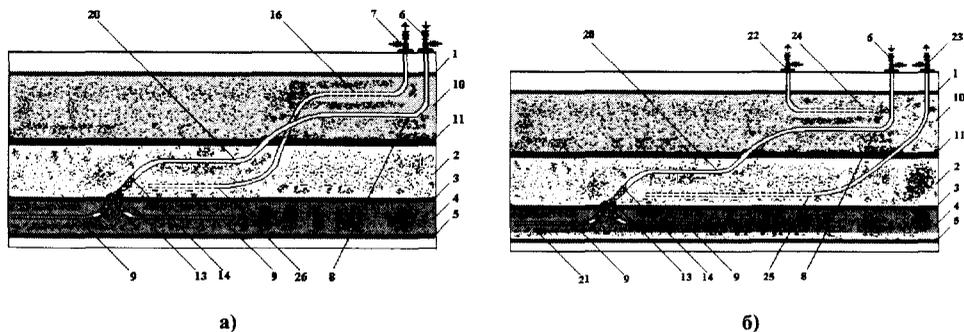


Рис. 4.22. Схемы а) – совместной и б) – раздельной эксплуатации газогидратных пластов и пластов высоковязких углеводородов

водностью и удельным весом, превышающим удельный вес ЖРАО, например, парафина с утяжелителем, с образованием между подошвой 5 пласта 4 и слоем жидких радиоактивных отходов термоизолирующей оторочки 21.

При раздельной эксплуатации месторождений углеводородов с залеганием над пластом с вязкой нефтью или битумом 2 газовых гидратов 10 бурят добывающие скважины 22 и 23 соответственно в пласте газовых гидратов 10 и в пласте с битумом или вязкой нефтью 2 с горизонтальными секциями 24 и 25, расположенными над верхней 8 и под средней 20 секциями нагнетательной скважины 6 в параллельных им плоскостях. Хвостовики секций 24 и 25 направлены в противоположные стороны с целью уменьшения длины и предотвращения пересечений стволов скважин.

Герметичную изоляцию нижней секции нагнетательной скважины 6 после окончания закачки ЖРАО в непродуктивный пласт 4 осуществляют посредством удаления участка 27 обсадной колонны 26 на интервале кровли и/или подошвы непроницаемой перемычки 3 или 11 (рис. 4.23). Перед удалением участка 27 цементируют участок ствола скважины 28 ниже удаляемого участка 27.

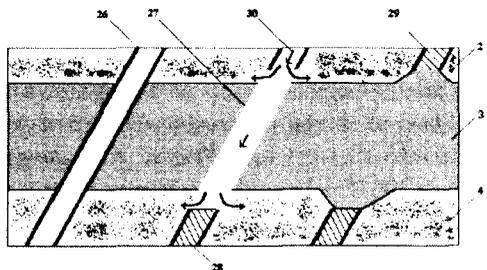


Рис. 4.23. Схема ликвидации техногенных последствий захоронения радиоактивных отходов

После удаления участка 27 обсадной колонны 26 осуществляют закачку под давлением в смежные продуктивный 2 и непродуктивный 4 пласты реагента, например, глинистого раствора с добавлением бентонитовых гранул. Бентонитовые гранулы разбухают, заполняя ствол скважины и коллектор пластов 2 и 4 пластичной глиной. Под воздействием температуры, превышающей 100°C, глина приобретает свойства, близкие к горной породе. Таким образом, обеспечивается герметичное смыкание горных пород и предупреждение техногенных последствий.

При разработке месторождения по предлагаемому способу предусматривается бурение ряда контрольных скважин для обеспечения мониторинга гидродинамических и тер-

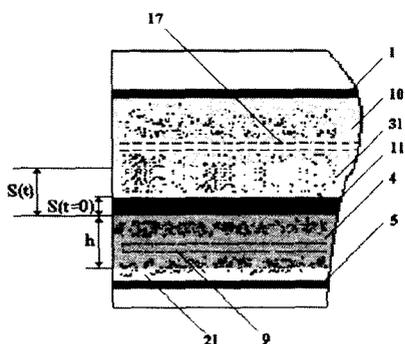


Рис. 4.24. Фрагмент месторождения газовых гидратов

мобарических процессов, происходящих в продуктивных и непродуктивных пластах. Ниже приведен пример конкретной реализации способа. Рассмотрим участок месторождения газовых гидратов (рис. 4.24), состоящего из двух пластов 4 и 10, изолированных друг от друга и смежных горных пород непроницаемыми перемычками 1, 5, 11. Участок пересекается двумя горизонтальными секциями 9 и 17, одна из которых принадлежит нагнетательной, а другая добывающей скважинам. Через горизонтальную секцию 9 закачивают в коллектор непродуктивного пласта 4 теплоноситель – ЖРАО, а отбор углеводородов производится из пласта 10 горизонтальной секцией 17 добывающей скважины. Для обеспечения направления теплового поля, образующегося от разложения жидких радиоактивных отходов, в сторону пласта газовых гидратов 10, перед закачкой последних производят закачку в непродуктивный пласт 4 реагента с низкой теплопроводностью и удельным весом, превышающим удельный вес жидких радиоактивных отходов, например, парафина с утяжелителем, с образованием между подошвой 5 пласта 4 и слоем ЖРАО термоизолирующей оторочки 21.

Для оценки схемы размещения горизонтальных секций добывающей и нагнетательной скважин необходимо рассчитать плотность подводимого теплового потока и скорость фильтрации газа и воды, получившихся в результате разложения. На рисунке 4.24 показана одномерная модель разложения гидратов, где h – толщина жидких радиоактивных отходов 4; $S(t=0) = h = 0,5$ м – положение фронта разложения гидратов в начальный момент времени, равное толщине непроницаемой перемычки 11; $S(t)$ – положение фронта разложения гидратов в произвольный момент времени.

Оценим скорость движения фронта разложения газовых гидратов ($dS(t)/dt$) при плотности газовых гидратов 700 кг/м^3 , толщине слоя ЖРАО $h = 0,5$ м, плотности тепловыделения $w = 200 \text{ Вт/м}^3$ и тепловом потоке от жидких радиоактивных отходов $wh = 100 \text{ Вт/м}^2$.

$dS(t)/dt = wh / \rho h Q = 100 / 700 \cdot 0,5 \cdot 10^6 = 2,86 \cdot 10^{-7} \text{ м/с}$, что соответствует $9,0 \text{ м/год}$.

Для вовлечения в разработку площади газовых гидратов 1 км^2 целесообразно пробурить две пары добывающих и нагнетательных горизонтальных секций, размещенных на расстоянии $1/3$ длины от сторон квадрата параллельно друг другу.

При площади жидких радиоактивных отходов $A = 1000 \text{ м} \times 1000 \text{ м} = 1000000 \text{ м}^2$ получим массу газа (например метана), выделяемого при разложении за одну секунду:

$$M = dS(t)/dt \cdot A \cdot (1-\varepsilon) \cdot \rho = 2,86 \cdot 10^{-7} \cdot 10^6 \cdot 0,13 \cdot 0,7 \cdot 10^3 = 26,0 \text{ кг/с},$$

где $\alpha = (1-\varepsilon)$ – коэффициент газонасыщенности; ε – водонасыщенность.

При длине горизонтальной секции 17 добывающей скважины 1000 м и горизонтальной секции каждого из двух взаимно противоположных лучей нагнетательной скважины по 500 м объем газа, извлекаемого из блока площадью 1 км^2 при продвижении теплового фронта на 18 м со скоростью $9,0 \text{ м/год}$ составит:

$$Q = M / \rho_g \cdot dS(t) / dt \cdot 3,1 \cdot 10^7 = 26,0 / 0,5 \cdot 2 \cdot 3,1 \cdot 10^7 = 3,224 \cdot 10^9 \text{ м}^3,$$

где $3,1 \cdot 10^7$ с – число секунд в году; ρ_g – плотность метана.

Годовой объем добычи газа составит 1,612 млрд. м³, а суточный – 4429 тыс. м³ на две добывающие скважины, что несколько превышает дебит скважин месторождений обычных природных газов, т.е. метан можно получить из газовых гидратов без потери рентабельности. Это делает экологически возможной реализацию изобретения с применением скважин сложной архитектуры.

Закачке ингибиторов в пласт посвящена работа [354], согласно которой предлагалось через скважины закачивать воду с растворенным в ней метанолом. Однако проведенные численные эксперименты показали, что вследствие низкой проницаемости гидратонасыщенной породы и скачка давления на фронте вытеснения в результате разложения гидратов, возможность закачки в скважину какого-либо значительного объема ингибитора сильно ограничена. Поэтому предложение воздействовать метанолом на весь пласт с целью разложения гидратов не обосновано.

В настоящий момент рассматривается принципиально новый метод разработки газогидратных залежей – закачка Cl_2 непосредственно в гидратный пласт. Как известно, метан, включенный в кристаллическую решетку гидрата, может выборочно замещаться закачиваемым CO_2 . Преимущество данного метода состоит в том, что помимо добычи газа решается вопрос захоронения парникового газа.

Принципиальная возможность механизма замещения молекул газа в гидрате на молекулы CO_2 без разрушения кристаллической решетки доказана сравнительно недавно [346]. Чтобы выяснить, годится ли данный метод для добычи метана из гидратов на практике, необходимо изучить кинетику процесса замещения молекул. Предварительные эксперименты в свободном объеме показали небольшие скорости реакции (6,9% молей метана из гидрата за 800 часов) [333]. Однако полученные в последнее время результаты исследований на кернах [323] можно считать обнадеживающими: скорости реакции замещения молекул метана в гидрате в пористой среде выше, чем в свободном объеме. Для создания конкретной технологии и апробации ее на практике необходимы дальнейшие лабораторные исследования.

4.1.5. Промысловые эксперименты по добыче газа из газогидратных залежей

Рассмотрим опыт разработки первого в мире Мессояхского месторождения в Западной Сибири, где за счет отбора свободного газа из пласта, подстилающего гидратный пласт, понижалось давление и инициировалось разложение гидратов. Приведем данные по скважинам № 121, 109, 150, вскрывшим предположительно гидратонасыщенные пласты Мессояхского месторождения (табл. 4.4) и значительно уступающим по дебиту скважинам, эксплуатирующим чисто газовую часть месторождения [239].

Имеется ряд сведений, касающихся данных испытаний и опробований скважин, вскрывших газогидратные пласты. Согласно [299] установившийся дебит уже упомянутой скважины ARCl /Еххон 2 Northwest Eileen State на Аляске составил 112 м³/сут при испытании пластоиспытателем на бурильных трубах. Интервал перфорации 663–671 м (интервал отбора гидратонасыщенного керна – 664–667 м). Других данных, в том числе по депрессии и начальной насыщенности гидратами (предположительно 85% [298]), не приводится, поэтому провести анализ этого исследования затруднительно.

Таблица 4.4

№ скважины	Абс. отметка интервала перфорации, м	Абс. отметка глубины зоны стабильности гидратов, м	Расстояние от интервала перфорации до абс. отметки зоны стабильности гидратов, м	Абс. свободный дебит газа, м ³ /сут
121	- 716–727	- 791	+ 64	26
109	- 748–794	- 800	+ 6	133
150	- 741–793	- 787	- 6	413
195	- 779–795	- 766	- 29	626
131	- 771–793	- 734	- 59	1000

Таблица 4.5

Исследование	Продолжительность	Давление на устье	Забойное давление на глубине 920 м	
		(конечное)	(начальное)	(конечное)
Первый период притока	5 мин	0,34 МПа	1,3 МПа	1,6 МПа
Второй период притока	31 мин	0,41 МПа	1,8 МПа	1,85 МПа

Другим примером является скважина Mallik L-38 на месторождении Маллик, где проперфорировали гидратонасыщенный пропласток в интервале 924–927 м и провели исследование с помощью колонны бурильных труб в 1972 г. Исследование заключалось в следующем: во время периода притока скважину закрывают на устье, открывают на забое и по динамике изменения устьевого давления судят о количестве поступившего в колонну флюида. Данное исследование аналогично исследованию скважин с переменным дебитом. Исследование состояло из двух периодов притока (табл. 4.5). В течение первого периода давление на устье достигло 0,34 МПа в конце 5-минутного начального открытого периода. Во время второго открытого периода длительностью 30 минут устьевое давление слегка увеличилось до 0,41 МПа. При подъеме бурильной колонны извлечено на поверхность 91 метр бурового раствора и газ. Рассчитанный дебит скважины (абсолютно свободный) составил 7000 м³/сут.

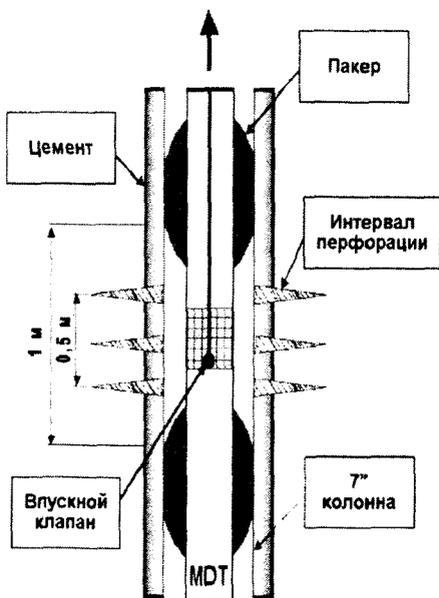


Рис. 4.25. Схема пластоиспытателя при исследовании гидратонасыщенных интервалов

Первые целенаправленные эксперименты по добыче газа из гидратонасыщенных интервалов проведены в 2002 году на месторождении Маллик, где приток газа из гидратного пласта вызывали путем понижения давления на забое скважины и с помощью теплового воздействия [305]. Остановимся на них более подробно.

Приток газа из гидратного пласта (см. рис. 4.11) и переходной зоны планировалось вызвать

Таблица 4.6

№ интервала испытания	Интервал перфорации, м (от стола ротора)	Пористость, %	Насыщенность, %		Средний дебит газа в открытых периодах испытания (периоды притока), м ³ /сут
			Вода	Гидрат	
1	1006,0–1106,5	41,7	61,4	Нет данных	170; 389; 419
2	1089,5–1090,0	41,5	14,9	85,1	42; 94; 327
3	1071,5–1072,0	41,4	47,3	52,7	40
4*	999,0–999,5	–	–	–	–
5	974,0–974,5	43,1	23,6	76,4	66; 106
6	992,5–993,0	43,0	17,7	Нет данных	106

* Испытание было остановлено по причине закупорки испытательного оборудования песком

путем понижения давления на забое скважины и с помощью теплового воздействия. Снижение забойного давления осуществлялось пластоиспытателем специальной конструкции MDT (Modular Dynamic Formation Tester), спускаемым на геофизическом кабеле. В качестве объектов испытаний выбрали шесть интервалов с различными значениями насыщения гидратами и геологией. Каждый интервал перфорировался на 0,5 метра и изолировался пакерами (рис. 4.25). Вызов притока осуществлялся путем откачивания флюида из области испытаний. Результаты испытания сведены в таблицу 4.6.

В результате исследований пластоиспытателем получены и кривые восстановления давления (КВД) в гидратах при различных режимах (рис. 4.26). Однако, по признанию самих исследователей, интерпретация гидродинамических исследований обычными методами невозможна [9, 283, 333]. Необходима новая методика проведения испытания и обработки полученных данных с учетом изменения фильтрационных параметров пласта в результате разложения гидратов, наличия движущейся границы диссоциации и неизо-

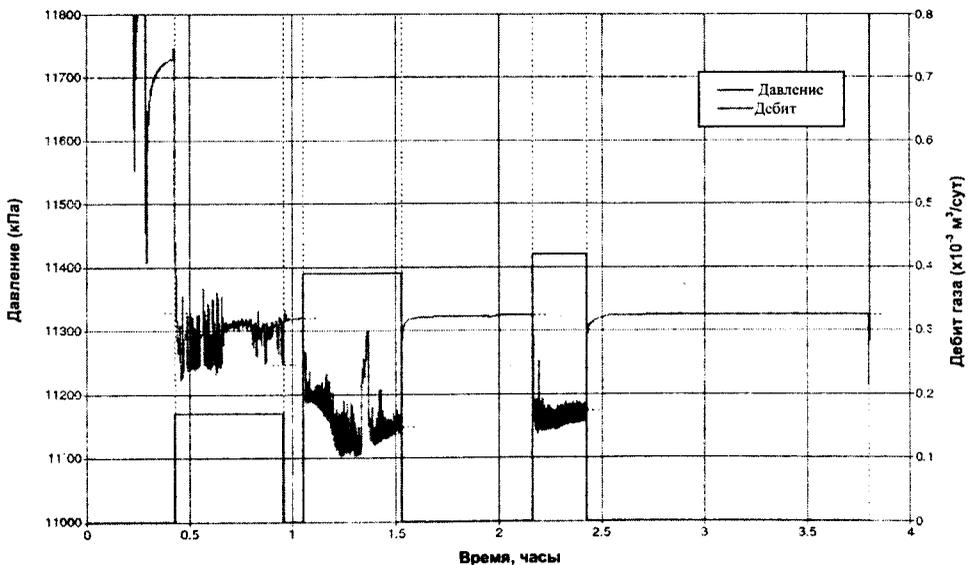


Рис. 4.26. Результаты исследования скважины Mallik 5L-38 пластоиспытателем

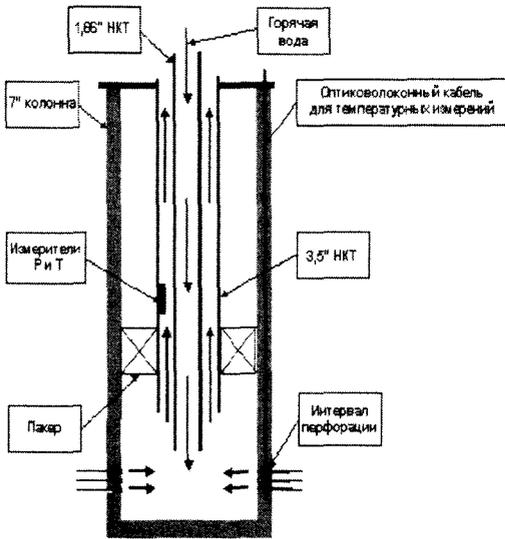


Рис. 4.27. Схема термического испытания

поверхности после прохождения сепаратора и сжигали на факеле [319].

При термическом испытании температуру в пласте измеряли с помощью забойных датчиков. Для этой цели все скважины были оснащены специальной системой DTS (Distributed Temperature Sensors), представляющей собой оптоволоконный кабель на внешней поверхности обсадной колонны. Система DTS позволяет снимать профиль температуры каждые 7 секунд с точностью $0,3^{\circ}\text{C}$ на всем интервале залегания гидратов. Кроме того, за изменениями в гидратном пласте во время теплового воздействия следили по межскважинной томографии.

Заслуживают внимания и результаты первого в мире эксперимента по тепловому воздействию на гидратный пласт (рис. 4.28). Воздействием в течение 5 суток циркулирующей горячей водой удалось установить постоянную температуру 50°C напротив гидратного интервала. Однако в результате разложения гидратов добыли только 468 м^3 газа (среднесуточный дебит в пересчете на единичную мощность пласта составляет

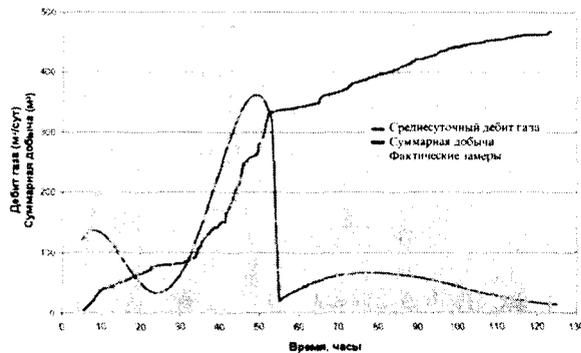


Рис. 4.28. Результаты термического воздействия на гидратный пласт

термичности процесса фильтрации в гидратонасыщенных средах. Небольшое время записи КВД (все шесть интервалов испытаны в течение трех суток) также не способствовало четкому определению параметров пласта по результатам гидродинамических исследований.

В качестве схемы термического воздействия выбрали стимулирование гидратного коллектора циркулирующей горячей водой с температурой порядка 90°C . Для проведения испытаний был перфорирован 13-м интервал и спущена двухрядная колонна НКТ. Горячая вода закачивалась по 1,66-дюймовой колонне и возвращалась по кольцевому пространству 3,5-дюймовой колонны (рис. 4.27). Добытый газ измеряли на

7,2 м³/сут, что удовлетворительно соотносится с величинами, приведенными в табл. 4.1 для теплового метода). Сравнение результатов геофизических исследований до и после испытания выявило зону диссоциации гидратов около 30–45 см.

Полученные промысловые данные послужили материалом для тестирования программного продукта по математическому моделированию газогидратных

объектов, созданного лабораторией Lawrence Berkeley National Laboratory [345]. С его помощью были проведены долгосрочные расчеты показателей разработки месторождения Маллик различными способами. Результатами исследований, опубликованными в многочисленных работах [281, 282, 284, 286, 287], доказано, что как метод падения давления, так и тепловой метод с циркуляцией горячей жидкости на забое имеет ряд серьезных ограничений; вертикальные скважины не способны обеспечить минимально рентабельные дебиты газа; необходимо использовать системы разветвленных горизонтальных и многозабойных скважин, осуществлять гидроразрыв пласта [342]. Наиболее приемлемым способом разработки газогидратной залежи Маллик (начальная гидратонасыщенность 60–80 %) с точки зрения получаемых дебитов признан комбинированный метод, сочетающий истощение гидратного месторождения и тепловое воздействие на призабойную зону.

Один из возможных вариантов реализации комбинированной технологии представлен на рисунке 4.29. В газогидратном пласте бурят протяженную горизонтальную скважину. В продуктивном пласте перфорируют только вертикальный участок ствола, забойным нагревателем прогревают горизонтальный ствол, создавая тем самым канал диссоциации. Освободившийся газ отбирают через перфорированный вертикальный участок ствола скважины.

Существенно увеличить дебиты газа из гидратного месторождения позволит сочетание горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва. За счет большой поверхности тепло- и массообмена системы гидратный пласт–горизонтальная скважина–трещина гидроразрыва процесс разложения гидратов в пористой среде значительно ускорится. В последнее время к комбинированному методу разработки, когда добычу газа из гидратов осуществляют через горизонтальные скважины и трещины гидроразрыва при одновременном прогреве призабойной зоны, склоняются многие зарубежные авторы [332, 342, 354].

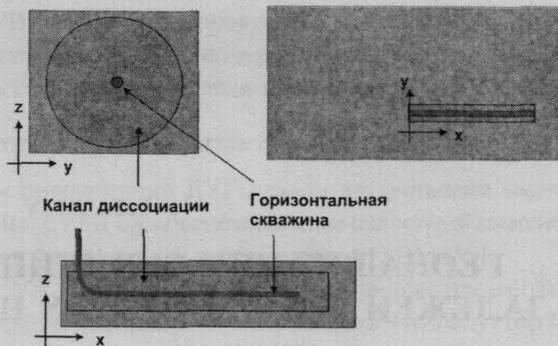


Рис. 4.29. Технология комбинированного воздействия на газогидратный пласт

ГЛАВА V

ГЕОНАВИГАЦИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И БИТУМОВ

Россия обладает уникальными запасами высоковязких нефтей и битумов, что позволяет рассматривать их как сырьевую базу углеводородов наступившего века: в первую очередь Республика Татарстан (1,5–7 млрд. т), Тюменская область (1,5 млрд. т), Республика Коми (0,9 млрд. т), Архангельская область (0,6 млрд. т), Республика Удмуртия (0,3 млрд. т) и др. Только в Республике Татарстан выявлено около 450 залежей и проявлений тяжелых нефтей и природных битумов, в основном связанных с отложениями уфимского и казанского ярусов пермской системы [250]. Достичь высоких показателей нефтеотдачи возможно лишь за счет применения термических методов воздействия на пласт, эффективность которых в большей степени зависит от конфигурации траектории ствола скважины.

5.1. ГЕОНАВИГАЦИЯ ДВУХУСТЬЕВЫХ СКВАЖИН

Применение известных способов добычи высоковязких нефтей и битумов ограничено энергозатратами при тепловом воздействии, низкой или нулевой проницаемостью битумосодержащих коллекторов, возможностями устройств механизированной добычи и подвода тепла.

5.1.1. Двухустьевые горизонтальные скважины

До запатентованных технологий [10, 11, 141, 159, 173, 213] инструментарием освоения трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей и битумов считались горизонтальные и многозабойные скважины. Двухустьевые горизонтальные скважины (ДУГС) пред-

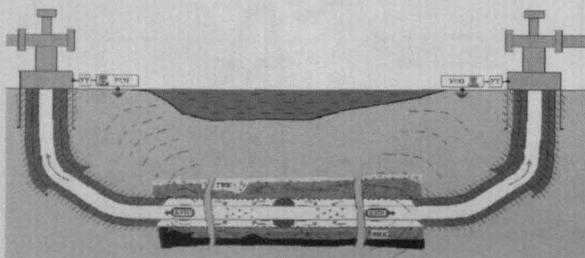


Рис. 5.1. Конструкция двухустьевой горизонтальной скважины

ставили нефтегазовому сообществу уникальные возможности для эффективного контроля и управления строительством и эксплуатацией скважин (рис. 5.1) [141].

Созданная в 1999 году технология не только повышает эффективность разработки месторождений УВ за счет замкнутых искусственных фильтрационных каналов

ДУГС для одновременной добычи УВ и нагнетания в продуктивный пласт рабочих агентов, в частности теплового агента или растворителя, но и указывает пути дальнейшего развития геонавигации скважинных систем сложной архитектуры (см. VI и VII главы).

5.1.2. Двухустьевые многоствольные горизонтальные скважины

Следующим шагом в развитии геонавигации ДУГС стали двухустьевые многоствольные горизонтальные скважины (ДУМГС), обеспечивающие целостный комплекс технологий по разработке твердых и высоковязких углеводородов (УВ) [159].

Месторождение высоковязких УВ разбивают на эксплуатационные элементы 1 (рис. 5.2). С устья 8 забуривают и крепят вертикальное направление 9 и кондуктор 10, при бурении набирают зенитный угол в азимуте, направленном на противоположное устье 11. Далее выходят на горизонталь и бурят горизонтальный участок 3 на длину, обеспечивающую эффективную эксплуатацию месторождения, на проектном расстоянии с устья 11 забуривают и крепят второе вертикальное направление 12 и кондуктор 13. Потом соединяют устья горизонтальным участком, а пробуренный ствол скважины крепят эксплуатационной колонной 16, спускаемой с любого устья и протаскиваемой к выходу на другое устье, причем выполняют вертикальные кондукторы 10 и 13 с несколькими окнами в башмаках 14. Для сбойки горизонтального участка с устьем 11 набирают зенитный угол по заданному радиусу R до встречи с кондуктором 13, наводят долото 17 на входное окно 15 навигационными системами 18 и 19, установленными у окна 15 и в компоновке низа бурильной колонны 22 (рис. 5.3).

Вскрытие эксплуатационного элемента 1 месторождения высоковязких УВ предусматривает бурение в продуктивном пласте 2 по меньшей мере двух параллельных гори-

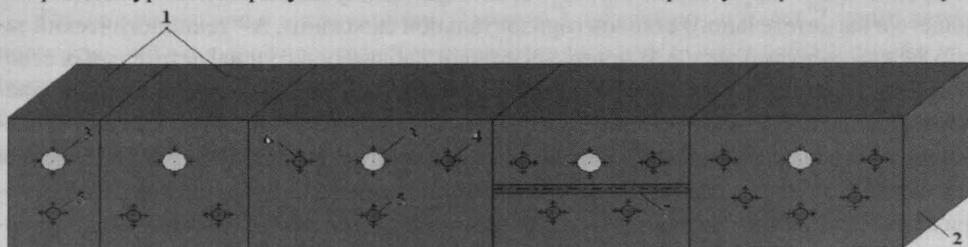


Рис. 5.2. Расположение нагнетательных и добывающих стволов горизонтальной скважины

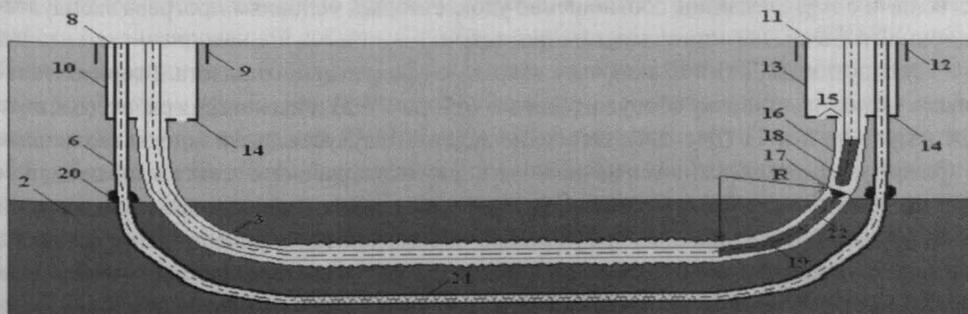


Рис. 5.3. Схема сооружения двухустьевой многоствольной горизонтальной скважины

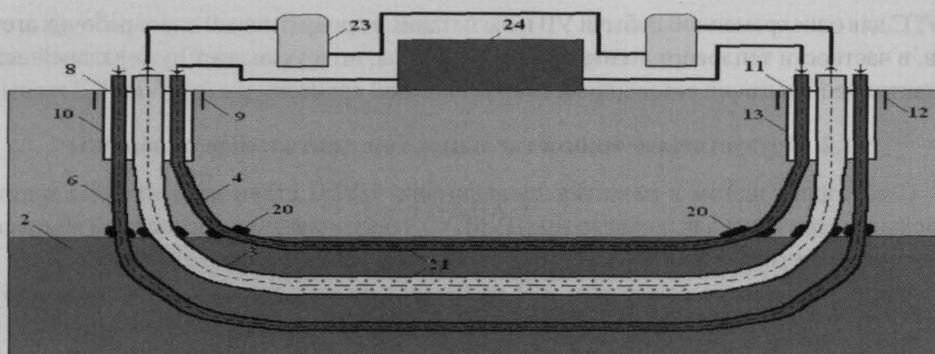


Рис. 5.4. Разработка пласта высоковязких нефтей и битумов двухустьевой многоствольной горизонтальной скважиной

зонтальных скважин: нагнетательной 4 и добывающей или эксплуатационной 3 (рис. 5.4). Из кондукторов 10 и 13 с окнами в башмаках 14 забуривают нагнетательные и добывающие стволы, причем добывающий ствол 3 располагают над нагнетательным 5 или в окаймлении нагнетательных стволов 4, 5 и 6. При бурении под эксплуатационную колонну горизонтальный участок бурят на длину, обеспечивающую эффективное тепловое воздействие рабочего агента, например перегретого пара и транспортировку УВ по добывающему стволу на дневную поверхность. Каждый из горизонтальных стволов связан кондуктором 13 с устьем 11, причем обсаживают кондукторы 10 и 13 для прогрева эксплуатационной колонны нагнетательными стволами обсадными трубами диаметром $D \geq D_d + 2d_n + 4\Delta$, где D_d и d_n – диаметры эксплуатационной колонны добывающего и нагнетательного стволов горизонтальной скважины, Δ – технологический зазор между стенками эксплуатационных колонн добывающего и нагнетательных стволов и кондуктора. В башмаках кондукторов выполняют окна, соответствующие диаметрам и числу стволов горизонтальной скважины, эксплуатационную колонну добывающего ствола располагают в центре башмака кондуктора для лучшего прогрева нагнетательными стволами и снижения вероятности парафинообразования, стволы горизонтальной скважины крепят эксплуатационными колоннами, спускаемыми с любого устья вместе с пакерами 20 для установки в кровле залежи и противопесочными фильтрами 21 – в горизонтальном участке, тем же способом крепят нагнетательные стволы 4, 5 и 6. Указанное соотношение удовлетворяет условиям прогрева эксплуатационной колонны нагнетательными стволами.

Эксплуатация ДУМГС включает вскрытие продуктивного пласта 2 горизонтальным стволом и установку оборудования для отбора УВ 23 и нагнетания рабочего агента 24 на устьях 8 и 11 (рис. 5.4). Освоение залежей двухустьевыми многоствольными горизонтальными скважинами начинают с циркуляции рабочего агента в добывающем 3 и нагнетательных 4, 5 и 6 стволах, причем направление закачки пара периодически меняют для предотвращения парафинообразования и интенсификации воздействия на эксплуатационный элемент 1 до восстановления требуемой проницаемости околоскважинного пространства, переходят на режим добычи УВ на устьях 8 и 11 из добывающего ствола 3 и закачки рабочего агента через нагнетательные стволы 4, 5 и 6 в продуктивный пласт 2.

Для увеличения поверхности теплопереноса бурят нагнетательные стволы 7 с любого устья или другой горизонтальной скважины под добывающим стволом 3 вкрест простирания вертикальной плоскости, проходящей через ось добывающего ствола 3 (см. рис. 5.2).

Освоение ДУМГС начинают с циркуляции рабочего агента в добывающем 3 и нагнетательных 4–7 стволах (рис. 5.5, а), причем направление закачки пара периодически меняют для предотвращения парафинообразования и интенсификации воздействия на эксплуатационный элемент 1 до восстановления требуемой проницаемости околоскважинного пространства (см. рис. 5.5, б), переходят на режим добычи УВ на устьях 8 и 11 из добывающего ствола 3 и закачки рабочего агента через нагнетательные стволы 4–7 в продуктивный пласт 2 (см. рис. 5.5, в). При возникновении парафиновой или битумной пробки 25 продолжают добывать углеводород из дальнего устья, а через ближнее – ликвидируют пробку (см. рис. 5.5, г).

После прекращения эксплуатации элемента 1 закачивают в пласт 2 агент, легко проникающий в поровое пространство выработанного пласта через добывающий и нагнетательные стволы, и придающий горным породам термодинамические и физические свойства, соответствующие начальным, для предупреждения техногенных последствий разработки (см. рис. 5.5, д).

После прекращения эксплуатации элемента 1 закачивают в пласт 2 агент, легко проникающий в поровое пространство выработанного пласта через добывающий и нагнетательные стволы, и придающий горным породам термодинамические и физические свойства, соответствующие начальным, для предупреждения техногенных последствий разработки (см. рис. 5.5, д).

5.1.3. Двухустьевые замкнутые горизонтальные скважины

Применение известных способов добычи высоковязких нефтей и битумов с вязкостью более 1000 мПа·с ограничено энергозатратами при тепловом воздействии, низкой или нулевой проницаемостью битумосодержащих коллекторов, возможностями устройств механизированной добычи. Создание искусственного коллектора ДУМГС, особенно в непроницаемых битумах, обеспечивает их эффективную разработку. Основным результатом промышленного использования предложенного способа добычи высоковязких нефтей и битумов ДУМГС является создание замкнутой системы циркуляции рабочего агента, восстанавливающей проницаемость порового пространства и увеличивающей объем воздействия. Повышение добычи углеводородов обеспечивается увеличением проходного сечения эксплуатационной колонны до двух раз. Однако данный способ не обеспечивает непрерывного и избирательного воздействия на пласт.

Предложена принципиально новая технология, повышающая эффективность разработки залежей высоковязких нефтей и битумов, основанная на реализации процесса непрерывного глубинного насосного вытеснения нефти через равнопроходной замкну-

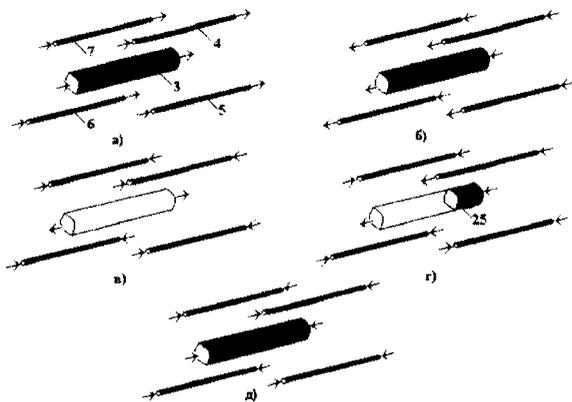


Рис. 5.5. Схема вскрытия (а и б), эксплуатации (в) и ремонта (г) двухустьевыми многоствольными горизонтальными скважинами, ликвидации (д) техногенных последствий разработки месторождения

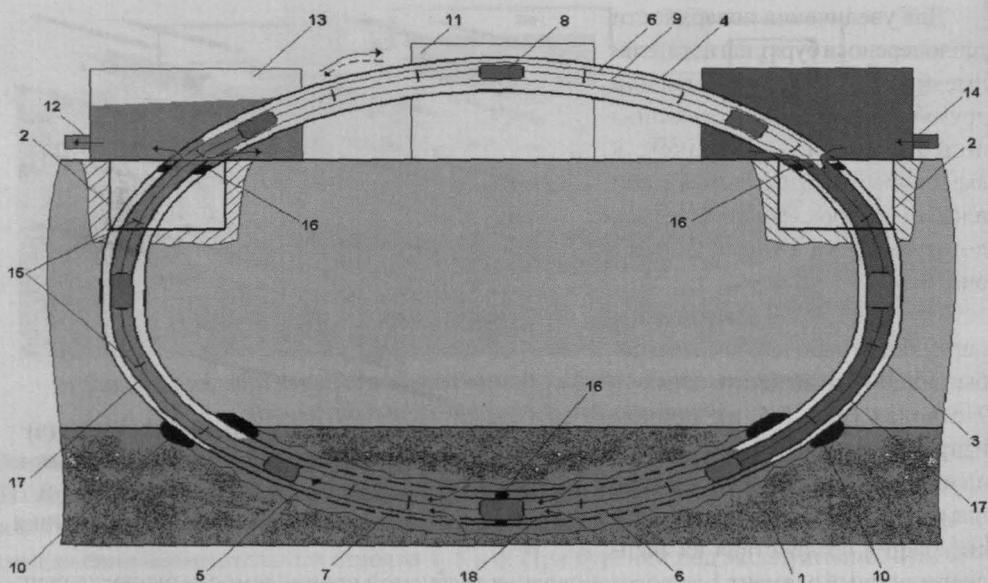


Рис. 5.6. Способ механизированной добычи высоковязких нефтей и битумов двухустьевыми замкнутыми скважинами

тый гидравлический канал [173, 190]. Технологии сооружения и эксплуатации скважин при помощи замкнутой эксплуатационной колонны (ДУЗС) с равнопроходным гидравлическим каналом в подземной и наземной частях скважины существенно уменьшают силы трения и гидравлические сопротивления при работе глубинных насосов на всем пути движения нефти от продуктивного пласта до пункта сбора (рис. 5.6). Устьевые участки с кондукторами 2 и эксплуатационной колонной 5 соединяются наземным участком в виде дугообразного трубопровода 4 идентичного внутреннего диаметра с образованием замкнутого канала. Наземный участок 4 закрепляют на опорной раме приводного узла 11, в эксплуатационной колонне 5 размещают дополнительную колонну 17, выполняющую функцию насосно-компрессорной трубы (НКТ) в подземной части. В полости НКТ 17 на равных расстояниях устанавливают систему цилиндрических элементов 8, соединенных силовыми тягами 9 с формированием замкнутой тяговой системы. Участки подземной части НКТ 17 от устьев скважины до границ перфорационного участка 7 эксплуатационной колонны совместно с цилиндрическими элементами образуют поршневые насосные пары. Указанные участки можно выполнить в виде профилированных втулок для герметичного контакта с поршнями 8. Насосные поршневые пары на участках НКТ 17 пересекают кровлю продуктивного пласта 1 и герметизируют подземную часть 3 от наземной части 4, препятствуя нефтегазопроявлениям.

В процессе эксплуатации залежи непрерывно перемещают цилиндрические элементы 8 по образованному замкнутому каналу в выбранном направлении и вытесняют нефтепродукты из НКТ в блок сбора 13. Для предотвращения касания тяг 9 о внутренние стенки колонны 6 и НКТ 17 предусмотрена установка центраторов 15. Для герметизации подземной части 3 от наземной 4 длина силовой тяги 9 между соседними цилин-

дрическими элементами 8 равна или короче участка НКТ от кровли пласта до устья скважины. С целью снижения вязкости нефти или битума в пласт 1 через линию подачи 14 и второе устье скважины вводят растворитель и/или теплоноситель. При превышении допустимой нагрузки на тяговую систему, вызванной локализацией теплового поля в зоне подачи теплоносителя, для компенсации снижения температуры окружающей среды от пластовой до поверхностной выполняется реверс тяговой системы и меняются функции устьев ДУЗС.

Для создания локальной депрессии в зоне продуктивного пласта 1 в эксплуатационной колонне 5 устанавливаются, по крайней мере, один заколонный пакер 16 для образования с участком НКТ 18 и цилиндрическими элементами 8 поршневой насосной пары.

Таким образом, промышленное использование предложенной технологии с одновременным теплехимическим разжижением и транспортировкой высоковязкой нефти и битума на поверхность существенно расширит область добычи углеводородов, ранее считавшихся неизвлекаемыми.

Ниже приведен конкретный пример реализации технологии. Продуктивный пласт толщиной 20 м залегает на глубине $H_{пл} = 180$ м. Вязкость нефти при пластовой температуре составляет 10 Па·с, плотность – 960 кг/см³.

Для обеспечения площади охвата воздействием и увеличения коэффициента нефтеотдачи протяженность ДУЗС в продуктивном пласте должна быть $L_{пл} \geq 100$ м. Для предотвращения прорыва воды при обеспечении гравитационного режим эксплуатации пласт вскрывается на глубине не ниже $\Delta h_{пл} = 15$ м. Для удобства эксплуатации и существенного снижения металлоемкости конструкции наземной рамы приводного узла максимальная её высота не должна превышать $\Delta h_n = 10-15$ м.

Рассчитаем длину подземной части эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта (рис. 5.7).

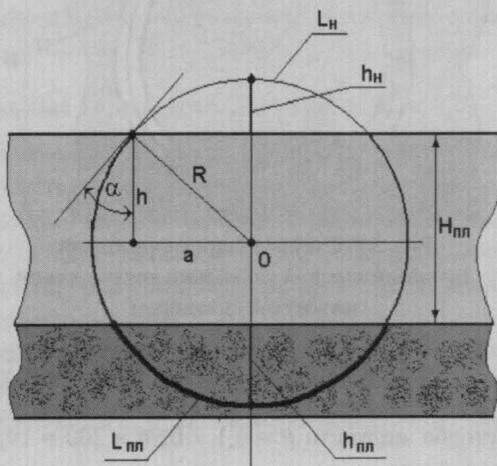


Рис. 5.7. Расчетная схема траектории двухустьевой замкнутой скважины

$$\begin{aligned}
 L_{пл} &= \frac{\pi}{180} \cdot (\Delta h_{пл} + \Delta h_n + H_{пл}) \cdot \arccos \left(\frac{1 - 2\Delta h_{пл}}{\Delta h_{пл} + \Delta h_n + H_{пл}} \right) = \\
 &= 0,01745 \cdot 205 \cdot \arccos \left(\frac{1 - 30}{205} \right) = 112 \text{ м.}
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$

Длина наземной части эксплуатационной колонны

$$L_{нл} = \frac{\pi}{180} \cdot (\Delta h_{нл} + \Delta h_{н} + H_{нл}) \cdot \arccos \left(\frac{1 - 2\Delta h_{н}}{\Delta h_{нл} + \Delta h_{н} + H_{нл}} \right) =$$

$$= 0,01745 \cdot 205 \cdot \arccos \left(\frac{1 - 20}{205} \right) = 92 \text{ м.} \quad (5.2)$$

Зенитный угол α зарезки наклонного ствола на устье скважины:

$$\alpha = \arcsin \left(\frac{H_{нл} + \Delta h_{нл} - \Delta h_{н}}{2} \right) = \arcsin \left(\frac{180 + 15 + 10}{2} \right) = 64,5^\circ. \quad (5.3)$$

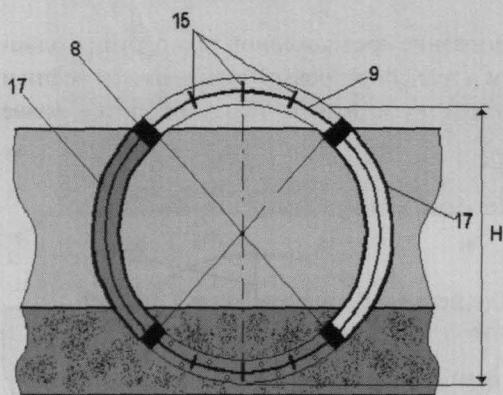


Рис. 5.8. Схема четырехпоршневой двухцилиндровой установки двухустьевой замкнутой скважины

Рассмотрим работу глубинного насоса на примере четырехпоршневой двухцилиндровой установки (рис. 5.8) при следующих условиях:

- в подземной части установки действуют только силы от веса поднимаемого столба жидкости, сила трения и сила от веса тяг (каната) и поршней;
- утечка жидкости в зазорах поршневой пары отсутствует;
- откачивается однофазная практически дегазированная жидкость;
- пренебрегаем углом охвата (отношением длины поршня к радиусу искривления эксплуатационной колонны) из-за его малости.

Максимальная нагрузка на приводном узле достигается при подъеме жидкости на полную высоту H , т.е. на $180 + 20 = 200$ м. Поршень должен преодолевать давление столба жидкости $P = 0,1 \times 0,96 \times 200 = 19,2$ атм. Сила трения при движении вязкой жидкости:

$$H_{TP} = \frac{1300}{g} \cdot \frac{\nu \cdot H}{D_T^4} \cdot Q, \text{ [см]} \quad (5.4)$$

где H – потеря напора; 1300 – коэффициент размерности; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; ν – кинематическая вязкость [стокс]; H – длина трубопровода [см]; Q – дебит скважины [$\text{м}^3/\text{сут}$]; D_T – диаметр трубопровода [см].

Для вязкости $\nu = 10$ стокс и $Q = 10 \text{ м}^3/\text{сут}$ потеря напора в атмосферах составит:

$$H = 0,1 H_{TP} \times \gamma = 12,7 \text{ атм.} \quad (5.5)$$

Вес тяг с поршнем на высоте $H = 200$ м:

$$G_x = (H \times q_x) + q_n = (200 \times 0,56) + 24 = 136 \text{ кг,}$$

где q_x – вес погонного метра тяги (канат $\varnothing 12,5$ мм) в воздухе; q_n – вес поршня в воздухе.

Итого растягивающая нагрузка на канат составит при дебите $Q = 10 \text{ м}^3/\text{сут}$:

– от подъема столба жидкости и преодоления сил трения по трубе с $D_7 = 10,0$ см

$$G = (19,2 + 12,7)\pi D^2/4 = 2504 \text{ кг}; \quad (5.6)$$

– от веса каната и поршня $G_k = 136$ кг;

Всего $2504 + 136 = 2640$ кг.

Разрывное усилие канатов $\varnothing 12,5$ мм составляет $7,4 \div 8,8$ тс (в зависимости от маркировочной группы). Таким образом, запас прочности по канату $K_s = 2,8 \div 3,3$.

Следовательно, конструкция ДУЗС удовлетворяет требованиям, предъявляемым к горным и строительным сооружениям, и её можно реализовать известной техникой, например буровыми установками для бурения под препятствиями [49].

Технологии сооружения и эксплуатации скважин с замкнутой эксплуатационной колонной с равнопроходным гидравлическим каналом в подземной и наземной частях скважины позволяют уменьшить силы трения и гидравлические сопротивления при работе глубиннонасосной установки на всем пути движения УВ от продуктивного пласта до пункта сбора.

Значительные энергозатраты на освоение твердых и высоковязких УВ обращают внимание на создание технологий с использованием возобновляемого источника тепла Земли – горячей пластовой воды.

5.1.4. Конвективные многоствольные горизонтальные скважины

Технологии разработки залежей высоковязких нефтей и битумов с нижележащим пластом горячей воды конвективными многоствольными горизонтальными скважинами (КМГС) включают строительство скважины с многочисленными боковыми секциями для образования замкнутой циркуляции между пластами; формирование теплового поля и отбор углеводородов из верхнего пласта; принудительную циркуляцию горячей воды из нижнего пласта и охлажденной из верхнего [11].

Геонавигацию КМГС сложной пространственной архитектуры осуществляют следующим образом (рис. 5.9–5.11). Выбирают залежь твердых или высоковязких углеводородов 1 с нижележащим пластом горячей воды 2. Бурят горизонтальную скважину 3 с верхней ступенью 4, проходящей в пласте УВ 1 и нижней ступенью 5 в пласте 2 с горячей водой на длину, обеспечивающую эффективную эксплуатацию залежи битумов 1. Цементируют тампонажным материалом 19 заколонное пространство горизонтальной скважины 3.

Из нижней ступени 5 пласта 2 бурят горизонтальный боковой ствол с восходящим пассивным участком 8 и расширенным окончанием 10, причем спускают на бурильных трубах до расширен-

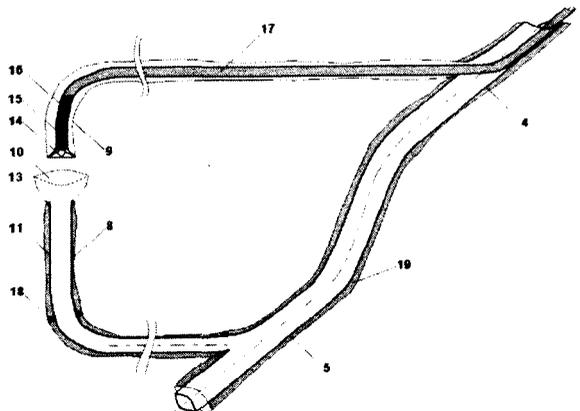


Рис. 5.9. Геонавигация конвективной многоствольной горизонтальной скважины

ного окончания 10 хвостовик 11 с системой наведения 13 на башмаке и заколонными пакерами 18 и тампонируют. Из верхней ступени 4 бурят горизонтальный участок бокового ствола 6 с нисходящим активным участком 9. Активный нисходящий участок 9 выводится на заданную траекторию двигатель-отклонителем 15, управляемым телеметрической системой 16. Телеметрическая система 16 обменивается с системой наведения 13 информацией о процессе сопряжения траекторий бурящегося активного 9 и восходящего пассивного 8 участков. В результате маневров двигатель-отклонителя 15 нисходящий активный участок 9 выводится на общую стыковочную траекторию, и долото 14 сближается с расширенным окончанием 10 пассивного участка 8. Сближение завершается вхождением долота 14 в расширенное окончание 10, уменьшением подачи бурового раствора для отключения двигатель-отклонителя 15 и входом в башмак хвостовика 11.

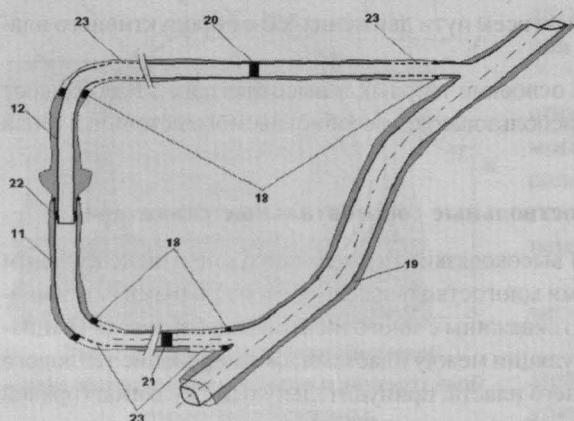


Рис. 5.10. Заканчивание конвективной многоствольной горизонтальной скважины

Хвостовик 12 спускается в хвостовик 11, заколонными пакерами 18 герметизируется около-скважинное пространство, пакером 22 – межколонное пространство хвостовиков 11 и 12 (рис. 5.10).

Хвостовик 12 цементируется до подошвы битумосодержащего пласта 1. Противоположные горизонтальные участки боковых стволов 6 и 7 перфорируются в интервалах 23. Между верхней 4 и нижней 5 ступенями устанавливают насос 24 для нагнетания охлажденной воды в боковые стволы 7, в верхней ступени 4 – сепаратор 25 для разделения УВ и воды. Освоение скважины начинается с непрерывной естественной циркуляции горячей воды 27 из нижнего пласта 2 в верхний 1 и принудительного нагнетания охлажденной воды 26 из верхнего 1 в нижний пласт 2. После восстановления коллекторских свойств в около-скважинном пространстве залежи битумов 1 перекрывают хвостовики 11 и 12 горизонтальных участков боковых стволов 6 и 7 внутриколонными пакерами 20 и 21 соответственно между интервалами

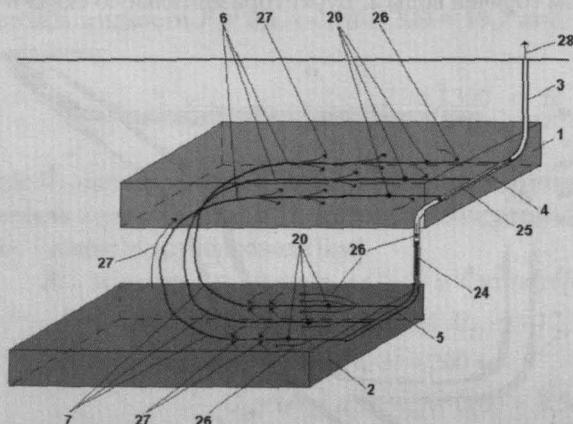


Рис. 5.11. Эксплуатация залежи высоковязких нефтей и битумов конвективными многоствольными горизонтальными скважинами

перфорации. В процессе эксплуатации поддерживают непрерывную естественную циркуляцию горячей воды 27 из нижнего пласта 2 через перфорационные отверстия 23 в пласт 1 и нагнетание охлажденной воды 26 из верхнего 1 пласта в нижний 2. Полученные разжиженные УВ под воздействием горячей воды 27 и теплая вода разделяются в сепараторе 25, установленном в верхней ступени 4, причем охлажденную воду нагнетают в пласт 2 насосом 24, установленным между горизонтальными ступенями 4 и 5, а УВ подаются на устье скважины 3 и далее к потребителю (рис. 5.11).

Таким образом, основными техническими результатами промышленного использования предложенного способа добычи высоковязких УВ и битумов является использование возобновляемого источника тепла Земли – горячей пластовой воды, снижающей вязкость УВ, и утилизация воды для поддержания пластового давления без подъема её на земную поверхность, что обеспечивает значительный экономический и экологический эффекты.

5.1.5. Практика геонавигации двухустьевых горизонтальных скважин

Рассмотрим внедрение технологий разработки битумных месторождений двухустьевыми горизонтальными скважинами на примере месторождений Татарстана [269 и 275].

До середины 90-х годов двадцатого столетия разработка битумных месторождений Татарстана основывалась на бурении вертикальных скважин, что оказывалось малоэффективным по добыче и нерентабельным по экономическим показателям.

В 1999 г. на Мордово-Кармальском месторождении природных битумов [39, 250] были пробурены скважины № 130а и 131в (рис. 5.12) с параллельными горизонтальными стволами. Получены следующие основные результаты:

1. При малой вертикальной глубине (около 90 м) соблюден проектный темп набора зенитного угла, равный $10^\circ/10$ м.
2. При дефиците веса для преодоления сил сопротивления перемещению бурильной колонны пробурен горизонтальный ствол длиной 130 м.
3. Соблюдены параллельность и этажность двух горизонтальных стволов в коридоре 4–6 м.

Первоначальный дебит пары скважин превышал дебит вертикальной в 4,4 раза. Однако дебит битума из этих скважин в настоящее время составляет в среднем 0,5 т/сут, что намного меньше необходимого рентабельного дебита. На Ашальчинском месторождении природных битумов битумный песчаник толщиной 30 м, подстилае-

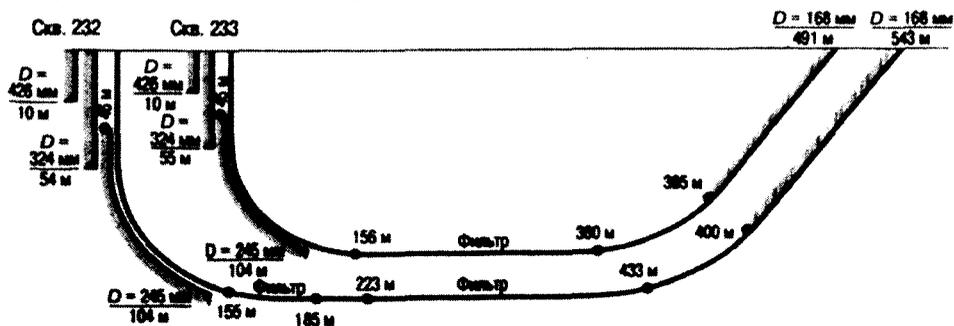


Рис. 5.12. Конструкция ДУГС № 232 и 233 Ашальчинского месторождения

мый активной водонасыщенной толщей, залегает на глубине 70–100 м, поэтому с декабря 2005 г. по апрель 2007 г. пробурили две пары ДУГС № 232 и 233 и № 230а и 230. Нагнетательную ДУГС № 233 пробурили с длиной ствола 491 м, в том числе 204 м по горизонтали, а добывающую ДУГС № 232 с длиной ствола 543 м и горизонтальным стволом на 5 м ниже протяженностью 278 м, оснащенным фильтром (рис. 5.12).

При строительстве следующей пары ДУГС № 230 и 231 увеличили длину горизонтального ствола в 2 раза за счет применения осциллятора марки АГТ-О66 для доведения нагрузки на долото и кратного снижения сил сопротивления перемещению буровой колонны.

Первые результаты строительства эксплуатации ДУГС на Ашальчинском месторождении подтвердили новые возможности геонавигационных технологий и наметили пути дальнейшего развития двухустьевого бурения скважин.

На рисунке 5.13 показаны два вертикальных (а) и два наклонных (б) устья ДУГС № 232 и 233, через которые осуществляют тепловое воздействие на пласт и добычу битума.

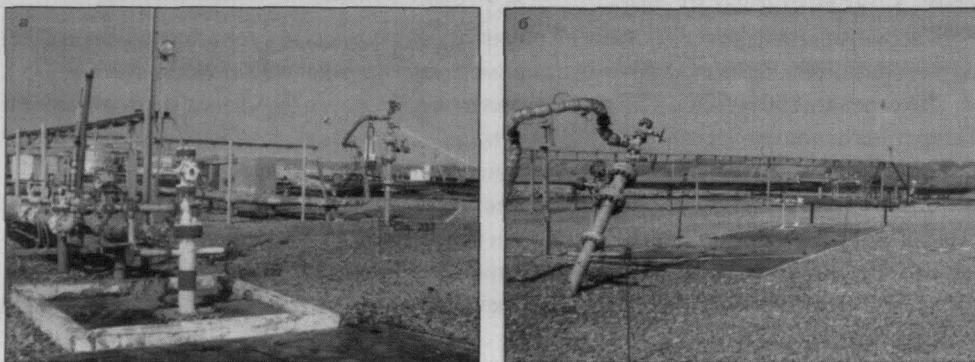


Рис. 5.13. Вертикальные (а) и наклонные (б) устья ДУГС № 232 и 233

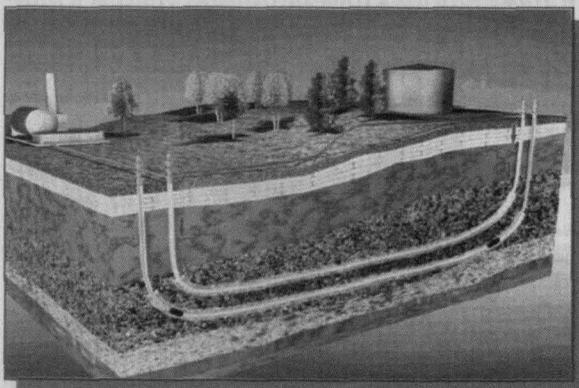


Рис. 5.14. Реализация термокапиллярно-гравитационного воздействия на Ашальчинском месторождении посредством двухустевых горизонтальных скважин

Таким образом, метод гравитационного и теплового воздействия реализован на опытном участке Ашальчинского месторождения посредством ДУГС, то есть созданием замкнутой системы циркуляции рабочего агента, восстанавливающей проницаемость порового пространства и увеличивающей объем углеводородоотдачи со значительным экологическим эффектом (рис. 5.14).

Пробная эксплуатация первой пары скважин показала возможность осуществления ряда технико-технологических операций и физических процессов, в частности:

- спуск глубинного прибора до горизонтальной части ствола;
- применение обычных НКТ вместо теплоизолированных, что значительно снижает затраты при приемлемых потерях тепла;
- проведение ремонтов и исследований, возможность контроля процесса;
- эффективное освоение скважин после бурения (очистка призабойной зоны свабом и др.);
- обеспечение приемистости пара по фильтровой части горизонтальной нагнетательной скважины и увеличение охвата пласта термическим воздействием;
- регулирование подачи рабочего агента (пара) по пласту и отбора из любой точки пласта.

С целью дальнейшего снижения себестоимости добычи, сокращению затрат на производство пара, снижению затрат на обслуживание скважинных систем рекомендуется специалистам ОАО «Гатнефть» приступить к строительству ДУМГС (см. параграф 5.1.2) и рассмотреть возможность реализации проекта разработки залежей высоковязких нефтей и битумов ДУЗС (см. параграф 5.1.3).

В 2004 году научно-производственное объединение «Горизонт-Сервис-Геонавигация» осуществило телеметрическое и инженерное сопровождение траектории ствола поисковой наклонно-направленной скважины № 1 Арабляр-Море-Южная с телеметрической системой большого диаметра ЗТС-195, обеспечив строительство МЗГС под шельф Каспийского моря с отдалением забоя 3000 м (рис. 6.3). Получен уникальный опыт управления траекторией ствола скважины большого диаметра ответственными роторными компоновками, отклонителями и телеметрией.

Открытие перспективных в нефтегазоносном отношении структур шельфа Охотского моря потребовало бурения ННС с большим отклонением забоя от вертикали. В 1971 году на площади Одопту-море построена ННС № 1 с $A_{пр} = 2200$ м при вертикальной глубине 2300 м. Средняя $V_{ком} = 764$ м/ст.-мес. (рис. 6.4). В июле 1997 года на этом же месторождении была забурена скважина № 202 Одопту-море на северный купол с использованием верхнего привода. Под эксплуатационную колонну бурили долотами $\varnothing 215,9$ мм типа S82FL. Режим роторного бурения: нагрузка на долото 10–12 т, число оборотов 110 об/мин, производительность насосов 20–30 л/с при давлении на стояке 160–180 атм. Интервал 4012–4332 м бурили турбороторным способом с винтовым двигателем: нагрузка на долото 5–12 т, число оборотов 110 об/мин, производительность насосов 65 л/с. За три долбления выправили азимут ствола и перешли на роторное бурение. Применяли инвертный эмульсионный раствор: плотность 1,14–1,22 г/см³, вязкость 100–140 с, содержание песка 0,2–0,3 %; фильтрация 8,0 см³ за 30 с. КНБК включала долото, наддолотный калибратор, винтовой двигатель, центратор, телеметрическую систему MWD длиной 36 м, бурильные трубы, УБТ. Фактический профиль и конструкция скважины приведены на рис. 6.5, 6.6 и табл. 6.1.

В последние годы на месторождении Одопту-море пробурены ННС с отклонением от вертикали более 4000 м: № 201/203 с отдалением забоя $A = 4996$ м при вертикальной глубине 1572 м; № 204 с $A = 5229$ м при вертикальной глубине 1499 м; № 209 с $A = 5335$ м

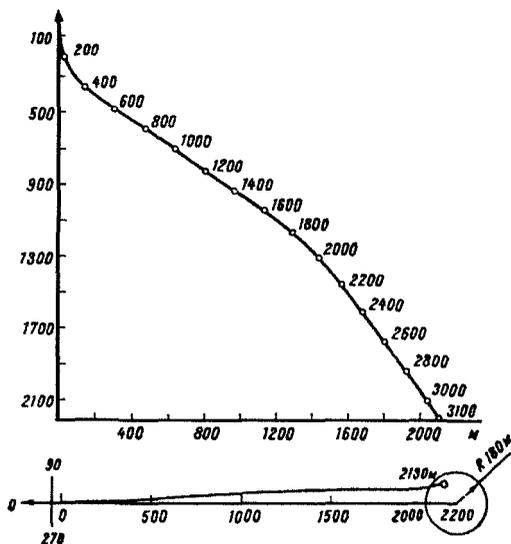


Рис. 6.2. Вертикальная проекция скважины № 588

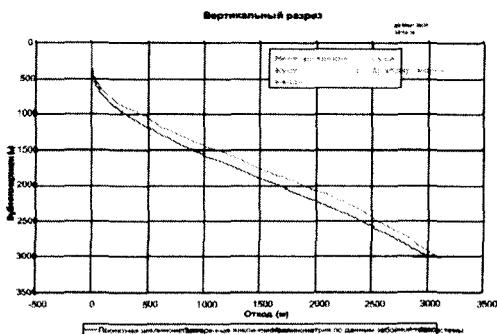


Рис. 6.3. Вертикальная проекция скважины № 1 Арабляр-море-Южная

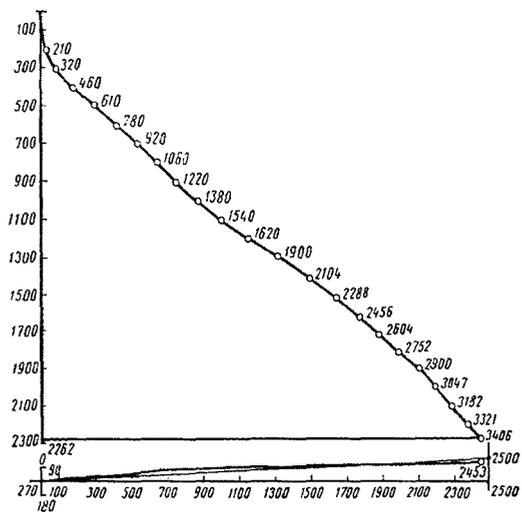


Рис. 6.4. Вертикальная и горизонтальная проекции скважины № 1 Одопту-море

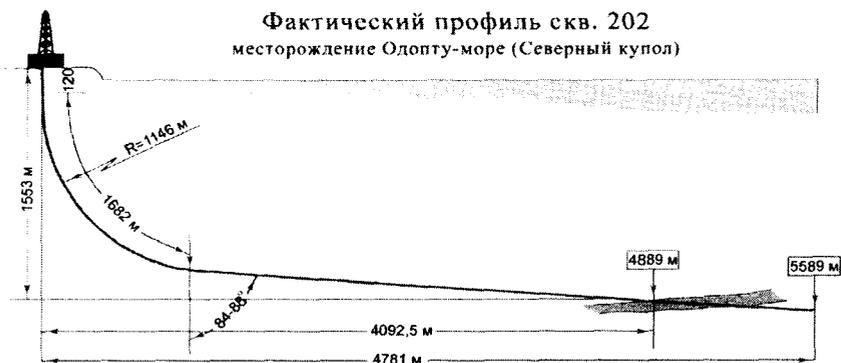


Рис. 6.5. Фактический профиль скважины № 202 Одопту-море

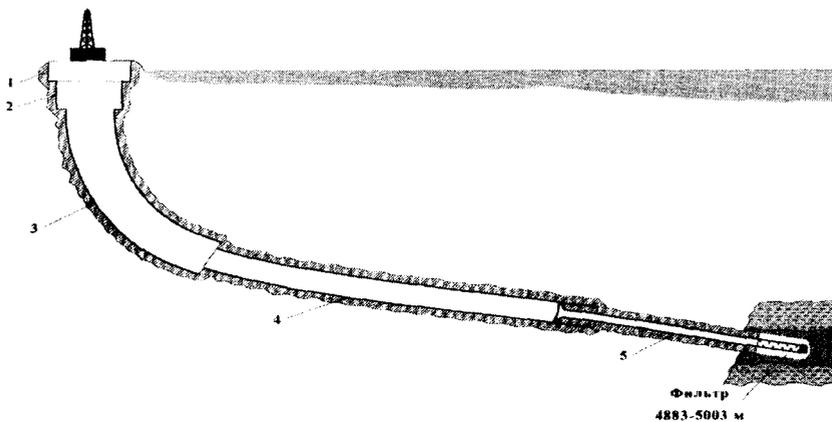


Рис. 6.6. Конструкция скважины № 202 Одопту-море

Таблица 6.1

Номер обсадной колонны	Ствол скважины				Обсадная колонна			
	диаметр, мм		длина, м		диаметр, мм		длина, м	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	—	—	14	14	720,0	720,0	14	14
2	660,4	660,4	90	96	508,0	508,0	90	93
3	444,5	444,5	1500	1517	339,7	339,7	1500	1505
4	311,0	311,0	4000	4005	244,5	244,5	4000	3677
5	215,9	215,9	5900	5589	168,0	168,0×177,8	3900–5900	3194–5014

при вертикальной глубине 1496 м; скважина № 211 с А = 4387 м при вертикальной глубине 1563 м и скважина № 208 с А = 6000 м при длине ствола 6447 м.

Основные мировые достижения в строительстве ННС с большими отклонениями от вертикали представлены в таблице 6.2, а вертикальная проекция скважины, пробуренной на месторождении Уитч Фарм компанией Бритиш Петролеум с А = 10114 м, изображена на рисунке 6.7.

Таблица 6.2

Скважина	Отклонение от вертикали, м	Длина ствола, м	Глубина по вертикали, м	Нефтяная компания	Месторождение	Регион
Z-11	11282	11578	2650	Сахалин-1	Чайво	Россия
CN-1	10585	11184	1657	Total	Ara	Аргентина
M-11Y	10114	10658	1605	BP	Wytch Farmer	Англия
M-14	8938	9557	1795	BP	Wytch Farmer	Англия
CS-1	8108	8687	1497	Total	Kaus	Аргентина
24-3A-14	8602	9236	2985	Phillips	Xijiang	Китай
M-5	8028	8715	1605	BP	Wytch Farmer	Англия
AS-3	7974	8530	1616	Total	Ara	Аргентина
M-15	7967	8892	1613	BP	Wytch Farmer	Англия
30/6-C-26A	7853	9327	2770	Norsk Hydro	Oseberg	Норвегия
CS-2	7677	8193	1503	Total	Kaus	Аргентина
M-9Z	7652	8303	1656	BP	Wytch Farmer	Англия
MFF-19C	7645	9301	2156	Maersk	Dan	Дания
A2-T-2	7377	8561	2865	Statoil	Sleipner	Норвегия
GWA-13	7372	8426	2866	Woodside	Goodwyn	Австралия
33/9-C2	7290	8761	2788	Statoil	Statfjord	Норвегия
Dieksand 2	6938	7727	2019	RWE-DEA	Dieksand	Германия
2\1-A21T3	6833	8417	4041	BP	Gyda	Норвегия
M-3	6818	7450	1593	BP	Wytch Farmer	Англия
M-2	6760	7522	1590	BP	Wytch Farmer	Англия
30/6-C-17	6639	7921	2753	Norsk Hydro	Oseberg	Норвегия

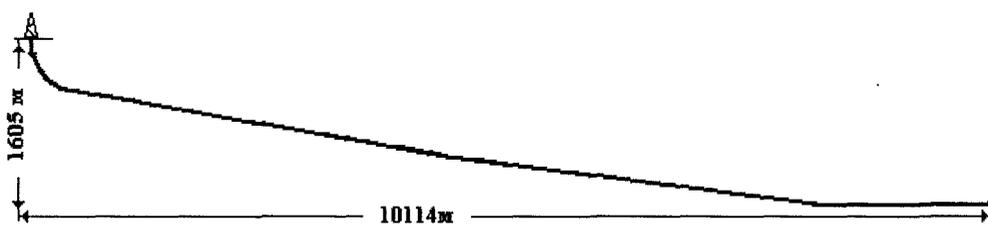


Рис. 6.7. Вертикальная проекция скважины М-11У на месторождении Уитч Фарм

6.2. ГЕОНАВИГАЦИЯ СКВАЖИН ПРИ ОСВОЕНИИ ШЕЛЬФА АРКТИКИ

Значимость минерально-сырьевого потенциала арктических и дальневосточных шельфовых областей России (нефть, газ, конденсат, уголь и рудные ископаемые) не вызывает сомнений в скорейшем их освоении. Они являются важнейшим резервом страны на третье тысячелетие. Однако труднодоступность шельфовых зон и значительная капиталоемкость разработки усложняет разведку традиционными методами с расположением буровой установки непосредственно над исследуемым объектом.

Мировая практика доказала высокую эффективность нефтегазопроисковых работ геологоразведочными горизонтальными скважинами (ГРГС) с отдалением забоя от точки заложения до 10 и более километров. Как правило, ГРГС закладываются на морских платформах, на берегах морей, дельт и губ больших рек.

Вместе с тем геологоразведочное бурение имеет свою специфику, заключающуюся в получении максимальной информации по объекту исследования. В большинстве случаев техника и технология строительства геологоразведочных скважин, особенно на жидкие полезные ископаемые, ориентирована на вертикальное бурение. Традиционный подход продиктован минимизацией затрат на метр проходки, снижением вероятности аварий и осложнений, увеличением процента выхода керна и получением максимальной геофизической информации. Перечисленные выше требования к ГРГС на базе существующей техники и технологии горизонтального бурения трудновыполнимы.

6.2.1. Технология строительства и эксплуатации двухустьевых горизонтальных скважин

В большинстве случаев максимальное отклонение забоя от вертикали ограничивается грузоподъемностью буровой установки (БУ). В свою очередь с увеличением грузоподъемности буровой установки растет её собственный вес, увеличиваются стоимость бурового оборудования и затраты на его обслуживание. Как правило, строительство скважин с отдаленным забоем ведут с буровых платформ или болотистых берегов морей, губ и рек, в большинстве сложенных многолетнемерзлыми породами. Увеличение грузоподъемности БУ повлечет дополнительные затраты по созданию соответствующей платформы или кустового основания.

Известный способ добычи УВ горизонтальными скважинами включает бурение и крепление вертикального направления, наклонно-направленного ствола и горизонтального участка ствола скважины, оборудование устья, перфорацию и освоение скважины. Углеводороды под действием пластового давления или насосной установки пода-

ются на дневную поверхность. Недостатком способа являются ограничения на длину горизонтального ствола, вскрывающего продуктивный пласт, отдаленный от устья на расстояние, превышающее технические возможности спуска эксплуатационной колонны при создании сжимающих усилий под действием её веса или принудительного проталкивания специальными устройствами, например гидравлическими домкратами. Тогда эксплуатационная колонна изгибается по всей длине и волнообразно прижимается к стенкам скважины, затрудняя дальнейшее перемещение вплоть до остановки.

Разработанная конструкция двухустьевой горизонтальной скважины (ДУГС) предназначена для разработки месторождений УВ, удаленных на десятки километров под природоохранные зоны и территории, запрещенные или недоступные для установки бурового и нефтепромыслового оборудования, уменьшения числа буровых и эксплуатационных платформ на морских месторождениях УВ, роста добычи УВ за счет увеличения проходного сечения эксплуатационной колонны, как минимум, в два раза [141].

Месторождение 1 находится между противоположными границами 2 и 3 территории, где возможна установка бурового и нефтепромыслового оборудования (рис. 6.8). Месторождение или его часть разбивают на эксплуатационные элементы 4. Рабочая часть 5 горизонтального ствола 6 в продуктивном пласте 7 находится внутри элемента 4 и обеспечивает оптимальную выработку залежи. На границе 2 с первого устья 8 забуривают вертикальное направление 9 (рис. 6.9), при бурении под кондуктор 10 осуществляют набор зенитного угла в азимуте, направленном на второе устье 12. При бурении под техническую колонну 11 выходят на горизонталь и бурят на длину, позволяющую преодолеть сопротивление движению колонны обсадных труб 11. На проектном расстоянии от устья 8 с устья 12 забуривают и крепят второе вертикальное направление 13, при бурении под кондуктор

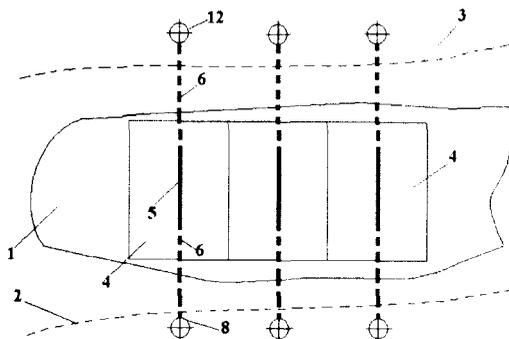


Рис. 6.8. Схема разработки месторождения углеводородов двухустьевыми горизонтальными скважинами

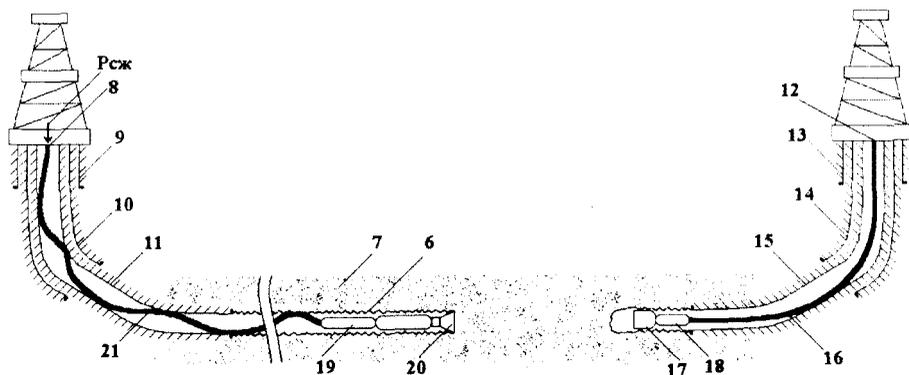


Рис. 6.9. Схема сооружения двухустьевой горизонтальной скважины

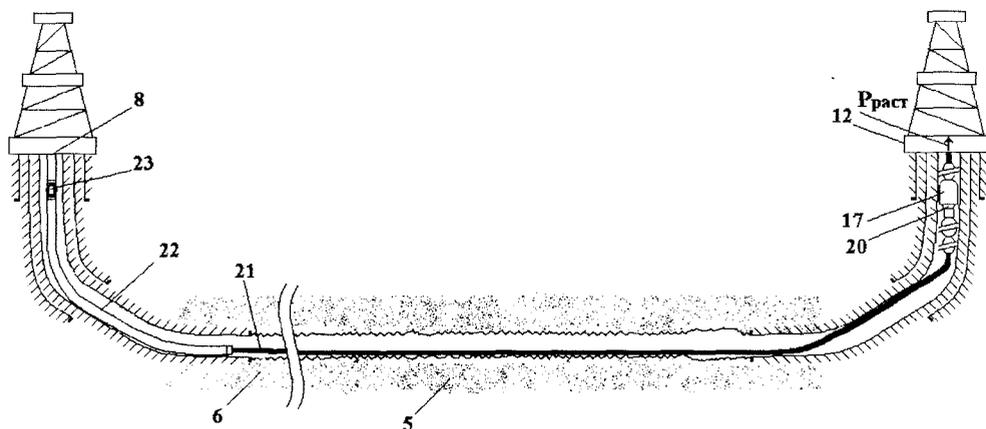


Рис. 6.10. Эксплуатационная колонна в процессе спуска

14 осуществляют набор зенитного угла в направлении устья 8. После выхода на горизонталь ствол обсаживают технической колонной 15, её диаметр равен или больше диаметра обсадных труб 11, разбуривают башмак технической колонны 15 с выходом и расширением ствола из-под башмака на длину долота 20 со стыкующим приспособлением и компоновкой, включающей телеметрическую систему 18 и стыкующее устройство 17. Данную компоновку спускают, не доходя до забоя на расстояние не менее длины долота 20 со стыкующим приспособлением, и наводят горизонтальный ствол 6, который бурят с первого устья 8 компоновкой с телеметрической системой 19, обеспечивающей управление траекторией ствола 6 и наведение долота 20 со стыкующим приспособлением на стыкующее устройство 17. Вводят долото 20 со стыкующим приспособлением в стыкующее устройство 17, присоединяют обсадные трубы эксплуатационной колонны 22 к колонне бурильных труб 21 на устье 8 (рис. 6.10). На устье 12 создают растягивающее усилие $P_{\text{раст}}$ к нижней части эксплуатационной колонны 22, освобождающее колонну от волнообразного прижатия к стенкам скважины в отличие от нагружения колонны труб сжимающей силой $P_{\text{сж}}$ при спуске, и вытягивают колонну 22 к устью 12. На эксплуатационной колонне 22 устанавливают, как минимум, один заклон-

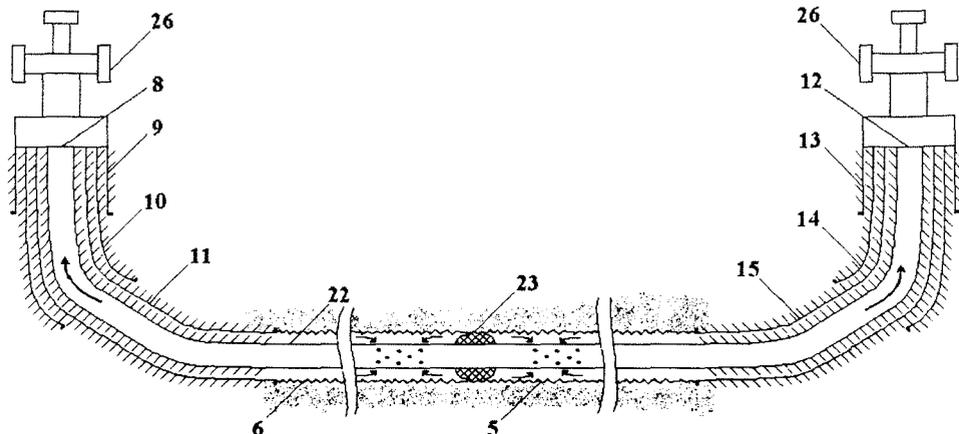


Рис. 6.11. Конструкция горизонтальной скважины при эксплуатации

ный пакер 23 в интервале, соответствующем контуру планируемого заводнения.

После установки оборудования 26 на устьях для отбора УВ скважину осваивают и начинают добычу из эксплуатационного элемента (рис. 6.11). При необходимости одно из устьев скважины 8 или 12 используют для промысловых геофизических исследований в процессе добычи углеводородов из противоположного устья.

При приближении контура заводнения 25 к месту установки пакера 23 внутритрубное пространство эксплуатационной колонны 22 в интервале установки пакера 23 перекрывают, например, полимерным тампоном 24, и устье 8, расположенное на стороне, противоположной направлению перемещения контура заводнения, используют для нагнетания жидкого или газообразного агента с целью поддержания пластового давления, а устье 12 – для добычи углеводородов (рис. 6.12).

После прекращения эксплуатации элемента 4 месторождения 1 перфорационные отверстия эксплуатационной колонны 22 герметизируют, и скважину можно использовать в качестве трубопровода, например, в сложной ледовой обстановке с морской платформы на берег для перекачивания углеводородов или транспортировки с берега на морскую платформу горюче-смазочных материалов для производственных и хозяйственных нужд.

Благодаря такому осуществлению способа добычи углеводородов с помощью ДУГС обеспечивается разработка месторождений, удаленных на десятки километров под природоохранные зоны и территории, запрещенные или недоступные для установки бурового и нефтепромыслового оборудования (на шельфе морей со сложной ледовой обстановкой, в Обской и Тазовской губе и др.); уменьшение числа кустовых оснований, буровых и эксплуатационных платформ на морских месторождениях; повышение добычи УВ за счет увеличения проходного сечения эксплуатационной колонны, как минимум, в два раза; использование одного из устьев скважины для поддержания пластового давления или проведения ГИС в процессе добычи углеводородов из противоположного устья, использование скважины, соединяющей берег с морской платформой после прекращения эксплуатации данного элемента месторождения в качестве трубопровода.

6.2.2. Бурение скважин с отдаленным забоем

Освоение нефтегазовых месторождений шельфа морей и океанов осуществляется тремя способами: с суши, с морских платформ и подводный. Применительно к уникальным условиям шельфа Арктики в эксплуатации находится единственное Юрхаров-

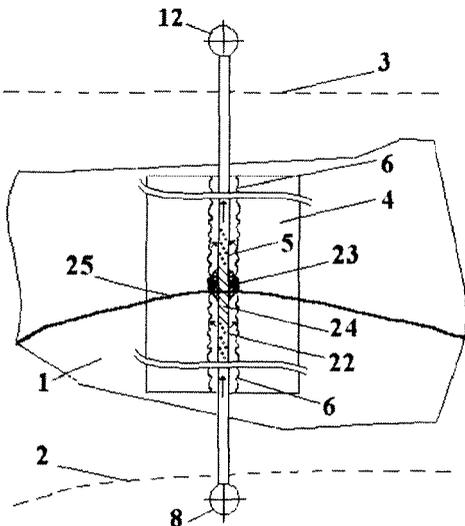


Рис. 6.12. Схема разработки месторождения горизонтальной скважиной в режиме нагнетания воды или газа через одно устье и добычи углеводородов через второе устье

ское месторождение, расположенное под акваторией Тазовской губы, осваиваемое только первым способом [232]. Ледостойкие основания, способные выдержать в течение многих десятилетий ветровые, температурные и ледовые нагрузки, существуют только в проектах. Их недостатком является необходимость сооружения и многолетняя эксплуатация дорогостоящего ледостойкого основания в экологически уязвимой акватории, а также сооружение и содержание береговой базы с аэродромной, аварийной и десятками вспомогательных служб для поддержки функционирования платформы и обеспечения безопасности работы персонала на ней. Подводные технологии разработки месторождений углеводородов в условиях мелководья, требующие создания технических средств для бурения скважин и защитных конструкций подводных добычных комплексов от воздействия торосистых ледяных образований, рыболовных, грузовых и транспортных судов весьма дорогостоящи, а из-за экологической уязвимости экосистемы практически нереализуемы.

Учитывая все возрастающую практическую роль скважин с большим отклонением забоя от проекции устья на пласт появилась потребность в более коротком и емком определении этого параметра. Наиболее близким русским словом является «отдаленный» (см. Даль В.И. Толковый словарь живого великорусского языка). Таким образом, за скважину с отдаленным забоем (СОЗ) принимаем скважину с отношением горизонтальной проекции ТСС к вертикальной ≥ 1 [62, 185, 188, 200, 206].

Мировой опыт строительства скважин с отдаленным забоем (СОЗ) в Англии, Аргентине, Китае, Норвегии, Дании и России доказал их экологическую и экономическую эффективность. На нефтяном месторождении Чайво в ходе реализации проекта «Сахалин-1» пробурена скважина Z-11 длиной 11282 м (см. табл. 6.2). Построены сотни СОЗ с отдалением забоя более 5000–7000 м. Ведутся работы по технико-экономическому обоснованию строительства скважин с отдалением забоя до 15000–20000 м, но опять-таки традиционным способом бурения протяженного тангенциального участка в неустойчивых, склонных к обвало- и желобообразованию горных породах. Для устойчивости стенок ствола требуется применять дорогостоящие буровые растворы, увеличивать число обсадных колонн или отказываться от вскрытия пласта в месте, оптимальном с позиции разработки или разведки месторождения.

Новые технико-технологические решения, разработанные под руководством профессора В.В. Кульчицкого в лаборатории Геонавигации и интеллектуальных скважинных систем Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, обеспечили успешное строительство и ввод в эксплуатацию горизонтальных СОЗ на труднодоступные залежи многопластового Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения под акваторией Тазовской губы. С учетом того, что газовые ресурсы месторождений только Обской и Тазовской губ прогнозируются более 10 трлн. м³, опыт ОАО «НОВАТЭК» в промышленном освоении Арктического шельфа считается весьма ценным [193–196, 198–200]. Еще большую эффективность можно получить от реализации перспективных проектов, которые в состоянии повлиять на развитие нефтегазовой отрасли [203, 209, 212, 214, 215, 218, 220, 221, 224, 330].

Для повышения надежности строительства СОЗ и снижения трудовых и материальных затрат разработан способ бурения [138]. В интервале неустойчивых, склонных к желобо- и обвалообразованию пород I бурят вертикальный участок I, набирают зенит-

ный угол не больше критического для конкретных горно-геологических условий, при которых теряется устойчивость стенок, на участке 3 стабилизируют зенитный угол до интервала устойчивых пород III, расположенных ниже подошвы продуктивного пласта II (рис. 6.13). Добирают зенитный угол до 90° и бурят горизонтальный участок 4 на длину, обеспечивающую вскрытие продуктивного пласта в проектной точке 6, после набора зенитного угла более 90° восстающим стволом. На рисунке 6.14 показана часть акватории 8 Тазовской губы шириной до 25 км над газовым месторождением 9. Основные запасы природного газа сосредоточены в сеноманских отложениях на глубине до 1200 м. Геологический разрез до кровли продуктивного пласта представлен многолетнемерзлыми глинами, песками, опоковидными и морскими глинами. Продуктивный пласт сложен слабосцементированным песчаником, склонным к размыванию и обвалообразованию, нижележащий – более устойчивыми известковистыми алевритовыми песчаниками. Для вскрытия сеноманских отложений, например Юрхаровского месторождения, отход забоя от границы водоохранной зоны должен быть от 1,5 до 5 км. Возможны три варианта бурения:

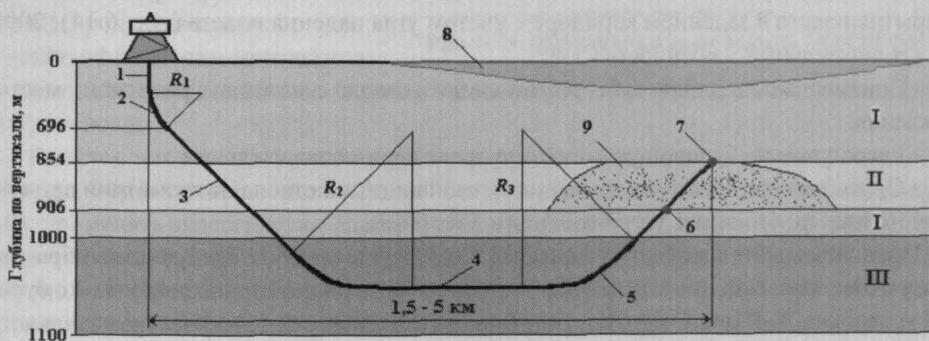


Рис. 6.13. Вертикальная проекция СОЗ

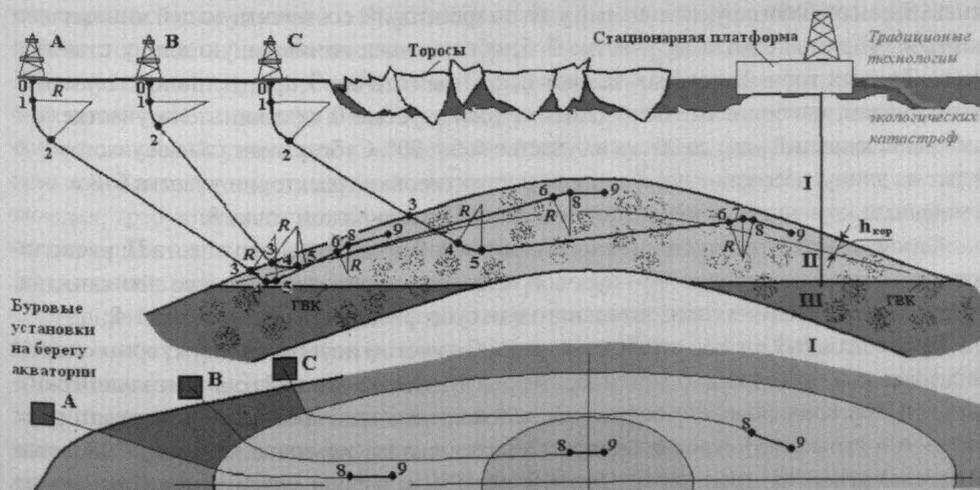


Рис. 6.14. Вертикальная и горизонтальная проекции антиклинальной структуры

1. Набор до $82-89^\circ$ и стабилизация зенитного угла в пластичных, склонных к сальникообразованию морских глинах кузнецовской свиты и прикровельных породах с возможными желобо-, обвалообразованиями и газопроявлениями.

2. Бурение горизонтального ствола в слабосцементированных продуктивных песчаниках с газопроявлениями и осложнениями.

3. Бурение протяженного горизонтального ствола в устойчивых известковистых алевритовых песчаниках ниже подошвы продуктивного пласта на 20–40 м и вскрытие продуктивного пласта восстающим стволом в проектной точке.

Третий вариант позволяет повысить надежность бурения СОЗ, уменьшая протяженность наклонного ствола в интервале неустойчивых пород.

При отсутствии интервалов устойчивых горных пород ниже подошвы продуктивного пласта предложен новый взгляд на обеспечение надежного бурения СОЗ на продуктивный пласт, находящийся за пределами буровой установки в толще неустойчивых, склонных к обвало- и желобообразованию горных пород, за счет оптимизации длины ствола до точки вскрытия продуктивного пласта, предотвращения вскрытия водоносной части пласта и оптимизации траектории ствола скважины до проектной точки вскрытия пласта в заданном коридоре с учетом угла падения пласта (рис. 6.14) [200].

Отличительные особенности СОЗ:

- Соизмеримость длины субгоризонтального ствола скважины с размерами месторождения;
- Расположение буровой установки за пределами месторождения;
- Существенная зависимость точности геонавигации ствола от геометрии продуктивного пласта: толщины, углов падения и восстания.

Предлагаемый способ строительства СОЗ осуществляют следующим образом. В неустойчивых, склонных к желобо- и обвалообразованию горных породах I с буровой установки А, В или С проводят вертикальный участок 0–1, на участке начального искривления 1–2 зенитный угол набирают до величины, не превышающей критической в конкретных горно-геологических условиях, когда теряется устойчивость стенок скважины. Затем стабилизируют зенитный угол по траектории, соответствующей минимально возможной длине ствола на участке 2–3, обеспечивая наименьшую длину ствола в неустойчивых горных породах за счет вскрытия в точке 3 продуктивного пласта II антиклинали, наиболее близко расположенной к устью 0 скважины. На участке 3–4 набирают зенитный угол до 90° , а на участке 4–5 $> 90^\circ$. Субгоризонтальный участок 5–6 бурят на длину, обеспечивающую после корректировки траектории участка 6–8 выход в заданный коридор $h_{кр}$ продуктивного пласта II в проектной точке 8.

Строительство эксплуатационного участка 8–9 продуктивного пласта II, расположенного на противоположной от буровой установки ниспадающей части антиклинали, предваряется бурением горизонтального или субгоризонтального участка 4–8.

Предложенный способ строительства СОЗ с учетом неустойчивости горных пород березовской и кузнецовской свит впервые реализован на газовой горизонтальной скважине № 106 Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения под акваторией Газовской губы [193]. Кровля продуктивного пласта вскрыта на глубине 1228 м под зенитным углом 66° (рис. 6.15). На глубине 1520 м набран максимальный зенитный угол 95° . По продуктивному пласту с более устойчивыми горными породами, чем

вышележащие, пробурено 727 м, что составляет 37% всей длины скважины. Достигнута рекордная длина горизонтального ствола в газовой скважине на сеноманские отложения. Эксплуатационный участок пробурен в заданном коридоре продуктивного пласта, колонна проперфорирована в прикровельном интервале 1792–1955 м.

Благодаря такому способу бурения СОЗ снижаются риски осложнений и аварий, металлоемкость конструкции, количество обсадных колонн. Кроме того, восстающий субгоризонтальный ствол в продуктивном пласте усиливает эффект самоочистения скважины от выносимых газом из околоскважинного пространства механических примесей и воды.

Вместе с тем значительное отдаление месторождений от границы водоохранной зоны на суше, в акватории рек и шельфа, особенно в условиях арктических морей, вынуждает применять экологически опасные способы разработки: например, формирование ледостойкого комплекса, включающее разбуривание скважин в безледовый период с самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ), отвод СПБУ с места бурения, установку ледостойкого основания и последующую эксплуатацию месторождения. Недостатком является необходимость сооружения и многолетней эксплуатации дорогостоящего ледостойкого основания в экологически уязвимой акватории, а также сезонное строительство скважин с СПБУ. Ледостойкий комплекс для освоения нефтегазовых месторождений на арктическом шельфе должен содержать ледостойкое основание с эксплуатационным, энергетическим оборудованием и жилым блок-модулем. В условиях арктического шельфа и мелководья данный способ весьма дорогостоящий, а из-за экологической уязвимости экосистемы – нереализуемый. Сомнительно использовать подводные технологии разработки месторождений углеводородов в условиях мелководья, требующие создания технических средств для бурения скважин и защитных конструкций подводных добычных комплексов от воздействия торосистых ледяных образований, рыболовных, грузовых и транспортных судов [196].

Найдены технические решения, являющиеся альтернативой всем ранее известным технологиям разработки месторождений углеводородов в условиях протяженных водоохранных зон, мелководья акваторий рек, губ и шельфа арктических морей [212, 220]. Конструкция скважины с горизонтальным направлением и отдаленным забоем открывает принципиально новые возможности способов сооружения и эксплуатации скважин, совмещая функции, обеспечивающие бурение, капитальный ремонт, методов интенсификации и транспорта углеводородов. Цель предлагаемых технических реше-

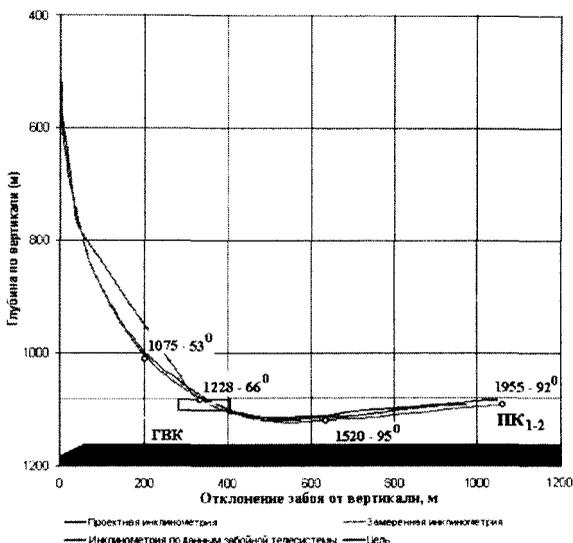


Рис. 6.15. Вертикальная проекция скважины СОЗ № 106

ний – обеспечение разработки месторождений углеводородов, удаленных на десятки и сотни километров вовнутрь природоохранных зон и территорий, запрещенных или недоступных для установки бурового и нефтепромыслового оборудования, отказ от дорогостоящих и экологически опасных эксплуатационных платформ и подводных сооружений на морских месторождениях, особенно арктического шельфа.

Поставленная цель достигается тем, что стволы и элементы конструкции скважины, включающие шахтное направление, горизонтальное направление, кондуктор, технические и эксплуатационные колонны, частично или полностью сооружаются траншейным и (или) бестраншейным способом в непосредственной близости от поверхности земли и (или) дна акватории на расстоянии, обеспечивающем защиту конструкции скважины от воздействия торосистых ледяных образований, рыболовных, грузовых и транспортных судов, с прокладкой и (или) протаскиванием предварительно сваренных в плети труб большого диаметра, заканчивающихся искривленным вниз на заданный зенитный угол участком. Причем в трубах большого диаметра предварительно устанавливают трубы меньшего диаметра, являющиеся элементами кондуктора и (или) технических колонн, систем телеметрического контроля и технологического воздействия на затрубное пространство обсадных колонн.

Добычу углеводородов скважинами с отдаленным забоем и горизонтальным направлением (СГН) осуществляют следующим образом. Месторождение 1 находится под водоохранной зоной или акваторией арктического шельфа 2, где невозможна установка бурового и нефтепромыслового оборудования (рис. 6.16).

На границе водоохранной зоны устанавливают буровую установку 3 и сооружают шахтное направление 4. Бурится ствол скважины под горизонтальное направление 5 бестраншейным способом или прокладывается траншейным в непосредственной близости от поверхности земли и (или) дна акватории 2 на расстоянии, обеспечивающем защиту конструкции скважины от воздействия торосистых ледяных образований 6, рыболовных, грузовых и транспортных судов. Прокладывают и (или) протаскивают предварительно сваренные в плети трубы горизонтального направления 5, заканчивающиеся искривленным вниз на заданный зенитный угол участком 7. Причем в направлении 5 предварительно устанавливают трубы меньшего диаметра, являющиеся элемен-

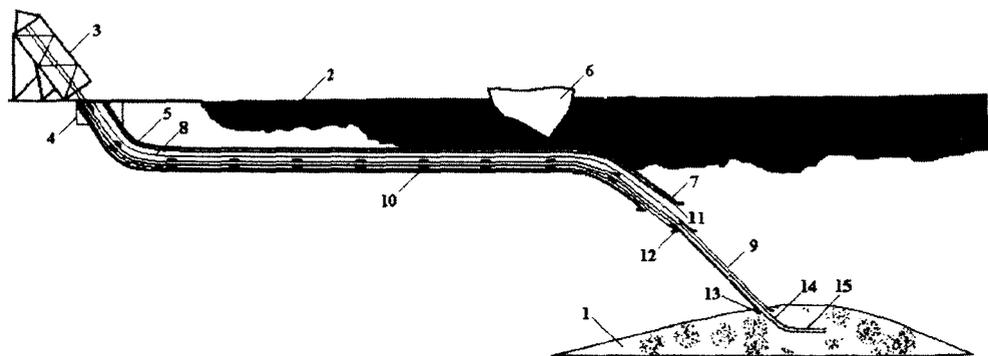


Рис. 6.16. Конструкция скважины с горизонтальным направлением

тами кондуктора 8 и (или) технических колонн 9 с протекторами 10, существенно снижающими силы трения и центровку, систем 11 телеметрического контроля и технологического воздействия на межколонное пространство.

Горизонтальное направление 5 забуривается или прокладывается в проектом азимуте на расстоянии, обеспечивающем бурение наклонно-направленного ствола из-под искривленного вниз на заданный зенитный угол участка 7 и вскрытие продуктивного пласта 1 в проектной точке. Причем бурение из-под искривленного вниз на заданный зенитный угол участка 7 осуществляется компоновкой с долотом и расширителем, пропущенными через кондуктор 8 или техническую колонну 9, предварительно установленную в горизонтальном направлении 5. Бурение наклонно-направленного ствола ведут с одновременной расширкой под кондуктор 8, проталкивание кондуктора 8 путем наращивания обсадной колонны кондуктора до проектной глубины и цементирования. Затем спускают техническую колонну 9 до башмака кондуктора 12 для выноса шлама на поверхность, бурят ствол с расширителем, доспускают и цементируют техническую колонну 12. Из-под башмака 13 технической колонны 9 бурят наклонно-направленный или горизонтальный ствол под эксплуатационную колонну или хвостовик 14. После установки оборудования для отбора углеводородов, перфорации 15 эксплуатационной колонны 14 скважину осваивают и начинают добычу углеводородов из пласта 1.

С целью разработки части или всего месторождения углеводородов из одного устья скважины горизонтальное направление, выполненное из труб большого диаметра 16, позволяет установить несколько кондукторов 17 предварительным оснащением их бокового 18 и центрального 19 выхода из горизонтального направления 16 для бурения стволов с расширением, допуском и креплением кондукторов 17 (рис. 6.17).

Для обеспечения перемещения бурильных труб на 50–100 и более км необходимо до минимума снизить силы трения и её вес, что возможно благодаря изобретению архимедовой колонны (рис. 6.18) [220].

После сооружения на допустимом расстоянии от водоохранной или береговой линии 1 шурфа 2, в нем устанавливают в проектом азимуте искривленный участок 3 начала горизонтального направления 4, укладывают частично или полностью, траншей-

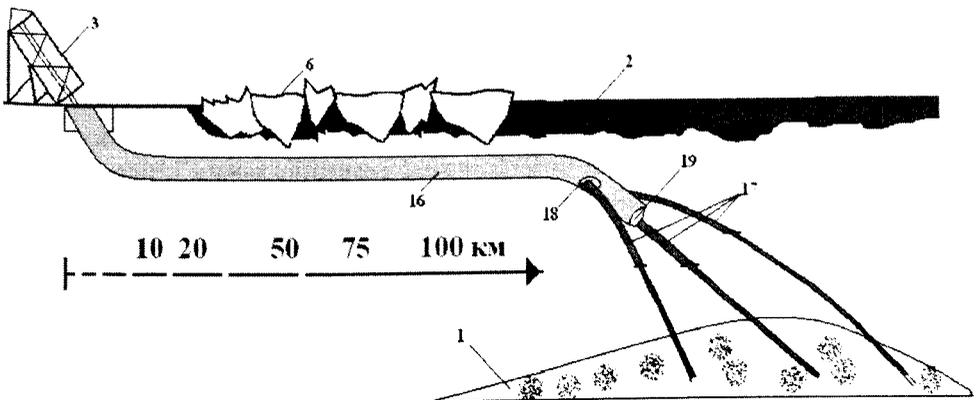


Рис. 6.17. Схема разработки части или всего месторождения углеводородов из одного устья скважины

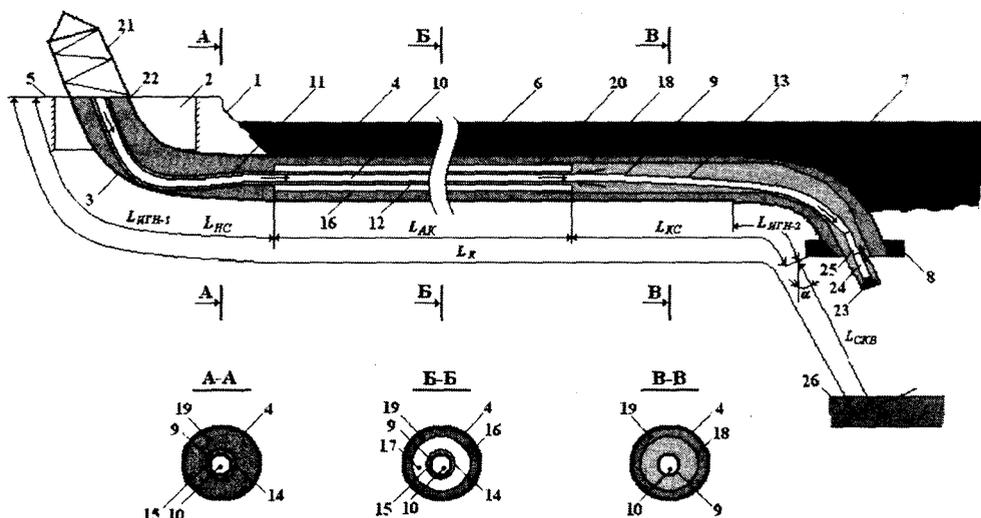


Рис. 6.18. Конструкция скважины с горизонтальным направлением

ным и/или бестраншейным способом в непосредственной близости от поверхности земли 5 и/или дна акватории 6, с протаскиванием и/или укладкой предварительно сваренных в плети труб большого диаметра горизонтального направления 4, заканчивающегося искривленным вниз на заданный зенитный угол α окончанием 7 горизонтального направления 4 и впоследствии выполняющим функции трубопровода для транспортировки добываемых жидких и/или газообразных углеводородов. Причем процесс бурения скважины из-под башмака 8 горизонтального направления 4 осуществляют посредством компоновки бурильной колонны, устанавливаемой в горизонтальном направлении 4. Направление 4 состоит из сообщающихся между собой посредством внутренней трубы 9 с промывочным каналом 10 начальной секции 11 бурильной колонны, архимедовой колонны 12, установленной с возможностью плавучести и регулирования ее положения относительно верхней или нижней стенок горизонтального направления 4, и концевой секции 13 бурильной колонны, опирающейся на башмак 8 горизонтального направления 4.

Начальная секция 11 жестко соединена с началом архимедовой колонны 12, которая включает коаксиально установленную относительно внутренней трубы 9 среднюю трубу 14 с образованием между ними межтрубного промывочного канала 15 для обратной промывки и выноса шлама с забоя скважины. Архимедова колонна 12 содержит между горизонтальным направлением 4 и средней трубой 14 наружную трубу 16 с образованием между последними межтрубного пространства 17. Концевая секция 13 включает внутреннюю трубу 9 и шламовую трубу 18, телескопически соединенную с наружной трубой 16 архимедовой колонны 12. Шламовая труба 18 обеспечивает обратную промывку и вынос шлама с забоя при изменяющейся длине $L_{КС}$ – концевой секции 13. Межтрубное пространство 19, образованное шламовой трубой 18 концевой секции 13 и горизонтальным направлением 4, наружной трубой 16 архимедовой колонны 12 и горизонтальным направлением 4 и средней трубой 14 начальной секции 11 и горизон-

тальным направлением 4, заполняют жидкостью с заданной плотностью для обеспечения плавучести архимедовой колонны 12. Межтрубное пространство 17 между средней 14 и наружной 16 трубами архимедовой колонны 12 заполняют воздухом или газом. Для обеспечения герметичности соединения между началом шламовой трубы 18 и окончанием наружной трубы 16 архимедовой колонны 12 установлены сальниковые уплотнения 20.

Сборку компоновки бурильной колонны производят с буровой установки 21 на устье 22 в следующей последовательности: породоразрушающий инструмент 23; забойный двигатель 24 (при роторном бурении не устанавливается); телеметрическая система 25; концевая секция 13 бурильной колонны, длина которых определяется следующим выражением:

$$L_{KC} \geq L_{СКВ} + L_{ИГН-2}, \quad (6.1)$$

где L_{KC} – длина концевой секции 13 бурильной колонны от башмака 8 горизонтального направления 4 до окончания архимедовой колонны 12; $L_{СКВ}$ – максимально возможная длина ствола скважин от башмака 8 горизонтального направления 4 до проектного забоя в продуктивном пласте 26, $L_{ИГН-2}$ – длина искривленного окончания 7 горизонтального направления 4; архимедова колонна 12, длина которой определяется следующим выражением:

$$L_{AK} = L_K - L_{ИГН-1} - L_{ИГН-2} - 2 \cdot L_{СКВ}, \quad (6.2)$$

где L_{AK} – длина архимедовой колонны 12, L_K – длина компоновки бурильной колонны от устья 22 до проектного забоя в продуктивном пласте 26; $L_{ИГН-1}$ – длина искривленного начала 3 горизонтального направления 4; начальная секция 11 бурильной колонны, посредством которой наращивают компоновку бурильной колонны с устья 22, минимальная длина которой составляет: $L_{НС \min} \geq L_{ИГН-1}$, а максимальная длина:

$$L_{НС \max} = L_{ИГН-1} + L_{СКВ}. \quad (6.3)$$

Архимедова колонна 12 – наиболее жесткая секция бурильной колонны и для предупреждения появления дополнительных изгибающих усилий и соответственно сил сопротивления при её движении налагаются следующие требования к её сборке и эксплуатации: архимедову колонну нельзя располагать в искривленном начале $L_{ИГН-1}$ и искривленном окончании $L_{ИГН-2}$ горизонтального направления 4. Например, при $L_K = 50000$ м, $L_{ИГН-1} = 1000$ м, $L_{ИГН-2} = 500$ м и $L_{СКВ} = 3000$ м:

- длина архимедовой колонны составляет

$$L_{AK} = L_K - L_{ИГН-1} - L_{ИГН-2} - 2 \cdot L_{СКВ} = 50000 - 1000 - 500 - 6000 = 42500 \text{ м};$$

- длина концевой секции бурильной колонны больше или равна

$$L_{KC} \geq L_{СКВ} + L_{ИГН-2} \geq 3000 + 500 \geq 3500 \text{ м};$$

• длина начальной секции бурильной колонны перед началом углубления ствола скважины ниже башмака горизонтального направления $L_{НС \min} = L_{ИГН-1} = 1000$ м, а после вскрытия продуктивного пласта и достижения максимальной глубины скважины

$$L_{НС \max} = L_{ИГН-1} + L_{СКВ} = 1000 + 3000 = 4000 \text{ м}.$$

При сооружении скважины с горизонтальным направлением 4 более 80–90% длины компоновки бурильной колонны представляет архимедова колонна 12 с прямым

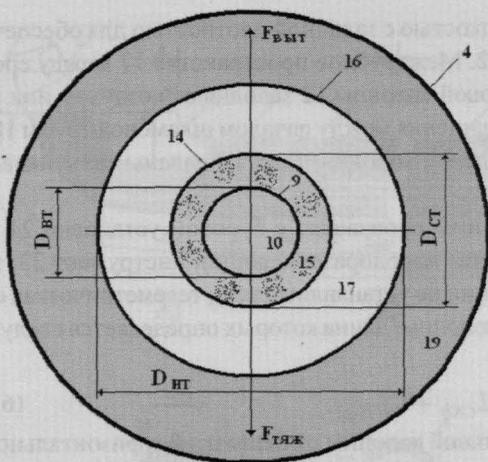


Рис. 6.19. Архимедова колонна

направлении 4 – равенство приведенного веса всех трех труб 9, 14 и 16 силе вытеснения архимедовой колонны 12, погруженной в жидкость плотностью $\rho_{\text{выт}}$.

Сила вытеснения при этом будет равна:

$$F_{\text{выт}} = \rho_{\text{выт}} \cdot V_{\text{выт}} \cdot g = \rho_{\text{выт}} \frac{\pi D_{\text{АКнар}}^2}{4} \cdot L \cdot g, \quad (6.4)$$

где $D_{\text{АКнар}}$ – наружный диаметр наружной трубы 16, м; $\rho_{\text{выт}}$ – плотность жидкости в межтрубном пространстве 19, кг/м³; $L_{\text{АК}}$ – длина архимедовой колонны, м.

Вес конструкции архимедовой колонны в рабочем состоянии:

$$F_{\text{констр}} = \sum_i F_i = \sum_i \rho_i \frac{\pi(D_{i+1}^2 - D_i^2)}{4} \cdot L_{\text{АК}} \cdot g, \text{ при } D_0=0, \quad (6.5)$$

где F_i – удельный вес среды (заполняющей жидкости, материала колонны), Н/м.

Подставим (6.4) и (6.5) в условие плавучести колонны:

$F_{\text{выт}} = F_{\text{тяж}}$, тогда

$$\rho_{\text{выт}} \frac{\pi D_{\text{нар}}^2}{4} \cdot L_{\text{ЦС}} \cdot g = \sum_i \rho_i \frac{\pi(D_{i+1}^2 - D_i^2)}{4} \cdot L_{\text{АК}} \cdot g \text{ при } D_0=0, \quad (6.6)$$

Плавучесть архимедовой колонны регулируется плотностью жидкости $\rho_{\text{выт}}$, находящейся снаружи. Для расчета этой плотности выразим $\rho_{\text{выт}}$ из (6.6):

$$\rho_{\text{выт}} = \frac{\sum \rho_i (D_{i+1}^2 - D_i^2)}{D_{\text{АКнар}}^2}. \quad (6.7)$$

Таким образом, плавучесть колонны в жидкости зависит от материала и геометрических размеров колонн и жидкостей, с которыми колонны контактируют. Изменяя указанные параметры, можно регулировать положение архимедовой колонны внутри горизонтального направления.

Во время спуска колонны в скважину с горизонтальным направлением длиной несколько десятков километров, необходимо оценивать нагрузку преодоления сил сопротивления движению компоновки буровой колонны.

Для центральной секции:

При условии нахождения колонны в плавающем состоянии (при отсутствии контакта колонны со стенками горизонтального направления), нужно оценить лишь силу трения поверхностей, составляющих кольцевое пространство с жидкостью и оценить величину давления, необходимую для продвижения жидкости в кольцевом пространстве, т.е.

$$\Delta P = f(Q, L, \rho_{\text{шт}}, \eta, \tau_0, D_{\text{внут}}, D_{\text{ср}}), \quad (6.8)$$

где Q – расход жидкости, вытесняемой из скважины, м³/с; L – длина скважины по стволу (длина отрезка колонны), м; $\rho_{\text{шт}}$ – плотность жидкости в кольцевом пространстве, кг/м³; η – вязкость жидкости, Па·с; τ_0 – предельное напряжение сдвига, дПа; $D_{\text{внут}}$ – наружный диаметр внутренней колонны, м; $D_{\text{ср}}$ – диаметр средней колонны, м.

При спуске колонны с закрытым башмаком, расход жидкости, вытесняемой из скважины, рассчитывается по формуле:

$$Q = \frac{V}{t} = \frac{\pi D_{\text{нар}}^2 \cdot L}{4 \cdot t}. \quad (6.9)$$

При $U_{\text{сн}} = \frac{L}{t}$ перепишем (6.9):

$$Q = \frac{\pi D_{\text{нар}}^2 \cdot L \cdot U_{\text{сн}}}{4 \cdot L} = \frac{\pi D_{\text{нар}}^2 \cdot U_{\text{сн}}}{4}, \quad (6.10)$$

где $U_{\text{сн}}$ – скорость спуска колонны, м/с.

Подставляя (6.10) в (6.8) получим некоторое значение ΔP , преодоление которого в районе башмака спускаемой колонны необходимо для движения колонны со скоростью $U_{\text{сн}}$.

Зная геометрию колонны, выразим давление, действующее со стороны башмака по линии движения колонны при ее спуске:

$$P = \frac{F_{\text{осев}}}{S_{\text{башм}}} = \frac{4F_{\text{осев}}}{\pi D_{\text{нар}}^2}. \quad (6.11)$$

Таким образом, осевая нагрузка, необходимая для движения архимедовой колонны, выражается как

$$F_{\text{осев}} = \frac{\pi D_{\text{нар}}^2 \cdot \Delta P}{4}, \quad (6.12)$$

где $\Delta P = f(Q, L, \rho_{\text{внут}}, \eta, \tau_0, D_{\text{нар}}, D_{\text{нар}})$ при $Q = \frac{\pi D_{\text{нар}}^2 \cdot U_{\text{сн}}}{4}$.

Оценим силу, необходимую для подъема колонны труб длиной 42500 м в тангенциальном участке с $\alpha = 80^\circ$ и коэффициентом трения $\mu = 0,4$ (металл по породе):

Нормальная составляющая веса колонны будет равна:

$$B = m \cdot g \cdot \cos \alpha, \quad (6.13)$$

где α – зенитный угол, град.

Нормальная составляющая силы трения

$$T = \mu \cdot m \cdot g \cdot \sin \alpha. \quad (6.14)$$

Осевая сила в проекции на нормаль

$$F_{осев}'' = T + B = (\mu \cdot \sin \alpha + \cos \alpha) \cdot m \cdot g. \quad (6.15)$$

Вычислим плотность жидкости, при которой обеспечивается плавучесть концентрически расположенных стальных ($\rho_{МЕТвнут} = \rho_{МЕТсп} = \rho_{нар} = 7850 \text{ кг/м}^3$) труб с $D_{внут} = 127 \text{ мм} = 0,127 \text{ м}$ с толщиной стенки $\Delta = 7 \text{ мм} = 0,007 \text{ м}$, $D_{сп} = 194 \text{ мм} = 0,194 \text{ м}$ с $\Delta = 9 \text{ мм} = 0,009 \text{ м}$ и $D_{нар} = 504 \text{ мм} = 0,504 \text{ м}$ с $\Delta = 10 \text{ мм} = 0,01 \text{ м}$. Внутренняя колонна заполнена очищенным буровым раствором ($\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$), а внутреннее кольцевое пространство буровым раствором со шламом ($\rho_{ШЛ} = 1120 \text{ кг/м}^3$). Весом воздуха в наружном кольцевом пространстве допустимо пренебречь:

$$\begin{aligned} \rho_{внт} &= \frac{\rho_p (D_{внут} - 2\Delta_{внут})^2 + \rho_{МЕТвнут} (D_{внут}^2 - (D_{внут} - 2\Delta_{внут})^2) + \rho_{ШЛ} ((D_{нар} - 2\Delta_{нар} - D_{внут})^2 + \rho_{МЕТнар} \pi (D_{нар}^2 - (D_{нар} - 2\Delta_{нар})^2) + \rho_{полл} \pi (D_{полл}^2 - (D_{полл} - 2\Delta_{полл})^2))}{D_{полл}^2} = \\ &= \frac{1100 \cdot (0,127 - 2 \cdot 0,007)^2 + 7850 \cdot (0,127^2 - (0,127 - 2 \cdot 0,007)^2) + 1120 \cdot ((0,194 - 2 \cdot 0,009)^2 - 0,127^2) + 7850 \cdot (0,194^2 - (0,194 - 2 \cdot 0,009)^2) + 7850 \cdot (0,504^2 - (0,504 - 2 \cdot 0,010)^2)}{0,504^2} = 1041 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

Таким образом, при заданных параметрах архимедова колонна сохраняет свою плавучесть в слабоминерализованной воде. Рассчитываем расход исходящей при спуске колонны жидкости. Принимаем, что колонна диаметром $D_{нар} = 504 \text{ мм} = 0,504 \text{ м}$ движется равномерно со скоростью $U_{сп} = 0,2 \text{ м/с}$, тогда

$$Q = \frac{\pi D_{нар}^2 \cdot U_{сп}}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,504^2 \cdot 0,3}{4} = 0,598 \text{ м}^3/\text{с} = 598 \text{ л/с}.$$

Рассчитаем $\Delta P = f(Q, L, \rho_{внт}, \eta, \tau_0, D_{нар}, D_{напр})$ при следующих исходных данных: $Q = 598 \text{ л/с}$; $L_{ЦС} = 42500 \text{ м}$; $\rho_{внт} = 1041 \text{ кг/м}^3$; $\eta = 0,023 \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\tau_0 = 10 \text{ дПа}$; $D_{нар} = 504 \text{ мм}$; $D_{напр} = 1000 \text{ мм}$.

По методике, изложенной в (Леонов Е.Г. Совершенствование технологии бурения на площади. Учебное пособие. ГАНГ им. И.М. Губкина, 2000),

$$\Delta P = f(Q, L, \rho_{внт}, \eta, \tau_0, D_{нар}, D_{напр}) = 4,16 \text{ МПа}.$$

Вычислим осевую нагрузку, необходимую для движения указанной колонны труб со скоростью $U_{ст} = 3$ м/с:

$$F_{осев} = \frac{\pi D_{нар}^2 \cdot \Delta P}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,504^2 \cdot 4,16 \cdot 10^6}{4} = 8,31 \cdot 10^5 \text{ Н} = 831 \text{ кН}.$$

Для численной оценки эффективности предлагаемого способа строительства скважин в сравнении с прототипом рассчитаем силу, необходимую для подъема колонны труб СБТ 140х9 длиной 42500 м в тангенциальном участке с $\alpha = 80^\circ$ и $\mu = 0,4$ (металл по породе):

$$F_{осев}'' = (0,4 \cdot 0,98 + 0,17) \cdot m \cdot g = 4,55 \cdot 10^6 \text{ Н} = 4550 \text{ кН}$$

Следовательно, осевая нагрузка на крюке при подъеме колонны труб СБТ 140х9 длиной 42500 м в открытом стволе в тангенциальном участке с $\alpha = 80^\circ$ и $\mu = 0,4$ больше в 5 раз нагрузки при подъеме архимедовой колонны 12.

Предложенный способ строительства скважины, в сравнении с традиционным бурением, многократно уменьшает объем работ, связанных с формированием ствола скважины в неустойчивых и твердых горных породах, существенно снижая нагрузку на преодоления сил сопротивления движению колонн бурильных труб, что позволяет многократно уменьшить грузоподъемность бурового станка для обеспечения вскрытия продуктивного пласта, отдаленного на десятки километров от устья. По сравнению со стационарными платформами и системами подводного заканчивания, плавучими техническими средствами, предлагаемый способ имеет следующие преимущества:

- использование горизонтального направления в качестве конструкции для осуществления бурения, капитального ремонта и транспорта углеводородов;
- независимость от гидрометеорологических, ледовых и горно-геологических условий континентального шельфа;
- ускоренный вывод месторождения на проектную мощность за счет использования заранее сооруженных в зимнее время года горизонтальных направлений;
- круглогодичное строительство горизонтальных направлений в сочетании с добуриванием с ПБУ эксплуатационного окончания скважин;
- высокая гибкость технологии горизонтальных направлений за счет возможности быстрой замены технологического оборудования (например, при переходе от фонтанного способа добычи к газлифтному);
- исключение затрат на замену одной технологической платформы на другую при длительной эксплуатации месторождения;
- возможность всесезонной разработки месторождений, расположенных в районах с неблагоприятными гидрометеорологическими условиями (например, в арктических морях при наличии ледяных полей, торосов, айсбергов) и др.

Таким образом, подводное и надводное заканчивание не являются единственными способами разработки месторождений нефти и газа на Арктическом шельфе.

Благодаря такому осуществлению способа добычи углеводородов с помощью СГН обеспечивается разработка ранее недоступных для установки бурового и нефтепромыслового оборудования месторождений, удаленных на десятки и сотни километров вовнутрь природоохранных зон и территорий (на шельфе арктических морей со слож-

ной ледовой обстановкой, в Обской и Тазовской губах и др.); уменьшение числа кустовых оснований, искусственных островов, буровых и эксплуатационных платформ на морских месторождениях; использование горизонтального направления для совместной добычи углеводородов со скважин, построенных с плавучей буровой установки в межледовый период или со льда; высокая точность многокилометровой траектории горизонтального направления; экстренное проникновение в конструкцию скважины на многокилометровом протяжении горизонтального направления, например в случае открытого фонтанирования, минуя устье скважины и без забуривания второй скважины; предотвращения вскрытия многолетнемерзлых пород на суше; извлечение горизонтального направления, содержащего до 80% всей металлоконструкции, при ликвидации скважины [221].

ГЛАВА VII

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

В нефтегазодобывающей промышленности строительство скважин является наиболее капиталоемким и экологически опасным производством, связанным с решением сложных и во многом противоречивых инженерных, экологических и управленческих задач. Для повышения рентабельности разработки и эксплуатации месторождений углеводородов должны быть задействованы самые эффективные информационные методы, опирающиеся на потенциал новых технических средств, обеспечивающих реализацию инновационных технологий строительства и эксплуатации скважин.

Стратегическим направлением научно-технического прогресса в разработке нефтегазовых месторождений бесспорно являются технологии строительства горизонтальных скважин. Подтвержденные извлекаемые запасы нефти в России, эффективные для освоения ГС, составляют около 7 млрд. т, в том числе – около 5 млрд. т в Западной Сибири, примерно такой же объем высоковязких нефтей и битумов [38, 39, 275]. Экономически и экологически выгодно строить ГС на объектах подземного хранения газа. Освоение шельфовых зон немыслимо без этих технологий. Следовательно, на ближайшие десятилетия они приобретают статус технологий, обеспечивающих экономическую безопасность России.

Поэтому отечественной нефтегазодобывающей промышленности необходимо акцентировать внимание на создании достаточного научно-исследовательского и промышленного потенциала для разработок, изготовления и внедрения забойных телеметрических систем с электромагнитным и гидравлическим каналами связи, отечественных геонавигационных телеметрических систем, обеспечивающих геофизические исследования в процессе бурения, мобильных геонавигационных комплексов, диамагнитных стале-зондов из высокопрочного высокотемпературного модифицированного стекловолокна для телеметрических систем и автономных геофизических комплексов, программно-методического обеспечения передачи, сбора, обработки, регистрации и интерпретации навигационной, геофизической и технологической информации.

7.1. КОНСТРУИРОВАНИЕ ЗАБОЙНЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Для буровых, геофизических и сервисных предприятий представляет интерес существующая и перспективная разработка – серийно выпускаемая НПП «Самарские горизонты» телеметрическая система ЗТС-172 с электромагнитным каналом связи и измерением параметров кривизны в статике. НПП «Самарские горизонты» является патентодержателем на российские телеметрические системы с электромагнитным каналом связи [43–58, 189].

Надежность работы телеметрической системы ЗТС-172 (межремонтный период работы генератора – не менее 200 ч, ресурс зонда телесистемы – 1000 ч при содержании абразива в буровом растворе не более 3%), дальность передачи сигнала до 4000 м и относительно низкая стоимость позволяют эффективно использовать их при бурении как горизонтальных, так и наклонно-направленных нефтяных и газовых скважин. Унифицированные по конструкции телесистемы семейства ЗТС-(90....195М), созданные на современной элементной базе, оснащены трехкомпонентными акселерометрами и магнитометрами (магниторезисторами), что позволяет работать в условиях повышенной вибрации при роторном бурении и ориентировать телеметрическую систему с отклонителем в вертикальном стволе. Максимальная рабочая температура – 120°C, максимальное гидростатическое давление – 60 МПа. Габаритные размеры прибора скважинного электронного по охранному кожуху – 57 мм и внешнего диаметра генератора от минимального 65 мм до максимального 90 мм позволяют использовать его как в малогабаритной телеметрической системе ЗТС-90 с диаметром диамагнитного корпуса 90 мм, так и в любых других типоразмерах (ЗТС 108...195).

7.1.1. Компоновка скважинного прибора телеметрической системы

Прибор скважинный забойной телеметрической системы типа ЗТС (рис. 7.1) содержит генератор 4, установленный внутри кожуха 14, разделитель электрический 1, внутри которого в охранном кожухе 2 скомпонован электронный скважинный прибор 3. Скважинный прибор 3 включает модуль излучателя 5, модуль резервного электропитания 6, модуль инклинометрический 7, модуль электропитания 8, модуль центрального процессора 9, модуль процессора 10, модуль каротажного сопротивления (КС) и самопроизвольной поляризации (ПС) 11, модуль виброкаротажа (ВК) 12, модуль логгера 13. Скважинный прибор 3 с генератором 6 зафиксирован в окружном направлении устройством в виде четырех обрезиненных элементов центратора (верхнего) 20, 21. Снизу (по расположению в колонне бурильных труб) охранный кожух 2 опирается через резиновый амортизатор 16 на нижний центратор 15, а от осевого перемещения вверх компоновка зафиксирована стопорным кольцом 19. Промежуточный центратор 22 предохраняет скважинный прибор 3 от прогиба при вибрациях. Для предотвращения образования турбулентности при прохождении бурового раствора торец электрического разделителя 1 и охранный кожух 2 защищен резиновыми кольцами 17, 18. Узлы крепления и фиксации скважинного электронного прибора в сборе с охранным кожухом 2 и генератором 4 показаны более детально на выносных элементах А, В и разрезе Б-Б. (см. рис. 7.1). Данная конструкция позволяет значительно упростить и облегчить обслуживание и эксплуатацию забойной телеметрической системы и унифицировать ее для ряда типоразмеров телесистем (от ЗТС-90 до ЗТС-195 мм).

Прибор скважинный забойной телеметрической системы типа ЗТС выполнен с замковыми присоединительными резьбами и соединен, в свою очередь, с немагнитным удлинителем, который крепится замковыми резьбами к колонне бурильных труб. К тому же значительное усиление корпуса разделителя в зоне «спецрезьбы», обеспечивающей электрическое разделение буровой колонны, позволяет использовать забойные телеметрические системы типа ЗТС с электромагнитным каналом связи при турбинном, роторном и турбороторном бурении скважин.

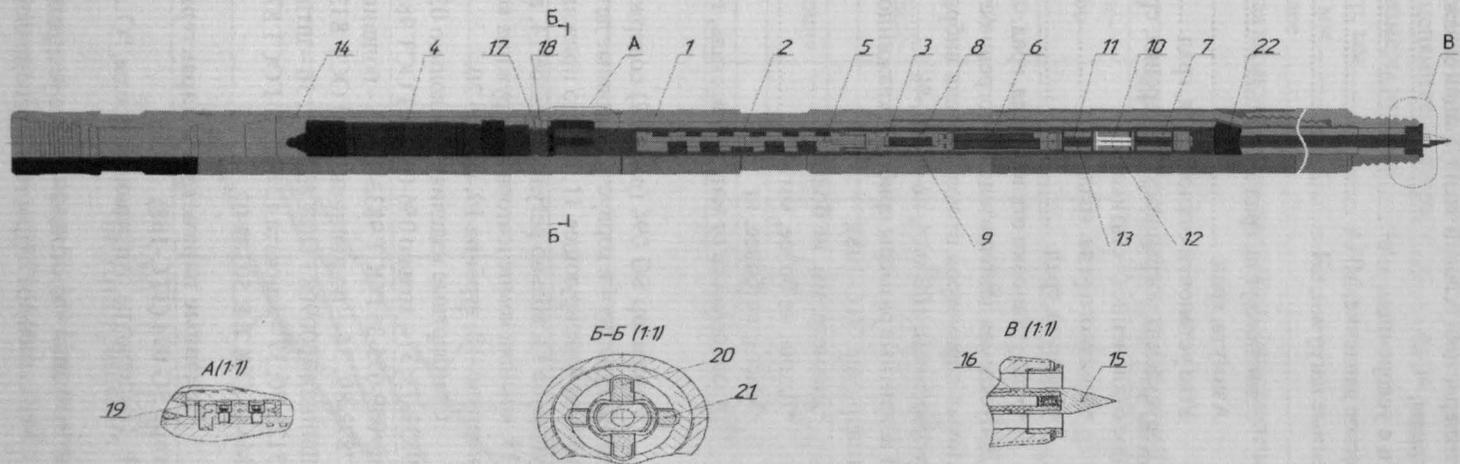


Рис. 7.1. Схема компоновки скважинного прибора: а – скважинный прибор, б – узел крепления генератора

Основные параметры и характеристики условий эксплуатации скважинного прибора:

• Температура окружающей среды, °С 10.....	120
• Вибрации частотой 10–70 Гц с ускорением, м/с ²	100
• Максимальное гидростатическое давление, МПа	60
• Максимальные знакопеременные нагрузки, кН	1000
• Диапазон измерения:	

Зенитного угла, град	0–180
Азимута, град.	0–360
Угла установки отклонителя, град.	0–360

Допускаемая погрешность измерения, среднеквадратичное отклонение (в статике):

• Зенитного угла, град.	±0,1
• Азимута, град.	±1
• Угла установки отклонителя, град.	±1

Допускаемая дополнительная погрешность измерения угловых параметров от воздействия вибраций 10–70 Гц с ускорением, 100 м/с², не более, %

2,5

Габаритные размеры прибора скважинного

(например, ЗТС-108):

• Диаметр, мм, не более	110
• Длина, не более, мм	3000
• Масса, не более, кг	

(в зависимости от материала: сталь, титан) 60–100
(ЗТС-108)

Генератор SG 094 (рис. 7.2) содержит статор 3, ротор 2, турбину 4 и корпус 1. Основные детали генератора: кольцо фиксирующее 11, кольцо прижимное 12, кольцо упорное 13, кольцо регулировочное 14, втулка защитная 15, крышка компенсатора 16, пружина компенсатора 17, поршень 18, турбина 19, кольцо 20.

Стандартные изделия: 30 – кольцо 034-040-36 ГОСТ 9833-73; 31 – кольцо 056-062-36 ГОСТ 9833-73; 32 – кольцо 069-075-36 ГОСТ 9833-73; 33 – подшипник 8305 ГОСТ 7872-89; 34 – подшипник 205 ГОСТ 8338-75; 35 – подшипник 1000908 ГОСТ 8338-75; 36 – штифт 3п6×6 ГОСТ 3128-70; 37 – манжета 42×58Ч10 ГОСТ 8752-79; 38 – винт М4×8 ГОСТ Р 50383-92.

Основные параметры и характеристики генератора SG 094 (ЗТС-108)

1. Температура окружающей среды, °С	10–150
2. Вибрации частотой 10–70 Гц с ускорением, м/с ²	100
3. Максимальное гидростатическое давление, МПа	60

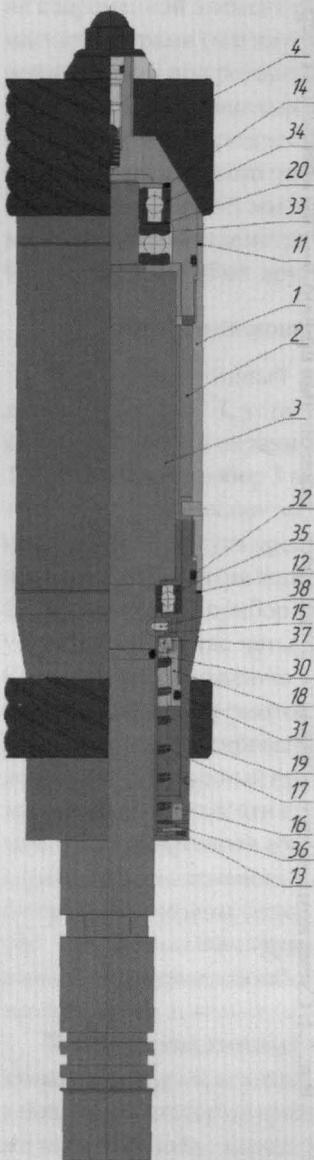


Рис. 7.2. Генератор скважинного прибора

4. Минимальное сопротивление изоляции между электрически разобщенными цепями генератора, кОм: 100
5. Габаритные размеры изделия
- 5.1. Диаметр, мм 82
- 5.2. Длина, мм 567
6. Вес, кг, не более 12
- Динамическая характеристика генератора представлена в таблице 7.1 и на рисунке 7.3.

Таблица 7.1

Параметры	500 об/мин	1000 об/мин	1500 об/мин	2000 об/мин	2500 об/мин
Напряжение холостого хода на рабочей обмотке, В	10,8	23,6	36,6	50,5	55,6
Напряжение холостого хода на силовой обмотке, В	7,5	16,4	25,4	35,1	38,8
Нагрузка, Ом	6	6	6	6	6
Напряжение на силовой обмотке, В	7,2	15,8	24,3	33,4	36,8
Нагрузка, Ом	1	1	1	1	1
Напряжение на силовой обмотке	6,2	13,4	20,5	27,6	30,1
Ток, А	2,5	12,0	18,0	26,0	28,0
Мощность, кВт	0,015	0,16	0,37	0,72	0,84

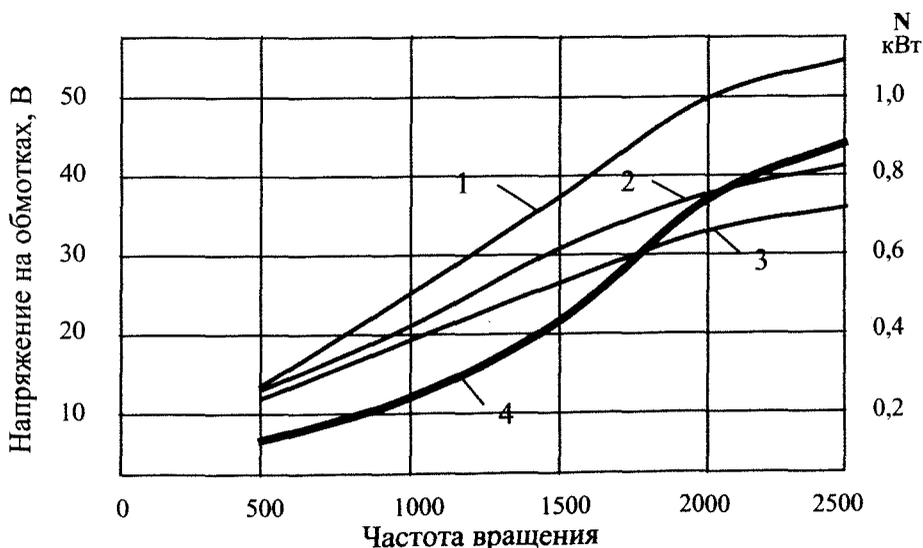


Рис. 7.3. Характеристика генератора SG 039. Напряжение: 1 – рабочая обмотка холостого хода, 2 – силовая обмотка холостого хода, 3 – при R = 1 Ом, 4 – мощность, кВт

Стенд для испытания генераторов предназначен для бесконтактного контроля обрыва, короткого замыкания, снятия характеристик генератора и его обслуживания путем вакуумирования и заправки смазкой. Схема привода генератора на стенде приведена на рисунке 7.4. Перед работой стенд необходимо заземлить, потом подвести напряжение 380 В к автомату включения стенда. Для проведения испытаний вставить генератор в корпус привода. Стенд (см. рис. 7.4) состоит из стола 1, рамы двигателя 2, рукоятки 3. Основные детали стенда: вал 4, втулка 5, зацеп 6, тарелка 7, винт стопорный 8, втулка 9, пружина 10, втулка 11, корпус 12. Стандартные изделия: 13 – болт М10×28 ГОСТ 7805-70; 14 – болт М10×56 ГОСТ 7805-70; 15 – болт М12×35 ГОСТ 7805-70; 16 – гайка М10 ГОСТ 5915-70; 17 – гайка М12 ГОСТ 5915-70; 18 – шайба 10 65Г ГОСТ 6402-70, 19 – шайба 12 65Г ГОСТ 6402-70, 20 – шайба 12 ГОСТ 11371-78.

Электрическая схема стенда приведена на рисунке 7.5.

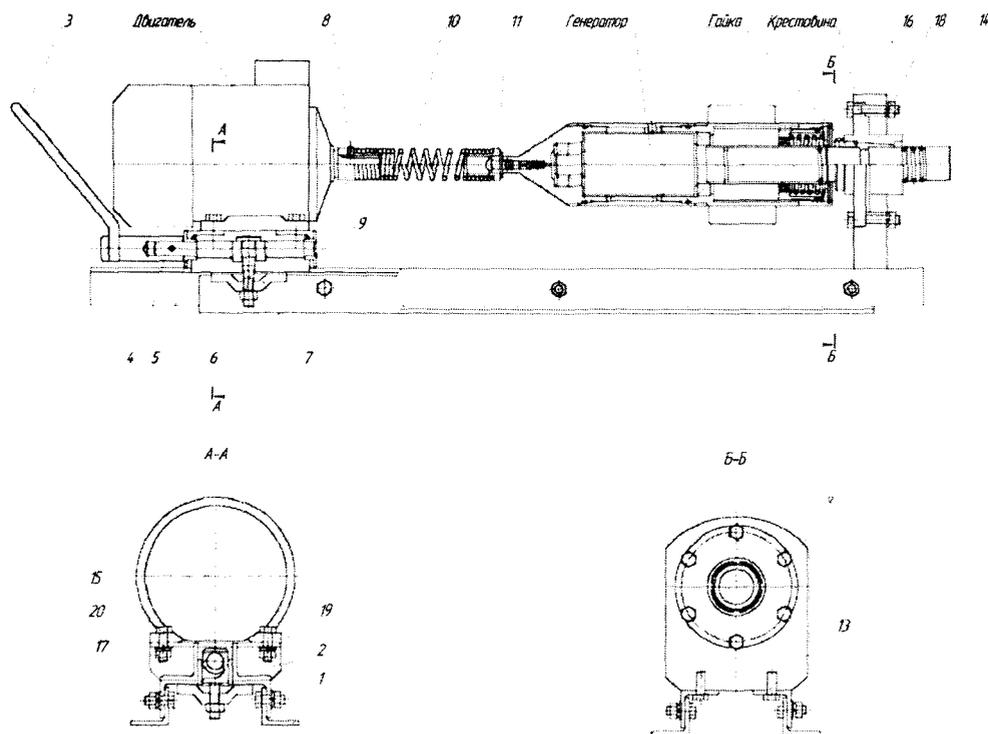


Рис. 7.4. Схема стенда

Применение стенда позволяет:

- снимать электрические и нагрузочные характеристики генератора в диапазоне частот вращения 0...3000 об./мин.,
- производить вакуумирование и заправку генератора маслом.

Разделитель электрический SG 021.001.000 (см. рис. 7.1, позиция 1) предназначен для электрического разделения колонны бурильных труб с целью использования электрически разобщенных участков колонны бурильных труб в качестве диполя для передачи информации о забойных параметрах с передающего устройства забойной те-

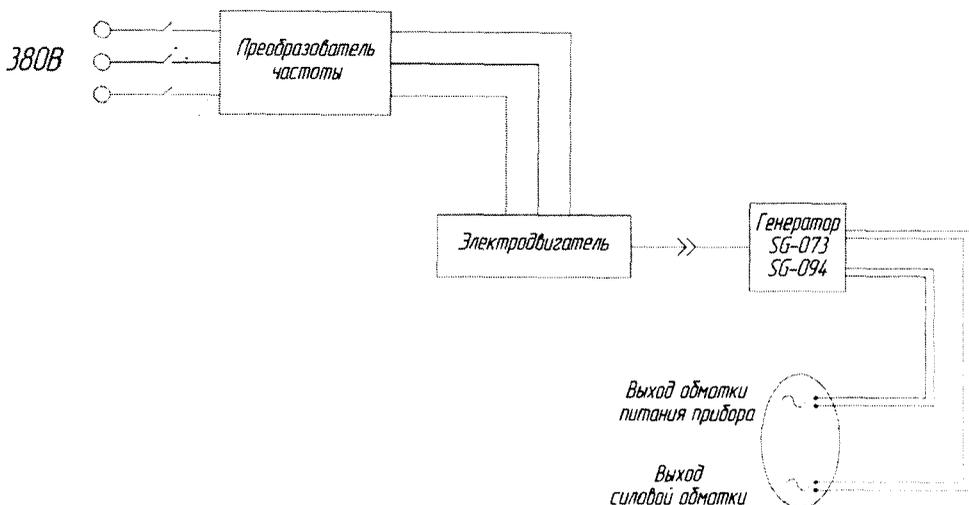


Рис. 7.5. Электрическая схема стенда

леметрической системы на поверхность. Разделитель электрический для ЗТС-130 соответствует требованиям ТУ 3668-001-43872667-98.

Разделитель электрический выполняется в различных типоразмерах с присоединительными резьбами согласно таблице 7.2.

Таблица 7.2

№ пп	Разделитель	Наружный диаметр, мм	Присоединительные резьбы
1	SG 020. 001. 000	110	3-88 ГОСТ P50864-96/ МК 100×4×1:32 РД 39-2-863-83
2	SG 021. 001. 000	130	3-102 ГОСТ P50864-96 / МК 116×6×1:16 РД 39-2-863-83
3	SG 022. 001. 000	178	3-147 ГОСТ P50864-96 / МК 156×6×1:32 РД 39-2-863-83
4	SG 023. 001. 000	200	3- 171 ГОСТ P50864-96 / РКТ 177×5,08×1:16 РД 39-2863-83

Блок электронный SG 021.002.000 скважинного модуля ЗТС-130 предназначен для ориентации отклонителя на забое, а также для непрерывного измерения на забое и индикации на поверхности земли азимута, зенитного угла в процессе турбинного бурения в геологических средах, не имеющих магнитных аномалий. При необходимости блок электронный комплектуется геофизическими модулями (КС, ПС) и модулем виброкаротажа. Для передачи информации используется электромагнитный канал связи. Блок электронный скважинного прибора ЗТС-130 соответствует требованиям ТУ 3668-001-43872667-98.

Основные сборочные комплектующие элементы блока электронного телеметрической системы представлены в таблице 7.3 и на рисунке 7.6. Блок электронный скважинного прибора содержит основные сборочные единицы: модуль излучателя 5, модуль

№ позиции	Наименование	Обозначение	Количество
2	Кожух охранный прибора электронного	SG 021. 002. 100	1
3	Прибор скважинный электронный	SG 021. 002. 200	1
5	Модуль излучателя	SG 021. 002. 200-10	1
6	Модуль резервного электропитания	SG 021. 002. 200-20	1
7	Модуль инклинометрический	SG 021. 002. 200-30	1
8	Модуль электропитания	SG 021. 002. 200-40	1
9	Модуль центрального процессора	SG 021. 002. 200-50	1
10	Модуль процессора (обработки информации)	SG 021. 002. 200-60	1
11	Модуль КС и ПС	SG 021. 002. 200-70	1
12	Модуль ВК	SG 021. 002. 200-80	1
13	Модуль логгера	SG 021. 002. 200-90	1
23	Стержень	SG 021. 002. 001	1
24	Амортизатор	SG 021. 002. 002	1
25	Муфта	SG 021. 002. 101	1
26	Ниппель	SG 021. 002. 102	1
27	Шток	SG 021. 002. 110	1
28	Кольцо шпоночное	SG 021. 002. 201	1
29	Радиатор	SG 021. 002. 211	1
30	Кольцо 034-040-36 ГОСТ 9833-73		8

центрального процессора 9, модуль электропитания 8, модуль резервного электропитания 6, геофизический модуль (КС, ПС) 11, модуль логгера 13, модуль процессора (обработки информации) 10, модуль виброкаротажа 12, модуль инклинометра 7. Модули 5–13 размещены в кожухе-разделителе 2, состоящем из муфты 25 и ниппеля 26, электрически разделенных друг от друга посредством слоя диэлектрика. Модуль излучателя 5 содержит радиатор 29, с установленными на нем силовыми электронными компонентами, в верхней части модуля излучателя 5 выполнен разъем для подключения генератора 4 (см. рис. 7.1). Модуль резервного электропитания 6 содержит несколько элементов питания. Модули 5–13, смонтированные на шасси, сцентрированы в корпусе охранный кожух 2 посредством резиновых колец, а от проворота защищены нижним амортизатором 24 квадратной формы. Нижний конец амортизатора жестко зафиксирован в квадратном отверстии штока охранный кожух 2, опирающегося на нижний центратор 15 разделителя телесистемы. Охранный кожух и шток защищены электроизоляционным и абразивостойким покрытием.

При сборке телесистемы прибор скважинный электронный монтируется в кожухе охранный 2 и стыкуется с генератором 4. При работе телесистемы сигнал, содержащий информацию о зенитном угле, азимуте и положении отклонителя с модуля инклинометрического 7, с модулей КС и ПС 11, ВК 12, поступает на модуль обработки информации 10, где преобразуется, кодируется, поступает на модуль центрального процессора 9, модуль излучателя 5 и электрический разделитель забойной телеметрической системы.

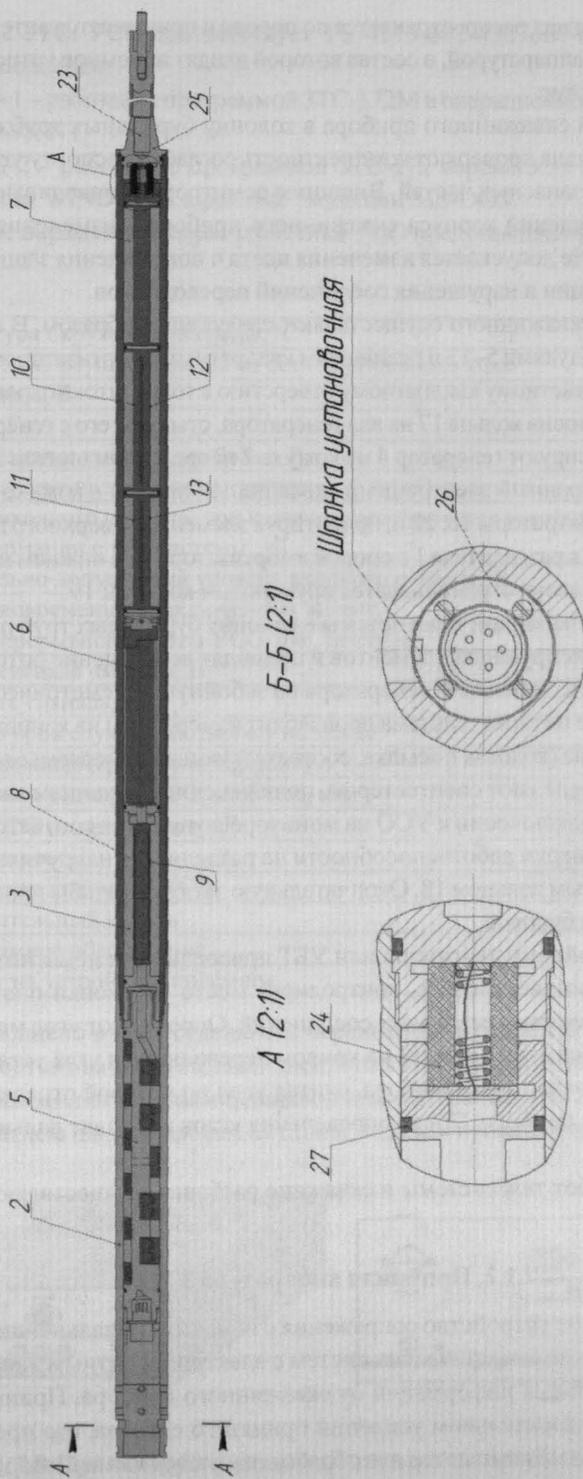


Рис. 7.6. Блок электронный скважинного прибора

Электромагнитный сигнал распространяется по породе и принимается антенной и наземной регистрирующей аппаратурой, в состав которой входят приемное устройство УСО и персональный компьютер.

Перед установкой скважинного прибора в колонну бурильных труб его подготавливают к работе. Сначала проверяют комплектность согласно паспорту устройства, наличие инструмента и запасных частей. Внешним осмотром устанавливают отсутствие механических повреждений корпуса скважинного прибора и изменение физических свойств материалов. Не допускается изменения цвета и повреждения защитных покрытий, образования трещин и нарушения соединений переводников.

Сборку прибора скважинного осуществляют следующим образом. В кожух 2 устанавливают шасси с модулями 5–13 и резиновым квадратным амортизатором 24 на конце. Ориентируют его по ответному квадратному отверстию в торце штока охранного кожуха. Предварительно установив кольца 17 на вал генератора, стыкуют его с генератором через разъем 26, потом фиксируют генератор 4 на кожухе 2 посредством винтов 20, 21 центратора верхнего. На собранный электронный скважинный прибор в кожухе и с генератором устанавливают центраторы 16, 22 и, ориентируя элементами верхнего центратора по пазам, устанавливают в разделителе 1 с опорой амортизатора 16 в нижнем центраторе 15. Перемещение сборки вверх ограничивается пружинным кольцом 19.

Перед установкой забойной телесистемы в колонну бурильных труб проверяют надежность затяжки фиксирующих элементов и приводят во вращение ротор генератора от внешнего устройства (дрели). С генератора на забойную телеметрическую систему поступает напряжение питания, система производит измерения и на концах разделителя появляется напряжение (кодовая посылка, соответствующая измеряемым параметрам), наличие которого определяют спецтестером, подключенным к концам электрического разделителя, а при подключении к УСО на мониторе появляется соответствующая информация. После проверки работоспособности на разделитель накручивают кожух генератора 14 с резиновым кольцом 18. Окончательную затяжку резьбы производят пневмоключами на роторе буровой.

На буровой к забойному двигателю или УБТ присоединяют немагнитный удлинитель и прибор скважинный в сборе, контролируя место установки пневмоключей и контролируя момент затяжки резьбовых соединений. Определяют угол между метками «Направление действия отклонителя» на кривом переводнике и угла установки отклонителя на корпусе скважинного прибора, считая угол по часовой стрелке, начиная от метки на скважинном приборе. После определения углов проводят дальнейший спуск бурильной колонны.

По окончании работ телесистемы в скважине разборку осуществляют в обратной последовательности.

7.1.2. Приёмная аппаратура ЗТС

Наземное приемное устройство сопряжения с объектом (в дальнейшем УСО) входит в состав забойных телеметрических систем с электромагнитным каналом связи, и предназначено для приема информации от скважинного прибора. Принцип действия УСО основан на предварительном усилении принятого сигнала, его преобразовании для ввода в персональный компьютер для обработки и вывода на монитор информации,

полученной с ЗТС. УСО соответствует ТУ 4315-002-4387667-00, выпускается в 2-х вариантах исполнения:

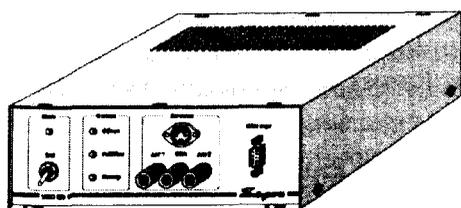
- УСО-00-1 – работает с программой ЗТС-172М в операционной среде WINDOWS 95 или WINDOWS-NT.
- УСО-00-2 – работает с программой ЗТС-172 версий 3.33 и 3.9 в операционной среде DOS, или WINDOWS в режиме эмуляции MS-DOS.

Основные параметры и характеристика УСО представлены в таблице 7.4.

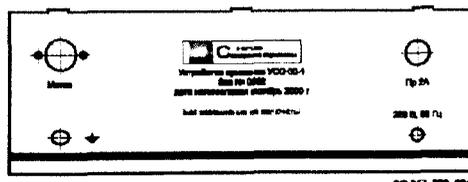
Таблица 7.4

1. Температура окружающей среды, °С	+10...+50
2. Питание УСО осуществляется от сети переменного тока напряжением, В	220±10%
частотой, Гц	50±1
3. Потребляемая мощность, не более, Вт	3
4. Входное сопротивление для антенного входа, кОм, не ниже	40
5. Уровень входного сигнала, при котором гарантируется устойчивый прием информации с телесистемы, дБ	-100...+20
6. Максимально допустимый уровень входного сигнала, В	10
7. Число одновременно подключенных антенн	2
8. Время непрерывной работы УСО, час, не более	24
9. Уровень сигнала «метка», В	3-10
длительность сигнала, мс	10...1000
10. Средний срок службы составляет не менее	5 лет
11. Связь с компьютером по интерфейсу	RS232
12. Габаритные размеры УСО, не более, мм	230×90×230
13. Масса УСО не превышает, кг	3
14. Комплектность	
– Устройство приемное УСО	1
– Соединительный кабель	1
– Программное обеспечение	1
– Паспорт на устройство приемное	1

УСО выполнено в виде отдельного переносного устройства (рис. 7.8). Конструктивно УСО состоит из корпуса, выполненного в виде двух панелей П-образной формы с вентиляционными отверстиями, лицевой и задней панели. На нижней части корпуса крепятся печатные платы с блоком питания, модулем процессора и аналого-цифрового



а)



б)

Рис. 7.8. Приемное устройство: а) – лицевая панель; б) – задняя панель



Рис. 7.9. Блок-схема УСО

преобразователя. На лицевой панели корпуса крепятся коммутационные элементы, индикаторы режимов работы, антенные клеммы, разъем для связи с СОМ-портом компьютера 2РМ14. На задней панели корпуса установлен сетевой предохранитель (1 А), клемма защитного заземления и разъем 2РМ14 для ввода данных о глубинных метках со станции ГТИ.

На лицевую панель УСО установлены светодиоды для индикации: «Сеть» – индицирует о включении в сеть, «Обмен» – обмен данных с компьютером, «Раб. Тест» – сигнализация режима работы,

«Повтор» – повтор блока данных

УСО предназначено для обеспечения приема с помощью антенны сигнала, поступающего по породе на поверхность от объекта забойной телеметрической системы (ЗТС), нормализации принимаемого сигнала, аналого-цифрового преобразования и передачи цифрового сигнала в компьютер. УСО работает совместно с соответствующим программным обеспечением.

Программное обеспечение предназначено для управления приемом, а также для цифровой фильтрации сигнала, сбора, обработки, хранения информации, оформления отчетности и обеспечивает обмен информацией между компьютером и УСО, редактирование информации, привязку данных измерений к глубине, визуализацию информации на экране монитора, обработку и вывод в цифровом и графическом виде на принтер.

На рисунке 7.9 представлена блок-схема УСО (приёмника наземной части ЗТС-172М).

Принцип действия УСО основан на предварительном усилении, фильтрации и преобразовании входного сигнала в код, обработке и передаче закодированного сигнала в компьютер, в котором и происходит основная обработка и дешифрация сигнала. Для увеличения дальности действия применяется система связи с кодирующими сигналами и последующей декодирующей обработкой.

7.1.3. Модуль электрического каротажа

При бурении нефтяных и газовых скважин требуется оперативная геофизическая информация о геологических свойствах разреза для оптимизации ТСС, особенно горизонтальных, с целью вскрытия наиболее продуктивных пластов. С целью повышения

надежности и информативности определения параметров разбуриваемых пластов при каротаже в процессе бурения предпочитают источники поля электрического типа, естественным образом вписывающиеся в конструкцию КНБК.

Известные методы электрического каротажа скважин [80] имеют ряд недостатков и ограничений. Традиционный метод электрического каротажа выполняется спуском на геофизическом кабеле каротажных зондов с последующим измерением разности потенциалов. Измерения требуют прерывания процесса бурения и освобождения скважины от колонны бурильных труб с долотом. Данным методом достаточно сложно проводить геофизические исследования (ГИС) в процессе бурения.

Физическое обоснование каротажа сопротивления

Модуль электрического каротажа обеспечивает геофизические исследования в процессе бурения скважин на нефть или газ при помощи геонавигационных систем с беспроводным электромагнитным каналом связи для повышения надежности геонавигации скважины и информативности передаваемого на поверхность сигнала. С использованием синусоидального напряжения, вырабатываемого скважинным турбогенератором, во время работы передатчика ЗТС с беспроводным электромагнитным каналом связи возбуждают многочастотное электрическое поле и проводят электрический каротаж с определением электрических сопротивлений среды, характеризующих разбуриваемый пласт. Во время работы передатчика ЗТС измеряют величины напряжений, приложенных к электрическому разделителю. Указанные операции реализуются при помощи устройства, содержащего датчики тока и напряжения, усилители, имеющие регулируемые коэффициенты усиления, цифровой сигнальный процессор, измеритель частоты генератора, переменного напряжения, полосовые фильтры, многоканальный аналого-цифровой преобразователь и ЗТС, подключенную к участкам бурильных труб, электрически изолированных друг от друга посредством разделителя, и включающую блок центрального процессора, генератор переменного напряжения (скважинный турбогенератор), модулятор и симисторный мост.

Модуль электрического каротажа относится к контрольно-измерительной технике и предназначен для проведения каротажа различного назначения в процессе бурения в составе геонавигационных систем с беспроводным электромагнитным каналом связи. При бурении скважин информация об электрических свойствах разреза необходима для оперативного управления буровым инструментом с целью вывода разбуриваемой скважины в наиболее продуктивные пласты.

Известен способ электрического каротажа на бурильных трубах и соответствующая аппаратура [91]. Зонды электрического каротажа на бурильных трубах выполнены на базе металлической трубы, которая является охранным кожухом или продолжением скважинного прибора, покрытой слоем изоляции с установленными на ней кольцевыми токовыми и измерительными электродами. Известен также способ диэлектрического каротажа скважин, заключающийся в том, что в скважинном приборе применен конденсатор из двух обкладок. Одна из них (нижняя) представляет собой латунный цилиндр, а другой обкладкой служит корпус прибора. Указанный конденсатор-зонд включен в колебательный контур и по измеренной частоте контура и напряжения на нем судят об электрофизических свойствах пласта [4]. Известен аналогичный способ диэ-

электрического каротажа скважин, при котором зондирующее электромагнитное поле создается с помощью электродов скважинного конденсатора-зонда в виде металлических цилиндров, расположенных на одной оси в торец друг к другу на некотором расстоянии один от другого. Число электродов два или три [276]. Известна также телеметрическая система для контроля траектории ствола скважины с инклинометрическим и геофизическим блоками с использованием беспроводного электромагнитного канала связи, причем передатчик подключается к разделителю – диэлектрической вставке между нижней (забойной) и верхней буровыми трубами, разделяющими буровую колонну, и служит передающей антенной [236].

Наиболее близкими по технической реализации являются способ и аппаратура импедансного электромагнитного каротажа скважин, содержащая конденсатор-зонд с цилиндрическими коаксиально расположенными электродами, включенный в измерительный контур, датчики тока и напряжения, частотно-избирательные усилители, генератор переменного напряжения, асинхронный детектор, электронные ключи, частотомер [277]. Недостатком известных способов и устройств является сложность их конструктивно-технологического сопряжения с существующей аппаратурой забойных геонавигационных систем, использующих беспроводной электромагнитный канал связи для передачи забойной информации на поверхность. Это приводит к усложнению аппаратно-программной реализации систем каротажа и как следствие к снижению надежности и достоверности определения электрофизических свойств разбуриваемых пластов, снижению информативности каротажа.

Задачей модуля электрического каротажа является повышение надежности и информативности определения удельного электрического сопротивления разбуриваемых пластов и точности управления буровым инструментом в процессе бурения горизонтальных скважин. Указанная задача реализуется с использованием конструктивных элементов передающей антенны беспроводного электромагнитного канала связи ЗТС в качестве электродов-зондов системы электрического каротажа, а скважинный турбогенератор и передатчик ЗТС используется в качестве генератора переменного напряжения, создающего в околоскважинной среде низкочастотное зондирующее электрическое поле [47].

Решение указанной задачи достигается при способе электрического каротажа скважин в процессе бурения, включающем возбуждение многочастотного электрического поля с использованием синусоидального напряжения, вырабатываемого скважинным турбогенератором, во время работы передатчика забойной геонавигационной системы с беспроводным электромагнитным каналом связи, и проведение во время работы передатчика электрического каротажа с определением электрических сопротивлений среды, характеризующих разбуриваемый пласт, измерение забойной геонавигационной системой с беспроводным электромагнитным каналом связи во время работы передатчика величины напряжений, приложенных к электрическому разделителю. При этом возбуждение электрического поля в зоне контроля производится выпрямленным и промодулированным сигналом скважинного турбогенератора, генерирующего синусоидальное напряжение в диапазоне частот 50–200 Гц в зависимости от расхода промывочной жидкости.

Величины напряжений, приложенных к электрическому разделителю, и токов, протекающих в среде, измеряют в диапазоне частот (400 ± 120) Гц, причем производят из-

мерения второй, четвертой, шестой или восьмой гармоник модулированного напряжения, приложенного к электрическому разделителю, производится также измерение частоты f синусоидального напряжения, генерируемого скважинным турбогенератором, а частоту f_{2n} гармоники модулированного сигнала, на которой измеряют токи и напряжение, определяют по формуле: $f_{2n} = 2nf$, где $n = 1, 2, 3$ или 4 , причем значение n выбирают так, чтобы частота f_{2n} попадала в диапазон частот от 280 Гц до 520 Гц.

Процесс измерения токов и напряжений на электрическом делителе синхронизован с работой передающей части забойной геонавигационной системы. Усиление сигналов, пропорциональных измеряемым токам и напряжениям на делителе, производят исходя из номера измеряемой гармоники тока или напряжения, причем соответствующие коэффициенты усиления определяют по формулам: $K_2 = K_0$, $K_4 = 5K_0$, $K_6 = 12K_0$, $K_8 = 20K_0$, где K_0 – коэффициент усиления сигнала на частоте второй гармоники.

Фильтрация сигналов, пропорциональных измеряемым токам и напряжениям, производится аналоговыми полосовыми фильтрами с граничными частотами полосы пропускания, равными 250 Гц и 550 Гц, а выделение гармоник измеряемого сигнала производится цифровым аналоговым адаптивным фильтром, срединная частота полосы пропускания которого соответствует выделяемой гармонике сигнала, а ширина полосы пропускания определяется шириной частотного спектра модулирующей функции, то есть передающей части забойной геонавигационной системы.

Для реализации способа электрического каротажа скважин в процессе бурения предлагается устройство, содержащее ЗТС, подключенную к участкам бурильных труб, электрически изолированных друг от друга посредством делителя, и включающую блок центрального процессора, генератор переменного напряжения и модулятор. Кроме того, устройство отличается тем, что снабжено датчиками тока и напряжения, усилителями, имеющими регулируемые коэффициенты усиления, цифровым сигнальным процессором, измерителем частоты генератора переменного напряжения, полосовыми фильтрами и многоканальным аналого-цифровым преобразователем. Забойная телеметрическая система снабжена симисторным мостом, выходы которого соединены со входами датчиков тока и напряжения и с участками бурильных труб, используемых в качестве электродов для создания зондирующего электрического поля. Выходы датчиков тока и напряжения через соответствующие полосовые фильтры и усилители, имеющие регулируемые коэффициенты усиления, соединены со входами многоканального аналого-цифрового преобразователя, управляющие входы которых и один из входов цифрового сигнального процессора соединены с выходом измерителя частоты генератора переменного напряжения. Его входы соединены с выходами генератора переменного напряжения, два других входы цифрового сигнального процессора – с выходом многоканального аналого-цифрового преобразователя и выходом блока центрального процессора соответственно, при этом цифровой сигнальный процессор выполнен с возможностью установки диапазона приемлемого коэффициента усиления на усилителях.

Устройство содержит датчики тока и напряжения, полосовые фильтры и усилители с регулируемыми коэффициентами усиления, измеритель частоты синусоидального напряжения скважинного турбогенератора, аналого-цифровой преобразователь (АЦП) и цифровой сигнальный процессор (DSP). Предлагаемое устройство отличается тем, что входы датчиков тока и напряжения соединены с выходными зажимами симистор-

ного моста ЗТС и с участками бурильных труб, электрически изолированных друг от друга электрическим разделителем. Причем выходы датчиков тока и напряжения соединены со входами полосовых фильтров, чьи выходы в свою очередь соединены со входами многоканального АЦП через усилители с регулируемыми коэффициентами усиления, а управляющие входы усилителей и один из входов DSP – с выходом измерителя частоты синусоидального напряжения скважинного турбогенератора. Причем входные зажимы измерителя частоты соединены с выходными зажимами турбогенератора, а другие два входа DSP – с выходом АЦП и одним из выходов блока центрального процессора забойной геонавигационной системы (ЗТС).

Предлагаемый способ содержит следующие операции [47]:

1. Возбуждение электрического поля в зоне контроля выпрямленным и промодулированным сигналом скважинного турбогенератора, генерирующего синусоидальное напряжение в диапазоне частот от 50 Гц до 200 Гц в зависимости от расхода промывочной жидкости.

2. Измерение сигналов реакции контролируемой околоскважинной среды – токов и напряжений в процессе работы передатчика забойной геонавигационной системы с беспроводным электромагнитным каналом связи, создающего в околоскважинной среде многочастотное электрическое поле.

3. Определение величин сопротивлений, характеризующих разбуриваемый пласт по напряжениям, приложенным к электрическому разделителю, и токам, протекающим в среде, измеряемым в диапазоне частот (400 ± 120) Гц. Причем проводятся измерения второй, четвертой, шестой или восьмой гармоник модулированного тока и напряжения, приложенного к электрическому разделителю.

4. Измерение частоты f синусоидального напряжения, генерируемого скважинным турбогенератором, и определение частоты f_{2n} гармоники модулированного сигнала, на которой измеряют токи и напряжения по формуле: $f_{2n} = 2nf$, где $n = 1, 2, 3$ или 4 , причем значение n выбирают так, чтобы частота f_{2n} попадала в диапазон от 280 Гц до 520 Гц.

5. Синхронизация процесса измерения токов и напряжений на электрическом разделителе с работой передающей части забойной геонавигационной системы.

6. Усиление сигналов, пропорциональных измеряемым токам и напряжениям на электрическом разделителе, производится исходя из номера измеряемой гармоники тока или напряжения, причем соответствующие коэффициенты усиления определяются по формулам: $K_2 = K_0$, $K_4 = 5K_0$, $K_6 = 12K_0$, $K_8 = 20K_0$, где K_0 – коэффициент усиления сигнала на частоте второй гармоники, а K_4 , K_6 и K_8 – коэффициенты усиления на частотах 4-й, 6-й и 8-й гармоник соответственно.

7. Фильтрация сигналов, пропорциональных измеряемым токам и напряжениям, с помощью аналоговых полосовых фильтров с граничными частотами полосы пропускания 250 Гц и 550 Гц.

8. Выделение гармоник измеряемого сигнала цифровым адаптивным фильтром, средняя полоса пропускания которого соответствует частоте выделяемой гармоники сигнала, а ширина полосы пропускания определяется шириной частотного спектра модулирующей функции, передающей части забойной геонавигационной системы.

Суть предлагаемого способа поясним, используя временные и частотные характеристики выходных сигналов ЗТС, содержащих зондирующее электрическое поле в

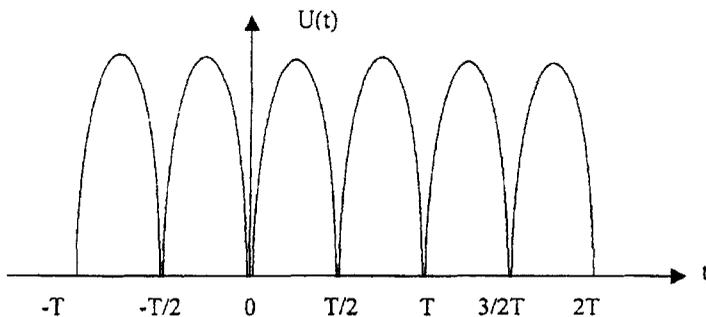


Рис. 7.10. Немодулированный сигнал

околоскважинной среде. На рисунке 7.10 представлен немодулированный сигнал на выходе передатчика ЗТС, формируемый с помощью симисторного моста. Его можно описать функцией: $U(t) = E \cdot [\sin \varpi t]$, где

$$\varpi = 2\pi \cdot f = \frac{2\pi}{T}, f = \frac{1}{T}; \quad (7.1)$$

T – период, E – амплитуда ЭДС. Величина f изменяется в диапазоне от 50 Гц до 200 Гц при измерении расхода промывочной жидкости от 10 л/с до 60–70 л/с. Ряд Фурье функции имеет вид:

$$U(t) = \frac{2}{\pi} E - \frac{4}{\pi} E \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{(2n)^2 - 1} \cos 2n \varpi t \quad (7.2)$$

Спектр немодулированного сигнала содержит только четные гармоники $U(t)$: $2f$, $4f$, $6f$ и т.д.

Данные, измеренные геонавигационной системой на забое, преобразуются в двоичный код, а затем передаются на поверхность по беспроводному каналу связи с использованием кода Манчестера. Единица передаваемого сообщения кодируется импульсом f_{1m} , (рис. 7.11, а), а ноль – импульсом $f_{2m}(t)$, (рис. 7.11, б). Здесь $1/2T_0$ – длительность символа сигнала кода Манчестера.

График нормированной спектральной плотности мощности биимпульсного кода Манчестера от нормированной к длительности символа сигнала $1/2T_0$ частоты f приве-

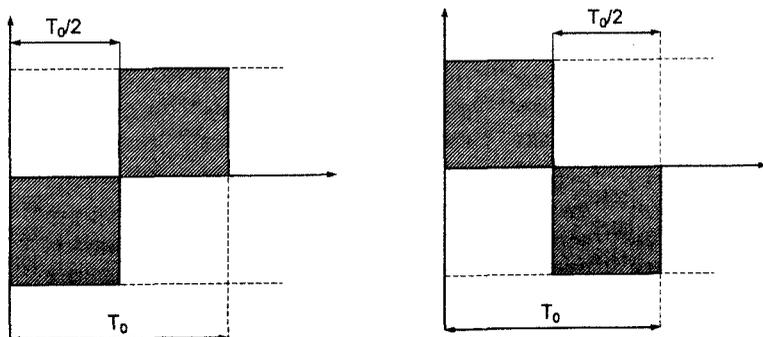


Рис. 7.11. Код импульса (а) и код нуля (б)

ден на рис. 7.12. Функция $f_{im}(t)$, где $i=1, 2$, является модулирующим сигналом для преобразованного напряжения скважинного турбогенератора. Ширина частотного спектра этого сигнала, определенная на уровне 0,707 от максимума, рассчитывается по формуле:

$$\Delta f_1 = 3,0/T_0. \quad (7.3)$$

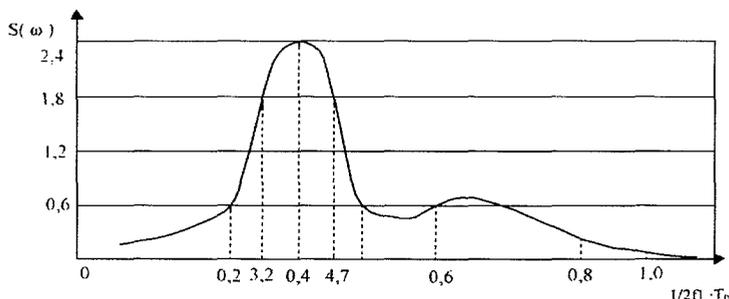


Рис. 7.12. График нормируемой спектральной плотности мощности

Выходной сигнал передатчика ЗТС представляется в виде:

$$U_{\text{вых}}(t) = E \cdot f_{im}(t) [\sin t], \quad i=1, 2 \text{ и т.д.}$$

Наличие модуляции приводит к развитию линейчатого спектра функции $U(t)$, появлению боковых частот. С точки зрения электрического каротажа основная структура частотного спектра определяется функцией $U(t) = E \cdot [\sin \omega t]$ и выбор рабочих частот каротажа производится исходя из этого частотного спектра, а выделение гармоники выходного напряжения передатчика ЗТС должно производиться адаптивным цифровым фильтром, полоса пропускания которого определяется шириной частотного спектра модулирующей функции.

Анализ частотных спектров сигналов показывает, что при заданном диапазоне изменения частоты ЭДС скважинного турбогенератора от 50 Гц до 200 Гц наиболее целесообразно проводить электрический каротаж на частотах (400 ± 120) Гц, что позволяет охватить весь диапазон частот ЭДС турбогенератора. На частоте $f = 50$ Гц электрический каротаж проводится на частоте 8-й гармоники выходного сигнала передатчика. По мере увеличения частоты f рабочая частота каротажа производится на гармониках с меньшим номером и при $f = 200$ Гц каротаж производится на частоте 2-й гармоники сигнала передатчика. Таким образом, локализуется диапазон частот, в котором производится электрический каротаж, что существенно упрощает интерпретацию измерительной информации. Работа системы электрического каротажа синхронизируется с работой передатчика ЗТС с помощью соответствующих сигналов, определяющих временные интервалы передачи определенных видов сигналов по электромагнитному каналу связи.

Номер гармоники сигнала передатчика, на которой проводится каротаж, определяют по результатам измерения частоты ЭДС скважинного турбогенератора. Граничные частоты полосы пропускания аналогового полосового фильтра определены из условия прохождения сигналов с частотами от 280 Гц до 520 Гц с учетом искажений на границах полосы пропускания. Усиление измеряемых токов и напряжений с регулируемым коэффициентом усиления производится для выравнивания уровней сигналов и определяется

Предлагаемый модуль электрического каротажа имеет следующие преимущества:

1. Позволяет проводить электрический каротаж скважин с использованием конструктивных и аппаратных элементов передающей части забойной геонавигационной системы.
2. Позволяет проводить каротаж в достаточно узком диапазоне частот, что существенно упрощает интерпретацию результатов измерения.
3. Реализует процесс электрического каротажа с помощью зондирующих сигналов большой мощности при высоких значениях отношения сигнал/шум, что повышает достоверность получаемой информации.
4. Позволяет реализовать параллельную работу системы каротажа и передающей части ЗТС в режиме реального времени.
5. Сравнительная простота реализации устройства с использованием современной элементной базы и микропроцессорной техники.

При каротаже сопротивлений (КС) скважинный турбогенератор используется в качестве источника зондирующего сигнала большой мощности (500–800 Вт), что существенно повышает помехоустойчивость измерений. Простота изготовления геофизического модуля КС в сочетании с высокими энергетическими характеристиками зондирующего электрического поля позволила создать эффективный инструмент, способный надежно функционировать в самых сложных условиях бурения. Модуль КС выполнен

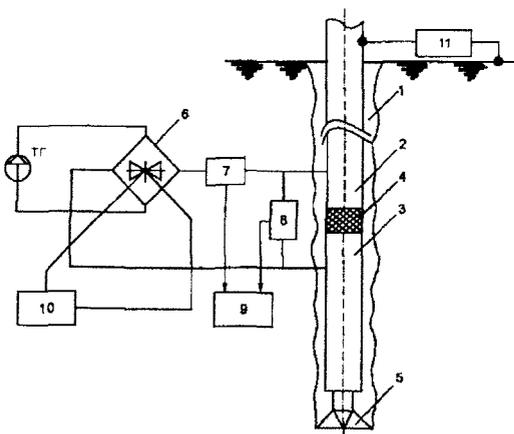


Рис. 7.14. Функциональная схема геофизического модуля КС, сопряженного с передающей частью ЗТС:

1 – ствол скважины; 2 и 3 – верхняя и нижняя части КНБК (измерительные электроды); 4 – электрический делитель ЗТС; 5 – долото; 6 – двунаправленный семисторный мост – модулятор передатчика ЗТС; 7 и 8 – датчики тока и напряжения, подводимые к электрическому делителю; 9 – блок обработки сигналов модуля КС; 10 – схема управления модулятором передающей части ЗТС; 11 – приемное устройство ЗТС

на основе ЗТС-172КС и успешно прошел испытания при бурении 8 горизонтальных скважин в различных регионах РФ и принят к промышленному внедрению.

Скважинный турбогенератор снабжает электроэнергией электронные схемы, датчики и канал связи с поверхностью. Информация передается на частотах 1–10 Гц в зависимости от глубины скважины по беспроводному ЭМКС. Частоты определяют огибающую модулированного радиопульсного сигнала, используемого для кодирования передаваемых по каналу связи данных. Сигнал в зоне электрического разделителя ЗТС имеет более сложную частотно-временную структуру по сравнению с сигналом, принимаемым на поверхности, что обусловлено большим затуханием высокочастотных составляющих сигнала передатчика ЗТС. Электрический каротаж проводится в диапазоне частоты, его оценивают при

подключении передатчика ЗТС к электрическому разделителю 1 (рис. 7.14). Скважинный турбогенератор (ТГ) подключается к электрическому разделителю 1 через семисторный мост 6, формирующий фазомодулированный сигнал передатчика ЗТС. Частота выходного напряжения ТГ находится в диапазоне 50–200 Гц в зависимости от режима бурения. На выходе семисторного моста формируются кодированные сигналы радиоимпульсов в виде однополярных полуволн гармонического напряжения ТГ. Длительность полуволн напряжения изменяется от 2,5 до 10 мс. В первом приближении в частотном спектре сосредоточено не менее 90% энергии сигнала, его ширина 100–400 Гц. Электрический коротаж проводится в диапазоне рабочих частот с ТГ в качестве первичного источника зондирующего сигнала.

В разработанном модуле (см. рис. 7.14) в качестве источника зондирующего электрического поля используется автономный излучатель ЗТС с электромагнитным каналом связи, измерительными электродами являются две части бурильной колонны 2 и 3, изолированные электрическим разделителем 4 телеметрической системы. В процессе бурения геофизическая информация постоянно измеряется и передается на поверхность по электромагнитному каналу связи. Долото 5, расположенное ниже измерительного электрода 3, обеспечивает фиксацию изменения удельного сопротивления вскрываемых в данный момент времени горных пород. Поэтому фактический диаметр скважины и фильтрат бурового раствора практически не влияют на результаты измерений.

Влияние вариации частоты зондирующего сигнала модуля КС на точность измерения удельного электрического сопротивления разбуриваемой породы определяется частотной дисперсией электрических характеристик. Экспериментальные исследования

показали, что в диапазоне частот 100 Гц–1 МГц имеет место сильнейшая частотная дисперсия диэлектрической проницаемости физических сред при незначительной дисперсии удельного сопротивления. Вывод подтверждается другими авторами. В работе [90] приведены результаты экспериментов по частотной дисперсии электрических характеристик в диапазоне частот от 100 Гц до микроволновой области. Исследовалась частотная зависимость диэлектрической проницаемости ϵ и удельной электрической проводимости a для типичной суглинистой почвы со средним содержанием воды около 10% по массе (рис. 7.15). На низких частотах диэлектрическая проницаемость почвы очень велика, что присуще большинству геологических материалов и не связано с влиянием измерительных электродов. Из графиков (см. рис. 7.15, а и б) видно, что эквивалент-

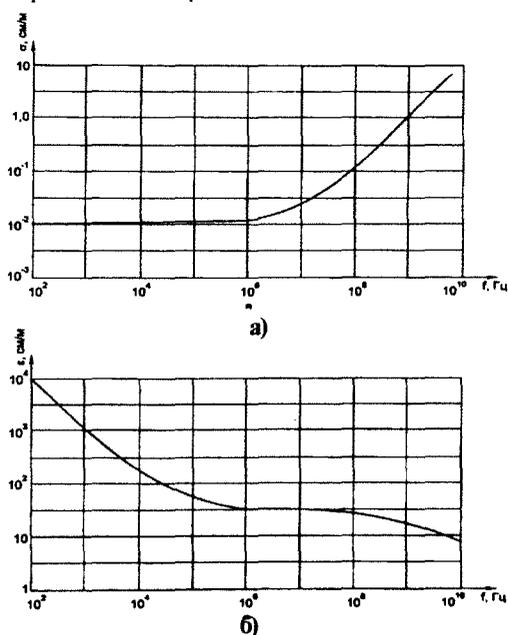


Рис. 7.15. Частотная дисперсия электрических характеристик типичной суглинистой влажной почвы

ная проводимость a среды в области частот 10^2 – 10^6 Гц и эквивалентная проницаемость e в диапазоне 10^7 – 10^9 Гц практически не зависят от частоты. На частотах примерно до 1 МГц эквивалентная проводимость постоянна, т.е. проводимость на постоянном токе в основном определяет потери в материале. Таким образом, разработанная схема электрического каротажа КС вполне обоснована и позволяет получить достоверную геофизическую информацию.

Разработанный и изготовленный модуль КС встроен в аппаратную часть забойной геонавигационной системы с электромагнитным каналом связи типа ЗТС-172КС для проведения промысловых испытаний. Скважинные испытания модуля КС успешно прошли при бурении скважин №№ 5271 и 5410 Уренгойского ГКМ [142].

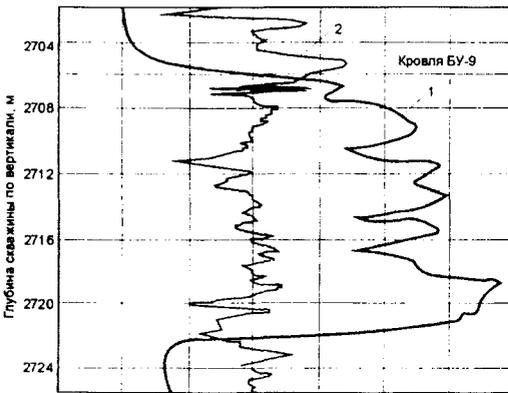


Рис. 7.16. Диаграммы каротажей скважины № 5410 Уренгойского ГКМ:

1 – кажущееся сопротивление в процессе бурения с забойной телеметрической системой ЗТС-172КС; 2 – ГК при окончательном каротаже в колонне бурительных труб

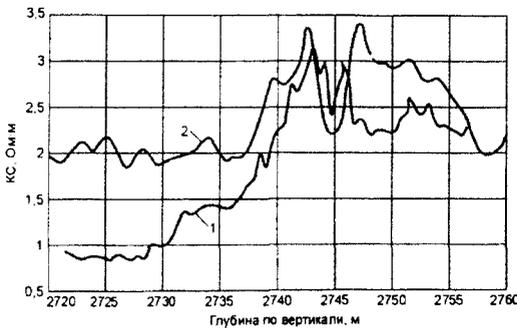


Рис. 7.17. Диаграмма электрического каротажа по скважине № 5271 Уренгойского ГКМ:

1 – каротаж в процессе бурения забойной телеметрической системой ЗТС-172КС; 2 – стандартный каротаж, кривая КС

На рисунке 7.16 показана диаграмма кажущегося сопротивления, полученная в процессе бурения скважины № 5410 Уренгойского ГКМ. Интервал глубин по стволу скважины 2920–3115 м, механическая скорость – 6,5 м/ч, время бурения – 29,6 ч. Показатели свойств бурового раствора: показатель фильтрации – 1,6 см³/30 мин, условная вязкость – 70 с, плотность – 1200 кг/м³. Компоновка низа бурильной колонны: долото 215,9 МС-ГНУ, забойный двигатель-отклонитель Д-195, телеметрическая система ЗТС-172КС, бурительные трубы ТБПВ-127х9. Кривая сопротивления (кривая 1) выделяет границу глинистой кровли и нефтенасыщенного пласта высокого сопротивления БУ₉. При корреляции разреза по кривой гамма-каротажа (кривая 2) кровля продуктивного пласта БУ₉ отбивается на глубине 2706 м по вертикали, что соответствует данным электрического каротажа с ЗТС-172КС. С глубины 2722 м пласт БУ₉ сложен водонасыщенным песчаником, что подтверждается кривой 1, показывающей снижение удельного сопротивления в нижней части пласта БУ₉.

На рисунке 7.17 изображена диаграмма электрического каротажа скважины № 5271 в сравнении со стандартной кривой КС. Сравнительный анализ данных, полученных модулем КС (кривая 2) и стандартной аппаратурой каротажа

(кривая 1), показывает хорошую корреляцию, работоспособность и эффективность модуля КС.

Отличительной особенностью геофизического модуля КС в составе ЗТС является простота реализации, высокая надежность в эксплуатации и повышенная помехозащищенность, обеспеченная значительной мощностью зондирующего сигнала 100 Вт и более.

7.1.4. Модуль электромагнитного каротажа

Для более детального расчленения разреза скважины по данным каротажа недостаточно одного метода, необходим комплекс геофизических исследований. Электромагнитный каротаж (ЭМК) является одним из значимых при исследовании электрофизических параметров разбуриваемого пласта.

Известен способ диэлектрического каротажа скважин, заключающийся в том, что в скважинном приборе применен цилиндрический конденсатор из двух обкладок. Одна из обкладок (нижняя) представляет собой латунный цилиндр, а второй обкладкой служит корпус прибора. Указанный конденсатор-зонд включен в колебательный контур, и по измеренной частоте контура и напряжения на нем судят о диэлектрической проницаемости разбуриваемого пласта [4]. Соответствующее устройство содержит автогенератор, в который включен колебательный контур со скважинным конденсатором-зондом, генератор-гетеродин, смеситель, усилитель, выпрямитель, преобразователь напряжения, мультивибратор, частотомер, датчик тока, компенсатор. Известен аналогичный способ диэлектрического каротажа скважин, в котором зондирующее электромагнитное поле создается с помощью электродов скважинного конденсатора-зонда металлических цилиндров, расположенных на одной оси в торец друг к другу на некотором расстоянии один от другого. Число электродов два или три [276]. Известна также телеметрическая система для контроля траектории ствола скважины с инклинометрическим и геофизическим блоками с использованием беспроводного электромагнитного канала связи, причем передатчик канала связи подключен к разделителю – диэлектрической вставке между нижней (забойной) и верхней буровыми трубами, электрически разделяющей буровую колонну и служащей передающей антенной [236].

Наиболее близким по технической реализации к рассматриваемому способу [44] является устройство и способ, описанные в патенте GB № 2130378 А, Кл G 01 V 3/20. Способ электромагнитного каротажа включает операции возбуждения зондирующего электрического поля в зоне контроля и измерение сигналов реакции контролируемой околоскважинной среды с помощью цилиндрических электродов-зондов, и определения электрофизических параметров среды. Недостатком известных способов и устройств является невозможность одновременного определения диэлектрических свойств разбуриваемого пласта и его удельной электрической проводимости с учетом изменений электрофизических свойств бурового раствора в процессе бурения и погрешностей аппаратуры, что существенно снижает информативность каротажа.

Задачей предлагаемого способа является повышение надежности и информативности определения электрофизических параметров разбуриваемых пластов и точности управления буровым инструментом в процессе бурения горизонтальных скважин. Указанная задача реализуется с использованием конструктивных элементов передающей антенны беспроводного электромагнитного канала связи забойной телеметрической си-

стемы и приборного контейнера, в котором размещена аппаратура электромагнитного каротажа, в качестве электродов-зондов системы электромагнитного каротажа.

Физико-математический анализ электромагнитного каротажа

Для определения электрофизических параметров разбуриваемых пластов Г.А.Григашкиным, Ю.И. Стеблевым, В.В. Кульчицким и Е.Г. Скоробогатовым разработан способ, основанный на использовании конструктивных элементов ЗТС в качестве электродов-зондов ЭМК [44].

На рисунке 7.18 изображен приборный контейнер в зоне разделителя бурльных труб, где 1 и 2 – буровые трубы, 3 – металлический кронштейн приборного контейнера, 4 – диэлектрическая вставка-разделитель, 5 – диэлектрический корпус приборного контейнера, 6 – стенки скважины, 7 – направление движения бурового раствора. Цель достигается тем, что измеряют комплексные величины напряжения $\dot{U}_1(w_1)$ и $\dot{U}_2(w_2)$ с частотами w_1 и w_2 , приложенного к разделителю, и комплексные величины токов $\dot{I}_1(w_1, w_2)$, $\dot{I}_2(w_1, w_2)$, протекающих в измерительной цепи между разделителем и корпусной точкой прибора, а также между металлическим кронштейном приборного контейнера и корпусной точкой прибора. Об электрофизических параметрах разбуриваемого пласта судят по комплексным проводимостям, характеризующим разбуриваемый пласт и буровой раствор внутри буровой трубы в зоне расположения приборного контейнера. Калибровка измерительной системы сводится к измерению величин токов \dot{I}_1 , \dot{I}_2 и напряжений \dot{U}_1 , \dot{U}_2 при заданных тестовых воздействиях на входе этой системы. Тестовое воздействие на входе системы каротажа проводится путем подключения к входным зажимам системы R-C цепей с заданными параметрами: а именно R-C цепи могут включаться между буровыми трубами разделителя и между каждой из этих труб и кронштейном приборного контейнера.

Комплексные проводимости, характеризующие электрофизические параметры разбуриваемого пласта и бурового раствора внутри буровой трубы, в зоне расположения приборного контейнера, определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned} Y_3(w_1) &= \frac{Y u_3(w_1)}{\dot{K}_{14}(w_1)} - Y_{30}(w_1), \\ Y_3(w_2) &= \frac{Y u_3(w_3) + Y u_2(w_2)}{\dot{K}_{26}(w_2)} - Y_2(w_2) - Y_{20}(w_2) - Y_{30}(w_2), \\ Y_1(w_1) &= \frac{Y u_1(w_1)}{\dot{K}_{13}(w_1)} - Y_{10}(w_1), \\ Y_2(w_2) &= \frac{Y u_2(w_2)}{\dot{K}_{25}(w_2)} - Y_{20}(w_2). \end{aligned} \quad (7.4)$$

Комплексные проводимости $Y u_1(w_1)$, $Y u_2(w_2)$, $Y u_3(w_2)$, определяются по измеренным значениям комплексных токов \dot{I}_1 , \dot{I}_2 и напряжений \dot{U}_1 , \dot{U}_2 , а комплексные

величины $Y_{10}(w_1)$, $Y_{20}(w_2)$, $Y_{30}(w_1)$ и $Y_{30}(w_2)$, а также $K_{14}(w_1)$, $K_{26}(w_2)$, $K_{13}(w_1)$ и $K_{25}(w_2)$ – определяются по результатам калибровки измерительной системы.

Об изменениях электрофизических параметров разбуриваемого пласта в зоне расположения забойной колонны судят по отношению комплексных проводимостей, характеризующих пласт $[Y_3(w_1) \text{ и } Y_3(w_2)]$ и $[Y_1(w_1) \text{ и } Y_2(w_2)]$ буровой раствор. Рабочие частоты и зондирующего электрического поля выбираются в соответствии с требуемой величиной радиальной дальности контроля электрофизических свойств околоскважинной зоны.

Для реализации способа электромагнитного каротажа скважин в процессе бурения предложено устройство, использующее в качестве электродов-зондов конструктивные элементы разделителя электромагнитного канала связи забойной телеметрической системы и приборного контейнера. Устройство содержит электронные ключи, датчики тока, преобразователи напряжения, цифровой сигнальный процессор с портом управления коммутацией, цифро-аналоговый преобразователь (ЦАП), аналого-цифровой преобразователь (АЦП), устройство ввода-вывода, память команд и хранения результатов измерения. Предлагаемое устройство отличается тем, что один из входов каждого из ключей соединен с выходом порта управления коммутацией, первый вход первого ключа соединен с разделителем, а второй с передающей системой электромагнитного канала связи, первый вход второго ключа соединен с корпусной точкой прибора, второй его вход соединен с преобразователем напряжения, выход которого подключен к разделителю, первый вход третьего ключа соединен с преобразователем напряжения, а второй вход этого ключа соединен с входами датчиков тока, выходы которых соединены с первым входом второго ключа и входом преобразователя напряжения. Причем первый и второй выходы двухканального ЦАП соединены с входами преобразователей напряжения, вход ЦАП – с входами преобразователей напряжения, вход ЦАП – с сигнальным процессором, выходы датчиков тока – с входами многоканального АЦП, два других входа которого соединены с преобразователями напряжения, а выход многоканального АЦП соединен с последовательным портом цифрового сигнального процессора, причем к последнему подключены память команд и хранения результатов измерений и устройство ввода-вывода.

Предлагаемый способ содержит следующие операции:

1. Возбуждение переменного двухчастотного электрического поля в зоне контроля, с использованием в качестве электродов-зондов элементов конструкции разделителя электромагнитного канала связи забойной телеметрической системы и приборного контейнера.

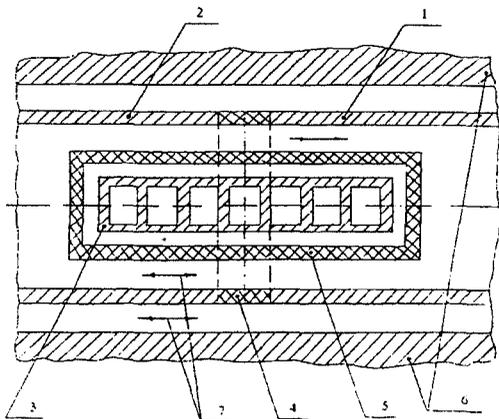


Рис. 7.18. Расположение приборного контейнера в зоне электрического разделителя

Сигналы реакции контролируемой среды определяются комплексными значениями токов, измеряемых датчиками тока 1 и 2. Измеряются следующие величины:

$$\begin{aligned}
 \dot{U}_{u1}(w_1) &= \dot{K}_1(w_1)\dot{U}_1(w_1), \\
 \dot{U}_{u2}(w_2) &= \dot{K}_2(w_2)\dot{U}_2(w_2), \\
 \dot{I}_{u1}(w_1) &= \dot{K}_3(w_1)\dot{I}_1(w_1), \\
 \dot{I}_{u1}(w_2) &= \dot{K}_5(w_2)\dot{I}_1(w_2), \\
 \dot{I}_{u2}(w_2) &= \dot{K}_6(w_2)\dot{I}_2(w_2), \\
 \dot{I}_{u2}(w_1) &= \dot{K}_4(w_1)\dot{I}_2(w_1)
 \end{aligned} \tag{7.5}$$

где $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{I}_1, \dot{I}_2$ – истинные значения напряжений и токов в измерительной цепи,

$\dot{U}_{u1}, \dot{U}_{u2}, \dot{I}_{u1}, \dot{I}_{u2}$ – измеренные значения тех же величин,

$\dot{K}_1(w_1), \dot{K}_2(w_2), \dot{K}_3(w_1), \dot{K}_5(w_2), \dot{K}_6(w_2), \dot{K}_4(w_1)$ – комплексные коэффициенты передачи измерителей тока и напряжения.

По измеренным значениям токов и напряжений определяются комплексные проводимости Y_{u1}, Y_{u2}, Y_{u3} , связанные с истинными их значениями следующими соотношениями:

$$\begin{aligned}
 Y_{u3}(w_1) &= \frac{\dot{I}_{u3}(w_1)}{\dot{U}_{u1}(w_1)} = \dot{K}_{14}(w_1)[Y_3(w_1) + Y_{30}(w_1)], \quad \dot{K}_{14}(w_1) = \frac{\dot{K}_4(w_1)}{\dot{K}_1(w_1)}; \\
 Y_{u1}(w_1) &= \frac{\dot{I}_{u1}(w_1)}{\dot{U}_{u1}(w_1)} = \dot{K}_{13}(w_1)[Y_1(w_1) + Y_{10}(w_1)], \quad \dot{K}_{13}(w_1) = \frac{\dot{K}_3(w_1)}{\dot{K}_1(w_1)}; \\
 Y_{u2}(w_2) &= \frac{\dot{I}_{u1}(w_2)}{\dot{U}_{u2}(w_2)} = \dot{K}_{25}(w_2)[Y_2(w_2) + Y_{20}(w_2)], \quad \dot{K}_{25}(w_2) = \frac{\dot{K}_5(w_2)}{\dot{K}_2(w_2)}; \\
 Y_{u3}(w_2) + Y_{u2}(w_2) &= \frac{\dot{I}_{u2}(w_2)}{\dot{U}_{u2}(w_2)} = \dot{K}_{26}(w_2)[Y_2(w_2) + Y_3(w_2) + Y_{26}(w_2) + Y_{30}(w_2)]; \\
 \dot{K}_{26}(w_2) &= \frac{\dot{K}_6(w_2)}{\dot{K}_2(w_2)}
 \end{aligned} \tag{7.6}$$

Для выделения из измеренных значений комплексных проводимостей Y_{u1}, Y_{u2}, Y_{u3} , информативных составляющих, Y_1, Y_2, Y_3 , проводится операция калибровки измерительной системы. Прибор отключают от электродов 1, 2 и 3, а к соответствующим зажимам прибора подключают калиброванную нагрузку: $Y_3^{K1} Y_1^{K1} Y_2^{K1}$ – между зажимами 1–2, 1–3, 2–3 (см. рис. 7.20), а затем $Y_3^{K1}, Y_1^{K1}, Y_2^{K1}$.

При этих калиброванных нагрузках измеряются комплексные токи \dot{I}_1, \dot{I}_2 , и напряжения \dot{U}_1, \dot{U}_2 , а затем определяются комплексные проводимости:

$$\begin{aligned}
 Y_{u_3}(w_1) &= \dot{K}_{14}(w_1)[Y_3^{K3}(w_1) + Y_{30}(w_1)]; \\
 Y_{u_1}(w_1) &= \dot{K}_{13}(w_1)[Y_1^{K1}(w_1) + Y_{10}(w_1)]; \\
 Y_{u_2}(w_2) &= \dot{K}_{25}(w_2)[Y_2^{K1}(w_2) + Y_{20}(w_2)]; \\
 Y_{u_3}(w_2) + Y_{u_2}(w_2) &= \dot{K}_{26}(w_2)[Y_2^{K1}(w_2) + Y_3^{K1}(w_2) + Y_{26}(w_2) + Y_{30}(w_2)].
 \end{aligned} \tag{7.7}$$

Аналогично определяются проводимости $Y_{u_3}^{K1}(w_1)$, $Y_{u_1}^{K2}(w_1)$, $Y_{u_2}^{K2}(w_1)$, $Y_{u_3}^{K2}(w_1)$, при калиброванной нагрузке Y_3^{K2} , $Y_1^{K2} Y_2^{K2}$. По результатам калибровки определяют неинформативные составляющие комплексных проводимостей Y_{10} , Y_{20} , Y_{30} и комплексные коэффициенты передачи $\dot{K}_{14}(w_1)$, $\dot{K}_{13}(w_1)$, $\dot{K}_{25}(w_2)$, $\dot{K}_{26}(w_2)$.

Информативные составляющие комплексных проводимостей определяются по результатам операций измерения и калибровки

$$\begin{aligned}
 Y_3(w_1) &= \frac{Y_{u_3}(w_1)}{\dot{K}_{14}(w_1)} - Y_{30}(w_1), \\
 Y_3(w_2) &= \frac{Y_{u_3}(w_2) + Y_{u_2}(w_2)}{\dot{K}_{26}(w_2)} - Y_2(w_2) - Y_{20}(w_2) - Y_{30}(w_2), \\
 Y_1(w_1) &= \frac{Y_{u_1}(w_1)}{\dot{K}_{13}(w_1)} - Y_{10}(w_1), \\
 Y_2(w_2) &= \frac{Y_{u_2}(w_2)}{\dot{K}_{25}(w_2)} - Y_{20}(w_2).
 \end{aligned} \tag{7.8}$$

Полученные значения комплексных проводимостей характеризуют электрофизические параметры разбуриваемого пласта и бурового раствора.

Функциональная схема модуля электромагнитного каротажа

Функциональная схема устройства, реализующего предлагаемый способ, изображена на рис. 7.20:

8 – корпусная точка аппаратуры каротажа, 9, 10 и 11 – соответственно первый, второй и третий электронные ключи, 12 – первый датчик тока (д.т.1), 13 – второй датчик тока (д.т.2), 14 – первый преобразователь напряжения, 15 – второй преобразователь напряжения, 16 – порт управления коммутацией, 17 – двухканальный цифро-аналоговый преобразователь (ЦАП), 18 – цифровой сигнальный процессор (DSP), 19 – многоканальный аналого-цифровой преобразователь (АЦП), 20 – устройство ввода-вывода (УВВ), 21 – память команд, 22 – память хранения результатов измерения.

Устройство работает следующим образом. После поступления сигнала синхронизации с передатчика электромагнитного канала связи забойной телеметрической системы на устройство ввода-вывода (УВВ) 20 цифрового сигнального процессора (DSP) 18, через порт управления коммутации (ПУК) 16 процессора подаются сигналы на электронные ключи 9, 10 и 11. При этом первый ключ 9 размыкается, отключая (блокируя) выходную цепь передатчика телеметрической системы от разделителя, второй ключ 10 размыкается, преобразователь напряжения 7 расшунтируется и с него на разделитель

подается зондирующий сигнал – напряжение $\dot{U}_2(w_2)$.

Третий ключ 11 замыкается (закорачивается), подключая преобразователь напряжения 15 к измерительной цепи. Сигналы с преобразователя напряжения 15 и 14 через многоканальный АЦП 19 поступают в процессор 18, где происходит измерение и обработка сигналов. После замыкания ключа 11 и подачи зондирующих сигналов на разделитель, через датчики тока 12 и 13 (д.т. 1 и д.т. 2) протекают токи, замыкающиеся по следующим контурам.

Два токовых контура с преобразователями напряжения 14 - $\dot{U}_1(w_1)$:

Для датчика тока 12 (д.т.1): корпусная точка прибора (КТП) 8 – блок 12 – ключ 11 – блок 14 – проводимости ($Y_1 - Y_{10}$) – КТП 8.

Для датчиков тока 13 (Д.Т.2) – блок 5 – ключ 11 – блок 14 – проводимости ($Y_3 - Y_{30}$) – блок 15 – блок 13 (д.т.2).

В последнем случае токами через проводимости ($Y_1 - Y_{10}$) и ($Y_2 - Y_{20}$) пренебрегаем, так как внутренние сопротивления преобразователей 6 и 7 малы и шунтируют указанные проводимости.

Два токовых контура с преобразователем напряжения 15 - $\dot{U}_2(w_2)$:

Для датчика тока 12 (д.т.1): КТП 8 – блок 12 – блок 13 – блок 15 – проводимости ($Y_2 - Y_{20}$) – КТП 8.

Для датчика тока 13 (д.т.2): блок 13 – ключ 11 – блок 14 – проводимости ($Y_3 - Y_{30}$) – блок 15 – блок 13.

В последнем случае током проводимости ($Y_1 - Y_{10}$) пренебрегаем, так как внутреннее сопротивление преобразователя 14 мало и шунтирует указанную проводимость.

Преобразователи 14 и 15 выдают напряжения $\dot{U}_1(w_1)$ и $\dot{U}_2(w_2)$, подаваемые через преобразователи 14 и 15 на разделитель, формируются в цифровой форме в сигнальном процессоре 18 через двухканальный ЦАП 17 подаются на блоки 14 и 15. Сигналы, пропорциональные токам с датчиков 12 и 13 (д.т.1 и д.т.2) после преобразования в многоканальном АЦП 19 в цифровой форме, поступают в сигнальный процессор 18. В сигнальном процессоре DSP 18 производится фильтрация и измерение величины токов \dot{I}_1, \dot{I}_2 , с частотами w_1, w_2 . С преобразователей напряжения 14 и 15 напряжения $\dot{U}_1(w_1)$ и $\dot{U}_2(w_2)$ через АЦП 11 также подаются в сигнальный процессор 18, где происходит их измерение и обработка. Из сигнального процессора 18 обработанные результаты измерений через УВВ 20 поступают в передающее устройство забойной телеметрической системы. Память команд 21 содержит алгоритмы измерения и обработки сигналов.

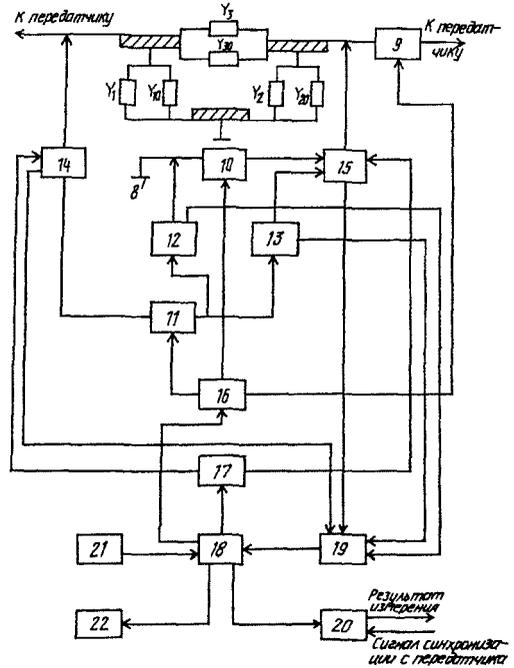


Рис. 7.20. Функциональная схема модуля ЭМК, сопряженная с аппаратурой ЭМКС

Память хранения результатов измерения 22 содержит данные, которые не могли быть переданы в наземную часть телеметрической системы ввиду ограниченности пропускной способности канала связи телеметрической системы.

Модуль ЭМК, разработанный НПП «Самарские горизонты», имеет следующие преимущества по сравнению с известными средствами каротажа в процессе бурения [44]:

1. Позволяет проводить электромагнитный каротаж скважин и бурового раствора с использованием конструктивных элементов передающей части забойной телеметрической системы.

2. Позволяет проводить одновременный каротаж разбуриваемого пласта и бурового раствора на двух рабочих частотах зондирующего электрического поля по двум параметрам: диэлектрической проницаемости среды и удельной электрической проводимости, что существенно повышает надежность и информативность электромагнитного каротажа.

3. Дает возможность выделить наиболее информативные составляющие измеряемых сигналов, несущих информацию об электрофизических параметрах околоскважинной зоны и бурового раствора.

4. Применение бортового компьютера в забойной части телеметрической системы позволяет реализовать обработку информации в реальном масштабе времени, повысить информативность информации, передаваемой в наземную часть телеметрической системы по беспроводному электромагнитному каналу связи.

5. Позволяет реализовать работу системы каротажа совместно с электромагнитным каналом связи в режиме разделения по времени.

6. Сравнительная простота реализации устройства с использованием современной элементной базы и микропроцессорной техники.

7. Применение предлагаемой системы электромагнитного каротажа в процессе бурения нефтяных и газовых скважин позволяет существенно повысить эффективность и конкурентоспособность отечественных геонавигационных технологий.

Модуль ЭМК изготовлен на двух платах: на одной размещена аналоговая часть, на другой – цифровая (бортовой компьютер). Аналоговая часть геофизического модуля ЭМК состоит из усилителей мощности ортогональных сигналов возбуждения; нормирующих усилителей тока, выполненных на резисторах, конденсаторах и трансформаторах тока; мультиплексора измеряемых сигналов; коммутационных транзисторов; вспомогательных транзисторов; генератора управляющих напряжений; фазового выпрямителя.

Структура модуля электромагнитного каротажа. Блок обработки цифровой информации модуля ЭМК изготовлен на основе шестнадцатиразрядного сигнального процессора типа TMS320C50 (с фиксированной точкой). Производительность процессора 30 MIPS (30 миллионов операций в 1 с). Оперативная память программ 9 килослов (9 кслов) = 18 кбайт. Оперативная память данных 1 кслов = 2 кбайт. Энергонезависимая память загрузки программ 64 кбайт.

Управляющая программа модуля – коммуникационный монитор проводит обмен данными с бортовым компьютером, чтение и загрузку (модификацию) всех типов памяти и систем, перепрограммирование процессора. Объем памяти, занимаемый управляющей программой 6 кбайт.

Программное обеспечение измерительного процесса формирует зондирующие сигналы в диапазоне частот от 1–5 до 100 кГц (с используемым типом АЦП). С другим типом АЦП возможно расширение диапазона рабочих частот модуля до 1 МГц. Выполняется многочастотный режим работы модуля на заданной сетке частот. Программа обеспечивает работу измерительного модуля: прием измерительных сигналов (оцифровку) – аналого-цифровое преобразование, первичную обработку сигналов – усреднение, фильтрацию, измерение комплексных сигналов (амплитуд и фаз), вычисление комплексных проводимостей, сжатие и передачу данных в центральный бортовой компьютер ЗТС. Объем памяти, занимаемый программой 8 кбайт.

Технические характеристики геофизического модуля ЭМК:

Диапазон рабочих частот, кГц	1–100
Рабочие частоты, кГц	9,54
Диапазон измеряемых емкостей, мкФ	1–10 ⁻⁵ ... 1
Диапазон измеряемых сопротивлений, Ом	10...500·10 ³
Основная погрешность измерения, не более, %	1
Разрешающая способность по емкости С, пФ	10
Разрешающая способность по сопротивлению R, Ом	5
Температура окружающей среды, °С	(-45)–(+100)
Питающее напряжение, В	±5
Габариты печатных плат с учетом установочной высоты элементов, мм	
аналоговой	150x34x20
цифровой	150x34x10
Калибровка	<i>Автоматическая в процессе измерений</i>
Каротаж бурового раствора внутри трубы	<i>Нормировочный параметр</i>

Физическое моделирование работы модуля ЭМК. Физическая модель скважины (рис. 7.21) разработана для исследования влияния околоскважинного пространства и бурового раствора как внутри трубы, так и между трубой и стенкой скважины, прохождения зон водонефтяного (ВНК) и газонефтяного (ГНК) контактов, продуктивного слоя, идентификации в дифференциации различных физических сред.

Заведомое снижение чувствительности каротажа модели объясняется диэлектрической перегородкой между 1 и 2 зонами. Слой диэлектрика оказывает значительное экранирующее действие и снижает чувствительность к параметрам исследуемой среды в зоне 2. Моделирование проведено в частотном диапазоне 100 Гц–1 МГц, выбранном по опыту разработки компьютерного анализатора газонефтяных потоков с использованием электроемкостной компьютерной томографии [265].

Диапазон измерения параметров ε и ρ газоводонефтяных смесей заведомо покрывает диапазон измерения аналогичных параметров геофизических сред при каротаже. Для указанных смесей величины ε изменяются от 1 (газ) до 81–82 (вода); ρ – от 0,2–0,4 Ом·м (вода) до значений, соответствующих нефти и газу. В экспериментальных исследованиях задействован разработанный модуль ЭМК со стандартными измерительными приборами – измерителями импедансов типа Е7–14, Е7–12. Исследована частот-

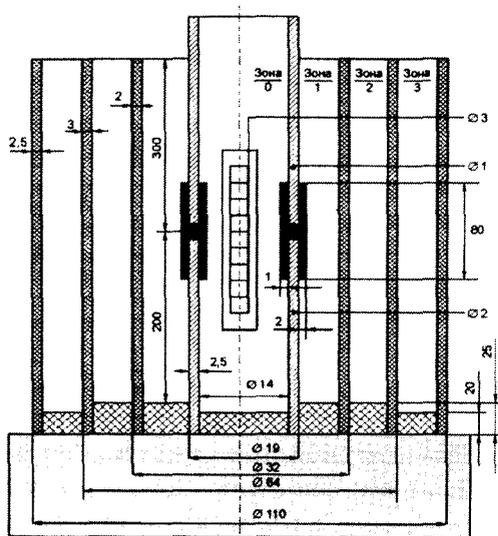


Рис. 7.21. Физическая модель скважины в зоне электрического разделителя электромагнитного канала, связи.

Концентрически расположенные области физической модели заполнены следующим образом: зона 0 – буровой раствор на водяной основе, зона 1 — буровой раствор, зона 2 — исследуемая среда

ная дисперсия ϵ и ρ различных физических сред (рис. 7.22).

Из годографов видна сильная частотная дисперсия реактивной составляющей проводимости ϵ и незначительная – активной составляющей ρ . Закономерность подтверждена результатами работы [100] именно в диапазоне 100-10⁶ Гц. Такая частотная дисперсия позволяет идентифицировать и дифференцировать физические среды по годографам комплексных проводимостей.

На установке смоделировано прохождение модулем ЭМК водонефтяного контакта (рис. 7.23, а), газонефтяного контакта (рис. 7.23, б) и продуктивного пласта (рис. 7.23 в) Результаты физического моделирования подтверждают правомерность и обоснованность технических решений, заложенных в разработанный геофизический модуль ЭМК.

7.1.5. Градуировка и тарировка датчиков скважинного прибора

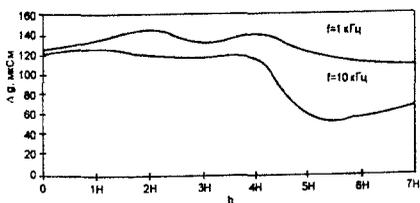
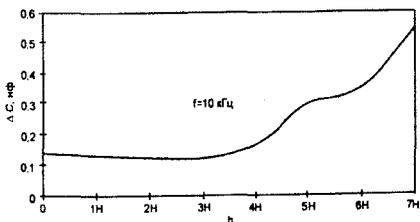
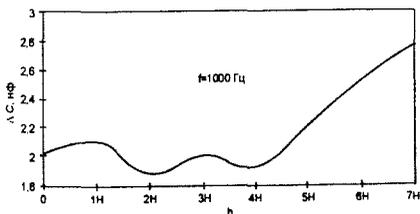
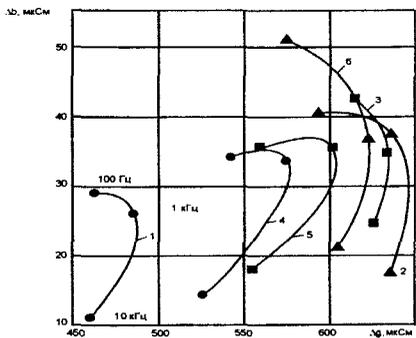
Метрология – наука об измерениях, методах и средствах обеспечения их единства и способах достижения заданной точности. Основным понятием метрологии является измерение. Согласно ГОСТу измерением считается процесс нахождения физической величины опытным путем, с помощью специальных технических средств. Под физической величиной понимается свойство, общее для ряда объектов в качественном отношении, но индивидуальное для каждого объекта в количественном отношении. Значение физической величины получают путем сравнения неизвестной физической величины с величиной воспроизводимой меры. Необходимо отметить, что не все физические величины можно воспроизводить (например, температура, плотность...).

На практике невозможно добиться создания абсолютно точного измерительного средства и полностью исключить влияние на него неблагоприятных факторов (как-то: электромагнитные поля, температура, давление, вибрации и т.д.). Поэтому при создании и эксплуатации любое техническое средство, служащее для измерения проходит обязательный этап метрологического обеспечения. Оно необходимо для определения пригодности того или иного технического средства к использованию, ввода поправок на показания приборов и, в конечном счете, для повышения точности измерения.

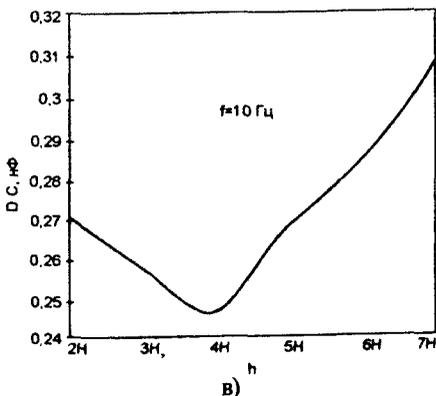
Одним из видов метрологического обеспечения является эталонировка, т.е. процесс передачи образцового значения физической величины от эталона к поверяемому средству. Под эталоном понимается мера или измерительный прибор, служащий для воспроизведения, хранения и передачи единиц какой-либо величины.

Рис. 7.22. Дисперсионно-частотное зондирование физических сред.

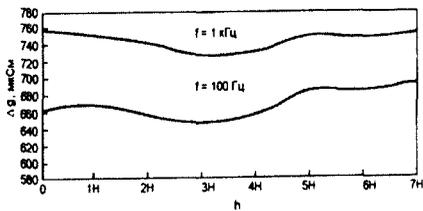
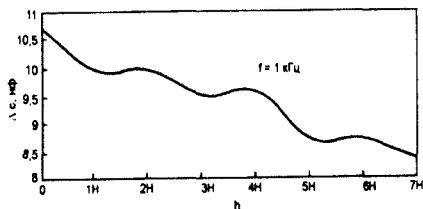
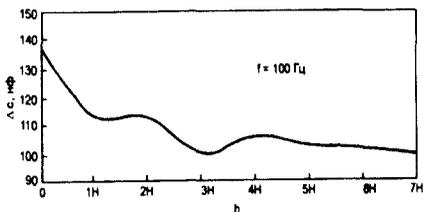
Идентификация сред по годографам комплексных проводимостей: 1 – газ; 2 – нефть (солярка); 3 – вода (буровой раствор); 4 – песок (сухой); 5 – песок (сухой + солярка 14% по объему); 6 – песок (сухой + вода 14% по объему)



а)



в)



б)

Рис. 7.23. Прохождение модулем ЭМК: а – водонефтяного контакта (ВНК); б – газонефтяного контакта (ГНК); в – продуктивного пласта (ГНК-ВНК)

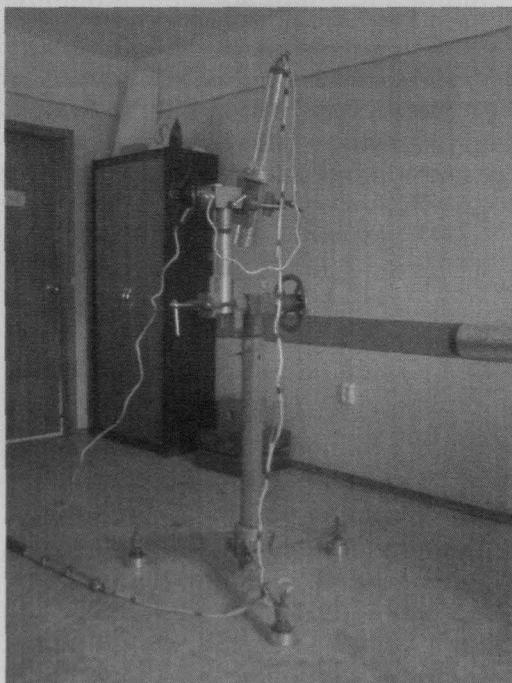


Рис.7.24. Установочный стол инклинометрический

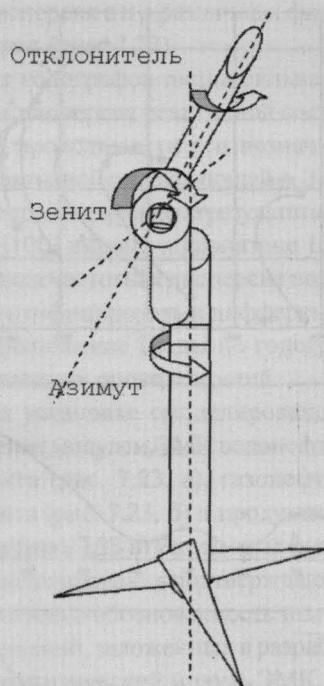


Рис. 7.25. Схема УСИ

В состав забойной телеметрической системы входят датчик-магнитометр, датчик-акселерометр, а также датчик температуры. Магнитометр отвечает за значение угла азимута. Магнитометр представляет собой полупроводниковый резистор, включенный по мостовой схеме. Он восприимчив к любым электромагнитным полям, поэтому при проведении градуировки необходимо исключить влияние источников электромагнитного излучения. Датчик имеет три оси: X, Y и Z. При изменении его положения в пространстве меняются проекции естественного магнитного поля Земли на оси датчика. В результате, в ходе последовательного преобразования из значения сопротивления магнитометра получают значение угла азимута. Акселерометр представляет собой измерительный преобразователь, внутри которого плавает нанопластинка. При повороте датчика в пространстве у акселерометра меняются значения проекций силы тяжести, действующей на нанопластинку, на оси датчика: X, Y и Z. Акселерометр отвечает за показания углов зенита и отклонителя. Датчик температуры регистрирует температуру и вместе с остальными датчиками передает информацию центральному процессору. Датчик температуры располагается рядом с магнитометром, что позволяет вводить поправку в показания магнитометра, т.к. полупроводниковый материал, из которого он изготовлен, обладает большой зависимостью от температуры.

Для градуировки используют специальный стол типа УСИ (рис. 7.24 и 7.25), а также оптический квадрант. Стол служит для установки заданных углов, имитирующих положение ЗТС в скважине. Он имеет три шкалы для определения зенита, азимута и отклонителя. Его устанавливают так, чтобы ноль шкалы азимута был направлен на се-

вер. Подкручивая его ножки, добиваются того, чтобы уровень, установленный на нем, показывал ноль.

Оптический квадрант представляет собой прибор для измерения углов с погрешностью 1/240 градуса. У прибора есть шкалы для измерения градусов и минут. Прибор устанавливается на поверхности, угол наклона которой измеряют и путем поворота шкалы добиваются того, чтобы пузырек с воздухом (также как и в уровне) остановился в положении равновесия. После этого считываются показания.

Перед проведением градуировки необходимо максимально ослабить влияние источников электромагнитного излучения и света на датчики. После подсоединения блока датчиков к блоку самого прибора их «прошивают» с помощью специальной программы, т.е. при помощи машинного кода налаживают их совместную работу. Блок датчиков помещают и закрепляют в полом цилиндре градуировочного стола – рабочем месте для поверяемого блока датчиков. Магнитометр должен находиться на пересечении трех осей вращения градуировочного стола. Вращая блок датчиков, добиваются совпадения ноля его показаний по отклонителю с нулем шкалы градуировочного стола.

7.1.6. Стендовые испытания забойных телеметрических систем

Впервые стендовые испытания забойных телеметрических систем ЗИС-4 проведены в 1989 г. на учебном полигоне Школы буровых кадров (ШБК) по решению технического совещания ПО Нижневартовскнефтегаз в соответствии с программой и методикой стендовых испытаний техники и технологии бурения пологих стволов скважин [140, 147]. Цель стендовых испытаний заключалась в наработке на отказ элементов и узлов забойной телеметрической системы ЗИС-4 с ЭМКС и отработке технологий проводки ННС, ПННС и ГС в горно-геологических условиях Западной Сибири. Испытаниям подвергнуты три комплекта скважинных приборов (СП) №№ 18, 1 и 19 в сочетании с новыми типами ОКНБК и БКНБК. Стендовое оборудование включало буровую установку БУ-2500 ЭУК, насосный блок (два буровых насоса НБТ-600), блок очистки (вибросита СВ-2, гидроциклонный пескоотделитель) и средства малой механизации. Программой испытаний предусмотрено бурение многозабойной скважины с четырьмя стволами \varnothing 215,9 мм из-под башмака вертикального кондуктора \varnothing 244,5 мм. Проектные данные наклонно-направленного бурения и отметка ротора стендовой буровой БУ-2500 ЭУК приведены в таблице 7.5.

Схема расположения стволов многозабойной скважины на местности представлена на рисунке 7.26. Участок набора зенитного угла в первом стволе бурили из-под вертикального кондуктора глубиной 442 м в проектном азимуте 117°. ОКНБК включала долото \varnothing 215,9МЗ-ГВЗ, калибратор 10КС-214, шпindelь отклонителя ШО1-195 с

Таблица 7.5

Ствол	Отклонение забоя от вертикали, м	Магнитный азимут	Отметка ротора, м
1	380,8	116° 53'	56,2
2	356,5	205° 25'	56,2
3	347,6	299° 24'	56,2
4	364,1	30° 55'	56,2

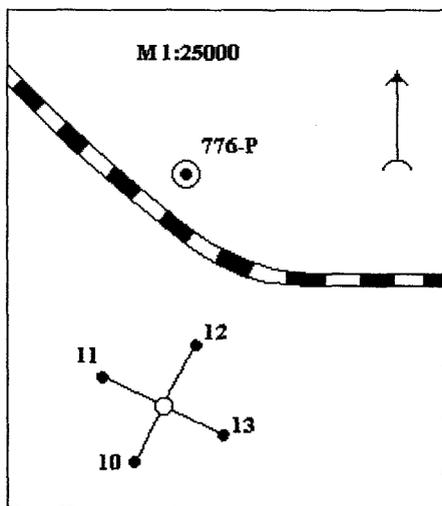


Рис. 7.26. Схема расположения стволов многозабойной скважины

перекосом осей $1,3^\circ$, гидравлический забойный двигатель Д2-195, кривой переводник с углом перекоса осей 2° , обратный клапан, ЗТС (СП № 18), ЛБТ-147/11-24м, фильтр, ЛБТ-147/11. Расстояние от торца долота до датчика СП составляло 13 м. В ведущей трубе установлен второй фильтр.

При выходе из-под кондуктора в интервале 441–509 м наблюдались сбои в показаниях ЗТС, вызванные влиянием магнитных масс кондуктора. С удалением от башмака кондуктора на 67 м и во время проводки интервала 509–788 м получали устойчивую информацию. ОКНБК ориентировали на забое по измеренным телеметрической системой положениям отклонителя. Расход промывочной жидкости при бурении составлял 38 л/с. Наземный приемник, установленный непосредственно на буровой,

позволил оперативно управлять ОКНБК и достигнуть максимальной интенсивности увеличения зенитного угла при постоянном азимуте (табл. 7.6).

После набора проектного зенитного угла 60° отклоняющую КНБК сменили на БШКНБК, включающую долото 215,9 С-ГН, калибратор 10КС-214, упругий центратор

Ø 225 мм, опорный элемент ЦД-212, удлинитель, муфту шарнирную МШ-170, турбобур ЗТСШ-195 длиной 26 м, обратный клапан, ЗТС (СП № 18), ЛБТ-147/11-24 м, фильтр и ЛБТ 147/11. При спуске БШКНБК прорабатывали ствол скважины с расхаживанием и резким встряхиванием инструмента для разрушения глинистых сальников. При подаче циркуляции бурового раствора ЗТС работала нормально, без сбоев. Бурение прекращено при забое 890 м из-за резкого падения давления с 10 МПа до 5 МПа. После подъема БШКНБК выявили причину – размыв резьбового соединения титанового переводника с корпусом удлинителя ЗТС. Суммарное время работы СП № 18 в интервале бурения 442–890 м составило 12 часов.

На рисунке 7.27 показан профиль первого ствола многозабойной скважины.

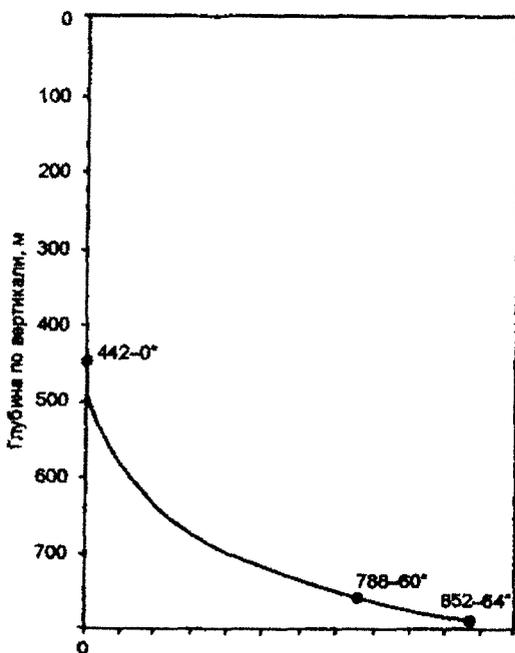


Рис. 7.27. Фактический профиль ствола № 1 многозабойной скважины

Таблица 7.6

Глубина по инструменту, м	Магнитный азимут, градус	Положение отклонителя, градус	Зенитный угол, градус	Примечания
509	78	74	5,6	СП № 18, Q=38,3 л/с
	81	74	5,7	Доворот ротором +45°
	89	125	5,4	
510	88	75	5,6	Наращивание инструмента
	95	88	5,5	Отпуск ротором – 90°
	98	59	5,8	
	94	14	6,0	
	106	346	5,6	Доворот ротором +20°
522	116	22	6,2	
	115	23	6,4	Наращивание инструмента
	111	17	7,0	Отпуск ротором –40°
534	113	5	8,7	
	116	2	9,3	Наращивание инструмента
546	120	4	11,5	Наращивание инструмента
	119	22	12,1	Нагрузки на долото нет
	122	357	12,2	Нагрузка на долото > 10 т
560	123	356	14,0	Наращивание инструмента
572	124	5	16,2	Наращивание инструмента
584	125	4	17,9	Наращивание инструмента
596	124	1	19,9	Наращивание инструмента
608	124	5	22,0	Наращивание инструмента
620	122	358	24,3	Наращивание инструмента
	121	342	24,4	Доворот ротором +20°
632	121	13	25,7	Наращивание инструмента
644	123	2	27,7	Наращивание инструмента
788	125	36	59,3	Смена КНБК

Перед бурением ствола № 2 на глубину 475 м спустили прошедший ревизию СП № 19. При прокачке буровым насосом получен нестабильный сигнал, исчезнувший при спуске СП еще на 50 м. КНБК подняли на поверхность. При разборке ключом АБК охранный кожух генератора смялся. Сменили кожух, проверили прибор электродвигателем, получили нестабильные показания: прибор замыкает. СП № 18 вставили в новый корпус, завернули охранный кожух, проверили работу СП путем вращения турбогенератора специальным электродвигателем. С глубины 510 м сигнала не получили, после подъема и проверки прибора выявили, что кабель замыкает на корпус ЗТС. Включили СП № 1 в ОКНБК. В интервале бурения 485–533 м вновь получили неустойчивые показания прибора. С глубины 540 м показания прибора стали более устойчивыми и начали совпадать с параметрами кривизны ТСС. ОКНБК сориентировали под углом 120–140° к азимуту ствола скважины и приступили к резке второго ствола согласно программы испытаний. С глубины 575 м прибор стал передавать нереальную информацию, пошли сбои. Только в начале и конце циркуляции показания прибора соответствовали истине. Работы по резке второго ствола приостановили. Ревизия СП № 1 показала, что кабель замыкает

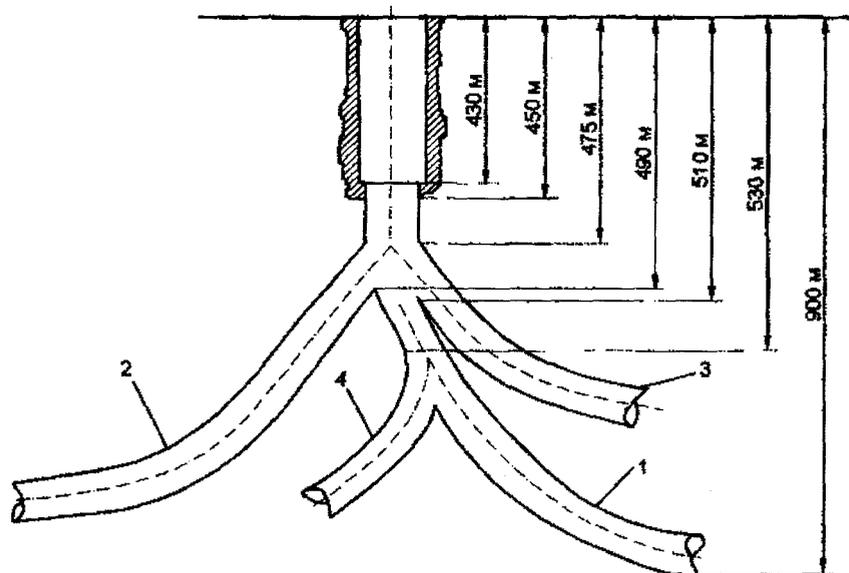


Рис.7.28. Схема пробуренных стволов многозабойной скважины

ет (2 и 5 контакты) на корпус прибора. После проведения ревизии СП №№ 18 и 19 заменили два кабеля и один турбогенератор. ОКНБК со СП № 18 спустили в скважину с проработкой интервала 615–820 м, затем зарезали второй ствол и бурили до глубины 911 м. Время работы ЗТС составило 11 часов. В соответствии с программой работ подняли и сменили ОКНБК. В турбогенераторе прибора заменили изношенную манжету на новую из маслостойкой резины и отшлифовали поверхность стакана. СП проверен на столе ротора прокачкой жидкости одним буровым насосом, собран с шарнирным отклонителем и спущен на глубину 620 м. Как только восстановилась циркуляция, получили показания наземного приемника. До глубины 820 м прорабатывали ствол, в интервале 820–877 м зарезали третий ствол. Время работы СП № 18 составило 3,6 часа. Максимальный зенитный угол $73,5^\circ$ достигнут на глубине 868 м в четвертом стволе. На рисунке 7.28 представлена схема пробуренных стволов многозабойной скважины.

При испытаниях ЗТС на стендовой буровой ШБК ПО «Нижневартовскнефтегаз» отмечены конструктивные недоработки и выходы из строя узлов:

1. Набухание уплотнительных манжет и колец.
2. Малая жесткость охрannого кожуха турбогенератора, приводящая к смятию ключами АБК (за время испытаний смято 5 кожухов).
3. Частые ревизии турбогенератора приводят в негодность метрическую резьбу на корпусе прибора.
4. Попадание бурового раствора в полость разъема кабеля между гайкой и кабелем СП.
5. Искривление стяжных болтов головки кабеля, затрудняющее монтажные работы.
6. Интенсивный износ стакана генератора между уплотнительной резиной и корпусом стакана 1–1,5 мм/час по диаметру.
7. Абразивный износ корпуса торцового уплотнения турбогенератора.

Таблица 7.7

Сервисное предприятие	Количество скважин	Количество отказов ЗТС	Отказы генераторов	Потеря времени, час
НПК «Телеметрия»	10	6	5	117,9
ООО «ТехГеоБур»	12	2	2	44,4

Стендовые испытания подтвердили работоспособность и возможность управления ТСС на основании забойных измерений ЗИС-4. Систематизированы основные конструктивные недоработки и причины выхода из строя узлов первой заводской партии ЗИС-4.

Как отмечалось в этой главе и будет показано в следующей, наибольшее число отказов ЗТС приходится на генератор – электромеханическое устройство, работающее от подачи бурового раствора на лопасти. Результаты бурового супервайзинга в 2007 году сервисных предприятий НПК «Телеметрия» и ООО «ТехГеоБур», оказавших услуги по телеметрическому сопровождению 22 скважин на месторождениях Нижневартовского района, приведенные в таблице 7.7, являются ярким подтверждением, что по истечении 18 лет генератор остается узким местом в конструкции ЗТС.

С целью повышения надежности работы генератора в НПП «Самарские горизонты» впервые разработан стенд (Свидетельство на полезную модель № 16207) и организовано его серийное производство (см. рис. 7.46).

7.1.7. Промысловые испытания забойных телеметрических систем

Опыт эксплуатации первых макетных образцов и заводской партии отечественных беспроводных забойных телеметрических систем ЗИС-4 (в дальнейшем ЗТС) в 1987–1990 гг. [121, 126] показал бесспорное преимущество ЗТС в управлении траекторией стволов ННС, ПННС и ГС по сравнению с существующими технологиями [99–120, 122–125]. За этот период с ЗТС проведено 93 рейса на 20 скважинах Самотлорского, Ван-Еганского и Ермаковского месторождений в интервале глубин 50–2200 м. В процессе буровых работ предложен и реализован ряд конструктивных решений и технологических приемов, обеспечивших кратное увеличение ресурса работы ЗТС и адаптацию к буровому оборудованию, инструменту, КНБК и режимам бурения [147].

ЗТС предназначена для контроля и оперативного управления ТСС в процессе бурения с передачей информации по ЭМКС. ЗТС включает (рис. 7.29) скважинный прибор 1, рассчитанный на работу в составе КНБК, и наземное устройство 2 для приема и выделения полезного сигнала с последующим преобразованием и регистрацией. СП содержит инклинометрические ферро-зондовые датчики азимута 3 и маятниковые датчики зенитного угла 4 и положения отклонителя 5 с синусно-косинусными вращающимися трансформаторами, преобразователи сигналов 6, автономный источник питания (турбогенератор) 7 и передатчик сигналов 8. Один передающий электрод – бурильная колонна 9 изолирована разделителем 11 от второго – нижней части КНБК 10. На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе вокруг разделителя 11, между бурильной колонной 9 и приемной антенной 12, установленной в 50–300 м от буровой установки. В наземном приемнике 2 информации

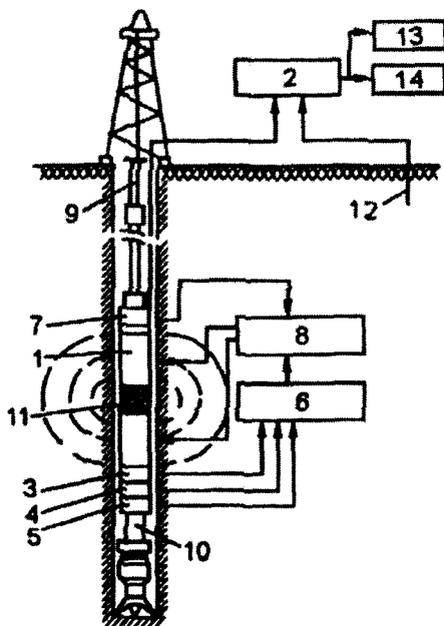


Рис. 7.29. Забойная телеметрическая система с ЭМКС:

1 – скважинный прибор; 2 – наземное устройство; 3 – датчик азимута; 4 – маятниковый датчик зенитного угла; 5 – маятниковый датчик положения отклонителя; 6 – преобразователь сигналов; 7 – турбогенератор; 8 – передатчик сигналов; 9 – буровая колонна; 10 – нижняя часть КНБК; 11 – разделитель; 12 – приемная антенна; 13 – экран; 14 – цифропечатающее устройство

онный сигнал подвергается корреляционной обработке и измеряемые параметры индицируются на экране 13.

До усовершенствования компоновка СП из удлинителя и собственно прибора имела диаметр 170 мм и общую длину 9 м. Нестандартная длина ЗТС усложняла сборку и разборку на буровой, установку вместе с инструментом на подсвечник. Для предотвращения засорения и заклинивания турбинок генератора частицами бурового шлама, резиной и металлической стружкой, попадающими в буровой раствор, устанавливали фильтр непосредственно над СП, что приводило к размыву замковых соединений буровых труб. Охранный кожух турбогенератора при раскреплении буровыми ключами деформировался, повреждалось резьбовое соединение МК-156, заклинивало турбинки и корпус генератора. Частое раскрепление метрической резьбы МК-156 при регламентных работах с турбогенератором выводило её из строя. Превышение диаметра ствола скважины по отношению к СП приводило к сильным колебаниям ЗТС при бурении, увеличивающим количество некачественных измерений.

Расход прокачиваемой жидкости при бурении скважин изменяется от 72 л/с при бурении с долотами $\varnothing 295,3$ мм до 25 л/с – с долотом $\varnothing 215,9$ мм. При расходе более 15 л/с электрический турбогенератор начинает вырабатывать переменный ток, используемый для формирования сигнала несущей частоты в системе передачи и для питания электронных блоков СП.

При расходе бурового раствора больше 35 л/с частота вращения вала и напряжение, вырабатываемое турбогенератором, превышают оптимальные, что выводит из строя электронные блоки СП. Например, на скважине № 366 Ван-Еганского месторождения в интервале 550–679 м набирали параметры кривизны КНБК, включающей долото $\varnothing 295,3$ мм, отклонитель ТО-240, ЗТС и буровые трубы. Подача двух буровых насосов составляла 52 л/с. В начале циркуляции сигнал появился, затем пропал и появился вновь при отключении одного насоса. После снижения подачи насосов до 45 л/с работа ЗТС возобновилась и набор параметров кривизны успешно закончен. Повышенное напряжение, вырабатываемое турбогенератором, привело к срыву генерации импульсного стабилизатора напряжения СП.

Усовершенствованная компоновка СП включала (рис. 7.30): удлинитель 1 $\varnothing 170$ мм из диамагнитного сплава Д16-Т со стальными буровыми замками 3–147; СП с титано-

вым корпусом $\varnothing 170$ мм 2; нижний титановый переводник 3; разделитель с верхним резьбовым соединением МК 156 4; обтекатель $\varnothing 195$ мм 5; предохранительный переводник 6; рабочий переводник 7 с проточкой для установки центратора 8; фильтр-контейнер 9 с соединительными переводниками 10 и 11; фильтр 12. Фильтр-контейнер 9 привел компоновку СП к стандартной длине бурильных труб – 12 м.

Первая опытная компоновка СП ЗТС испытана в ноябре 1989 г. при бурении ПННС № 817 Ермаковского месторождения. Ориентируемая КНБК включала долото $\varnothing 295,3$ мм, одну секцию турбобура ЗТСШ-240, переводник с перекосом осей 3° , 178-мм УБТ, СП ЗТС с обтекателем и фильтром-контейнером, бурильные трубы. Бурение проводилось в интервале 86–252 м при работе двух буровых насосов НБТ-600 с подачей бурового раствора 72,2 л/с. Два отверстия $\varnothing 50$ мм регулировочной втулки обтекателя совмещены с отверстиями основной втулки. При бурении по несущей частоте передаваемого сигнала, наблюдаемого на экране осциллографа, определена частота вращения вала турбогенератора 30–33 с⁻¹. При пропуске всего потока раствора через турбинки генератора частота его вращения превысит 50 с⁻¹ и нарушит оптимальный режим эксплуатации СП при 20–41 с⁻¹.

При наборе параметров кривизны велись сложные регламентные работы по предотвращению встречи со стволами четырех скважин куста. При прохождении зон вероятной встречи стволов оперативно устанавливали отклонитель под углом 270–70° относительно фактического азимута скважины. Результаты манипуляций отклонителем для предотвращения встречи стволов соседних скважин представлены в таблице 7.8. От-

Таблица 7.8

Глубина, м	Угол закручивания бурильной колонны ротором, \pm град.	Угол установки отклонителя, град.	Параметры кривизны, град.		Интенсивность искривления, \pm град./10 м	
			зенитный угол	азимут	зенитный угол	азимут
95		27	11,1	316		
105	+30	57	12,4	319	1,3	3,0
130		47	15,0	324	1,0	2,0
154	-47	0	19,4	325	1,8	0,4
155	-30	330	19,4	325	0,0	0,0
166	-60	270	20,0	320	0,6	-5,0
180		280	20,6	316	0,4	-2,9
190	+90	10	20,1	316	-0,5	0,0
204	+60	70	22,3	317	1,6	0,7
216			24,1	324	1,5	5,8

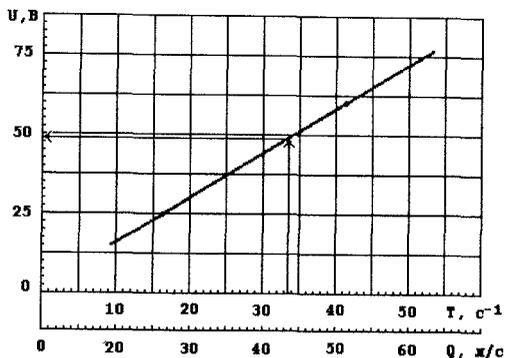


Рис. 7.30. Зависимость напряжения на обмотке питания турбогенератора U от частоты вращения вала турбогенератора T и расхода жидкости Q

Таблица 7.9

Число рейсов, шт.	Оценка надежности измерений		Примечания
	Оценка	%	
11	Отлично	35,5	Объем искаженной информации менее 10%
5	Хорошо	16,1	Объем искаженной информации 10... 20%
6	Удовлетворительно	19,4	Объем искаженной информации 20... 30%
9	Не удовлетворительно	29,0	Объем искаженной информации более 30% или отсутствие информации
в том числе:			
3		9,6	Перегорел блок питания СП
3		9,6	Турбогенератор засорен древесной щепой и нитроволокном (технологические причины от-казов)
1		3,3	Сетевые помехи
2		6,5	Электрические утечки кабеля
в том числе аппаратурные отказы:			
6		19,4	
Итого:			
22		71,0	Общая надежность работы ЗТС по 31 рейсу
22		78,6	Аппаратурная надежность работы по 28 рейсам (за вычетом трех рейсов с засорением турбогенератора щепой и нитроволокном)

Таблица 7.10

Глубина, м	Тип инклинометрического прибора					
	Инклинометр КИТ		КТС «Наклон»		ЗИС-4	
	зенитный угол, град.	азимут, град.	зенитный угол, град.	азимут, град.	зенитный угол, град.	азимут, град.
80	9,0	316	9,24	317	9,3	317
90	10,3	319	–	–	–	–
96	11,0	318	11,10	319	11,1	316
98	11,3	319	–	–	11,5	320
100	11,8	321	–	–	11,6	321
104	12,3	322	–	–	12,4	319
106	12,4	321	–	–	12,5	322
108	12,5	323	12,45	322	12,5	322
118	13,0	323	14,9	323	13,5	323

меченное соответствие углов закручивания бурильной колонны ротором, углов установки отклонителя и полученных параметров кривизны на забое 166 м позволило оперативно изменить ТСС влево и пройти в 5 м над стволом скважины № 3398. Набор параметров кривизны успешно закончен на глубине 252 м.

Бурение из-под кондуктора велось с долотом $\varnothing 215,9$ мм при расходе бурового раствора 33–39 л/с, закрытых отверстиях основной втулки обтекателя и пропуске всего потока через турбинки генератора. В таблице 7.9 приведены показатели надежности

Таблица 7.11

Глубина, м	Тип инклинометрических приборов			
	КТС «Наклон»		ЗИС-4	
	зенитный угол, град.	азимут, град.	зенитный угол, град.	азимут, град.
80	9,24	317	9,3	317
118	14,0	323	13,50	323
131	15,41	325	15,00	324
155	19,48	325	19,40	325
180	20,35	316	20,62	316
204	22,44	316	22,27	317
229	24,54	325	24,60	326
253	24,30	330	24,58	330
278	24,42	330	25,00	329
302	24,30	329	24,90	330
350	25,41	330	25,57	332
399	26,28	332	26,69	334
448	26,39	333	26,50	335
497	26,51	336	26,54	338
546	26,16	339	26,36	341
571	26,39	341	26,52	342

работы ЗТС при выполнении технологических операций проводки ПННС № 817. Аппаратурная надежность работы ЗТС по 28 рейсам (за вычетом трех рейсов ЗТС из-за засорения турбогенератора щепой и нитроволокном).

Для выявления отклонений измерений ЗТС по сравнению со стандартными инклинометрическими приборами при бурении интервала 80–571 м ствола \varnothing 295,3 мм проведены измерения кабельным инклинометром КИТ и сбросовым автономным цифровым инклинометром «Наклон». Результаты измерений по скважине № 817 Ермаковско-го месторождения сведены в таблицу 7.10.

В таблице 7.11 приведены результаты измерений двумя инклинометрическими системами в интервале 80–571 м. Расхождения в исследуемом интервале по плановому и высотному положению ствола скважины составили 0,16 и 0,15 м соответственно.

Пятью комплектами усовершенствованных компоновок СП ЗТС проведен 31 рейс при бурении ННС, ПННС и ГС долотами \varnothing 295,3 мм с максимальными интенсивностью искривления 2°/10 м и зенитным углом 58°. По результатам промысловых испытаний ЗТС изменения компоновки СП внесены в конструкторскую документацию, по ней к 2000 г. изготовлено более пятидесяти комплектов телеметрических систем в АО НПП «ВНИИГИС» (г. Октябрьский), АО «СибНА» (Тюмень) и НПП «Самарские горизонты» (Самара).

Научно-производственное предприятие «Самарские горизонты» первым в европейской части страны с 1996 года организовало научно-исследовательские, опытно-конструкторские работы (НИиОКР) и серийное производство забойных телеметрических систем с электромагнитным каналом связи. В результате разработаны десятки модификаций и конструкций как ЗТС, так и устройств её комплектующих, запатентованных более 100 изобретениями, моделями и свидетельствами на программный продукт.

Рассмотрим наиболее интересные инженерные решения, расширяющие не только технико-технологические возможности геонавигационного оборудования, но и создающие новые направления применения.

Телеметрическая система контроля забойных параметров [48] относится к буровой технике и предназначена для контроля забойных параметров при бурении и геофизических исследованиях скважин. Задачей НИиОКР является повышение надежности системы, а также точности и достоверности информации, получаемой со скважинных приборов. Забойная телеметрическая система содержит измерительный модуль, модуль электропитания и передающий модуль, использующий для передачи информации электромагнитный канал связи и дополнительный передающий модуль, формирующий импульсы давления промывочной жидкости для передачи информации по гидравлическому каналу связи. Все модули сцентрированы в корпусе телеметрической системы и закреплены. Передающий модуль, использующий для передачи информации электромагнитный канал связи, установлен на контактных центраторах таким образом, чтобы электрический разделитель находился между ними. Наземное оборудование содержит приемное устройство, соединенное с антенной и датчиком давления промывочной жидкости, установленным в нагнетательной линии бурового раствора. Электрические разъемы модулей могут иметь с обеих сторон одинаковую конструкцию, обеспечивающую их сборку в различной последовательности. Кроме того, они могут быть закрыты герметичными заглушками, выполняющими функции обтекателей.

Известна забойная телеметрическая система, предназначенная для передачи забойной информации на поверхность по проводному каналу связи [86]. Эта забойная телеметрическая система содержит глубинный блок телеметрической системы, глубинное измерительное устройство, наземный пульт, наземное измерительное устройство, кабель связи. Наличие кабеля связи внутри бурильных труб обуславливает следующие недостатки: высокая стоимость, проблемы надежности соединения, износ и повреждение кабеля вследствие абразивного износа и вращения труб, затруднения при ловильных работах, необходимость в специальном оборудовании для работы с кабелем, увеличение времени спуско-подъемных операций, ограничение глубины использования.

Известна система измерения забойных параметров в процессе бурения (MWD) фирмы Geoservis с электромагнитным каналом связи (Технология горизонтального, наклонно-направленного и кустового бурения. – Обзор ВНИИ Зарубежгеология, 1991, вып. 8, с. 8–9). Датчики этой системы позволяют измерять зенитный угол, азимут, ориентацию компоновки, температуру, давление, а также получать данные каротажа. Недостатком телеметрических систем, использующих электромагнитный канал связи, является малая дальность действия 1500–2000 м вследствие маломощного передатчика, питающегося от литиевых батарей. Система с более мощным до 500 вт передатчиком, известная как телеметрическая система «Забой» (Чупров В.П. Отчет ОАО «ВНИИГИС», 1993) имеет дальность, ограниченную глубиной 3200–3500 м.

Общим недостатком телеметрических систем с электромагнитным каналом связи является то, что в низкоомных разрезах (например, Западной Сибири) дальность действия систем с электромагнитным каналом связи ограничена, а в очень высокоомных (например, соляных пластах) электромагнитный канал связи практически не работает, так как сигнал экранируется. Известна также телеметрическая система с гидравличес-

ким каналом связи, например, по а. с. СССР 709807, МПК 2 Е 21 В 47/12. Эта система содержит клапан, формирующий импульсы давления и наземную регистрирующую аппаратуру. Общими недостатками систем, использующих гидравлический канал связи, являются высокий уровень пульсаций бурового раствора, вызванный работой бурового насоса в диапазоне рабочих частот, а также повышенные требования к качеству очистки бурового раствора, его составу и однородности. Известна забойная телеметрическая система по А. с. СССР 471429, МПК Е 21В 47/12. Эта система содержит электрогенератор и модуль, передающий информацию по гидравлическому каналу связи, который в свою очередь состоит из корпуса, датчиков и клапана, формирующего гидроримпульсы.

Наиболее близким аналогом можно считать забойную телеметрическую систему по полезной модели [46], которая содержит измерительный модуль, модуль электропитания и передающий модуль, использующий для передачи электромагнитный канал связи, и дополнительный передающий модуль, использующий для передачи гидравлический канал связи. Недостатками этой системы, кроме недостатков, характерных для гидравлического канала связи, являются низкая надежность, отсутствие возможности контроля достоверности полученной информации.

Желаемый технический результат достигнут за счет того, что в забойной телеметрической системе, содержащей измерительный модуль, модуль электропитания и передающий модуль, использующий для передачи электромагнитный канал связи, встроен дополнительно второй передающий модуль, формирующий импульсы давления промывочной жидкости для передачи информации по гидравлическому каналу связи. Все модули сцентрированы в корпусе телеметрической системы, состоящем из двух частей с электрическим разделителем, образующим диполь, и закреплены. Передающий модуль, обеспечивающий передачу информации по электромагнитному каналу связи, установлен на контактных центраторах таким образом, чтобы электрический разделитель находился между ними; дополнительно установлено наземное оборудование, содержащее приемное устройство, один вход которого соединен с антенной, а другой – с датчиком давления промывочной жидкости, установленным в нагнетательной линии бурового раствора. Электрические разъемы модулей одинаковой конструкции выполнены с обеих сторон для обеспечения стыковки модулей в различной последовательности.

Патентные исследования показали, что предложенное техническое решение соответствует критериям изобретения: обладает новизной, изобретательским уровнем и промышленной применимостью. Телеметрическая система 1 (рис. 7.31) крепится к колонне бурильных труб 2 и располагается над забойным двигателем 3. В нагнетательной линии бурового насоса 4 установлен датчик давления промывочной жидкости 5. Наземное оборудование телеметрической системы содержит приемное устройство 6, ПК 7, печатающее устройство 8. Один вход приемного устройства 6 соединен с антенной 9, а другой с датчиком давления промывочной жидкости 5.

Забойная телеметрическая система (рис. 7.32) состоит из следующих основных узлов и деталей: корпуса 10, состоящего из двух частей с электрическим разделителем 11. Внутри корпуса 10 установлены измерительный модуль 12, модуль электропитания 13, передающий модуль 14, формирующий импульсы давления промывочной жидкости для передачи информации по гидравлическому каналу связи, и дополнительно вто-

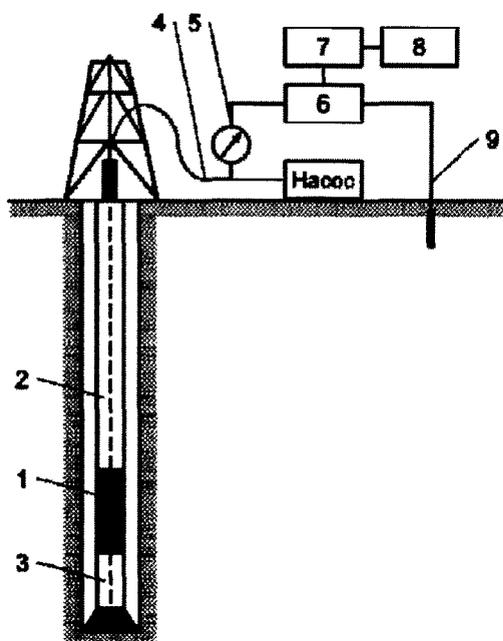


Рис. 7.31. Схема контроля забойных параметров

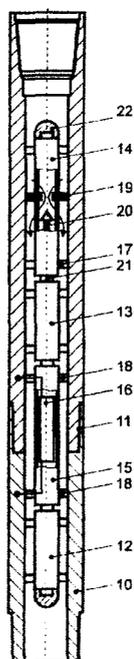


Рис. 7.32. Общая компоновка ЗТС

рой передающий модуль 15, использующий для передачи электромагнитный канал связи, который дублирует передачу информации. Модуль 15 содержит блок с электронными компонентами 16. Модули 12, 13 и 14 установлены на центраторах 17, обеспечивающих прохождение бурового раствора. Модуль 15 установлен на контактных центраторах 18, выполняющих роль электрического контакта. Электрический разделитель 11 должен находиться между контактными центраторами 18, в результате чего две части корпуса 10 выполняют функцию диполя. Корпус модуля 15 также имеет электрический разделитель. В состав модуля 14 входят диафрагма 19 и клапан 20, предназначенные непосредственно для формирования импульсов давления. Модули 12–15 имеют с обеих сторон электрические разъемы 21, обеспечивающие их сборку в различной последовательности. Верхний и нижний электрические разъемы 21 закрыты герметично крышками 22, выполняющими функции обтекателей.

Система работает следующим образом. Параметры бурения измеряются датчиками измерительного модуля 12. Сигнал в закодированном виде поступает на передающие модули 14 и 15. Передающий модуль 14 перекрывает сечение корпуса 10. Буровой раствор проходит через диафрагму 19 и клапан 20, предназначенный для формирования гидравлического сигнала. Клапан 20 совершает возвратно-поступательное движение, в результате чего уменьшается проходное сечение для бурового раствора и создается волна давления, несущая информацию по гидравлическому каналу связи. В блоке с электронными компонентами 16 формируется электромагнитный сиг-

нал и поступает на диполь, образованный двумя частями корпуса 10 с электрическим разделителем 11. Сигнал по электромагнитному каналу связи передается на поверхность. Информация о забойных параметрах поступает одновременно по гидравлическому и электромагнитному каналу связи в приемное устройство 6. В приемном устройстве 6 производится подготовка сигнала для ввода в ПК 7, где сигналы, полученные с электромагнитного и гидравлического каналов связи, обрабатываются совместно.

Система может работать в следующих режимах. В случае уверенного приема по гидравлическому или электромагнитному каналу связи может работать только один передающий модуль 16 или второй передающий модуль 17. При наличии помех по одному из каналов связи передачу по обоим каналам связи дублируют. При отсутствии помех по обоим каналам связи параллельно передается различная информация, что увеличивает скорость передачи данных.

Применение изобретения позволило:

1. Обеспечить сборку забойной телеметрической системы из модулей в любой комплектации: с одним передающим модулем или с двумя одновременно.

2. Повысить точность измерения и обеспечить достоверность полученной информации о скважинных параметрах за счет совместной обработки сигналов, полученных по двум независимым каналам связи. Тем самым обеспечивается помехозащищенность системы.

3. Повысить скорость передачи информации, так как при отсутствии помех возможна параллельная передача по двум каналам информации о разных параметрах.

4. Сравнивать результаты измерений, полученных двумя принципиально различными методами.

5. Увеличить надежность системы за счет дублирования передачи.

6. Обеспечить получение забойной информации при серьезных отказах одной из систем.

Одним из негативных факторов для ЭМКС является быстрое затухание сигнала в низкоомных горных породах, особенно включающих угли и соли. Рассмотрим способ и устройство для контроля забойных параметров в экранирующих пластах с высокой проводимостью и повышающий надежность передачи забойной информации через экранирующие пласты [58]. Способ включает измерение забойных параметров при помощи ЗТС и передачу их на антенну, соединенную с наземной приемно-обрабатывающей аппаратурой. Для осуществления способа применяют ЗТС, содержащую скважинный прибор с измерительными первичными преобразователями, передатчик, источник питания, электрический разделитель, выполняющий функции диполя, образованного в результате электрического разделения бурильной колонны. Антенну устанавливают ниже экранирующего пласта с высокой проводимостью в дополнительной скважине, заполненной буровым раствором. Дополнительная скважина может быть выполнена с обсадной трубой.

Известна ЗТС по патенту РФ № 2161701, МПК 7 E 21 В 47/00. Эта система содержит электрический разделитель, немагнитную вставку, глубинный блок с датчиками зенитного угла и азимута и источник питания, а также наземный приемный комплекс. Система использует для передачи информации с забоя на поверхность ЭМКС. Недоста-

ток – невозможность использования системы для передачи сигнала через экранирующие пласты с высокой проводимостью.

Известна забойная телеметрическая система, содержащая скважинный модуль с измерительными первичными преобразователями, передатчик, электрический разделитель (А. с. СССР № 235661, А., Е 21 В 47/16, от 16.06.69 г.). Недостаток этого устройства заключается в том, что электрический разделитель находится в нижней части бурильной колонны, поэтому не обеспечивается приемлемый уровень сигнала при работах в глубоких и сверхглубоких скважинах. Этот недостаток частично устранен в изобретении по патенту РФ № 2140539, МПК 6 Е 21 В 47/00, 1999.

ЗТС по патенту РФ № 2140539 состоит из скважинного модуля с измерительным и первичным преобразователем, передатчика с электрическим диполем, установленным в верхней части колонны бурильных труб и проводного канала связи, соединяющего передатчик со скважинным модулем. Недостаток этой схемы – ее неработоспособность при бурении в разрезах, содержащих соляные пласты, если электрический диполь установлен ниже соляного пласта и ослабление сигнала в кондукторе, установленном в устье скважины.

Известны способ и устройство для контроля забойных параметров в экранирующих пластах с высокой проводимостью по пат. РФ № 2193655 [47]. Устройство содержит антенну, подключенную кабелем к наземной приемо-обрабатывающей аппаратуре, скважинный прибор с измерительными первичными преобразователями, передатчик, источник питания и электрический разделитель, выполняющий функции диполя, образованного в результате электрического разделения бурильной колонны. Кроме того, система содержит дополнительный электрический разделитель, выполненный выше соляного пласта и кабель, соединяющий передатчик с этим электрическим разделителем для обеспечения работоспособности системы, когда передатчик находится ниже соляного пласта. Недостаток системы заключается в том, что в колонне бурильных труб необходимо установить кабель и постоянно его наращивать во время бурения, а дополнительный электрический разделитель постоянно переустанавливать в колонне бурильных труб, что усложняет эксплуатацию и может привести к сбою в передаче сигнала из-за множества мест контакта составного кабеля.

Известны способ и устройство по патенту США № 61777882, В1, кл. G 01 V 3/00, опубл. 23.01.2001 г. Способ включает измерение забойных параметров при помощи ЗТС и передачу их на антенну, соединенную с наземной приемо-обрабатывающей аппаратурой, при котором антенну устанавливают ниже экранирующего пласта с высокой проводимостью. Устройство-прототип содержит антенну, подключенную к наземной приемо-обрабатывающей аппаратуре, скважинный прибор с измерительными первичными преобразователями, источник питания и электрический разделитель, выполняющий функции диполя в результате электрического разделения бурильной колонны, в котором антенна установлена ниже экранирующего пласта с высокой проводимостью.

Задача создания изобретения заключается в повышении надежности передачи сигнала при бурении в экранирующих пластах с повышенной проводимостью за счет значительного увеличения эффективной поверхности антенны. Указанная задача решена в способе контроля забойных параметров в экранирующих пластах с высокой проводимостью.

мостью, включающем измерение забойных параметров при помощи забойной телеметрической системы и передачу их на антенну, установленную ниже экранирующего пласта с высокой проводимостью и соединенную с наземной приемо-обработывающей аппаратурой, за счет того, что указанную антенну устанавливают в дополнительной скважине, заполненной буровым раствором [58]. Дополнительная скважина выполняется с обсадной трубой.

Система содержит антенну 1, установленную внутри дополнительной скважины и соединенную кабелем 2, имеющим изоляцию 3 с приемным устройством 4 (рис. 7.33 и 7.34). Приемное устройство 4 соединено с компьютером 5. Обычно применяют персональный компьютер типа «Пентиум». Операционные системы Windows-95, -98, -XP, передача сигнала по протоколу RS-232. К компьютеру 5 подсоединены монитор 6 и принтер 7. В колонне бурильных труб 8 установлен источник питания 9 и скважинный прибор 10, содержащий в свою очередь измерительные первичные преобразователи 11 и передатчик 12. Скважинный прибор 10 установлен против электрического разделителя 13. Ниже него установлены отклоняющая компоновка 14, забойный двигатель 15 и долото 16. Антенна 1 установлена ниже экранирующего пласта с высокой проводимостью (соляного пласта) 17. Дополнительную скважину 18 пробурили рядом и заполнили буровым раствором 19 (см. рис. 7.33 и 7.34). В ней может быть установлена обсадная колонна 20 (рис. 7.35).

При работе собирают забойную телеметрическую систему в компоновке согласно рис. 7.33 или рис. 7.34. Дополнительную скважину заполняют буровым раствором. Возможен вариант с применением обсадной трубы 20 (рис.7.35). До того, как турбобур пройдет экранирующий пласт с высокой проводимостью 17 контроль телеметрических параметров либо не ведется, либо осуществляется на антенну, установленную около бурильной колонны и частично углубленную в грунт (на рис. 7.35 не показана) или осуществляют прием сигнала на антенну 1. После бурения экранирующего пласта с высокой проводимостью 17 сигнал со скважинного прибора 10 передается на передатчик 12 и далее по горной породе через буровой раствор 19 в дополнительной скважине

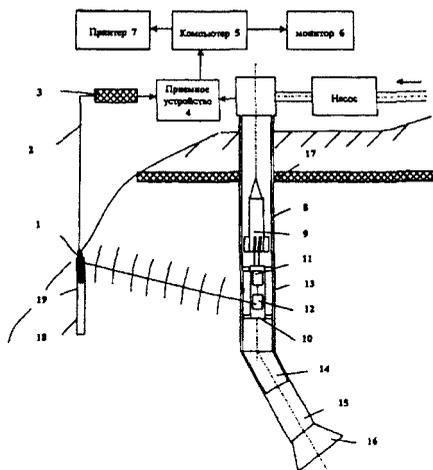


Рис. 7.33. Схема устройства с использованием рельефа местности

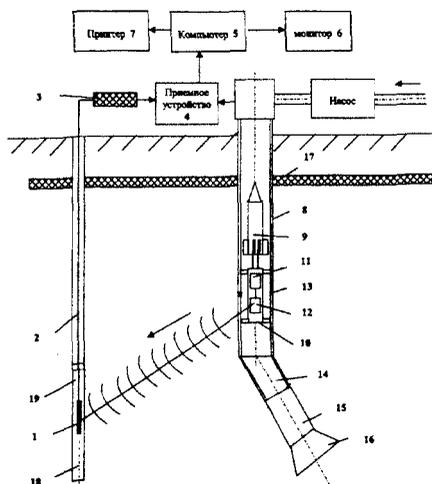


Рис. 7.34. Схема устройства без обсадной трубы в дополнительной скважине

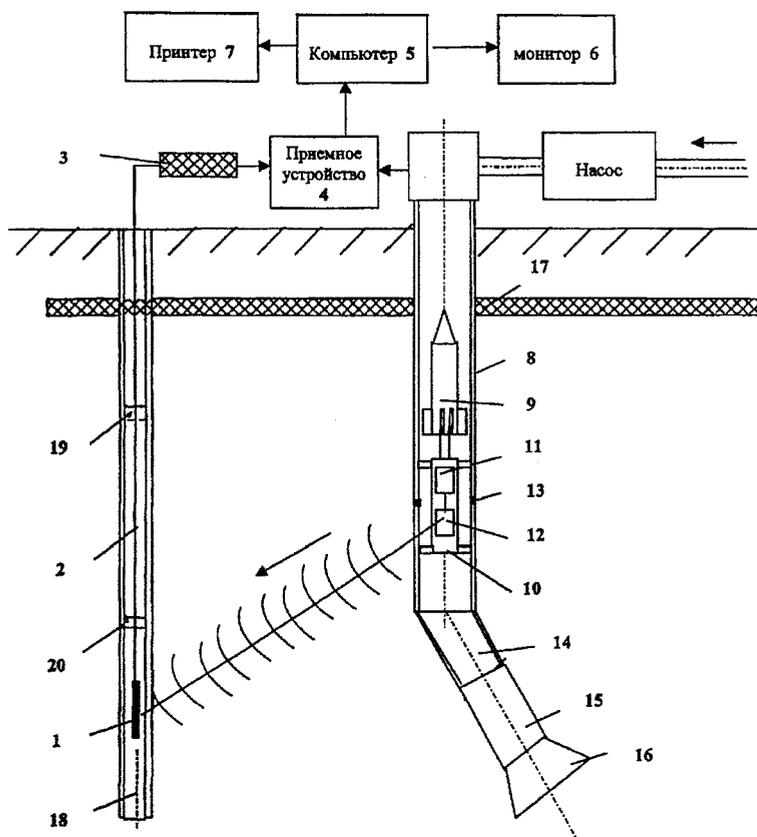


Рис. 7.35. Схема устройства с обсадной трубой в дополнительной скважине

18 на антенну 1 (см. рис. 7.33 и 7.34). При наличии обсадной колонны 20 сигнал передается через обсадную колонну 20, буровой раствор 19, на антенну 1 и далее по кабелю 2 на приемное устройство 4, компьютер 5 и при необходимости на монитор 6 и принтер 7.

Применение изобретения позволяет: обеспечить бесперебойную передачу забойной информации через экранирующие пласти с высокой проводимостью за счет увеличения эффективной площади поверхности антенны 1 до размеров обсадной колонны 20, использовать для установки антенны заброшенные скважины, улучшить эксплуатационные качества системы.

7.2. КОНСТРУИРОВАНИЕ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ С ЗАБОЙНОЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ

Отличительными особенностями строительства горизонтальных (ГС), пологих наклонно-направленных скважин (ПННС) и СОЗ в сравнении с вертикальными скважинами и ННС являются:

- сильно выраженное действие гравитации на формирование пологих и горизонтальных участков ствола скважины;
- наличие протяженных участков с интенсивным искривлением ствола и пологим, горизонтальным или восходящим вскрытием пластов;

- продолжительное необсаженное состояние ствола скважины;
- изменение направления долота вдоль напластования горных пород и механики их разрушения;
- усложнение конструкции скважины;
- использование новых более сложных технических средств, приспособлений, приборов и технологических процессов.

Следовательно, вероятность осложнений в процессе бурения ПННС, ГС и СОЗ значительно выше. Осложнения и аварии происходят из-за прихвата КНБК в сильноискривленной части ствола, сальнико- и обвалообразований, «дюнообразований» и остаточной деформации элементов КНБК после прохождения интервалов с интенсивностью искривления ствола, превышающей допустимую. Особенности бурения ПННС, ГС и СОЗ предъявляют строгие требования к профилактическим работам по предупреждению аварий и осложнений, диктуют разработку более эффективных технических средств и технологий [126–128, 147, 257].

При ориентированном управлении траекторией ствола скважинный прибор ЗТС является основным элементом КНБК. Он должен соответствовать техническим требованиям к буровому оборудованию, в частности к буровому инструменту, т.е. обеспечивать передачу осевой нагрузки и крутящего момента на долото, подачу промывочной жидкости к забою. При разработке конструкции скважинного прибора (СП) необходимо учитывать специфику его использования в сильноискривленных скважинах. Корпус с электронным блоком, измерительными датчиками и блоком питания подвергается значительным изгибающим и осевым нагрузкам при эксплуатации.

7.2.1. Исследование допустимой интенсивности искривления ствола скважины

Главным условием безаварийной работы КНБК является её свободное прохождение через сильноискривленные участки ствола. Результаты промысловых испытаний безориентированных шарнирных КНБК (БШКНБК) с ЗТС-172 получены при бурении интервалов интенсивного увеличения зенитного угла (ИИУВ) в четырех ГС Самотлорского месторождения (рис. 7.36).

При бурении ИИУВ (1912–1937 м) ГС № 29299 на десятиметровом участке $R = 66,2$ м, на пятиметровом участке $R_{\text{мин}} = 54,6$ м (рис. 7.36, кривая 3). При пропуске через ИИУВ компоновки, включающей долото 215,9МЗ-ГНУ, ГЗД ДЗ-172 длиной 6,9 м, ЗТС-172 длиной 4,5 м, бурильные трубы ЛБТ-147х11, произошла остаточная деформация корпуса на 2–3° относительно его оси.

На рисунке 7.37 изображены КНБК для бурения горизонтального ствола скважины. Наиболее «жесткой» КНБК I бурят последний горизонтальный интервал, её безаварийное прохождение через ИИУВ определяет успех бурения горизонтального ствола скважины.

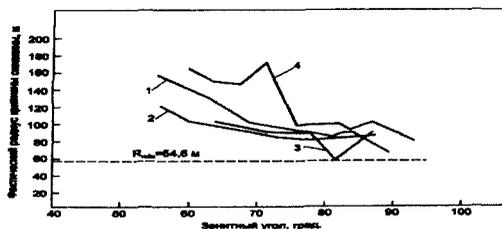


Рис. 7.36. Зависимость фактического радиуса кривизны скважины от зенитного угла для БШКНБК:

1 – ГС № 25738, 2 – ГС № 29297, 3 – ГС № 29299, 4 – ГС № 29296

При пропуске через ИИУВ компоновки, включающей долото 215,9МЗ-ГНУ, ГЗД ДЗ-172 длиной 6,9 м, ЗТС-172 длиной 4,5 м, бурильные трубы ЛБТ-147х11, произошла остаточная деформация корпуса на 2–3° относительно его оси.

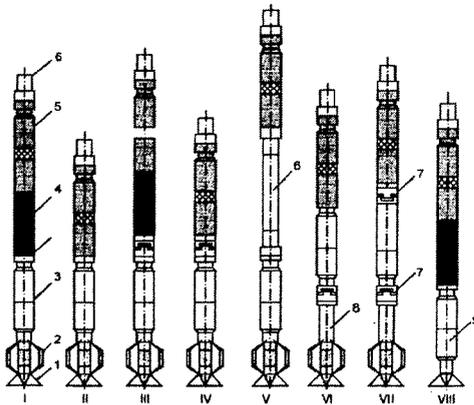


Рис. 7.37. Схема компоновок низа буровой колонны с ЗТС-172:

1 – долото $\varnothing 215,9$ мм; 2 – калибратор 9КП-215,9; 3 – винтовой забойный двигатель $\varnothing 172$ мм; 4 – удлинитель скважинного прибора ЗТС; 5 – скважинный прибор ЗТС; 6 – 147-мм алюминиевые бурительные трубы ЛБТ-147 \times 11; 7 – муфта шарнирная МШ-170; 8 – шарнирная КНБК; 9 – отклоняющая КНБК

Исследованы условия работы ЗТС в составе различных КНБК в интервалах интенсивного увеличения зенитного угла и горизонтальном участке ствола [126]. Для бурения горизонтального ствола скважин применяют гидравлический забойный двигатель типа ДЗ-172 такого же диаметра, как СП с удлинителем ЗТС. Длина КНБК с удлинителем СП (см. рис. 7.37, КНБК I) равна 16,9 м, без удлинителя (КНБК II) – 11,9 м. Допустимый радиус искривления ствола скважины для свободного прохождения системы долото – забойный двигатель [86]:

$$R = \frac{0,171L^2}{(0,14m - 0,41)D - d + 1,37(f - k)}, \quad (7.9)$$

где R – допустимый радиус искривления ствола; L – длина забойного двигателя с долотом; $m = D_c/D$ – коэффициент уширения ствола скважины; D_c , D , d – диаметры соответственно скважины, долота и забойного двигателя; f – стрела прогиба забойного двигателя; k – зазор между стенкой ствола и корпусом забойного двигателя.

Стрела прогиба f находится из дифференциального уравнения упругой линии системы долото–забойный двигатель–скважинный прибор ЗТС:

$$f = \frac{5}{384} \cdot \frac{qL^4}{EI}, \quad (7.10)$$

где q – средняя нормальная составляющая веса системы долото–забойный двигатель–скважинный прибор; EI – жесткость.

Интервал интенсивного увеличения зенитного угла приурочен к устойчивым горным породам, коэффициент уширения ствола $m = 1$. Для расчета предельно допустимого радиуса $k = 0$.

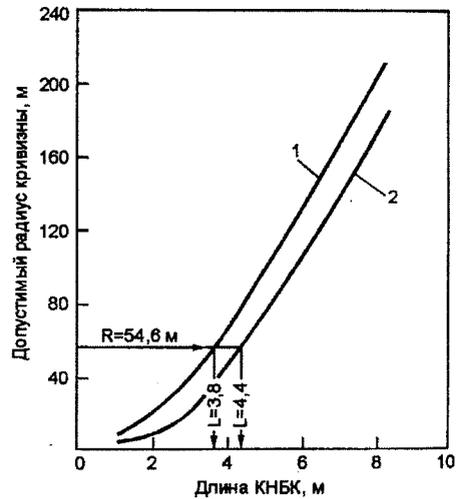


Рис. 7.38. Зависимость допустимого радиуса кривизны ствола скважины от длины КНБК:

1 – долото, ГЗД со скважинным прибором ЗТС-172; 2 – долото, ГЗД, муфта шарнирная, ЗТС-172 с удлинителем

Зависимость допустимого радиуса искривления ствола от длины компоновки забойного двигателя со СП представлена кривой 1 (рис. 7.38). Через искривленный ствол с $R = 54,6$ м свободно проходит КНБК длиной не более 3,8 м. Необходимо исследовать условие принудительного пропуска КНБК I через искривленный ствол скважины.

Минимальный допустимый радиус искривления ствола R_{\min} определяется возможностью принудительного пропуска системы долото–забойный двигатель–СП в искривленном стволе при возникновении напряжения изгиба в пределах упругих деформаций [86]:

$$R_{\min} = \frac{0,171L^2}{D - d + 0,34\sigma_T L^2 / Ed} \quad (7.11)$$

где σ_T – предел текучести стали или титанового сплава; E – модуль продольной упругости стали.

Напряжение изгиба, возникающее в КНБК I и II при прохождении в искривленном стволе

$$\sigma = \frac{Ed}{2R} - \frac{2,92Ed(D-d)}{L^2}. \quad (7.12)$$

На рисунке 7.39 представлены зависимости напряжения изгиба КНБК от радиуса искривления ствола. Корпус забойного двигателя изготовлен из стали марки 40ХН, её предел текучести $\sigma_T = 320$ МПа. Корпус СП ЗТС-172 изготовлен из титанового сплава ВТ-14, его предел текучести $\sigma_T = 800$ МПа. При расчете принимается меньший с учетом коэффициента безопасности $n = 1,3$. Допускаемое напряжение принимается равным

$$[\sigma] = \frac{\sigma_T}{n} = \frac{320}{1,3} = 246 \text{ МПа}. \quad (7.13)$$

Для КНБК I при $[\sigma] = 246$ МПа минимально допустимый радиус искривления ствола $R_3 = 69,3$ м (см. рис. 7.39, кривая 3). Для КНБК II без удлинителя СП $R_2 = 65,1$ м (кривая 2). Расчетные минимальные радиусы искривления ствола для КНБК I и II близки или больше, чем минимально достигнутые радиусы искривления при бурении четырех ГС (см. рис. 7.39) на Самотлорском месторождении. Не рекомендуется бурить КНБК I и II стволы с радиусами кривизны менее 80–100 м.

Одним из технических решений, позволяющих пропускать КНБК с ЗТС через сильноискривленные участки ствола, является установка гибкого звена между забойным двигателем и СП. Тогда минимальный радиус кривизны определится длиной забойного двигателя с долотом. В компоновке забойного двигателя ДЗ-172 с долотом и калибратором 7,6 м, пропускаемой в стволе скважины с радиусом искривления 55,6 м, возникает предельно допустимое напряжение изгиба (см. рис. 7.39, кривая 1).

В КНБК III–VII применяется муфта шарнирная МШ-170 или 147-мм бурильная труба длиной 12,4 м в качестве разделителя по изгибающему моменту (см. рис. 7.37). Исследовано прохождение части компоновки, расположенной выше гибкого звена в искривленном стволе скважины. Длина ЗТС-172 со СП, удлинителем и муфтой шарнирной составляет 9,9 м (см. рис. 7.37, КНБК III). Влияние долота нейтрализовано гибким звеном – муфтой шарнирной. Допустимый радиус искривления ствола скважины для свободного прохождения системы СП с удлинителем – муфта шарнирная равен

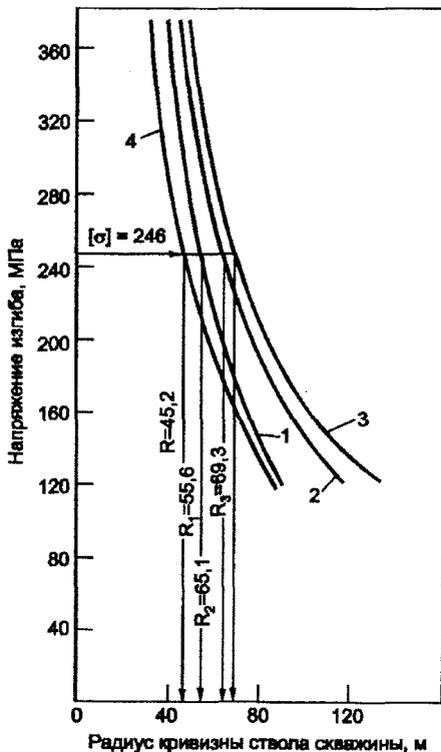


Рис. 7.39. Зависимость напряжения изгиба КНБК от радиуса искривления ствола скважины:

1 – долото, калибратор, ДЗ-172; 2 – долото, калибратор, ДЗ-172, скважинный прибор ЗТС-172; 3 – долото, калибратор, ДЗ-172, удлинитель, скважинный прибор ЗТС-172; 4 – долото, калибратор, ДЗ-172; муфта шарнирная, удлинитель, скважинный прибор ЗТС-172

отклонителя $\varnothing 172$ мм и углом перекоса $1,5\text{--}2,0^\circ$ (длина нижнего плеча отклонителя 3 м, верхнего – 4 м) обеспечивает прохождение в кондукторе $\varnothing 244,5$ мм и соблюдение условия запуска ГЗД на забое.

При бурении интервалов интенсивного искривления ГС №№ 25738, 29297, 29299 и 29296 Самотлорского месторождения проведены промысловые испытания компоновок забойной телеметрической системы с низом бурильной колонны типов II, V, и VI (табл. 7.12). Значительная интенсивность искривления ствола ГС в ИИУВ потребовала исключения из компоновки ЗТС-172 диамагнитного удлинителя между ГЗД и СП, в результате азимутальный угол, измеряемый ЗТС, искажался магнитной массой ГЗД. В ГС № 29296 в интервале 2096–2161 м (см. табл. 7.12) испытана КНБК V (см. рис. 7.37). В качестве диамагнитного удлинителя использована алюминиевая бурильная труба ЛБТ-147х11 длиной 12,4 м, что позволило пропустить КНБК через ИИУВ с $R_{\min} = 66$ м и проконтролиро-

$$R = \frac{0,125L^2}{D-d+f}. \quad (7.14)$$

Зависимость допустимого радиуса кривизны ствола от длины компоновки СП с шарнирной муфтой представлена кривой 2 (рис. 7.38). КНБК длиной 4,4 м свободно пройдет в стволе с минимальным радиусом 54,6 м. Наибольшей деформации подвергнется верхняя часть КНБК III, рассчитываемая из условия принудительного пропуска через искривленный ствол радиусом

$$R = \frac{0,125L^2}{D-d+0,34\sigma L^2/Ed}. \quad (7.15)$$

Напряжение изгиба, возникающее в КНБК III выше гибкого звена:

$$\sigma = \frac{0,368Ed}{R} - \frac{2,941Ed(D-d)}{L^2}. \quad (7.16)$$

Компоновка СП с удлинителем и муфтой шарнирной подвергнется наименьшей деформации по сравнению с остальными (см. рис. 7.39, кривая 4).

Требуемый радиус кривизны определяется геометрическими размерами ОКНБК (рис. 7.37, КНБК VIII). При прохождении через прямолинейный участок ствола, в частности через кондуктор [85] ОКНБК претерпевает максимальные деформации. Проверочный расчет жесткой отклоняющей КНБК длиной 7 м показал, что сочетание долота $\varnothing 215,9$ мм и

Таблица 7.12

Скважина	Рейс	Интервал бурения, м		Время бурения, час	Компоновка низа бурильной колонны	Параметры кривизны, градус				Тип КНБК
						зенитный угол		азимут		
						в начале	в конце	в начале	в конце	
25738	15	1819	1843	1,9	215,9МЗ-ГВЗ; 9КП-215,9МС; БШКНБК – 2,8 м; ДЗ-172 – 7,0 м; ЛБТ-147 – 12 м; перепроводник – 0,5 м; ЗТС – 4,3 м	53,8	61,5	219	234	VI
-"	16	1843	1904	9,2	-"	61,5	99,3	234	254	VI
29297	13	1819	1887	10,5	215,9МЗ-ГВЗ; 9КП-215,9МС; БШКНБК – 2,8 м; Д2-172 6,6 м; ЗТС 4,5 м	53,5	90,5	-	-	VI
-"	15	1971	2034	10,2	215,9 МЗ-ГВЗ; 9КП-215,9 МС; Д2-172 – 5,6 м; ЗТС – 4,5 м	93,9	89,0	-	-	II
-"	19	2221	2326	8,6	215,9МЗ-ГНУ; ДЗ-172 – 7,0 м; ЗТС – 4,5 м	97,3	94,0	-	-	II
29299	12	1912	1937	4,1	215,9 МС-ГНУ; 9КП-215,9МС; БШКНБК – 2,9 м; ДЗ-172 – 7,0 м; ЗТС – 4,5 м	75,3	93,8	-	-	VI
-"	13	1937	2006	9,8	215,9 МЗ-ГНУ; ДЗ-172 – 7,0 м; ЗТС – 4,5 м	93,8	86,8	-	-	II
29296	17	2096	2161	6,1	215,9МС-ГНУ; Д2-172 – 5,6 м; ЛБТ-147 – 12,4 м, ЗТС – 4,5 м	109,0	100,2	43	43	V

вать параметры кривизны. В таблице 7.13 приведены сравнительные инклинометрические измерения азимутального угла ЗТС по сравнению с непрерывным кабельным инклинометром ИН1-721. Допустимые различия измерений азимутального угла вызваны влиянием магнитных масс стальных переводника и замка ЛБТ-147х11.

Таблица 7.13

Глубина замера, м	Инклинометр ИН-1-721, градус		Телеметрическая система, градус	
	зенитный угол	азимут	зенитный угол	азимут
2080	108,00	43	109,3	45
2082	108,33	42	109,4	44
2084	108,67	43	109,5	45
2086	108,50	43	109,7	46
2088	108,17	42	109,9	44
2090	108,33	43	110,2	46
2092	108,50	43	110,3	45
2094	108,67	43	110,4	47
2096	109,00	43	110,4	46
2098	109,00	42	110,1	44
2100	108,83	43	109,8	46

Следовательно скважинный прибор ЗТС \varnothing 170 мм следует применять в КНБК при проводке ГС с большим и средним радиусами кривизны. Для проводки ГС с малым радиусом кривизны до 9–14 м необходимо применять ЗТС меньшего диаметра.

7.2.2. Влияние магнитной массы низа бурильной колонны на точность измерения азимутального угла

В мировой практике конструирования MWD-систем инклинометрический датчик защищен от воздействия магнитной массы диамагнитным удлинителем более 9 м, установленным над ГЗД. Вследствие удаленности инклинометрического датчика прогнозируют параметры кривизны на забое, исходя из предыдущих измерений. Из-за неоднородности геологического разреза, нестабильности режимов бурения и неточности установки отклонителя растет погрешность прогноза параметров кривизны на забое (долоте). Увеличивается жесткость КНБК, ограничивающая применение ЗТС и усложняющая проводку ТСС.

Для достаточно точного измерения азимутального угла телеметрической системой, снижения или незначительного увеличения напряжения изгиба, возникающих в КНБК

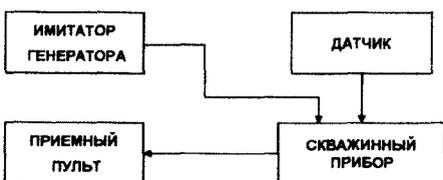


Рис. 7.40. Схема соединения ЗТС с имитатором турбогенератора

при проводке ИИУВ, определили минимально допустимое расстояние между ГЗД и нижним торцом СП. На стендовой буровой установили СП в магнитном азимуте 90° в горизонтальном положении на расстоянии 10 м от мостков. В процессе исследований расстояние между нижним торцом СП с инклинометрическим датчиком и верхним торцом ГЗД меняли с 2 до

Таблица 7.14

Опыт	Расстояние от СП до магнитной массы ГЗД, м	Азимутальный угол, градус	Зенитный угол, градус	Примечания
1	2	3	4	5
1	0	117	88,0	Скважинный прибор касается ГЗД
		118	88,0	
		117	88,0	
		116	88,0	
2	0,5	99	88,1	Воздух между скважинным прибором и ГЗД
		99	88,1	
		101	88,1	
		101	89,7	
3	1,0	95	88,1	"-"
		96	88,7	
		96	88,1	
		96	88,1	
4	1,5	94	88,7	"-"
		95	88,7	
		95	88,1	
		95	88,1	
5	2,0	92	88,7	"-"
		94	88,7	
		94	88,1	
		95	88,1	

0 м. Подключенная к имитатору турбогенератора с эквивалентной нагрузкой телеметрическая система находилась в рабочем состоянии (рис. 7.40). На приемнике фиксировались зенитный и азимутальный углы (табл. 7.14).

На рисунке 7.41 представлена зависимость отклонения магнитного азимута от расстояния скважинного прибора ЗТС до ГЗД. С приближением магнитной массы ГЗД к торцу СП на расстояние менее 2,5 м резко увеличивается расхождение измеренного азимутального угла с действительным.

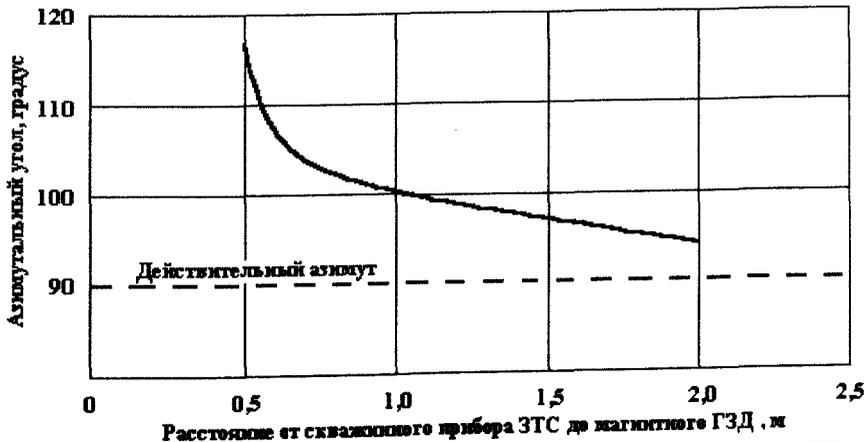


Рис. 7.41. Зависимость отклонения магнитного азимута от расстояния между СП и ГЗД

7.2.3. Конструирование унифицированных компоновок забойных телеметрических систем

При конструировании компоновок ЗТС решаются четыре основных задачи:

- снижение влияния скважинного прибора ЗТС на жесткостные характеристики КНБК;
- ослабление воздействия магнитной массы на точность измерения азимутального угла;
- приближение инклинометрического датчика к забою;
- упрощение конструкции скважинного прибора.

Разработана конструкция компоновки телеметрической системы с низом бурильной колонны, включающей долото, отклонитель из винтовой пары и шпинделя, и телеметрическую систему с защитой от магнитного воздействия массы низа бурильной колонны. Винтовая пара отклонителя из диамагнитного материала защищает ЗТС от магнитного воздействия массы низа бурильной колонны [127, 128]. На рисунке 7.42 представлены компоновки ЗТС с низом бурильной колонны. Стандартная компоновка ЗТС (см. рис. 7.42, а) состоит из долота 1, шпинделя 2 и винтовой пары 3 отклонителя, диамагнитного удлинителя 4, скважинного прибора 5 с герметичным контейнером 7 и

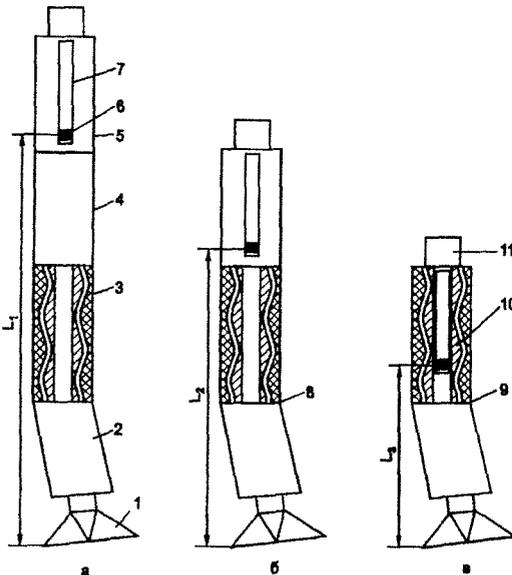


Рис. 7.42. Компоновки забойных телеметрических систем с низом бурильной колонны:

1 – долото, 2 – шпиндель отклонителя, 3 – винтовая пара, 4 – диамагнитный удлинитель, 5 – скважинный прибор, 6 – блок инклинометрических датчиков, 7 – герметичный контейнер, 8 – отклонитель, 9 – диамагнитный отклонитель, 10 – полый вал ротора, 11 – рабочий переводник отклонителя

расположенным в нем блоком инклинометрических датчиков 6. В компоновке ЗТС с низом бурильной колонны (рис. 7.42, б) винтовая пара 3 выполнена из диамагнитного материала. Функции диамагнитного удлинителя выполняет отклонитель 8. Расстояние датчика 6 от долота 1 сокращено на длину диамагнитного удлинителя 4. В ЗТС (рис. 7.42, в) корпусом служит отклонитель 9 из диамагнитного материала. Контейнер с блоком датчиков и электронным блоком вставлен в полый вал ротора 10 винтовой пары 3 отклонителя. Генератор и передатчик телесистемы закреплены в рабочем переводнике 11 отклонителя [128]. Совмещение отклонителя с СП ЗТС устраняет ошибку угла установки отклонителя от действия реактивного момента отклонителя и максимально приближает инклинометрический датчик к долоту. Отклонитель 9 выполняет функции диамагнитного удлинителя, датчик 6 приблизился к долоту 1 на длину диамагнитного удлинителя 4 и винтовой пары 3.

Для уменьшения влияния магнитной массы КНБК на точность измерения ази-

мута скважины разработано устройство для размагничивания бурового инструмента УРБИ-240 (рис. 7.43). Принцип его работы основан на воздействии переменного магнитного поля размагничивающей катушки на проходящий буровой инструмент. Переменное магнитное поле частотой 50 Гц размагничивает стальной инструмент.

Технические характеристики УРБИ-240 сведены в таблицу 7.15.



Рис. 7.43. Устройство для размагничивания бурового инструмента УРБИ-240

Таблица 7.15

Номер	Наименование	Ед. измерения	Значение
1	Диаметр бурового инструмента	мм	≤ 240
2	Скорость спуска (подъема) инструмента при размагничивании	м/мин	≤ 24
3	Ток холостого хода	А	9,0
4	Ток в режиме размагничивания	А	6,0
5	Напряжение питания	В	220±10%
6	Мощность	кВт	2,5
7	Сопrotивление изоляции	МОм	1,0
8	Режим работы повторно-кратковременный / перерыв	час	0,5/4,0
9	Габариты размагничивающей катушки:	мм	
	диаметр внутренний		280
	диаметр внешний		390
	высота		250
10	Габариты стола:	мм	
	высота		960
	ширина		1000
	длина		1020
11	Вес с оснасткой	кг	≤ 30
12	Длина сетевого кабеля не менее, м	м	4

7.3. МОБИЛЬНЫЕ ГЕОНАВИГАЦИОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Целесообразность использования дорогостоящего геонавигационного оборудования (ГО) определяется коэффициентом оборачиваемости. В 1989 г. по инициативе В.В. Кульчицкого в производственном объединении «Нижневартовскнефтегаз» впервые в отечественной практике испытан мобильный комплекс на базе агрегата перевозки штанг АПШ на шасси автомобиля ЗИЛ-131 для обслуживания буровых бригад ЗТС, что существенно ускорило внедрение новых технологий управления ТСС.

7.3.1. Мобильный геонавигационный комплекс МГК «Горизонт»

При бурении ПННС и ННС, особенно ГС, ЗТС находится на объекте значительную часть цикла строительства (табл. 7.16). При строительстве обычных ННС коэффициент оборачиваемости ЗТС в составе мобильного геонавигационного комплекса МГК «Горизонт» в 9 раз выше, по сравнению с традиционным использованием. Телеметрические системы экономически выгоднее применять в составе мобильного комплекса [147].

Таблица 7.16

Скважина	Время бурения, сут.	Время, задалживаемое на одну скважину, сут		Коэффициент оборачиваемости	
		ЗТС	МГК «Горизонт»	ЗТС	МГК «Горизонт»
ННС	20	9	1	2,2	20,0
ГС	30	30	25	1,0	1,2
ПННС	25	20	15	1,3	1,7

В ТПП «Когалымнефтегаз» в течение 1997 г. проведены исправительные работы с ЗТС-172 на глубинах до 3080 м в 30 скважинах на семи месторождениях. В основном ЗТС-172 перевозили на попутном неспециализированном транспорте. Коэффициент оборачиваемости составил 2,2. В таблице 7.17 приведены результаты особо сложных работ с ЗТС-172 по корректировке ТСС. Максимальное время нахождения ЗТС в скважине не превышало 71 ч.

Интегрирование геолого-технологических и геонавигационных систем в единый мобильный комплекс открывает для буровых предприятий принципиально новые технологические и организационно-технические направления в строительстве ГС, в том числе из бездействующего фонда. На рисунке 7.44 показан мобильный геонавигационный комплекс МГК «Горизонт» в арктическом исполнении на шасси автомобиля «Урал 4320» (дизель) 1 с системой жизнеобеспечения 2, стендами для ремонта и ревизии генераторов 5 и электронных модулей телеметрических систем 4, пеналами 3 для перевозки телеметрических комплексов 4 с погрузочно-разгрузочным механизмом, стендом для тестирования (проверки электрических характеристик) и вакуумирования генераторов 5 и устройством для размагничивания КНБК 6, станцией управления проводкой и режимами бурения (рис. 7.45), оснащенной программным продуктом, выносным пультом бурильщика и принтером.

Коренным образом изменилось рабочее место геонавигатора (технолога-оператора), а точнее оно у него появилось. Раньше, при проводке ННС, 80% рабочего времени технолог находился на мостках, набивая зубилом метки на замках бурильных труб, и на столе ротора, постоянно контролируя положение грани квадрата (метку отклонителя) в требуемом положении.

Остальное время тратилось на инклинометрические измерения на геофизическом подъемнике и на построение проложения траектории ствола скважины на миллиметровой бумаге. На рис. 7.45 показано рабочее место геонавигатора МГК «Горизонт».

Оперативное тестирование и вакуумирование генератора ЗТС на стенде (рис. 7.46) существенно снижает количество отказов геонавигационного оборудования.

НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация» и НПП «Самарские горизонты» ведут активную инвестиционную политику по финансированию научно-исследовательских и

Таблица 7.17

Скважина/куст, месторождение	Дата выполнения работ	Интервал бурения, м	Длина интервала, м	Зенитный угол в начале и конце интервала, град.	Азимут в начале и конце интервала, град.	Время работы ЗТС-172, ч
7555/136 Тевлино-Русскинское	23.10.96 г.	2205... 2416	211	25,75... 22,25	356...26	71,0
933/7 В.-Придорожное	23.12.96 г.	2598... 2640	142	11,5... 12,5	246...279	38,0
622/10 В.-Придорожное	07.02.97 г.	2460... 2540	180	27,3... 26,5	8...42	50,6
7016/201 Ю.-Ягунское	10.02.97 г.	2235... 2317	82	17,5... 24,5	25...70	40,5
2924/240 В.-Присклоновое	11.02.97 г.	2285... 2450	165	33,8... 11,0	262...310	41,3
946/11 В.-Придорожное	06.03.97 г.	2560... 2630	70	8,0... 12,0	153...196	17,0
1378/110 Ватьеганское	27.03.97 г.	1823... 1982	159	25,3... 34,0	124...73	51,4
988/11 В.-Присклоновое	29.04.97 г.	3020... 3080	60	10,3... 17,75	189...215	45,3
7152/187 Тевлино-Русскинское	01.06.97 г.	2100... 2130	30	27,0... 27,0	0...12	10,0
32/2 Грибное	24.06.97 г.	1958... 2115	117	18,8... 17,3	191...252	27,5
7230/176 Тевлино-Русскинское	07.07.97 г.	2173... 2432	259	18,3... 3,0	80...210	42,9
100/2 Восточно-Придорожное	25.07.97 г. 30.08.97 г.	1833... 1943, 2079... 2224	110 45	33,3...24,0 21,3...22,2	249...223 220...185	37,4
37/2 Грибное	01.08.97 г.	2220... 2270	50	17,0...18,0	215...236	15,5
100/2 В.-Придорожное	2.08.97 г.	2525... 2618	93	21,0...26,3	176...195	21,7

опытно-конструкторских работ, направленных на совершенствование геонавигационного оборудования, например:

- разработка гироскопического модуля забойной телесистемы диаметром 40 мм;



Рис. 7.44. Мобильный геонавигационный комплекс МГК «Горизонт»



Рис. 7.45. Станция управления траекторией ствола скважин (рабочее место геонавигатора)

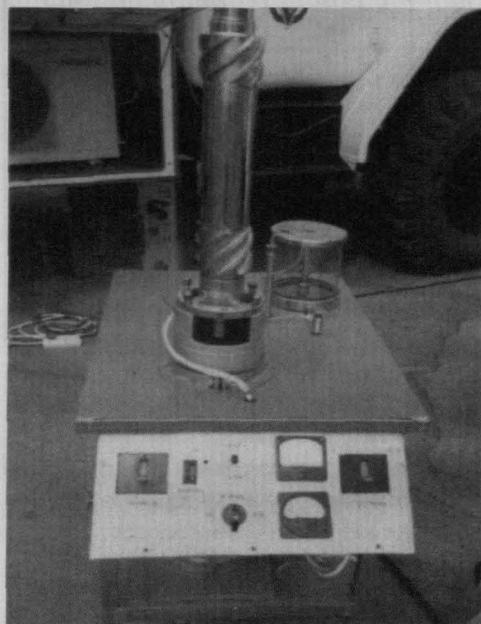


Рис. 7.46. Стенд для проверки электрических характеристик и вакуумирования генератора

- разработка телеметрической системы с комплексированием электромагнитного и гидравлического каналов связи;

- разработка малогабаритных ЗТС диаметром 90 мм;

- разработка новых материалов и сплавов с высокими абразивной стойкостью и прочностными характеристиками.

7.3.2. Информационно-технологические геонавигационные комплексы

Информационно-технологический геонавигационный комплекс предназначен для обеспечения автоматизации, безопасности, повышения точности и достоверности записи информации и увеличения скорости ее обработки и передачи. Комплекс содержит пульт бурильщика, блок обработки и визуализации, выполненный в виде соединенных между собой преобразовательного комплекса и компьютера с монитором, забойную

телеметрическую систему, датчик крутящего момента, наземные газоанализатор, датчики расхода и давления, и установленные в корпусе забойной телеметрической системы блок инклинометрии и датчик осевой нагрузки. Для достижения поставленной задачи комплекс снабжен наземными датчиком плотности и датчиком наличия газовой фазы, датчиком уровня бурового раствора, установленным в приемной емкости, исполнительными органами системы управления, соединенными с выходом компьютера. Наземные датчики расхода, давления, плотности и датчик наличия газовой фазы установлены в линии нагнетания бурового раствора; датчик крутящего момента – в корпусе забойной телеметрической системы.

Разработанный в НПП «Самарские горизонты» геонавигационный комплекс (рис.7.47) в полной комплектации с двумя каналами связи: электромагнитным и гидравлическим, содержит установленную в колонне бурильных труб 1 над забойным двигателем 2 забойную телеметрическую систему 3 с источником питания 4, насос 5 с приводом насоса 6. Насос 5 соединен с баком 7, в котором установлен датчик уровня бурового раствора 8. В нагнетательной линии 9 насоса 5 установлены датчики давления 10, расхода 11, плотности 12, газовой фазы 13. В нагнетательной линии 8 также установлен управляющий клапан 14.

К антенне 15 подключено приемное устройство 16, выход из которого подключен ко входу в компьютер 17. Ко второму входу в компьютер 17 подключен преобразовательный комплекс – 18. Лебедка 19 содержит привод лебедки 20. На лебедке 19 установлен датчик длины колонны бурильных труб 21. Индикатор веса на крюке 22 установлен на тросе 23. Колонна бурильных труб 1 проходит через ротор 24, имеющий привод ротора 25 для ориентации отклоняющей компоновки 26. В верхней части колонны бурильных труб 1 установлен превентор 27 и привод превентора 28. На устье скважины установлен газоанализатор 29. Датчики осевой нагрузки 30, крутящего момента 31 и оборотов гидротурбины 32, передающий модуль 33 и блок инклинометрии 34 установлены в корпусе забойной телеметрической системы 3. К выходам компьютера 17 подключены монитор 35, через блок сопряжения 37 – пульт бурильщика 38 и модем 39. Модем 39 соединен по линии телефонной связи через модем удаленного компьютера 40 с удаленным компьютером 41. К выходам блока управления 42 подключены приводы насоса 6, лебедки 20 и ротора 25. Возможна установка над источником питания 4 съемного модуля пульсатора 43 для передачи информации по гидравлическому каналу связи.

Компьютер 17 (рис. 7.48) содержит электронные блоки компьютера 44 и программное обеспечение информационно-технологического комплекса 45, включающее операционную систему 46, программу обработки 47, программу выработки технических решений 48, в ее составе базу данных 49, в том числе базу данных САПР (системы автоматизированного проектирования) бурения 50 и программу управления 51. Преобразовательный комплекс 18 (рис. 7.49) содержит аналого-цифровые преобразователи (по числу датчиков) АЦП 52-АЦП 59, контроллер 60, модем комплекса 61 и блок питания 62.

Вариант исполнения с гидравлическим каналом связи приведен на рис. 7.57 и содержит обязательные элементы для обеспечения работы этого канала: съемный

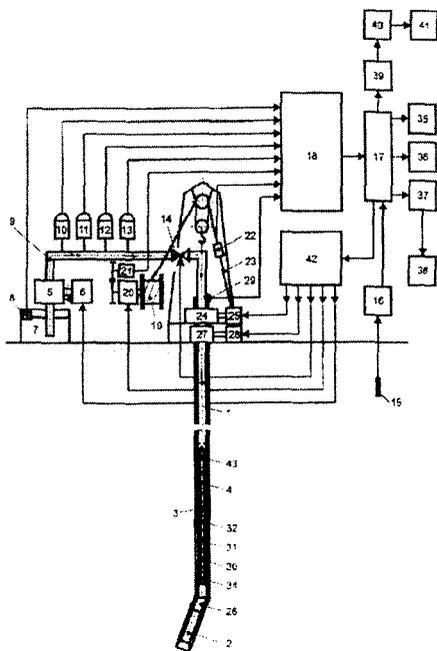


Рис. 7.47. Информационно-технологический геонавигационный комплекс



Рис. 7.48. Схема взаимодействия программно-технических средств

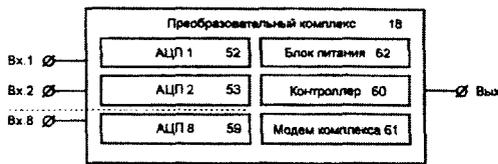


Рис. 7.49. Структурная схема преобразующего комплекса

параметры с блока инклинометрии 34 и забойные параметры с датчиков осевой нагрузки 30 и крутящего момента 31 и оборотов гидротурбины 32 при помощи передающего модуля 33 в виде электромагнитного сигнала подаются на антенну 15 и далее в приемное устройство 16 и компьютер 17. Сигналы с наземных технологических датчиков 8, 10, 11, 12, 13, 21 и 29 подаются на вход в преобразовательный комплекс 18 и далее на вход в компьютер 17, где преобразуется, обрабатывается и передается одновременно на монитор 35 и пульт бурильщика 38, а при необходимости и на принтер 36. На экране монитора 35 информация оперативно, качественно и наглядно доводится до геонавигатора, а на пульте бурильщика 38 часть этой информации представляется в цифровой и аналоговой форме, причем в аналоговой форме при помощи светодиодов, размещенных по окружности, представляются преимущественно инклинометрические данные.

Преобразовательный комплекс 18 преобразует показания со всех наземных датчиков в сигнал, приемлемый для компьютера 17. Датчики, установленные в корпусе забойной телеметрической системы передают информацию на поверхность через передающий модуль 33 на антенну 15, приемное устройство 16 и далее в персональный компьютер 17.

Программа обработки информации от технологических датчиков 47 (см. рис. 7.48) обрабатывает всю информацию, полученную с датчиков для представления первоначально в цифровом виде, затем для визуализации в форме таблиц, графиков и диаграмм на экране монитора 35 и, кроме того, рассчитывает и выдает данные, полученные путем математических преобразований с замеренными параметрами, например откло-

модуль пульсатора 43 и датчик давления 10. Кроме того, датчик расхода 11, плотности 12 и газовой фазы 13 способствует повышению точности измерения.

Вариант исполнения с гидравлическим каналом связи (рис. 7.51) содержит обязательные элементы для обеспечения работы этого канала: съемный модуль пульсатора 43 и датчик давления 10. Кроме того, датчики расхода 11, плотности 12 и газовой фазы 13 способствуют повышению точности измерения.

Вариант исполнения с ЭМКС приведен на рис. 7.50. Основные элементы этого канала связи: передающий модуль 33, антенна 15 и приемное устройство 16.

Работа устройства зависит от варианта его комплектации:

1. В случае применения ЭМКС (см. рис. 7.50).

При бурении работает насос 5, который по нагнетательной линии 7 подает буровой раствор к турбобуру и приводит его в действие. Инклинометрические параметры с блока инклинометрии 34 и забойные параметры с датчиков осевой нагрузки 30

нение от траектории. Программа выработки технических решений 48 осуществляет более сложные логические и математические преобразования информации для выработки рекомендаций по управлению процессом бурения. Программа управления 51 непосредственно подает управляющие сигналы на исполнительные органы системы управления, к которым относятся привод насоса 6, привод лебедки 18, привод ротора 25 и привод превентора 28. Возможна выдача предупреждающих (звуковых и световых) сигналов при аварийной ситуации. Предложенный комплекс обеспечивает и полную автоматизацию процесса бурения путем воздействия на приводы насоса 6, лебедки 18, ротора 25 и превентора 28. Каждое из этих управляющих воздействий может быть реализовано либо в отдельности, либо совместно в любом сочетании. Обратная связь между компьютером 17 и забойной телеметрической системой 3 осуществляется путем воздействия на управляющий клапан 14 и посылки управляющего импульса по гидравлическому каналу. Такую связь можно использовать, например, для включения или выключения источника питания 4.

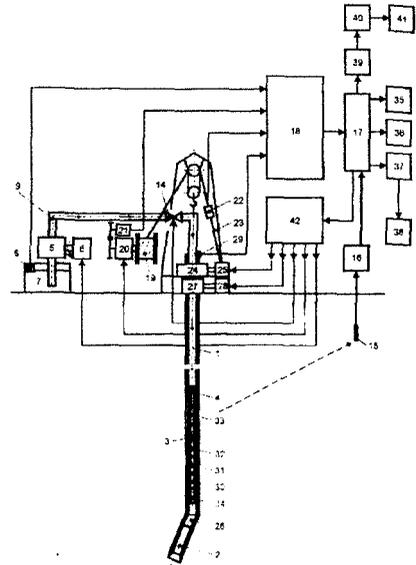


Рис. 7.50. Схема комплекта информационно-технологического геонавигационного комплекса с ЭМКС

2. Работа системы с ГКС (см. рис. 7.51).

Если установлен пульсатор 43, создающий гидравлические импульсы бурового раствора, то информацию об инклинометрических параметрах и с забойных технологических датчиков можно передавать по гидравлическому каналу связи на датчик давления 10 и далее к преобразовательному комплексу 18 и в компьютер 17. Возможно использовать только гидравлический канал связи или одновременно оба канала связи: гидравлический и электромагнитный для дублирования передачи или параллельной посылки различных данных. По информации с датчиков расхода 11, плотности 12 и наличия газовой фазы 13, поступающей также через преобразовательный комплекс 18 в компьютер 17, производится коррекция данных, полученных с забоя по гидравлическому каналу связи на датчик давления 10. Это необходимо для учета влияния характеристик бурового раствора на скорость распространения гидравлической волны в жидкости (буровом растворе) во избежание искажения результата.

3. Работа устройства в полной комплектации (см. рис. 7.47).

При одновременной работе обоих каналов связи сигнал о забойных параметрах поступает одновременно на антенну 15 и датчик давления 10 (см. рис. 7.47). Кроме того, предложенный комплекс обеспечивает передачу всей информации на удаленный компьютер 41, чтобы контролировать бурение не только на одной буровой, но и в масштабах куста или месторождения.

Применение информационно-технологического геонавигационного комплекса позволило:

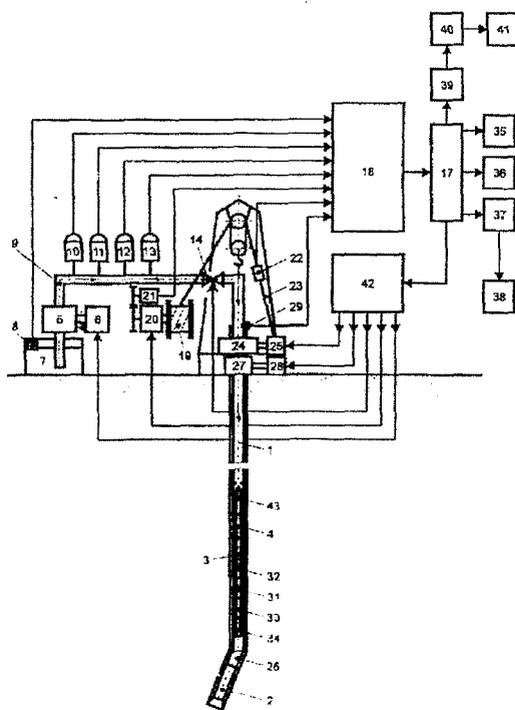


Рис.7.51. Схема комплектации информационно-технологического комплекса с ГКС

компьютером, УСО, теле-системой, пультом бурильщика, редактирование информации, привязку данных измерений к глубине, визуализацию информации на экране монитора, обработку и вывод в цифровом и графическом виде на принтер, передачу информации по каналам связи для контроля и принятия управляющих решений с использованием программного продукта «САПР Бурение», проекта на бурение скважины и накопленной базы знаний по бурению.

Состав оборудования представлен на рисунках 7.52-7.55. Контроллер сбора и первичной обработки данных (см. рис. 7.52) предназначен для сбора и обработки сигналов от датчиков и передачи данных для дальнейшей интерпретации на управляющем компьютере.

Датчик давления предназначен для преобразования физической величины (давление в атм.) в электрический сигнал (рис. 7.53).

Датчик веса (установленный в раму веса) предназначен для преобразования физической величины (натяжение талевого троса) в электрический сигнал (рис. 7.54).

Датчик оборотов лебедки предназначен для преобразования физической величины (положение лебедки) в электрический сигнал (рис. 7.55).

Приёмное устройство УСО забойной телеметрической системы предназначено для сбора и обработки сигналов от датчиков и передачи данных для дальнейшей интерпретации на управляющем компьютере.

1. Полностью автоматизировать процесс бурения ННС и ГС.

2. Повысить точность измерений.

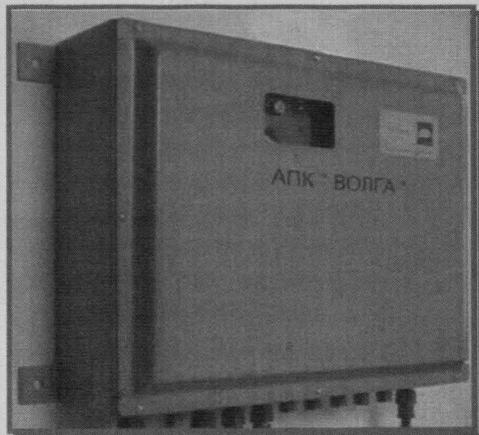
3. Предотвратить аварийные ситуации.

4. Улучшить наглядность представления информации за счет ее одновременного показа на экране монитора и пульте бурильщика. Показ на пульте бурильщика одновременно цифровой и аналоговой информации позволил легче определять положение забоя в процессе бурения.

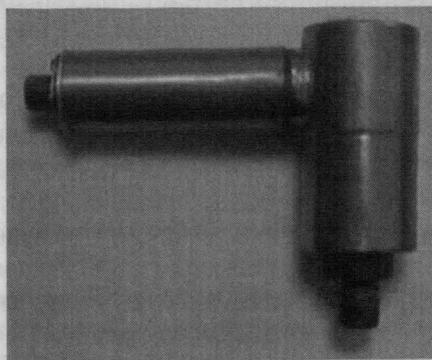
5. Повысить скорость передачи информации.

6. Повысить достоверность каждого параметра в отдельности и расчетных показателей, полученных путем математической обработки.

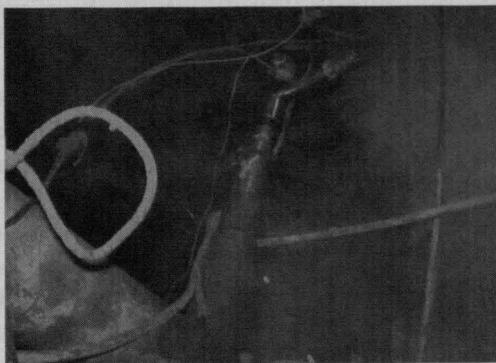
На основе запатентованного информационно-технологического геонавигационного комплекса в НПП «Самарские горизонты» разработан аппаратно-программный комплекс АПК «Волга», обеспечивающий обмен информацией между



**Рис. 7.52. Контроллер сбора
и первичной обработки данных**



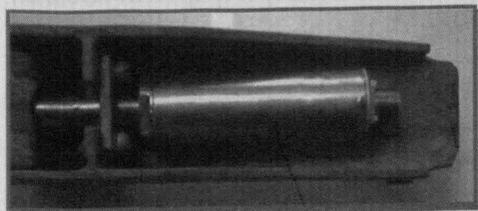
а)



б)

Рис. 7.53. Датчик давления:

а) перед монтажом, б) вмонтирован в стойке в компрессорной (нижний – АПК «Волга»,
верхний – станция «IMS»)



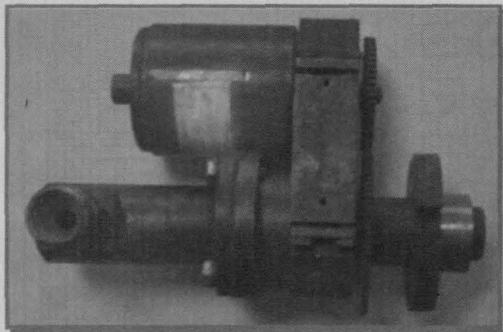
а)



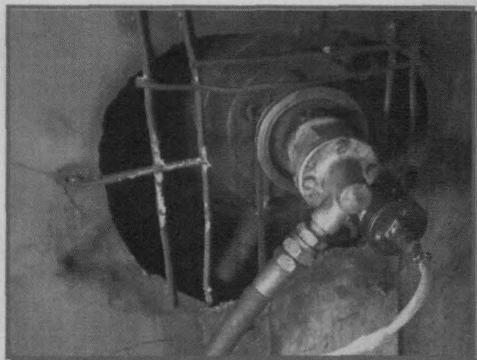
б)

Рис. 7.54. Датчик веса:

а) установленный в балку веса, б) закреплен на мертвом конце талевого блока



а)



б)

Рис. 7.55. Датчик оборотов лебедки:

а) перед монтажом, б) на вале буровой лебедки (рядом с датчиком «IMS»)

Рабочее место геонавигатора и внешний вид программного обеспечения АПК «Волга» представлен на рисунке 7.56.

ПК геонавигатора представляет собой стационарный или переносной компьютер с установленным на него программным продуктом телеметрической системы, обеспечивающим контроль и обработку значений параметров, поступающих от забойного модуля телеметрической системы.

На рис. 7.57 представлен пульт бурильщика, служащий для отображения данных инклинометрии на буровой.

Испытания аппаратно-программного комплекса «Волга» в полевых условиях проходили 9–20 февраля 2004 г. в Ямало-Ненецком автономном округе на скважине № 241 куст № 24 Восточно-Таркосалинского нефтегазового месторождения ОАО «НОВАТЭК». Развернут основной комплект датчиков (датчик веса, давления и оборотов лебедки), хроматография и установлена камера оперативного наблюдения за буровой. Для получения базы сравнения параллельно развернута станция параметров «IMS» ОАО «Ямал-ГеоСервис».

На рисунке 7.58 представлен внешний вид мобильной лаборатории АПК «Волга». Все оборудование, за исключением установленного на буровой, находилось внутри

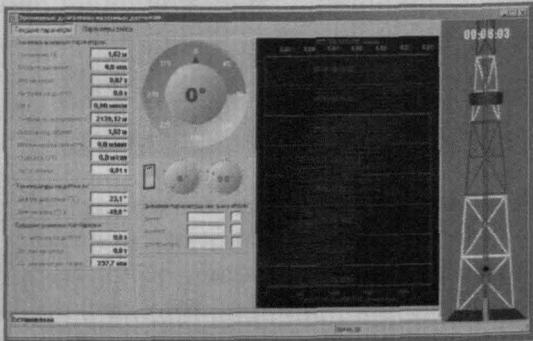


Рис. 7.56. Рабочее место геонавигатора и внешний вид программного обеспечения АПК «Волга»

лаборатории. Лаборатория подключена силовым кабелем к сети и организованы два заземления: одно – силовое, а другое – для заземления аппаратуры. Проложены сигнальные и питающие линии к датчикам и пробоотборная трубка для подачи газа к хроматографу. На рис. 7.53–7.55 представлены места установки оборудования входящего в комплект АПК «Волга» на буровой (датчики давления, веса и оборотов лебедки).

На рисунке 7.59, а показано одно из мест установки камеры оперативного контроля. В случае, представленном на рисунке камера направлена на буровую лебедку (см. рис. 7.59, б). Использование камеры оперативного контроля дает эффект присутствия для геонавигатора, сопровождающего бурение, а с датчиками позволяет уменьшить реакцию на события, по крайней мере, на 4 минуты (время получения фрейма от забойной телеметрической системы).

Одновременно с установкой датчиков было развернуто рабочее место геонавигатора АПК «Волга». Внешний вид рабочего места геонавигатора представлен на рисунке 7.60.

Рабочее место геонавигатора АПК «Волга» состоит из следующих частей:

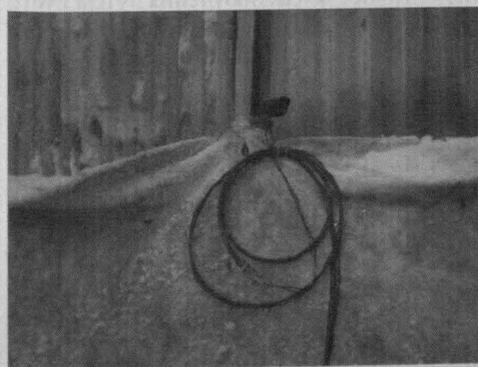
- Базовый компьютер – сервер данных;
- Контроллер данных – для приема и первоначальной обработки данных от датчиков и передачи на сервер данных;



Рис. 7.57. Пульт бурильщика



Рис. 7.58. Мобильная лаборатория АПК «Волга»



а)



б)

Рис. 7.59. Оперативный контроль:

а) место установки камеры, б) изображение буровой лебедки на мониторе геонавигатора

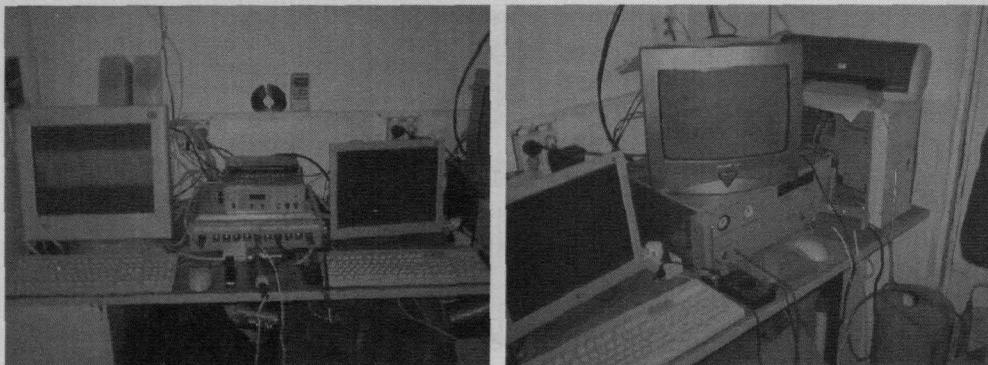


Рис. 7.60. Рабочее место геонавигатора АПК «Волга»

- Компьютер для обработки данных хроматографии и камеры оперативного контроля и передачи обработанных данных на сервер данных;
- Хроматограф;
- Монитор оперативного контроля – для отображения оперативной информации от камеры оперативного контроля;
- Блок подготовки газов;
- Принтер для печати регламентных отчетов и т.д.

Наиболее перспективным направлением развития информационно-технологических геонавигационных комплексов является система управления процессом бурения [54], а главное – повышение точности геонавигации траектории ствола скважин и предотвращение аварийных ситуаций в процессе бурения. В состав информационно-технологического геонавигационного комплекса (ИТГК) помимо ЗТС и наземных датчиков контроля технологических параметров, блока передачи информации и управляющего компьютера с программным обеспечением и базой данных управления, введена база данных «САПР Бурение». Система автоматизированного проектирования строительства скважин содержит проектные данные по конструкции скважины, характеристики оборудования, технологии процесса бурения, геологические и геонавигационные данные. Программное обеспечение ИТГК выполнено с возможностью самообучения путем учета данных САПР Бурение и учета предшествующего, полученного ранее при бурении скважин того же куста или месторождения, опыта принятия решения и реализовано с использованием искусственных нейронных сетей. Искусственные нейронные сети содержат однотипные элементы ячейки, имитирующие работу нейронов мозга, обладающие группой синапсов, образующих входные связи, и аксоном, образующих выходную связь данного элемента ячейки.

Система управления процессом бурения (рис. 7.61) содержит смонтированные в нижней части колонны бурильных труб 1 забойный двигатель 2 с породоразрушающим инструментом 3 и забойную телеметрическую систему 4 с электромагнитным или гидравлическим каналом связи. Забойная телеметрическая система содержит датчики контроля параметров в забое 5, 6, 7 и 8. Эти датчики контролируют, например, углы азимута, горизонта, положение отклонителя и показатели каротажа. Наземные датчики контроля технологических параметров 9 и 10 могут контролировать любые параметры, например давление промывочной жидкости в магистрали насоса 11, вибрации колонны

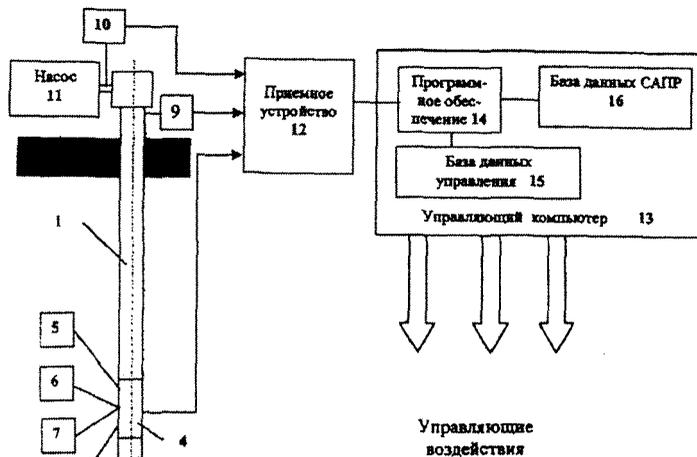


Рис. 7.61. Общая схема системы ИТГК

бурильных труб 1. Датчики 9 и 10 через приемное устройство 12 соединены с управляющим компьютером 13.

Управляющий компьютер 13 содержит программное обеспечение 14, базу данных управления 15 и базу данных САПР 16. База данных управления 15 содержит сведения о проектной траектории скважины. База данных САПР Бурение содержит проектные данные всего комплекса: конструкцию скважины, характеристики оборудования, технологию процесса бурения, геологию, геофизические данные и т.д. Выходы из компьютера подключены к соответствующим приводам исполнительных устройств (приводу насоса 11, лебедки, превентора и т.д. (на рис. 7.61 не показано). Программное обеспечение 14 реализовано с использованием искусственных нейронных сетей.

Применение изобретения позволило:

1. Создать самообучающуюся систему путем использования базы данных САПР и нейронных сетей.
2. Полностью автоматизировать процесс бурения скважин.
3. Повысить точность геонавигации ННС и ГС.
4. Оптимизировать процесс строительства скважины.
5. Корректировать проект (САПР Бурение) по результатам бурения скважины.
6. Обеспечить предотвращение аварийных ситуаций.
7. Использовать опыт бурения скважин того же куста для корректировки процесса бурения и принятия решения в аварийных ситуациях.
8. Оперативно обмениваться информацией между буровыми при одновременном ведении буровых работ или с незначительным смещением во времени технологических циклов.

7.3.3. Лаборатория геонавигации и интеллектуальных скважинных систем

Впервые в высшем учебном заведении – РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина создана лаборатория геонавигации и интеллектуальных скважинных систем и оснащена за-

бойными телеметрическими системами ЗТС-108 и ЗТС-172 со станцией управления. В лаборатории ведутся исследования по созданию и внедрению автоматизированных систем и механизмов, в том числе на основе алгоритмов искусственного интеллекта, применительно к нефтегазовой промышленности (бурение, геонавигация, геофизика, эксплуатация скважин, разработка месторождений).

На стенде конструирования и тестирования интеллектуальных скважинных систем (рис. 7.62) проводятся эксперименты по разработке методов эксплуатации и строитель-

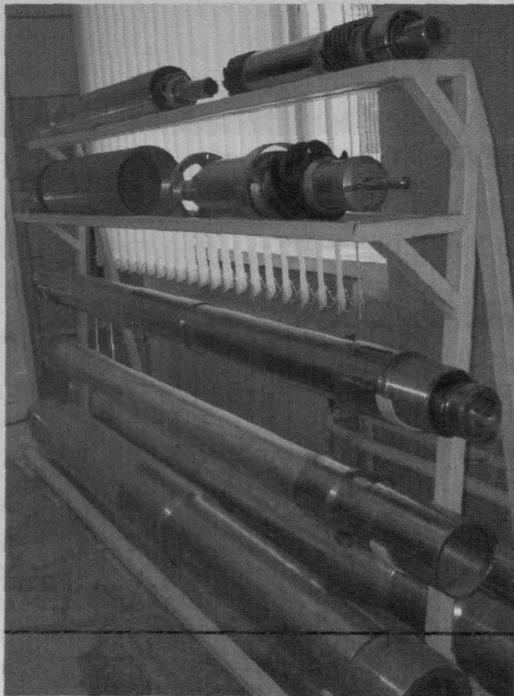


Рис.7.62. Стенд конструирования и тестирования интеллектуальных скважинных систем

ства нефтегазовых скважин с использованием бескабельных телеметрических систем с электромагнитным каналом связи. Электромагнитные волны используются как канал связи забоя скважины с дневной поверхностью и для геофизических исследований околоскважинного пространства (электрический и электромагнитный каротажи) при помощи конструктивных элементов эксплуатационной колонны или колонны бурильных труб.

Сотрудниками лаборатории геонавигации и интеллектуальных скважинных систем во главе с научным руководителем профессором В.В. Кульчицким подготовлен курс лекций и лабораторных занятий, в том числе по дополнительной профессиональной образовательной программе для получения дополнительной квалификации «Специалист по геонавигации в бурении (Геонавигатор)», реализуемой в рамках инновационной образовательной программы Университета (см. Главу IX).

ГЛАВА VIII

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СКВАЖИННЫЕ СИСТЕМЫ

Основные проблемы, возникающие при разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений, особенно с трудноизвлекаемыми запасами УВ, связаны со скважинами, являющимися сложными и дорогостоящими инженерными сооружениями. Однако должный контроль технико-технологического состояния как в процессе строительства, так и эксплуатации скважин отсутствует. Особую актуальность приобретают проблемы управляемости скважиной при эксплуатации. Например, при современных системах газосборных сетей на всех основных месторождениях РФ трудно или невозможно контролировать даже текущие дебиты отдельных скважин. Порой неизвестно, даёт ли скважина продукцию или запирается более высокодебитными скважинами, подключенными в тот же коллектор. Совершенно отсутствует инструментальный контроль за профилями притока газа. Какие пропластки отдают газ, какие не отрабатываются – особенно важно знать при разработке месторождений, сложенных коллекторами с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Возникают сложности и при разработке многопластовых объектов, характеризующихся различной проницаемостью и вязкостью нефтей. Особую актуальность приобретает повышение эффективности разработки месторождений со сложным геологическим строением и осложнёнными условиями распределения УВ при строительстве многозабойных скважин сложной архитектуры [163, 164, 167].

Системы разработки месторождений УВ с разнообразными объектами управления ошибочно воспринимаются за системы, где процессы принципиально прогнозируемы и управляемы. Ошибки управления разработкой месторождения и подчас неработоспособность трехмерных моделей пласта рассматриваются как недостаток знаний об объекте. На самом деле во время разработки продуктивного пласта происходят непредсказуемые, скачкообразные изменения процессов, например конусообразование, прорыв языков воды или газа к скважине, или фазовые изменения УВ в призабойной зоне, из-за анизотропии коллектора, изменения фазового состояния пластового флюида, наличия непрогнозируемых непроницаемых перемычек горных пород, неравномерности расположения водо-нефтяного (ВНК), газо-нефтяного (ГНК) и газо-водяного (ГВК) контактов и продвижения фронта заводнения. Назрела необходимость решения задач управления сложными объектами (месторождением, пластом, системой скважин, скважиной) со сложной динамикой, условия работы которых априорно недостаточно изучены и существенно непостоянны (с дрейфом параметров, характеристик объектов управления и среды функционирования).

Эффективным методом управления разработкой месторождений УВ является интеллектуальная скважинная система (ИСС), ориентированная на системно открытые

объекты с автоматической выработкой решения на основе сформированных и накопленных внутри управляющей системы знаний. Основой такой системы разработки месторождений должна стать интеллектуальная скважина (ИС).

Адаптивные ИСС первого поколения обладают способностью приспосабливаться к изменяемым внешним условиям и улучшать свою работу по мере накопления опыта. Существующие неадаптивные системы автоматического управления скважин не работоспособны либо работают неудовлетворительно, требуют постоянного квалифицированного наблюдения.

8.1. КОНСТРУИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Известны телеизмерительные устройства для измерения глубинных параметров процесса эксплуатации и передачи на поверхность по кабелю электронасоса и приборы дистанционного контроля, спускаемые на тросе-кабеле через специальное устьевое лубрикаторное устройство в фонтанные и глубиннонасосные скважины. Телеизмерительные устройства можно применять только в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами с измерительными датчиками в непосредственной близости от ЭЦН или на специальном бронированном кабеле. Общим недостатком устройств является наличие кабеля, усложняющего исследование скважин и процесс эксплуатации.

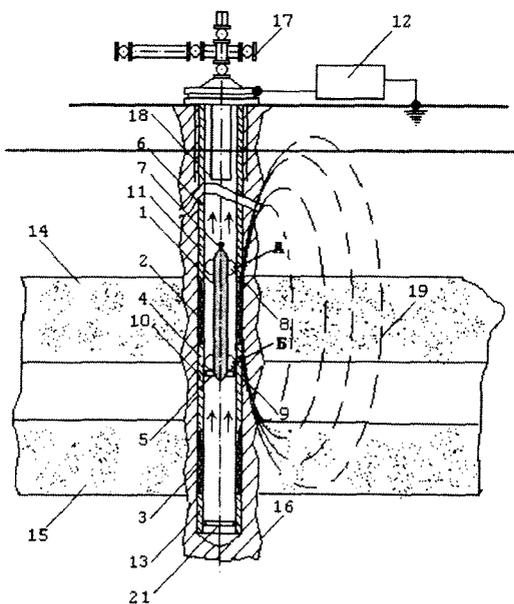


Рис. 8.1. Эксплуатационная телеметрическая система

навернутым нижним электрическим разделителем 3 и стопорным кольцом 21, обсадную трубу 4 с накрученным верхним электрическим разделителем 2 и стопорным кольцом 5 в составе эксплуатационной колонны 6. После цементирования и перфорации эксплуатационной колонны 6 спускают корпус скважинного прибора 1 телеметрической

Запатентованная НПО «ГОРИЗОНТ-СЕРВИС-ГЕОНАВИГАЦИЯ» эксплуатационная телеметрическая система ЭТС передает на поверхность информацию по ЭМКС [154, 155] (рис. 8.1).

Между обсадными трубами эксплуатационной колонны на глубине планируемых исследований устанавливается электрический разделитель 2 со стопорным кольцом 5 в нижней части. Блок питания, измерительные и передающие модули помещены в корпусе 1 диаметром

$$d = \sqrt{D^2 - d_{НКТ}^2}, \quad (8.1)$$

где D и $d_{НКТ}$ – внутренние диаметры эксплуатационной колонны и насосно-компрессорных труб.

ЭТС включает скважинный прибор 1 с блоком питания, измерительный и передающий модули, обсадную трубу 13 с

кой системы. В верхней части корпуса 1 установлен овершот 7 для доставки или извлечения скважинного прибора, вверху и внизу – упругие центраторы 8 и 9 для центрирования скважинного прибора 1 и обеспечения контакта для электрической связи скважинного диполя телеметрической системы, состоящего из двух электрически разъемных элементов эксплуатационной колонны 10 и 11, со стенками эксплуатационной колонны. Напряжение от модуля передающего устройства в точках А и Б передается на элементы 10 и 11 внешнего излучающего диполя и далее в горную породу. Наземное оборудование 12 принимает и выдает информацию о глубинных параметрах.

На рисунке 8.2 показана ЭТС при последовательном исследовании двух объектов эксплуатационной скважины. В эксплуатационной колонне установлены верхний 2 и нижний 3 электрические разделители. После плановых исследований в интервале разделителя 2 корпус 1 выходит из внешней втулки 20, застопоренной стопорным кольцом 5 и перемещается (например, при помощи НКТ) к нижнему разделителю 3, обеспечивая контакт упругих центраторов 22 и 23 внутренней втулки 24 со стенками эксплуатационной колонны 6. На рисунке 8.3 показана телеметрическая система в максимально искривленном интервале эксплуатационной колонны ННС или ГС. Наибольшая длина корпуса определяется соотношением:

$$L = 2\sqrt{2R(D-d-h)}, \quad (8.2)$$

где R – минимальный радиус искривления эксплуатационной колонны; h – высота лопасти упругого центратора в сжатом состоянии.

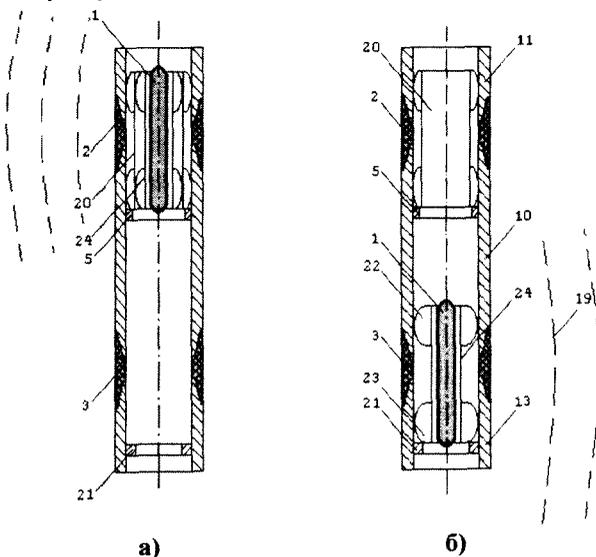


Рис. 8.2. Эксплуатационная телеметрическая система при последовательном исследовании двух объектов скважины:

а) организация ЭМКС с верхним объектом; б) организация ЭМКС с нижним объектом; 1 – корпус с блоком питания, измерительными и передающим модулями; 2 и 3 – электрические разделители; 5 – стопорное кольцо верхнего электрического разделителя; 10 и 11 – элементы внешнего излучающего диполя; 13 – обсадная труба с навернутым нижним электрическим разделителем; 19 – электромагнитные волны; 20 – внешняя втулка; 21 – стопорное кольцо нижнего электрического разделителя; 22 и 23 – упругие центраторы; 24 – внутренняя втулка

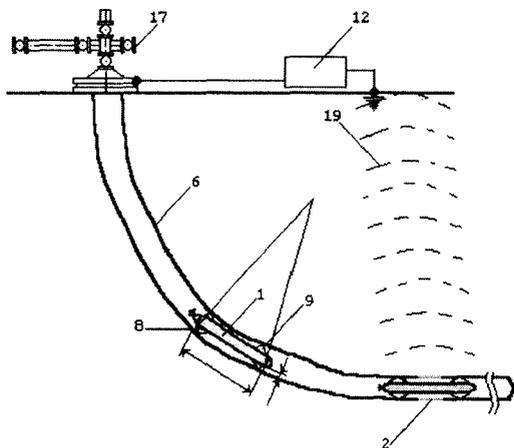


Рис. 8.3. Эксплуатационная телеметрическая система в интервале максимального искривления эксплуатационной колонны

при достижении проектной глубины устанавливаются в интервалах планируемых исследований глубинных параметров 14 и 15. После спуска, цементирования и перфорации эксплуатационной колонны 6 и оборудования устья 17 спускают корпус 1 телеметрической системы с блоком питания, измерительными и передающим модулями в эксплуатационную колонну 6 на НКТ 18.

Телеметрическая система работает следующим образом. После установки корпуса 1 на стопорное кольцо 5 одним из известных способов, например при помощи таймера, включается в работу блок питания модулей телеметрической системы и передачи сигнала по ЭМКС 19 на поверхность к приемнику 12. По окончании плановых исследований в интервале разделителя 2 при помощи НКТ 18 корпус 1 выходит из внешней втулки 20, застопоренной стопорным кольцом 5 и спускается к нижнему разделителю 3 для обеспечения контакта упругих центраторов 22 и 23 внутренней втулки 24 со стенками верхних 10 и 11 и нижней 13 секций обсадных труб эксплуатационной колонны 6.

Недостатком известных способов эксплуатации скважин являются дискретность получения гидродинамической и геофизической информации, причем обычно исследования проводятся с прерыванием добычи УВ и с использованием кабельного канала связи или автономной записью параметров и последующей расшифровкой после извлечения прибора из скважины. Наличие электрического экрана в виде колонны обсадных труб не даёт возможности исследовать околоскважинное пространство методами электрического или электромагнитного каротажа. Сложность получения гидродинамической и геофизической информации в реальном масштабе времени непосредственно при добыче углеводородов не позволяет создать эффективную систему управления процессом эксплуатации скважины.

Функциональные возможности скважин расширяются за счет придания ей новых качеств. Конструктивные элементы скважины выполняют функции не только передающих устройств, но и измерительных приборов.

Телеметрическую систему собирают в следующем порядке (см. рис. 8.1). По результатам комплекса ГИС в открытом стволе законченной бурением скважины 16 определяют интервалы установки электрических разделителей 2 и 3. На обсадную трубу 13 со стопорным кольцом 21 наворачивают электрический разделитель 3. Обсадную трубу 13 в составе эксплуатационной колонны 6 спускают на длину интервала между исследуемыми объектами 14 и 15. На обсадную трубу 10 со стопорным кольцом 5 наворачивают второй электрический разделитель 2. Далее электрические разделители 2 и 3 в составе эксплуатационной колонны 6 спускают в скважину 16 и

На рисунке 8.4 представлена схема сооружения интеллектуальной скважины. Бурят ствол скважины 1, вскрывают продуктивный пласт 2, спускают, цементируют и крепят эксплуатационную колонну 3 с электрическими разделителями 4, 5 и 6 скважинного диполя ЭТС, установленными между обсадными трубами 7, 8 и 9 на глубинах планируемых исследований и электрического и электромагнитного каротажа околоскважинного пространства.

После оборудования устья 10 и забоя 11, перфорации эксплуатационной колонны 3 и освоения в процессе эксплуатации спускают автономный скважинный прибор 12 с устройствами измерения и передачи глубинных параметров и фиксации в электрическом разделителе 4 (рис. 8.5). Геофизические исследования с передачей информации на поверхность проводят посредством эксплуатационной колонны 3, выполняющей функции скважинного диполя. Верхняя секция до электрического разделителя 4 и нижняя секция 9 после электрического разделителя 4 являются измерительными электродами для электрического каротажа околоскважинного пространства. Скважинный блок питания 13 снабжает электроэнергией

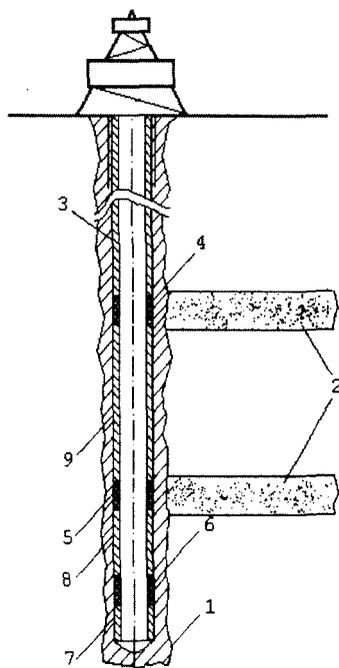


Рис. 8.4. Схема сооружения скважины

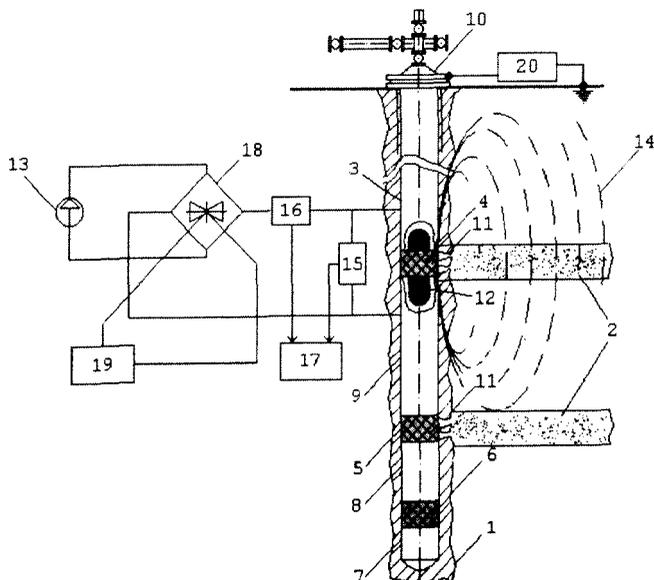


Рис. 8.5. Исследование околоскважинного пространства и передача информации на дневную поверхность в процессе эксплуатации скважины

электронные схемы, измерительные датчики скважинного прибора 1 и канал связи 14 с приемным устройством 20. Электрический каротаж проводится в диапазоне рабочих частот от блока питания 13 в качестве первичного источника зондирующего сигнала. Ток и напряжение, подводимые к электрическому разделителю 4, измеряются датчиками 15 и 16 и обрабатываются в блоке 17 и посредством передающей части телеметрической системы 18, управляемой модулятором 19, сигналы электрического каротажа по каналу связи 14 передаются на приемное устройство 20, где они обрабатываются и выдаются на экран монитора и печатающее устройство. Помимо электрического каротажа и передачи данных передаётся на поверхность гидродинамическая и другая информация от глубинных датчиков скважинного прибора 12 ЭТС. Характеристики электрических полей, зондирующих околоскважинное пространство, изменяются от длины измерительного электрода 9 после установки шунтирующего устройства на электрический разделитель 5. Длина электрода 9 увеличилась на секцию обсадных труб 8. После установки второго шунтирующего устройства на разделитель 6 длина электрода 9 увеличилась на секцию обсадных труб 8 и 7.

Благодаря такому способу добычи УВ с помощью ИС получают гидродинамическую и геофизическую информацию в процессе эксплуатации скважины от ЭТС в реальном масштабе времени с использованием конструктивных элементов скважины в качестве измерительных приборов и передающих устройств. Эксплуатационная скважина приобрела новое качество: в ней организован бескабельный канал связи для извлечения информации и взаимодействия с внешним миром. Наиболее эффективно её можно использовать для добычи углеводородов из трудноизвлекаемых и труднодоступных залежей.

Бескабельный информационный канал связи и система электрического каротажа скважинного пространства на основе конструктивных элементов эксплуатационной колонны в совокупности с вычислительной системой, связанной с базами данных и знаний, дают основание причислить скважину к разряду интеллектуальных систем управления. Объектом управления (ОУ) являются скважина и продуктивный пласт. Устройством управления (УУ) регулируют главный технологический параметр – забойное давление и вторичные параметры: дебит скважины, фазовые превращения газожидкостных систем, температуру, вынос механических примесей, форму и скорость продвижения водогазонефтяных контактов. На рисунке 8.6 приведена функциональная схема ИССУ. На УУ поступает внешнее воздействие $\bar{g}(t)$, определяющее алгоритм

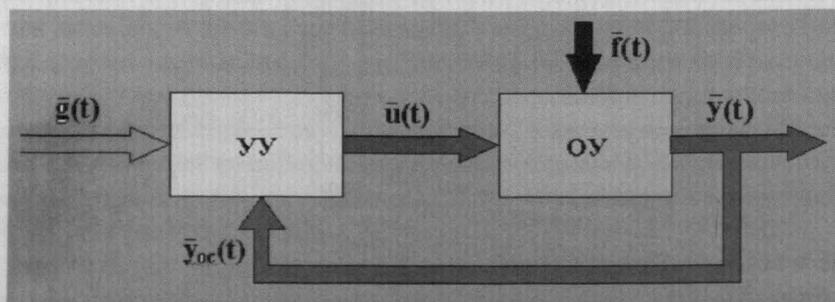


Рис. 8.6. Интеллектуальная система управления разработкой месторождения

регулирования выходной величины $\bar{y}(t)$. Возмущающее воздействие $\bar{f}(t)$ нарушает требуемую функциональную связь между выходной величиной $\bar{y}(t)$ и $\bar{g}(t)$. Через элемент обратной связи $\bar{y}_{oc}(t)$ сравнивается $\bar{g}(t)$ с $\bar{y}(t)$, вырабатывается сигнал помехи ИССУ и возвращается на исполнительный механизм для коррекции $\bar{u}(t)$.

Недостаток вышеописанной конструкции ЭТС заключается в невозможности применения его в действующей скважине с цельной металлической обсадной колонной (рис. 8.7, а), т.к. необходимо предварительно соорудить на поверхности диэлектрический разделитель в составе обсадной колонны до её спуска в скважину. Т.е. устройство не позволяет осуществить передачу на дневную поверхность информации по электромагнитному каналу связи с текущего забоя скважины со сплошной электрически проводящей обсадной колонной. Проблема модернизации старых скважин, планируемых к капитальному ремонту, в т.ч. с целью оснащения беспроводным каналом связи для передачи информации в процессе эксплуатации скважин решена оригинальным способом [174].

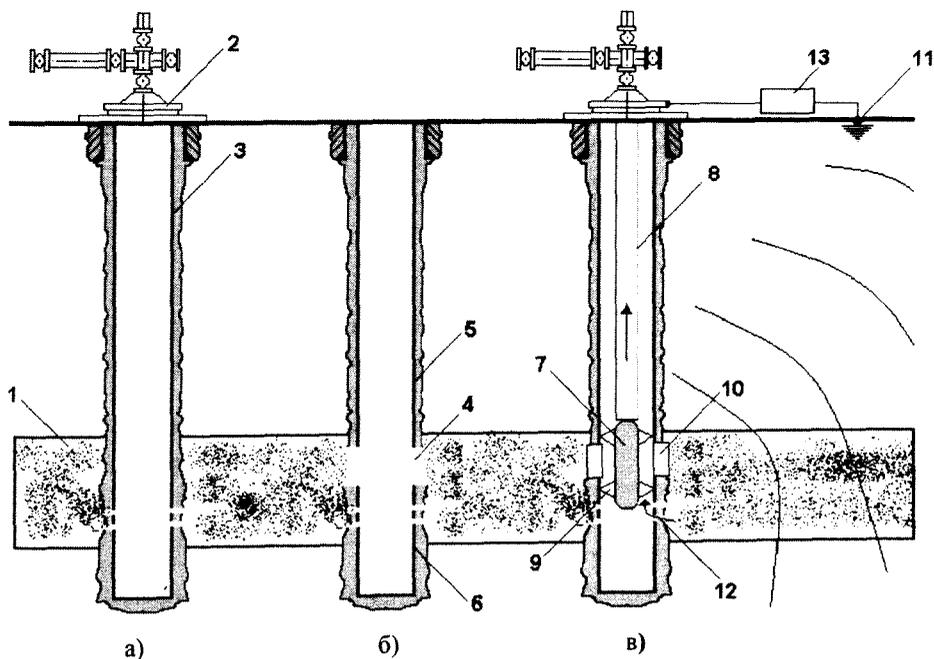


Рис. 8.7. ЭТС для бескабельной передачи информации:

1 – продуктивный пласт; 2 – скважина; 3 – обсадная колонна; 4 – участок обсадной колонны с вырезанным кольцом; 5 и 6 – верхняя и нижняя части обсадной колонны; 7 – скважинный прибор телеметрической системы; 8 – насосно-компрессорные трубы; 9 – центраторы для обеспечения контакта скважинного прибора с верхней и нижней частями колонны; 10 – электрический разделитель цепи в виде полимерного кольца; 11 – антенна; 12 – перфорационные отверстия; 13 – приемное устройство

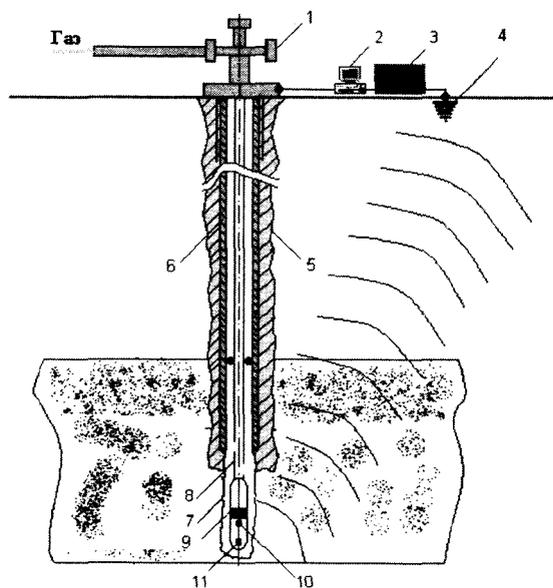


Рис. 8.8. Оснащение скважины с открытым забоем эксплуатационной телеметрической системой.

1 – скважина; 2 и 3 – ПК и приемное устройство; 4 – антенна; 5 – ствол скважины; 6 – обсадная колонна; 7 – открытый ствол; 8 – насосно-компрессорные трубы; 9 – электрический разделитель; 10 – скважинный прибор; 11 – измерительные датчики

ра 7 с верхней 5 и нижней 6 частями обсадной колонны 3 организуется передача информации на дневную поверхность посредством электромагнитных волн, принимаемых антенной 11 и обрабатываемых в приемнике 13 (см. рис. 8.7, в).

Преимущества предложенного устройства вытекают из конструктивных особенностей его компоновки, не требующей создания специального электрического разделителя с предварительным включением его в компоновку низа обсадной колонны. Устройство позволяет оснастить системами телеметрического контроля скважины, не оснащенные ранее электрическими разделителями.

Для скважин, эксплуатируемых с открытым забоем, можно организовать бескабельный канал связи стандартной ЗТС, спущенной на НКТ ниже башмака эксплуатационной колонны (рис. 8.8).

8.2. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Процесс эксплуатации скважин в сотни раз превышает время их строительства, поэтому и ресурс источников питания ЭТС должен во столько же раз превышать ресурс источников питания ЗТС. Предложенный способ энергоснабжения скважинной

Разработанная ЭТС для контроля глубинных параметров в процессе эксплуатации скважины, включающая скважинный блок 1 с измерительными преобразователями и передающим модулем 2, центраторы 3, электрический разделитель и приемный наземный блок, отличается тем, что электрический разделитель 4 выполнен в виде участка заколонного цементного кольца, примыкающего к продольным кромкам окна, вырезанного в обсадной колонне в интервале установки скважинного блока (рис. 8.7).

Для создания беспроводного электромагнитного канала передачи забойных параметров на дневную поверхность необходимо после удаления части обсадной колонны 3 (см. рис. 8.7,б) (например, вырезкой в интервале планируемых исследований) в скважину 2 спустить на насосно-компрессорных трубах 8 скважинный прибор телеметрической системы 7. После обеспечения контакта центраторов 9 скважинного прибора

аппаратуры при контроле за разработкой нефти или газа и термоэлектрический автономный источник питания (ТАИП) решает поставленные задачи [57].

Способ включает подачу электрической энергии от термоэлектрического источника питания, работающего за счет разности температур на его поверхностях, и дросселирование пластовых флюидов для обеспечения указанной разницы температур. Термоэлектрический источник питания, содержащий один или несколько термоэлементов, выполняют в виде дросселя или устанавливают на дросселе.

В эксплуатационной колонне 1 (рис. 8.9) установлены насосно-компрессорные трубы 2; скважинный прибор 3 сцентрирован внутри обсадной колонны 1 или на нижнем конце насосно-компрессорных труб 2. Насосно-компрессорные трубы 2 оборудованы в верхней части фонтанной арматурой 4, к которой подсоединена газовая (или нефтяная труба) 5. Ниже или выше скважинного прибора 3 в эксплуатационной колонне 1 установлен дроссель 6. На дросселе 6 (или в виде его) смонтирован термоэлектрический автономный источник питания 7 с одним или несколькими термоэлементами. В качестве термоэлементов можно использовать термопары (элементы Пелетье). Термоэлементы подключают к накопителю энергии 8.

Эксплуатационная колонна 1 выходит нижним концом в продуктивный пласт 9, наиболее вероятно состоящий из трех слоев: воды 10, нефти 11 и газа 12. В нижней части эксплуатационной колонны 1 около скважинного прибора 3 смонтирован электрический разделитель 13, обеспечивающий передачу информации со скважинного прибора 3 по электромагнитному каналу связи 14 на антенну 15, приемное устройство 16 и далее на персональный компьютер 17, например, типа Pentium. Термоэлектрический автономный источник питания 7 соединен со скважинным прибором 3 проводами 18. В состав скважинного прибора 3 входят датчики измерения параметров, усилитель, преобразователь и передающее устройство.

Применение ТАИП позволит:

1. Создать источник с неограниченным (в пределах срока эксплуатации скважины) ресурсом.
2. Упростить конструкцию источника питания.
3. Повысить КПД источника питания и увеличить ресурс работы аппаратуры контроля.

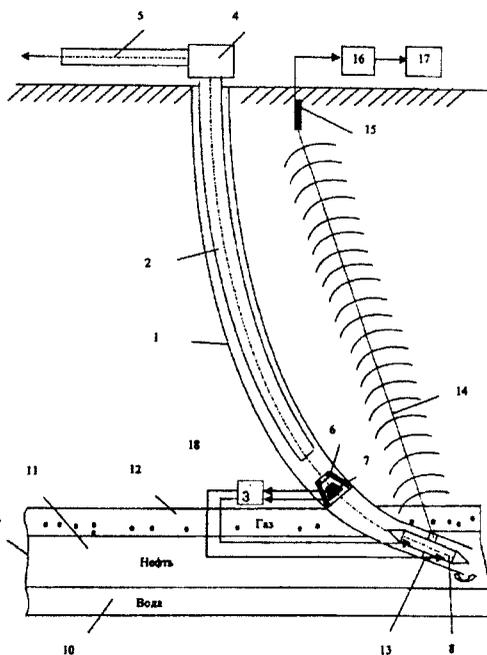


Рис. 8.9. Энергоснабжение ЭТС термоэлектрическим автономным источником питания

8.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СКВАЖИННЫХ СИСТЕМ

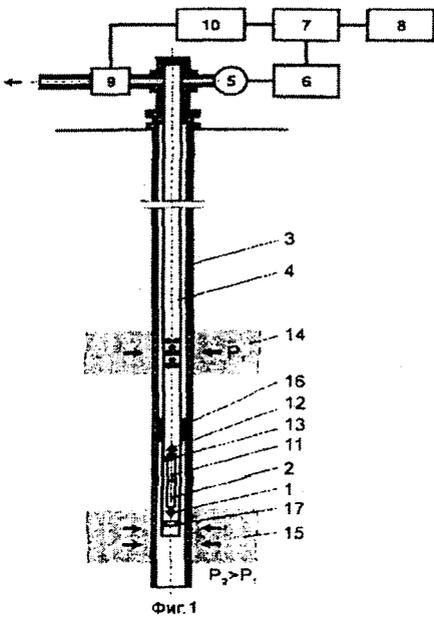


Рис. 8.10. Схема применения регулятора потока в однозабойной скважине на два объекта

приборы способны распознавать предназначенный для них сигнал. Каждый скважинный прибор может быть выполнен с возможностью включения в необходимый режим своей последовательностью импульсов давления, создаваемой блоком управления. Скважинный прибор крепится в скважине посредством фиксатора и оборудован в верхней части устройством для съема, одновременно выполняющее функции разблокировки фиксатора.

Клапан пульсатора 1 входит в состав скважинного прибора 2 и установлен внутри обсадной трубы 3, внутри которой установлены насосно-компрессорные трубы 4 (рис. 8.10). На поверхности обсадной трубы в зоне нефтяных пластов выполнена перфорация. Наземный комплекс забойной телеметрической системы состоит из датчика давления 5, приемного устройства 6, персонального компьютера 7 и принтера 8. На поверхности также расположены управляющий клапан 9, блок управления 10, скважинный прибор 2, содержащий электронный блок 11 и устройство для съема 12 с фиксатором 13. Нефтяные пласты 14 и 15 имеют различные фильтрационно-емкостные свойства и разобщены пакером 16. Клапан пульсатора 1 установлен над диафрагмой 17 с образованием регулируемого кольцевого зазора. Скважинный прибор 2 устанавливается над пластом, параметры которого он контролирует и регулирует.

Возможно применение предложенного изобретения для разработки многопластовых месторождений однозабойными скважинами (рис. 8.10) или многозабойными (рис. 8.11).

Устройство управления (рис. 8.10), регулирующее поток нефти в процессе эксплуатации интеллектуальной скважины включает скважинный прибор и наземный блок управления [161]. Скважинный прибор входит в состав телеметрической системы с гидравлическим каналом связи и содержит клапан пульсатора, установленный над диафрагмой с возможностью изменения проходного сечения. Блок управления выполнен с возможностью включения скважинного прибора либо в режим передачи информации о параметрах пласта и состоянии скважины, либо в режим регулирования потока. В одной скважине следует установить как минимум два скважинных прибора. Блок управления выполняется с возможностью воздействия на скважинные приборы посредством подачи управляющих гидравлических сигналов, причем управляющие гидравлические сигналы, предназначенные для различных скважинных приборов, имеют различную последовательность импульсов, а сами скважинные

При работе в режиме регуляторов потока клапаны пульсаторов 1 в зависимости от давлений в пластах 15 и 16 изменяют проходное сечение кольцевых каналов между клапанами пульсатора 1 и диафрагмами 17, что обеспечивает выравнивание давления и устраняет переток нефти из одного пласта в другой.

Для передачи забойной информации на поверхность при помощи пульта управления 10 и управляющего клапана 9 создают волну давления с определенной последовательностью импульсов в насосно-компрессорной трубе 3 путем перекрытий управляющего клапана 9. Этот сигнал принимается электронным блоком 11 скважинного прибора 2, настроенного на включение именно этой последовательности импульсов. Электронный блок 11 включает соответственно в работу регулятор потока 1 в режим клапана пульсатора. Клапан пульсатора 1, например при помощи шагового двигателя (на рис. 8.10 и 8.11 не показан), совершает колебательные движения и создает пульсации давления нефтепродукта в насосно-компрессорных трубах 4, эти пульсации давления передаются вверх к датчику давления 5. Подключенное к датчику давления 5 приемное устройство 6 преобразует этот сигнал и передает на компьютер 7. Компьютер 7 анализирует сигнал и по стробирующему импульсу определяет, какому конкретно параметру (давлению, температуре и т.д.) соответствует текущая серия импульсов, обрабатывает полученную информацию и выводит на экран монитора компьютера 7 или печатает на принтере 8. В результате геонавигатор получает сведения о забойных параметрах каждого забоя скважины. Потом электронный блок 11 переводится в режим регулировки, при котором с помощью шагового двигателя выставляется необходимый зазор между клапаном регулятором и диафрагмой 17. Электронный блок 11 можно переводить в ждущий режим с минимальным энергопотреблением.

При необходимости технического обслуживания на специальном тросе опускают в скважину ловитель до стыковки с устройством для съема 12, производят расфиксацию фиксатора 13 и поднимают устройство на поверхность. После ремонта или замены источника скважинный прибор 2 устанавливается на место и фиксируется фиксатором 13.

Применение изобретения позволяет:

1. Расширить функциональные возможности клапана пульсатора скважинного прибора телеметрической системы с гидравлическим каналом связи, придав ему функцию регулятора потока нефти при добыче нефти из многопластовых месторождений.

2. Уменьшить стоимость системы за счет совмещения функций двух агрегатов: клапана пульсатора и регулятора потока в одном.

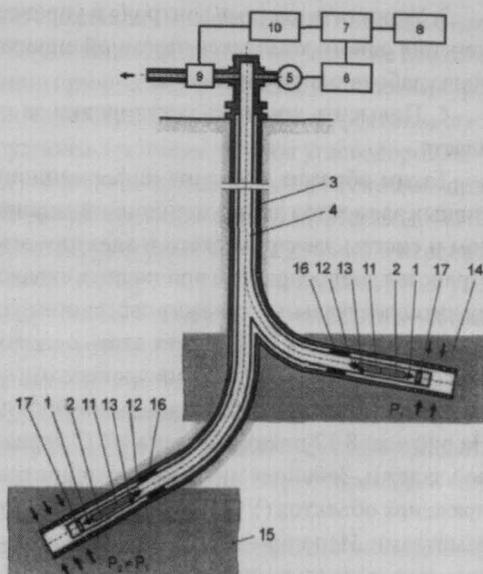


Рис. 8.11. Схема применения регулятора потока в многозабойной скважине на два пласта

3. Упростить систему контроля и управления многозабойной скважины путем применения одного комплекса наземной аппаратуры контроля для обслуживания любого числа забоев одной скважины.

4. Повысить точность регулировки за счет постоянного контроля за состоянием пласта.

Таким образом, создание информационного канала связи при помощи конструктивных элементов эксплуатационной колонны для беспроводной связи с внешним миром и систем электрического и электромагнитного каротажа околоскважинного пространства даёт основание причислить скважину с предложенными свойствами к разряду интеллектуальных скважинных систем управления.

Разработанная ЭТС может стать основой технологии строительства ИСС с комплексом контроля и управления процессами эксплуатации скважин измерением глубинных геофизических и гидродинамических параметров в реальном масштабе времени. На рисунке 8.12 показана схема ИСС управления отбором флюида из водонефтегазовой залежи. Забойная информация принимается и перерабатывается в устройстве сопряжения объектов (УСО) и поступает в устройство управления технологическими параметрами. Исполнительным механизмом управления забойным давлением в продуктивном пласте служит клапанная система. Контроль за продвижением водонефтяных и газонефтяных контактов, фронтом нагнетаемой воды и формой конусов пластовой воды и газа в призабойной зоне скважин позволяет корректировать алгоритм управления, обеспечивая эффективную добычу УВ с максимальным извлечением.

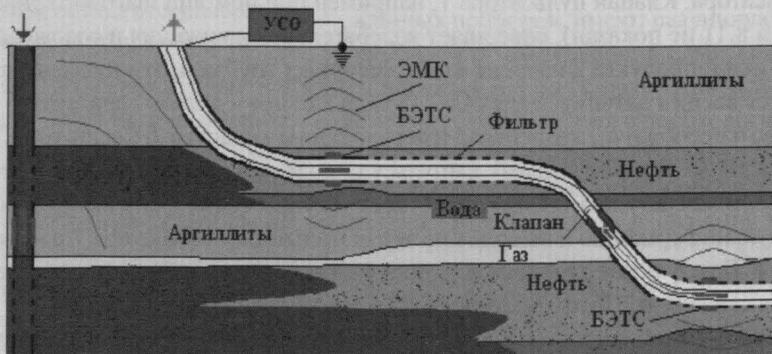


Рис. 8.12. Интеллектуальная скважинная система управления отбором флюида

Многофункциональные системы двухустевых горизонтальных скважин не смогут эффективно функционировать без интеллектуальных скважинных систем [8]. На рисунке 5.1 показано интеллектуальное оснащение двухустевой горизонтальной скважины, обеспечивающее многофункциональную эксплуатацию сложного природно-технического комплекса.

В настоящее время подобные скважины и комплексы отсутствуют, но они нужны практически на каждом нефтяном и газовом месторождении и природном хранилище газа. Потребность в ИСС возрастает по мере роста объемов разработки трудноизвлекаемых запасов УВ. ИСС решат проблему контролируемости и управляемости скважиной в процессе эксплуатации, обеспечат инструментальный контроль за профилями

притока газа при разработке месторождений, сложенных коллекторами с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. ИСС кардинально повлияют на развитие нефтегазовой промышленности, приведут к созданию принципиально новых технологий строительства и эксплуатации объектов отрасли, повысят экономическую эффективность и экологическую надежность разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Общеизвестный мировой лидер нефтегазодобычи компания British Petroleum привлекает около 250 университетов мира для разработки технологий нефтегазодобычи. Ведется постоянный мониторинг достижений структурных подразделений и персонала различных университетов с привлечением экспертов из SPE и выдающихся ученых мира. Месторождения будущего, основанные на дистанционно управляемых (интеллектуальных) скважинных системах, будут соединены с автоматизированной системой поддержки принятия решений. По оценкам ВР эти технологии дают эффект в размере 1 млрд. тонн нефти в год. Через 2 года ВР планирует довести число скважин, охваченных этой технологией, до 50%. Программное обеспечение будут использовать на всей технологической цепочке от скважины до магистрального трубопровода и слива нефти в танкеры.

Оснащение добывающих и нагнетательных скважин бескабельными эксплуатационными телесистемами позволяет в ближайшей перспективе роботизировать процессы разработки месторождений углеводородов (рис. 8.13).

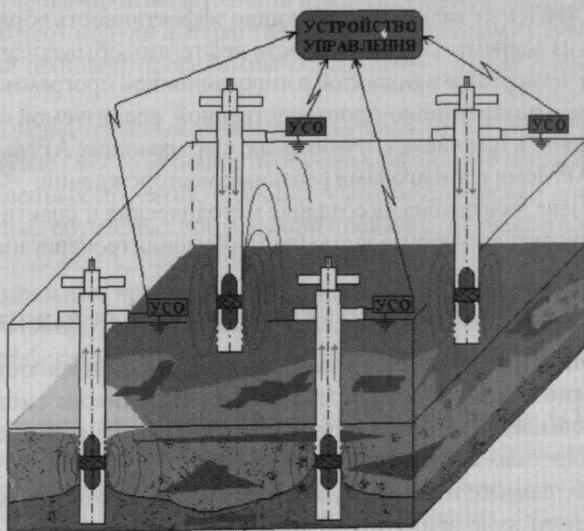


Рис. 8.13. Роботизация процесса разработки месторождения углеводородов

Таким образом, разработанная бескабельной ЭТС является основой технологии сооружения ИС с комплексом контроля и управления процессами эксплуатации скважин в реальном масштабе времени.

ГЛАВА IX

ДИСТАНЦИОННОЕ ИНТЕРАКТИВНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБУЧЕНИЕ ГЕОНАВИГАЦИИ СКВАЖИН

Технологии дистанционного интерактивно-производственного обучения (ДИПО) нефтегазовому делу построены на взаимодействии учащегося с учебной средой на базе реальных производственных процессов на буровых объектах и нефтегазопромыслах. ДИПО осуществляется на информационном поле нефтегазовое предприятие-вуз, экономично повышая образовательный уровень студентов, магистрантов, аспирантов и профессорско-преподавательского состава и существенно снижает расходы на повышение квалификации специалистов нефтегазодобывающих предприятий [223].

Технологии ДИПО, не только повышающие эффективность образования, но и гибко реагирующие на современные потребности нефтегазодобывающей промышленности и науки, стали четвертой компонентой в инновационной программе РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – интерактивно-производственной, реализуемой с помощью информационных каналов, в том числе спутниковых, связывающих АРМы виртуальных месторождений с АРМами и полигонами реальных месторождений.

Настоящая глава направлена на создание методических и практических основ дистанционного интерактивно-производственного обучения геонавигации скважин.

9.1. ОСНОВЫ ДИПО ГЕОНАВИГАЦИИ СКВАЖИН

Научно-техническому прогрессу в нефтегазовой промышленности в общем и в геонавигации скважин в частности требуется более эффективная система инженерного образования и повышения квалификации с адаптацией обучаемых к инженерной деятельности на конкретных промышленных объектах.

Нефтегазовая промышленность нуждается в новом поколении высококвалифицированных геонавигаторов, ориентированных на решение важнейших задач отрасли в переходный период 2010–2020 гг.: разработку труднодоступных и трудноизвлекаемых запасов углеводородов полуострова Ямал, Восточной Сибири и Арктического шельфа, стареющих месторождений Западной Сибири, что в свою очередь требует модернизации высшей нефтегазовой школы, а следовательно, и качественно новых отношений между нефтегазодобывающими предприятиями (НГДП) и Российским государственным университетом нефти и газа имени И.М. Губкина.

В рамках Постановления Правительства РФ № 89 от 14.02.2006 г. «О мерах государственной поддержки образовательных учреждений, внедряющих инновационные образовательные программы» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (далее – Универ-

ситет) победил в конкурсном отборе национальной инновационной программы «Образование» по направлению «Развитие профессиональных компетенций в новой среде обучения – виртуальной среде профессиональной деятельности». В его рамках реализуется дистанционное интерактивно-производственное обучение (ДИПО), предусматривающее интеграционное взаимодействие Университета и нефтегазодобывающих предприятий на основе учебно-научно-производственных полигонов на базе нефтегазопромыслов, буровых объектов и кафедр, повышающих эффективность образования и гибко реагирующих на современные потребности нефтегазовой отрасли и науки [31, 32, 197, 201, 205, 207, 208, 222, 245].

Технологии ДИПО базируются на мультидисциплинарном подходе в образовании, построенном на включении в учебный процесс реальных производственных объектов и специалистов на буровых объектах и промыслах, формирующих учебную среду и выступающих в качестве преподавателей, наставников и консультантов.

Первые шаги по созданию и апробированию инновационной образовательной программы показали, что научно-методические, методико-технологические и организационные основы технологий ДИПО позволяют достичь нового качества инженерного образования на едином научно-учебно-производственном информационном поле вуз-нефтегазовое месторождение, являющемся основой интерактивно-производственного (мультидисциплинарного) подхода в образовании:

1. Впервые в учебно-производственной практике нефтегазового профиля на буровых объектах работают модули интерактивно-производственного обучения, оснащенные компьютерной техникой, программным продуктом, Интернет-технологией и спутниковой связью.

2. Радикально меняется взаимодействие преподавателя и обучаемого: активность преподавателя уступает место активности обучаемого; задачей преподавателя, участвующего в промышленных проектах, становится создание условий для пробуждения и развития инициативы обучаемых при решении производственных и научных вопросов.

3. Новация образования, построенная на взаимодействии обучаемого с учебной средой на основе реальных производственных процессов нефтегазового предприятия, приводит к выработке критического мышления, приобретению навыков, необходимых для дальнейшей эффективной работы над проблемами, возникающими на производстве и в науке.

4. Интеграция учебно-научного потенциала РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина с нефтегазодобывающими предприятиями в рамках технологий ДИПО повышает эффективность образования и обеспечивает гибкое реагирование на современные постоянно меняющиеся потребности производства и науки, переносит период адаптации молодого специалиста из производственной сферы в вузовскую, обеспечивает существенные экономические выгоды во времени и качестве выпускаемой научной и промышленной продукции.

Следовательно, эффективная система инженерного образования обязательно должна включать постоянный контакт обучаемого с производственной деятельностью профильных предприятий на интерактивно-производственном уровне, т.е. отслеживание обучаемым полного объема информации, получаемой с нефтегазового объекта посредством геонавигации, супервайзинга и разработки проектной документации.

В рамках реализации национального инновационного проекта «Образование» по направлению «Развитие профессиональных компетенций в новой среде обучения – вир-

туальной среде профессиональной деятельности» Университету с нефтегазовыми компаниями целесообразно организовать Полигоны дистанционного интерактивно-производственного обучения инженерным профессиям, геонавигации, буровому супервайзингу, супервайзингу разработки, переподготовки инженерного, научного и преподавательского персонала на буровых объектах и газовых промыслах.

9.2. ГОСУДАРСТВЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ КВАЛИФИКАЦИИ «СПЕЦИАЛИСТ ПО ГЕОНАВИГАЦИИ В БУРЕНИИ (ГЕОНАВИГАТОР)»

Дополнительная профессиональная образовательная программа для получения дополнительной квалификации «Специалист по геонавигации в бурении (Геонавигатор)» (далее ДПО) реализуется в соответствии с Государственными требованиями к минимуму содержания и уровню требований к специалистам для присвоения указанной дополнительной квалификации (далее – Государственные требования) и включает кроме Государственных требований примерный учебный план, примерные программы по учебным дисциплинам.

На обучение по ДПО принимаются лица:

- имеющие профильное высшее профессиональное образование по специальности:
130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин»;
130202 «Геофизические методы исследования скважин»;
130304 «Геология нефти и газа»;
130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»;
130602 «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»;
190900 «Информационно-измерительная техника и технологии»;
220200 «Автоматизированные системы обработки информации и управления»

• имеющие непрофильное высшее техническое образование при условии изучения дополнительных разделов по согласованию с УМО НГО.

Дополнительная квалификация «Специалист по геонавигации в бурении (Геонавигатор)» присуждается лицам, успешно освоившим программу ДПО, прошедшим итоговую государственную аттестацию.

Нормативный объем дополнительной профессиональной образовательной программы для получения дополнительной квалификации «Специалист по геонавигации в бурении (Геонавигатор)» при любой форме обучения составляет 1030 часов трудоемкости, в том числе 682 аудиторных часа.

Целью ДПО является подготовка специалистов, обладающих необходимыми профессиональными компетенциями по геонавигации в бурении.

Цель достигается путем:

- изучения технологий управления траекторией ствола при бурении наклонно-направленных, горизонтальных, многозабойных скважин и при реконструкции скважин боковыми стволами;
- формирование практических навыков по геонавигации, конструированию и изготовлению геонавигационного оборудования; совершенствование знаний и умений по геолого-технологическим исследованиям в процессе бурения; геофизическим методам исследований скважин; информационно-измерительным системам; автоматизированным системам управления; геонавигации скважин; геонавигационному оборудова-

нию; геонавигации горизонтальных стволов в нефтегазовых пластах; геонавигации горизонтальных стволов в нефтегазовых пластах; геонавигации скважин при разработке газогидратных залежей; геонавигации освоения труднодоступных и трудноизвлекаемых углеводородов; интеллектуальным скважинным системам разработки месторождений; техническому регулированию, управлению качеством строительства скважин.

Квалификационная характеристика лиц, получивших дополнительную квалификацию «Специалист по геонавигации в бурении (Геонавигатор)» включает в себя квалификационные характеристики должностей, требующих высшего профессионального образования, согласно действующему законодательству РФ и общероссийскому классификатору должностей специалистов.

Сферой профессиональной деятельности специалистов по геонавигации в бурении (геонавигаторов) являются:

- буровые предприятия, нефтегазовые компании и институты, структуры которых осуществляют телеметрическое сопровождение траектории ствола скважин, разработку проектной документации и надзор за качеством строительства наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин;
- специализированные сервисные компании, предоставляющие услуги по телеметрическому сопровождению траектории ствола скважин;
- заводы по производству геонавигационного оборудования, научно-исследовательские институты и КБ, разрабатывающие геонавигационное оборудование.

Лица, желающие освоить дополнительную профессиональную образовательную программу для получения дополнительной квалификации «Специалист по геонавигации в бурении (геонавигатор)» должны иметь высшее профессиональное образование по специальностям и направлениям, подтвержденным документами государственного образца. В случаях, когда количество лиц, желающих получить дополнительную квалификацию, превышает количество мест, обеспечиваемых образовательным учреждением для реализации программы, возможно объявление конкурсного отбора. Условия конкурсного отбора определяются образовательным учреждением в соответствии с решением Ученого совета с учетом степени подготовленности слушателя по основной образовательной программе профессионального образования.

9.2.1. Требования к дополнительной профессиональной образовательной программе

Дополнительная профессиональная образовательная программа для получения дополнительной квалификации «Специалист по геонавигации в бурении (геонавигатор)» включает настоящие Государственные требования, примерный учебный план, примерные программы по учебным дисциплинам. В дополнительной профессиональной образовательной программе для получения дополнительной квалификации «Специалист по геонавигации в бурении (геонавигатор)» предусматриваются следующие компоненты:

- ОПД – общепрофессиональные дисциплины;
- СД – специальные дисциплины;
- СДФ – дисциплины по выбору;
- ИА – итоговая государственная аттестация.

Обязательный минимум содержания дополнительной профессиональной образовательной программы изложен в таблице 9.1.

Индекс	Наименование дисциплин (учебных модулей) и их основные дидактические единицы	Часы трудоемкости
ОПД.00	ОБЩЕПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ ДИСЦИПЛИНЫ – ВСЕГО	392
ОПД.01	<p><i>Новые техника и технологии строительства скважин</i> Конструктивные особенности, основные параметры, краткая характеристика, эксплуатация и техническое обслуживание современных стационарных, передвижных и мобильных буровых установок. Новые конструкции породоразрушающего инструмента и тенденции его развития. Усовершенствованные конструкции наземного и забойного привода породоразрушающего инструмента. Развитие способов выбора оптимального режима бурения (с приводом на поверхности и забойным двигателем). Новые технологии промывки скважин. Современные буровые промывочные жидкости, материалы и реагенты для их приготовления и кондиционирования. Особенности проектирования современных конструкций скважин, крепления их обсадной колонной и тампонирувания. Усовершенствованные способы контроля состояния ствола и крепи скважины. Новые технологии заканчивания скважин. Оценка степени влияния технологии первичного и вторичного вскрытия и способа цементирования на продуктивность скважин. Особенности технологии бурения при равновесии давлений в системе «пласт-скважина». Новые технологии реконструкции скважин. Принципы и технологии создания высокотехнологичных скважин.</p>	32
ОПД.02	<p><i>Проектирование строительства скважин</i> Состав и содержание задания на проектирование строительства скважин. Исходные материалы, выдаваемые заказчиком проектной организации для разработки рабочего проекта. Структура, содержание и порядок разработки основных документов на строительство скважины (рабочего проекта, наряда на производство буровых работ, режимно-технологической карты и план-программы проводки траектории ствола скважины и др.). Процедура и технология их разработки, согласования, утверждения, внесения изменений. Контроль выполнения этих документов. Методология определения продолжительности и стоимости строительства скважин. Сметные расчеты на строительство скважины, включая расчет суточной стоимости операционной ставки. Финансовый мониторинг строительства скважины. Экономическая оценка рабочего проекта на строительство скважины. Системы автоматизированного проектирования строительства скважин. Состав и содержание паспорта рабочего проекта на строительство скважины. Порядок и условия использования объектов интеллектуальной собственности в проектной документации. Порядок и условия авторского надзора проектной организации за реализацией рабочего проекта на строительство скважины.</p>	68

ОПД.03	<p>Геофизические методы исследований скважин Теоретические основы обработки геофизической информации. Технология и методы геофизических измерений. Инклинометрия. Системы и алгоритмы геофизической обработки и интерпретации. Программные комплексы обработки и интерпретации геофизических данных. Интегрированные геоинформационные системы. Аппаратура ГИС. Интерпретация данных геофизических исследований скважин. Геофизические исследования горизонтальных скважин. Экспертные системы в геофизике.</p>	36
ОПД.04	<p>Геолого-технологические исследования в процессе бурения Основные задачи геолого-технологических исследований (ГТИ). Скважина как объект исследования и управления. Станции и аппаратура ГТИ. Измеряемые и вычисляемые параметры. Математические модели процесса бурения. Визуализация информации ГТИ на компьютере геонавигатора. Анализ отклонений регистрируемых параметров. Идентификация и оценка осложнений и предаварийных ситуаций. Использование информации ГТИ при формировании сводок и отчетов по скважине, при проведении аналитических работ. Методы изучения разреза скважины в процессе бурения. Использование ГТИ для повышения информативности комплекса исследования скважин. Использование ГТИ для совершенствования процесса бурения. Оперативные рекомендации. Рекомендации на основе статистической обработки накопленной информации. Оперативное управление. Технология комплексного применения ГТИ и геофизических исследований в скважинах. Телеметрические забойные системы. Автономные забойные системы. Развитие геологических исследований с помощью новых физико-химических методов. Информационно-измерительные системы (ИИС) для ГТИ скважин в процессе бурения. Комплексы средств наземного контроля и управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин. Автоматизированный комплекс для геологических исследований скважин в процессе бурения. Использование материалов ГТИ для решения практических задач бурения.</p>	32
ОПД.05	<p>Информационно-измерительные системы Теоретические основы измерительных и информационных технологий. Измерительные информационные системы. Программное обеспечение измерительных процессов. Аналоговые и цифровые измерительные устройства. Микропроцессорные устройства и ЭВМ в приборостроении. Электротехнические материалы и радиотехнические компоненты. Оптоэлектронные устройства. Информационное обеспечение в разведочной геофизике и в бурении.</p>	36

Индекс	Наименование дисциплин (учебных модулей) и их основные дидактические единицы	Часы трудоемкости
ОПД.06	<p><i>Автоматизированные системы управления</i> Организация ЭВМ и систем. Алгоритмические языки и программирование. Операционные системы. Базы данных. Методы и средства защиты информации. Сети ЭВМ и телекоммуникации. Мультимедиа технологии. Основы теории управления. Компьютерное моделирование и математическое обеспечение нефтегазовых технологий. Экспертные системы для нефтегазовой отрасли.</p>	42
ОПД.07	<p><i>Техническое регулирование</i> Принципы технического регулирования. Законодательство Российской Федерации о техническом регулировании. Сфера применения Федерального закона «О техническом регулировании». Содержание и применение технических регламентов. Порядок разработки, принятия, изменения и отмены технического регламента. Стандартизация. Принципы стандартизации. Национальные стандарты, общероссийские классификаторы технико-экономической и социальной информации. Правила разработки и утверждения национальных стандартов. Стандарты организаций. Подтверждение соответствия. Формы подтверждения соответствия. Обязательная сертификация. Организация обязательной сертификации. Признание результатов подтверждения соответствия. Аккредитация органов по сертификации и испытательных лабораторий (центров).</p>	22
ОПД.08	<p><i>Управление качеством строительства скважин</i> Принципы обеспечения качества и управления качеством в бурении. Качество. Модель качества. Обеспечение качества. Управление качеством и общее руководство качеством. Система качества. Петля и спираль качества. Процесс. Функции управления качеством. Взаимодействие с внешней средой. Политика в области качества. Планирование качества. Организация работ по качеству. Обучение и мотивация персонала. Методы контроля качества. Информация о качестве. Разработка мероприятий. Принятие решений. Реализация мероприятий. Использование международных стандартов ИСО серии 9000 и системы QS-9000 по управлению и обеспечению качества продукции и услуг при строительстве скважин. Создание систем менеджмента качества в бурении и обеспечение их эффективного функционирования. Подтверждение соответствия продукции и сертификация систем менеджмента качества. Правовые вопросы в области качества.</p>	20

ОПД.09	<p>Безопасность процесса строительства скважин</p> <p>Система обеспечения безопасности строительства скважин.</p> <p>Специфика условий труда в бурении. Защита от опасных и вредных производственных факторов. Профилактика производственного травматизма и аварийности.</p> <p>Геозология как наука о составе, структуре, закономерностях функционирования и эволюции естественных (природных) и антропогенно измененных геосистем под влиянием эволюционного развития и техногенеза.</p> <p>Экологические проблемы строительства скважин. Источники и объемы воздействия на окружающую природную среду. Землепользование. Водопользование. Недропользование.</p> <p>Безопасное обращение веществ, используемых и образующихся в процессе строительства скважин. Система замкнутого оборотного водоснабжения буровой. Размещение отходов бурения. Безамбарная система сбора и хранения технологических отходов бурения. Требования природоохранных норм и правил к проектированию строительства скважин. Специфика природоохранных мероприятий при строительстве скважин на сероводородсодержащих месторождениях, в морском бурении и при бурении в зонах распространения многолетнемерзлых пород.</p> <p>Экологическая экспертиза проектов. Экологический паспорт на строительство скважины. Производственный экологический контроль. Экологический мониторинг.</p> <p>Площадка строительства скважины как опасный производственный объект (ОПО). Лицензирование деятельности в области промышленной безопасности. Требования к проектированию, строительству и приемке в эксплуатацию ОПО, техническим устройствам, зданиям и сооружениям. Декларация промышленной безопасности ОПО. Экспертиза промышленной безопасности. Продление срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений.</p> <p>Аварии и инциденты при строительстве скважин: техническое расследование причин, планы ликвидации аварий, требования по готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии.</p> <p>Чрезвычайные ситуации (ЧС) при строительстве скважин: принципы и способы обеспечения безопасности в ЧС, ликвидация их последствий; планирование мероприятий по снижению риска возникновения и сокращению масштабов последствий ЧС.</p> <p>Производственный контроль соблюдения требований промышленной безопасности.</p>	20
--------	---	----

Индекс	Наименование дисциплин (учебных модулей) и их основные дидактические единицы	Часы трудоемкости
ОПД.10	<p>Компьютерные технологии в бурении</p> <p>Знакомство со структурой и тенденциями развития программного обеспечения и компьютерных сетей. Общие понятия технологии программирования, пакеты прикладных программ, компьютерная графика, системы автоматизированного проектирования.</p> <p>Тенденции развития компьютерного моделирования технологических процессов строительства скважин. Зарубежный опыт и инструментальные средства. Пакеты прикладных программ, базы данных, базы знаний и экспертные системы, буровые тренажеры. Основы работы с компьютером и данными. Основные приемы и программное обеспечение для выполнения инженерных расчетов при подготовке оперативных рабочих документов на буровом объекте.</p> <p>Ознакомление с программной средой MathCAD. Основы подготовки в MathCAD рабочих документов. Выполнение линейных математических расчетов.</p> <p>Работа в локальной информационной сети на буровой. Средства передачи и приема данных на буровой. Используемые технические и программные средства.</p> <p>Настройка программного обеспечения и основы передачи информации (структурирование, архивирование). Технические средства связи: Ethernet каналы, спутниковые каналы, связь Globalstar, GSM и CDMA сети. Неполадки связи, способы их устранения и поиск альтернатив.</p> <p>Удаленный мониторинг бурения, его возможности и реализация. Управление бурением скважин, основные технологические показатели строительства скважин. Организация работы руководителя службы геонавигации, планирование работы геонавигатора. Материально-техническое оснащение геонавигатора. Методическое, математическое и технологическое обеспечение геонавигатора для принятия решений при сопровождении траектории ствола скважин.</p> <p>Программное обеспечение геонавигации. Ведение базы геонавигационных данных. Импорт/экспорт исходных данных. Взаимодействие с сервисными компаниями – источниками буровой информации. Анализ процесса бурения. Накопление и использование промышленного опыта в банке данных.</p> <p>Основы документооборота и делопроизводства при строительстве и капитальном ремонте скважины. Подготовка геонавигационных отчетов при строительстве скважин. Классификация видов работ на буровой. Состав вахтовых отчетных документов геонавигатора. Взаимодействие геонавигатора с персоналом на буровой при сопровождении траектории ствола скважины. Формирование итогового геонавигационного отчета по результатам строительства скважины.</p>	54

ОПД.11	<p>Финансово-экономический анализ и управление деятельностью геонавигационного предприятия Финансово-экономический анализ и управление деятельностью геонавигационного предприятия. Основные фонды при проведении геонавигационных работ. Проблемы оптимизации срока использования геонавигационного оборудования. Оборотные фонды и фонды обращения их формирования и управление ими. Производственные запасы и проблемы управления производственными запасами. Формирование издержек производства геонавигационного предприятия. Государственная регламентация видов затрат, включаемых в себестоимость продукции. Управление издержками предприятия. Прибыль и рентабельность при производстве геонавигационных работ. Планирование показателей по труду и заработной плате. Планирование технического перевооружения геонавигационного предприятия. Системы управления геонавигационным предприятием, управление потенциалом геонавигационного предприятия. Совершенствование организации труда при проведении геонавигационных работ. Планирование повышения качества геонавигационных работ при строительстве горизонтальных скважин.</p>	30
СД.00	СПЕЦИАЛЬНЫЕ ДИСЦИПЛИНЫ	344
СД.01	<p>Основы геонавигации при бурении скважин Понятия о геонавтике и геонавигации. Экологические и экономические аспекты геонавигации. Влияние технологий проводки скважин сложной пространственной архитектуры (наклонно-направленных, горизонтальных, многозабойных) на разработку месторождений углеводородов. Проектирование оптимальных профилей с позиции эксплуатационной надежности скважин. Технические характеристики геонавигационных систем. Способ передачи информации по гидравлическому каналу связи. Способ передачи информации по электромагнитному каналу связи. Геонавигация скважин различного назначения. Геонавигация наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Геонавигация с турбороторным способом бурения. Геонавигация скоростного бурения наклонно-направленных скважин. Геонавигация при вскрытии пластов малой мощности. Геонавигация при бурении с морских платформ. Геонавигация при строительстве природных хранилищ газа. Геонавигация бурения под препятствиями.</p>	34
СД.02	<p>Геонавигация скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений Геонавигация горизонтальных стволов в нефтегазовых пластах. Геонавигация скважин в пласте при проектировании разработки месторождений нефти и газа. Контроль выполнения проектных решений при разработке месторождения. Разработка и реализация эффективных алгоритмов поиска рациональных траекторий скважин в продуктивном пласте. Решение оптимизационных задач с помощью генетического алгоритма. Повышение эффективности поиска оптимальной траектории скважины в пласте на основе объединения генетического алгоритма со вспомогательными методами. Структура разработанной методики для поиска оптимальной траектории скважины в пласте.</p>	52

Индекс	Наименование дисциплин (учебных модулей) и их основные дидактические единицы	Часы трудоемкости
	<p>Примеры геонавигации скважин в продуктивных пластах с применением разработанной методики оптимизации. Инструментальные средства для поиска оптимальной геонавигации скважин и контроля выполнения проектных решений на промысле.</p> <p>Информационная система технико-технологического контроля строительства скважин и геонавигации.</p>	
СД.03	<p>Геонавигация скважин при разработке газогидратных залежей</p> <p>Месторождения природных газовых гидратов. Природные газогидраты в пористых средах. Классификация месторождений природных газогидратов. Ресурсы природных газогидратов. Геолого-физические характеристики открытых газогидратных месторождений.</p> <p>Геонавигационные технологии разработки газогидратных залежей. Результаты промысловых экспериментов по добыче газа из газогидратных залежей.</p>	32
СД.04	<p>Геонавигация при разработке труднодоступных залежей и трудноизвлекаемых запасов углеводородов</p> <p>Геонавигация при разработке залежей вязких нефтей и битумов. Геонавигация двухустьевых горизонтальных скважин. Геонавигация замкнутых двухустьевых горизонтальных скважин. Геонавигация при освоении труднодоступных залежей углеводородов шельфа Арктики.</p> <p>Геонавигация скважин с отдаленным забоем. Геонавигация скважин с горизонтальным направлением. Способ передачи забойной информации при сооружении скважин с горизонтальным направлением.</p>	24
СД.05	<p>Геонавигационное оборудование</p> <p>Конструирование компоновок низа бурительной колонны с геонавигационными системами. Исследование допустимой интенсивности искривления ствола скважины. Влияние магнитной массы низа бурительной колонны на точность измерения азимутального угла.</p> <p>Математическое моделирование передачи сигналов по гидравлическому каналу связи. Модель генератора импульсов давления в трубах с буровым раствором. Основные уравнения передачи импульсных сигналов по гидравлическому волноводу. Анализ передачи импульсных и непрерывных сигналов по гидравлическому каналу связи в частотной области. Анализ передачи положительных импульсов давления во временной области. Численный анализ параметров гидравлического волновода как линии связи. Экспериментальные исследования частотных характеристик гидравлического канала связи. Анализ помех в гидравлическом канале связи.</p> <p>Конструирование забойных телеметрических систем с электромагнитным каналом связи. Компоновка скважинного модуля телеметрической системы. Приемная аппаратура. Модуль каротажа сопротивления. Модуль электромагнитного каротажа. Градуировка и тарировка датчиков скважинного прибора. Работа с программным</p>	86

	<p>продуктом в режиме имитации процесса бурения. Лабораторные, стендовые и промысловые испытания телеметрических систем.</p> <p>Мобильные геонавигационные комплексы.</p>	
СД.06	<p><i>Интеллектуальные скважинные системы разработки месторождений</i></p> <p>Основные принципы конструирования интеллектуальных скважин. Эксплуатационные забойные телеметрические системы.</p> <p>Управление сложными объектами (месторождением, пластом, системой скважин или скважиной) со сложной динамикой, априорно недостаточно изученными условиями работы и дрейфом параметров, характеристик и среды функционирования.</p> <p>Результаты разработки залежей нефти и газа интеллектуальными скважинными системами.</p> <p>Основные принципы конструирования интеллектуальных скважинных систем.</p> <p>Эксплуатационные забойные телеметрические системы.</p>	46
СД.07	<p><i>Супервайзинг строительства скважин</i></p> <p>Принципы и методология технологического надзора и контроля при строительстве скважин (бурового супервайзинга).</p> <p>Структура службы супервайзинга в составе нефтегазовой компании и в составе сервисной компании, оказывающей услуги супервайзинга. Обзор современного состояния служб в России и за рубежом.</p> <p>Текущая документация при бурении скважины (суточный рапорт, вахтовый журнал и т.п.) и разработке месторождения. Структура, содержание и правила их заполнения.</p> <p>Роль супервайзера в управлении процессами строительства скважины. Права и обязанности супервайзера. Организация работы супервайзера.</p> <p>Базовая документация для контроля процессов бурения скважин. Отчетная документация супервайзера. Взаимодействие с буровым подрядчиком и субподрядчиками на буровой и на других уровнях управления.</p> <p>Оценка качества строительства скважин. Определение причин отклонений от запланированных процессов.</p> <p>Управление рисками в бурении. Выявление и оценка возможных рисков. Параметры риска. Составление реестра рисков, выделение межфункциональных рисков и определение их владельцев. Вероятность реализации рисков. Принципы планирования и управления рисками. Снижение риска до приемлемого уровня. Распределение ответственности по идентификации, оценке и поддержанию рисков на приемлемом уровне. Причинно-следственная модель потерь. Разработка контрольных процедур.</p> <p>Обоснование и формы представления рекомендаций и требований супервайзера по совершенствованию бурения скважин. Претензионная работа и штрафные санкции к Исполнителям геонавигационных работ.</p>	70

Индекс	Наименование дисциплин (учебных модулей) и их основные дидактические единицы	Часы трудоемкости
СДФ.01	<p><i>Технические средства и специальные разделы геонавигации</i> Забойные телеметрические системы (ЗТС) с электромагнитным и гидравлическим каналами связи. Конструкция и основные принципы работы. Изучение комплектности скважинной аппаратуры ЗТС. Демонстрация составных сборочных частей скважинного забойного модуля. Изучение составных элементов наземной приёмной аппаратуры и их назначение. Порядок подготовки и включение аппаратных средств. Регламентные работы по подготовке к стендовым испытаниям. Получение практических навыков в обращении с основными частями систем ЗТС при проведении профилактических и подготовительных работ по вводу их в эксплуатацию. Градуировка и тарировка датчиков скважинного прибора ЗТС. Испытания забойных телеметрических систем на стендах.</p>	144
СДФ.02	<p><i>Стажировка на заводе по производству геонавигационного оборудования</i> Работы по сборке забойных телеметрических систем. Практическое применение всех полученных навыков монтажа, тарировки и сборки телеметрических систем. Подготовка и проведение стендовых и скважинных испытаний забойных телеметрических систем.</p>	144
СДФ.03	<p><i>Стажировка на буровых объектах в буровых и сервисных компаниях</i> Практика управления траекторией ствола скважины. Сборка забойной телеметрической системы в компоновке низа бурильной колонны. Ведение отчетной документации. Практическое применение всех полученных навыков монтажа, тарировки и сборки телеметрических систем. Взаимодействие с буровой бригадой, геологической и технологической службами Заказчика и субподрядчиков.</p>	144
ВСЕГО ЧАСОВ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО И ПРАКТИЧЕСКОГО ОБУЧЕНИЯ		880
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭКЗАМЕН, ПОДГОТОВКА И ЗАЩИТА АТТЕСТАЦИОННОЙ РАБОТЫ		150
НОРМАТИВНАЯ ТРУДОЕМКОСТЬ ПРОГРАММЫ		1030

9.3. УСЛОВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

В процессе реализации программы образовательное учреждение имеет право:

- изменять объем часов (в пределах 10%), отводимых на освоение учебного материала при сохранении минимального содержания, определяемого данным документом;
- вводить в цикл специальных дисциплин дополнительные элективные курсы, отражающие специфику данного образовательного учреждения и предложения Заказчика по обучению;
- проводить промежуточный контроль после каждого модуля в форме зачетов и тестирования;
- по окончании каждого курса проводить проверку знаний в виде зачетов, контрольных работ и экзаменов.

Профессорско-преподавательский состав должен отвечать современным требованиям: высокая компетенция, наличие ученого звания и степени; наличие авторских учебных курсов, монографий, патентов на изобретения; научно-практический опыт решения реальных задач отечественных и зарубежных нефтегазовых компаний; стажировка в ведущих нефтегазовых компаниях и учебных центрах мира; участие в международных конференциях, симпозиумах и конгрессах.

К учебному процессу привлекаются специалисты нефтяных, газовых, буровых и сервисных компаний, предприятий, производящих геонавигационное оборудование, научные сотрудники научно-исследовательских и проектных институтов.

Материально-техническое обеспечение учебного процесса: аудитории, оборудованные для проведения лекций и семинаров по технологиям дистанционного интерактивно-производственного обучения, лаборатория геонавигации и интеллектуальных скважинных систем, оснащенная забойными телеметрическими системами, станцией управления, стендами для испытаний и тестирования геонавигационного оборудования; компьютерные классы с выходом в Интернет; мультимедийные проекторы. Обязательна подготовка учебно-методических пособий, раздаточного материала, заданий для выполнения практических работ. Учебный процесс должен сопровождаться работой с современными программными средствами, журналами и литературой по специальности на русском и иностранных языках. Образовательное учреждение должно иметь в библиотечном фонде учебную и научную литературу, нормативные документы по профилю обучения.

9.4. ТРЕБОВАНИЯ К УРОВНЮ ПОДГОТОВКИ ГЕОНАВИГАТОРОВ

Уровень подготовки лиц, успешно освоивших дополнительную профессиональную образовательную программу, для получения дополнительной квалификации «Специалист по геонавигации в бурении (геонавигатор)» должен соответствовать следующим требованиям:

1. «Специалист по геонавигации в бурении (геонавигатор)» должен **знать**:

- теоретические и практические основы геонавтики и геонавигации, геонавигационное оборудование, геонавигацию горизонтальных стволов в нефтегазовых пластах, геонавигацию при разработке труднодоступных залежей и трудноизвлекаемых запасов углеводородов (СД.01; СД.02; СД.03; СД.04; СД.05);

- интеллектуальные скважинные системы разработки месторождений (СД.06);
- геофизические методы исследований скважин, геолого-технологические исследования в процессе бурения (ОПД.03; ОПД.04);
- информационно-измерительные системы, автоматизированные системы управления (ОПД.05; ОПД.06);
- основы метрологии и стандартизации, управление качеством строительства скважин, безопасность процесса строительства скважин (ОПД.07; ОПД.08; ОПД.09);
- компьютерные технологии в бурении (ОПД.10);
- новые техника и технологии строительства и реконструкции скважин (ОПД.01);
- проектирование строительства и реконструкции скважин, супервайзинг строительства скважин (ОПД.02; СД.07);
- Финансово-экономический анализ и управление деятельностью геонавигационного предприятия (ОПД.11)

2. «Специалист по геонавигации в бурении (геонавигатор)» должен **уметь**:

- осуществлять управление траекторией ствола скважин сложной пространственной архитектуры (СД.01);
- использовать результаты геофизических исследований скважин и геолого-технологических исследований в процессе бурения (ОПД.03; ОПД.04);
- использовать современные информационно-измерительные системы, автоматизированные системы управления и компьютерные технологии в деятельности, связанной с геонавигацией и геонавигационным оборудованием (СД.02; СД.07; ОПД.03; ОПД.04);
- применять достижения науки и техники, передовой отечественный и зарубежный опыт строительства и реконструкции скважин (ОПД.01).

3. «Специалист по геонавигации в бурении (Геонавигатор)» должен **владеть**:

- проектированием траектории ствола скважины (ОПД.02; СД.01);
- методами интерпретации геофизических данных (ОПД.03; ОПД.04);
- системным видением производственных процессов строительства и реконструкции скважин (ОПД.01; ОПД.02);
- основами конструирования геонавигационного оборудования (СД.02);
- практическими навыками в обращении с основными частями забойных телеметрических систем при проведении профилактических и подготовительных работ по вводу их в эксплуатацию (СД.02 СДФ.01 или СДФ.02, или СДФ.03).

Итоговая государственная аттестация специалиста по геонавигации в бурении (геонавигатора) включает в себя государственный экзамен и защиту выпускной квалификационной (аттестационной) работы. Итоговые аттестационные испытания предназначены для определения его практической и теоретической подготовки к выполнению профессиональных задач, установленных настоящими государственными требованиями.

Порядок проведения и программа государственного экзамена определяется образовательным учреждением. В качестве государственного экзамена, позволяющего выявить теоретическую подготовку к решению профессиональных задач, рекомендуется экзамен по геонавигации в бурении или одной из дисциплин (по выбору образовательного учреждения).

Требования к содержанию, структуре и объему квалификационной работе определяются образовательным учреждением на основе Положения об итоговой государственной аттестации выпускников высших учебных заведений, утвержденного Министерством образования и науки РФ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Геонавигация, как научно-практическое направление освоения недр, решает проблемы управления траекторией ствола скважины во взаимосвязи с исследованием околоскважинного пространства и воздействием на него в процессе бурения. Геонавигация коренным образом меняет взгляды на разработку нефтегазовых месторождений, нетрадиционных источников углеводорода (высоковязкие нефти, битумы, газовые гидраты, газ угленосных толщ), в области градостроения и коммуникационных работ, экологии и даже сельского хозяйства.

За последние 15–20 лет изменилась парадигма разработки нефтегазовых месторождений. Если раньше бурение скважин затрагивало разработчиков только в плане снижения вредного воздействия бурового раствора на коллекторские свойства вскрываемого продуктивного пласта, то сейчас траектория горизонтального ствола в продуктивном пласте стала одним из решающих элементов на этапе моделирования разработки пласта с целью обеспечения запроецированного уровня добычи нефти или газа. И, как результат, потребовались новые методики оптимизации траектории субгоризонтального ствола в продуктивном пласте, в т.ч. основанные на генетическом алгоритме.

Появилась потребность в интеграции системы автоматизированного проектирования (САПР) строительства скважин с экспертной системой принятия оперативных решений при геонавигации скважин сложной пространственной архитектуры с учетом технологических рисков.

Геонавигационные технологии позволяют с оптимизмом смотреть на рентабельность разработки нетрадиционных источников углеводородов: газогидратных залежей, где мировые запасы метана на несколько порядков превышают известные запасы традиционного природного газа, и залежей вязких нефтей и битумов. Так, разработанный в лаборатории геонавигации и интеллектуальных скважинных систем РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина способ механизированной добычи тяжелых нефтей и битумов двухфазными скважинами с замкнутой колонной, обеспечивающей интеллектуальное непрерывное и избирательное воздействие на продуктивный пласт, представляет собой уникальное по простоте инженерное решение сложных проблем повышения эффективности разработки.

Альтернативные всем ранее известным технологии разработки труднодоступных залежей углеводородов скважинами с горизонтальным направлением открывают принципиально новые возможности способов сооружения и эксплуатации скважин с удалением забоя от устья на десятки и сотни км, совмещающая функции, обеспечивающие бурение, капитальный ремонт, методы интенсификации и транспорта углеводородов могут стать решающими при освоении шельфа Арктики – стратегическом направлении научно-технического прогресса в разработке нефтегазовых месторождений первой половины 21 века.

Усложнение конструкции скважин и придание им новых функций требуют их интеллектуального оснащения. Создание и использование в нефтегазодобыче интеллектуальных скважинных систем бесспорно являются прорывными технологиями освоения нефтегазовых ресурсов в новом тысячелетии. Интеллектуальное заканчивание су-

щественно расширило траекторные возможности скважин, позволяя управлять режимами эксплуатации многоствольных систем и горизонтальных стволов значительной протяженности и обеспечивать эффективную добычу углеводородов с максимальным извлечением.

Наступает время, когда протяженность ствола перестает определяться только глубиной скважины. В ближайшие год-два будет побит рекорд самой длинной скважины в мире – Кольской сверхглубокой. Пробурены десятки скважин с расстоянием между устьем и забоем больше 7–11 км. Основные усилия мировой нефтегазовой науки и техники направлены именно на решение проблем отдаления забоя и создание многозабойных скважинных систем сложной пространственной архитектуры, в том числе с интеллектуальным оснащением.

В тоже время развитие геонавигации скважин требует создание системы подготовки и переподготовки специалистов, деятельность которых охватывает широкий круг знаний и умений. В рамках реализации РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина инновационной образовательной программы «Развитие профессиональных компетенций в новой среде обучения – виртуальной среде профессиональной деятельности» создаются научно-методические и практические основы развития новой специальности – геонавигатор. Впервые разработана профессиональная образовательная программа для получения дополнительной квалификации «Специалист по геонавигации в бурении (Геонавигатор)» и настоящее учебное пособие «Геонавигация скважин».

Таким образом, интеллектуализация процессов нефтедобычи, создание новых образцов бурового оборудования и совершенствование геонавигационных технологий дает возможность вести разработку нефтегазовых месторождений скважинами сложной пространственной архитектуры по принципу конструирования скважин ранее неизвестных конфигураций исходя из оптимальных условий нефтегазодобычи.

Российские исследователи вносят ощутимый вклад в развитие геонавигации скважин, что вселяет уверенность в создании новых, более производительных и эффективных техники и технологий строительства скважин сложной пространственной архитектуры.

Наступает новый этап развития науки и практики в нефтегазовой промышленности. Он вызван прогрессом в науке, технике и технологиях как реакция на ухудшающуюся структуру запасов углеводородов, рост доли трудноизвлекаемых и труднодоступных залежей. И траектория ствола скважины выполнит определяющую роль в разработке нефтегазовых месторождений будущего.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абдурахманов М.Г. Автоматическое управление траекторией ствола горизонтальной скважины // Сборник научных трудов БашНИПнефть (Уфа). – 1992, № 86.
2. Агалаков С.Е. Газовые гидраты в туронских отложениях на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1997. – № 3.
3. Агалаков С.Е. О возможной гидратонасыщенности газовой залежи Гыданского месторождения // Информ. сб. ВНИИЭГазпрома. Сер. Передовой производственный и научно-технический опыт. – 1989. – Вып. 5. – С. 14–17.
4. Аксельрод С.М. Высокочастотный метод исследования скважин (индукционный и диэлектрический коротажа). – М.: Госгеолтехиздат, 1962.
5. Алимбеков Р.И., Васильев В.И., Нугаев И.Ф., Агзамов З.В., Шулаков А.С. Компьютеризованные технологии управления наклонно направленным бурением скважин // Нефтяное хозяйство. – 2000, № 12.
6. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982.
7. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Ермолаев А.И. и др. Оптимизация системы разработки горизонтальными скважинами. Новые методы интерпретации газогидродинамических исследований скважин // Научно-технический отчет РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – Москва, 2006. – 220 с.
8. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., и др. Программа расчета расстояний между стволами скважин. // Сб. тез. 3-го международного семинара «Горизонтальные скважины». – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000 – с. 25–26.
9. Басниев К.С., Истомина В.А., Щebetов А.В. От газогидратного месторождения Маллик – к будущему газовой промышленности // Газовая промышленность – 2004. – № 2 – С. 8–9.
10. Басниев К.С., Кульчицкий В.В. Способ разработки месторождений углеводородов. Патент на изобретение № 2211319 от 21. 03. 2002, БИ № 24 от 27.08.2003.
11. Басниев К.С., Кульчицкий В.В., Щebetов А.В. Способ термической разработки месторождений твердых углеводородов. Патент на изобретение № 2231635 от 15.12.2002, БИ № 18 от 27.06.04 г.
12. Басниев К.С., Кульчицкий В.В., Щebetов А.В., Нифантов А.В. Способы разработки газогидратных месторождений // Газовая промышленность. – 2006. – № 7. – С. 22–24.
13. Багишев Д.И. Генетические алгоритмы решения экстремальных задач. – Воронеж. ВГТУ, 1995. – 65 с.
14. Башта Т.М. Гидропривод и гидропневмоавтоматика. – М.: Машиностроение, 1972.
15. Безносиков А.Ф., Маслов В.Н. Влияние воды, льда, гидратов в коллекторе на его проницаемость. – В кн: Тр. ВНИИЭГазпрома, вып. 8, 1975, с. 84–89.
16. Бельшев Г.А., Дворкин В.И. Методико-технологические приемы промыслово-геофизических исследований добывающих горизонтальных скважин // Нефт. хоз-во. – 1996. – № 4. – С. 38–41.
17. Белоруссов В.О., Поваляхин А.С. Цели и задачи бурового супервайзинга // Нефтегазопромысловый инжиниринг. – 2004, № 1.
18. Биардселл М., Верне П., Бушер Х. и др. Рационализация рабочего графа интерпретации // Нефтегазовое обозрение Schlumberger. – 2001, Весна. – с. 34–51.
19. Богатыренко Р.С. Особенности разработки и эксплуатации газогидратных месторождений (на примере Мессояхского месторождения) // Дисс. на соиск. ученой степени к.т.н. – М., 1979. – С. 151.
20. Бондарев Э.А., Бабе Г.Д., Гройсман А.Г., Каниболотский М.А. Механика образования гидратов в газовых потоках. Издательство «Наука», Новосибирск, 1976. – 157 с.
21. Борисов Ю.П., Пилотавский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозаконными скважинами. – М. Недра, 1964.
22. Борк Ж., Тюдор Ф., Тернер Л., Гомерсалл С. и др. Принятие бизнес-решений по разведке и разработке месторождений через комплексное управление интегрированными проектами (IPM) // Нефтегазовое обозрение Schlumberger. – 1998, лето. – с. 16–31.
23. Бронзов А.С., Кривелев Я.В. Методология разработки 2-й очереди САПР Бурения // Труды ВНИИБТ, 1982 – № 54.
24. Бронзов А.С., Королько Е.И., Щепило Ю.Н. Управление технологическими рисками при создании скважин // Бурение и нефть. – 2003, № 9 – С. 40–41.
25. Булавин В.Д., Гамов М.И., Басниев К.С., Кульчицкий В.В. Проблемы и перспективы освоения нетрадиционных видов углеводородов. Нефтяное хозяйство. № 12 – 2003.
26. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. – М.: Химия, 1980. – 296 с.
27. Варламов В.П. Разработка гидротурботахметра. Сб. трудов ВНИИБТ, вып. 3. Госгостехиздат. 1961.
28. Варламов В.П. Телеизмерение забойных параметров бурения. Бюллетень НТИ. ВИМС. 6/34. 1961.
29. Васильев Ю.Н. Газодобывающее предприятие как сложная система. – М.: Недра, 1998. – 343 с.
30. Васильев В.И., Свешников А.В. Радиальный приток газа к скважине, дренирующей газогидратную залежь. Вопросы интенсификации и разработки газовых и газоконденсатнонефтяных месторождений: Межвуз. Сб. науч. Тр. / Уфим. Гос. Нефт. Техн. Ун-т, – Уфа, 1994. – 234 с.

31. Владимиров А.И., Мартынов В.Г., Ангелопуло О.К., Кульчицкий В.В., Шульев Ю.В., Александров И.Е. Интерактивно-производственное обучение в ОАО «Славнефть-Мегнионнефтегаз» // Газовая промышленность. № 7 – 2006.
32. Владимиров А.И., Кульчицкий В.В. Инновационная интеграция образования и газовой промышленности. НТЖ «Газовая промышленность». № 7 – 2007. С. 26–29.
33. Волков Б.П., Галлямов К.К., Кульчицкий В.В. Строительство и эксплуатация горизонтальных скважин на Самотлорском месторождении // Нефт. хоз-во. – 1997. – № 6. – С. 41–42.
34. Вороновский Г.К., Махотило К.В., Петрашев С.Н., Сергеев С.А. Генетические алгоритмы, искусственные нейронные сети и проблемы виртуальной реальности. – Харьков: ОСНОВА, 1997. – 112 г.
35. Вяхирев В.И., Ипполитов В.В., Кульчицкий В.В. и др. Бескабельные технологии строительства горизонтальных скважин // Газовая промышленность. – 1999. – № 5 – С. 78–81.
36. Гилл Ф., Мюррей У., Райт И. Практическая оптимизация. – М.: Мир, 1977 г. – 509 с.
37. Гладков А.В., Закирова Г.Ф. Система оптимизации разработки и добычи для эффективного управления месторождениями. SPE 103580 // Материалы конф. SPE «Мир технологий для уникальных ресурсов». – Москва, 2006.
38. Голов Л.В., Волков С.Н. Современное состояние и перспективы применения горизонтальных скважин в России // Нефт. хоз-во. – 1997. – № 3 – С. 29–31.
39. Голышкин В.Г., Замалеев Т.Х., Рылов Н.И. и др. Строительство экспериментальных наклонно-горизонтальных скважин на отложения природного битума. В сб. Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений / Труды научно-практической конференции 6-й международной специальной выставки «Нефть, газ – 99», Казань, 8–9 сентября 1999 г. – Казань: Экоцентр, 1999. – Т. 2. – С. 175–178.
40. Грачев Ю.В., Варламов В.П. Автоматический контроль в скважинах при бурении и эксплуатации. – М.: Недра, 1968.
41. Грачев Б.А., Юрин Ю.Н. Электрический беспроводный турботахометр ЭБТ-1. ЦНИИТЭнефтегаз, Бурение, № 4, 1964.
42. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. – М.: Недра, 1969.
43. Григашкин Г.А., Варламов С.Е., Кульчицкий В.В. Забойная телеметрическая система. Свидетельство на полезную модель № 15911 от 16.08.2000. БИ № 32 от 20.11.2000.
44. Григашкин Г.А., Стеблев Ю.И., Кульчицкий В.В., Скоробогат Е.Г. Способ электромагнитного каротажа в процессе бурения и устройство для его осуществления. Патент на изобретение № 2199008 от 16.08.2000. БИ № 5 от 20.02.2003.
45. Григашкин Г.А., Кульчицкий В.В., Кшнякин А.М., Карпов М.Ю. Скважинный фильтр. Свидетельство на полезную модель № 16758 от 10.10.2000, БИ № 4 от 10.02.2001
46. Григашкин Г.А., Варламов С.Е., Кульчицкий В.В. Забойная телеметрическая система модульной конструкции. Свидетельство на полезную модель № 16759 от 10.10.2000, БИ № 4 от 10.02.2001.
47. Григашкин Г.А., Кульчицкий В.В., Стеблев Ю.И., Григашкин А.Г. Способ электрического каротажа в процессе бурения и устройство для его осуществления. Патент на изобретение № 2193655 от 01.12.2000. БИ № 33 от 27.11.2002.
48. Григашкин Г.А., Варламов С.Е., Кульчицкий В.В. Телеметрическая система контроля забойных параметров. Патент на изобретение № 2194161 от 01.12.2000. БИ № 34 от 10.12.2002
49. Григашкин Г.А., Варламов С.Е., Кульчицкий В.В. Комплекс для бурения под препятствиями. Свидетельство на полезную модель № 22376 от 27.08.2001, БИ № 9 от 27.03.2002
50. Григашкин Г.А., Варламов С.Е., Кульчицкий В.В. Забойная телеметрическая система. Свидетельство на полезную модель № 21416 от 27.08.2001, БИ № 2 от 20.01.2001.
51. Григашкин Г.А., Кульчицкий В.В., Коновалов А.М., Инчаков А.В. Система управления процессом бурения. Патент на изобретение № 2208153 от 02.10.2001. БИ № 19 от 10.07.2003
52. Григашкин Г.А., Кульчицкий В.В., Коновалов А.М., Инчаков А.В. Система управления процессом бурения. Патент на полезную модель № 25534 от 10.10. 2001. БИ № 28 от 10.10.2002.
53. Григашкин Г.А., Варламов С.Е., Кульчицкий В.В. Буровой комплекс для прокладки коммуникаций. Патент на изобретение № 2215110 от 23.07.2001, БИ № 30 от 27.10.2003.
54. Григашкин Г.А., Варламов С.Е., Кульчицкий В.В. Информационно-технологический геонавигационный комплекс. Патент на изобретение № 2208154 от 08.11.2001. БИ № 19 от 10.07.2003.
55. Григашкин Г.А., Варламов С.Е., Кульчицкий В.В. Автоматизированный навигационный буровой комплекс для прокладки коммуникаций. Патент на изобретение № 2215874 от 20.05.2002, БИ № 31 от 10.11.2003
56. Григашкин Г.А., Варламов С.Е., Кульчицкий В.В. Автоматизированный, навигационный буровой комплекс для бурения под препятствиями. Свидетельство на полезную модель № 25906 от 28.05.2002, БИ № 30 от 27.10.2002.

57. Григашкин Г.А., Кульчицкий В.В. Способ энергоснабжения скважинной аппаратуры при контроле за разработкой нефти или газа и термоэлектрический автономный источник питания. Патент на изобретение № 2236562 от 30.01.2003, БИ № 26 от 20.09.2004.
58. Григашкин Г.А., Кульчицкий В.В. Способ и устройство для контроля забойных параметров в экраннирующих пластах с высокой проводимостью. Патент на изобретение № 2243377 от 19.06.2003, БИ № 36 от 27.12.2004.
59. Григашкин Г.А., Варламов С.Е., Кульчицкий В.В. Скважинный фильтр. Патент на изобретение № 2259472 от 24.11.2003, БИ № 24 от 28.07.2005.
60. Григашкин Г.А., Варламов С.Е., Кульчицкий В.В. Скважинный фильтр. Патент на полезную модель № 38827 от 31.12.2003, БИ № 19 от 10.07.2004.
61. Григашкин Г.А., Кульчицкий В.В. Утяжеленная бурильная труба. Патент на полезную модель № 37759 от 22.01.2004, БИ № 13 от 10.05.2004.
62. Гришин Д.В. Прогноз осложнений при бурении скважин с отдаленным забоем. НТЖ «Нефть, газ и бизнес» 2007 – №10. С. 78–81.
63. Гройсман А.Г. Теплофизические свойства газовых гидратов. – Новосибирск: Наука, 1985. – 94 с.
64. Гусейн-Заде М.А., Макогон Ю.Ф. и др. Теоретические основы и рекомендации к разработке газогидратных залежей. Якутск, изд. Якутского филиала СО АН СССР, 1975. – 32 с.
65. Данилов В.Л., Кац Р.М. Гидродинамические расчеты совместного вытеснения жидкостей в пористой среде. – М.: Недра, 1980.
66. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. – М.: Недра, 1976. – 195 с.
67. Демихов В.И. Средства измерения параметров бурения скважин. – М.: Недра, 1990.
68. Деркач А.С. Научно-методические основы разработки и применения многоцелевых комплексных технологий контроля строительства и эксплуатации нефтегазовых скважин: На примере Оренбургского НКМ: Дис. ... д-ра техн. наук : 05.00.17 М., 2002.
69. Добрынин Н.М., Киеллер Л.Е., Кульчицкий В.В. Интегрированные технологии геолого-геофизического сопровождения строительства скважин / Докл. на Междунар. конф. по ГИС. – М.: РГУ НГ им. И.М. Губкина, 1998. – С. 118.
70. Дубровский Д.А. Создание методик анализа и прогнозирования показателей разработки газогидратных залежей // Дис. На соиск. ученой степени к.т.н., М., 1989. – С. 189.
71. Евченко В.С., Захарченко Н.П., Каган Я.М., Кульчицкий В.В. Разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами (раздел в книге). М.: Недра, 1986. 277 с.
72. Закиров С.Н., Богатыренко Р.С. Балансовые соотношения для газогидратной залежи // Газовая промышленность. – 1979. – № 5.
73. Закиров С.Н., Васильев В.И., Гутников А.И., Коршунова Л.Г., Колбиков С.В. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. – М.: Недра, 1987.
74. Закиров С.Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я., Палатник Б.М., Юфин П.А. Многокомпонентная и многомерная фильтрация. – М.: Недра, 1988.
75. Зюко А.Г., Коробов Ю.Ф. Теория передачи сигналов. – М.: Связь, 1982.
76. Ивашев В.К. Плавский Д.Н., Архипов А.Г. Информационная технология обеспечения проводки горизонтально направленных скважин // Сб. тез. докл. 5-го Международного симпозиума по бурению скважин в осложненных условиях. – С.-Пб: СПбТГИ, 2001.
77. Ивакин Б.П., Карус Е.В. Акустический метод исследования скважин. – М.: Недра, 1979.
78. Измерения и каротаж в процессе бурения нефтегазовых скважин. Системы Navi Trak, Navi Gamma. Multiple Propagation Resistivity, NavigatorTool // Baker Hughes Incorporated Catalog. – 1997. – P. 35.
79. Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. – М.: Недра, 1987.
80. Итенберг С.С. Интерпретация геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1972.
81. Иванов Б.Д., Попов В.В., Хабибулин И.Л. Десорбция газа из газогидратов при изменении равновесных условий. В кн. Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения. – Л.: ВНИГРИ, 1990. – 261 с.
82. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
83. Иткин В.Ю. Расчет пространственной траектории горизонтальной скважины // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2000, № 1–2. – с. 24–26.
84. Иткин В.Ю. Проектирование пространственных траекторий горизонтальных скважин при кустовом бурении / Сб. тез. Докладов 4-ой Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности». – М.: Интерконтакт наука, 2001. – с. 15.
85. Калинин А.Г. Искривление скважин. – М.: Недра, 1974.
86. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. – М.: Недра, 1997.
87. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Справочник. – М.: Недра, 1997. – 647 с.

88. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 650 с.
89. Караганов В.В., Кульпин Л.Г., Мурзин Р.Р., Симонов Ю.А. Шельф России: прогноз добычи углеводородов до 2030 г. и инфраструктура технико-технологического обеспечения. Нефтяное хозяйство. № 6, 2006. с. 76–78.
90. Кинг Р., Смит Г. Антенны в материальных средах. В 2-х книгах. – Кн. 1, Кн. 2. – М.: Мир, 1984.
91. Кнеллер Л.Е., Потапов А.П. Особенности моделирования и возможность определения сопротивления в горизонтальных скважинах по данным электрокаротажа на бурильных трубах. В кн. Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах. Издательство СО РАН, Новосибирск, 1999, с. 36–41.
92. Козлов А.В. Разработка технологии управления траекторией горизонтального ствола при строительстве скважин в акватории Черного моря: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.14 М., 2001.
93. Комм Э.Л., Бронзов А.С., Кульчицкий В.В. и др. ИСТЭН // Информационная система технико-технологического надзора строительства и эксплуатации скважин. Спец. приложение к журналу «Нефть и капитал» № 7 – 2002.
94. Конишев А.И., Кульчицкий В.В., Новгородов В.В. Перспективы разработки горизонта АС₁₂ Приобского месторождения горизонтальными скважинами. Нефтяное хозяйство, № 11, 1995. С. 60–62.
95. Коротгаев Ю.П., Схалыха А.С. Влияние наличия в пористой среде неподвижной водогидратной фазы на фильтрацию газа // ВНИИЭГазпром, Инф. сбор. Разработка и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, 1974, № 11. – с. 19–23.
96. Крайчик М.С., Чельшев С.С., Кудрявцева Е.И. и др. Состояние, методические предпосылки и качественная оценка возможной гидратоносности недр СССР. В кн. Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения. – Л.: ВНИГРИ, 1990. – 261 с.
97. Крейнин Е.В. Нетрадиционная термическая технология добычи трудноизвлекаемого водородного сырья // Газовая промышленность. № 3 – 2005. С. 22–25
98. Куликов Ю.А., Тагиев В.Г. Проектирование систем оперативного управления газодобывающими предприятиями. – М.: ВНИИЭГазпром, 1975.
99. Кульчицкий В.В. Анализ работы буровых бригад и резервы повышения производительности труда. Тезисы доклада Всесоюзной конференции молодых ученых и специалистов по вопросу «Особенности разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в условиях Западной Сибири», г. Томск – М.: Миннефтепром, 1979.
100. Кульчицкий В.В., Гуреев И.Л. Способ бурения с применением двойных винтовых калибраторов КС– 215,9. Тюмень: ЦНТИ, № 157-80, 1980.
101. Кульчицкий В.В., Сагдеев Ш.Х., Анисимов В.А. Компонировка для стабилизации зенитного угла. – Тюмень: ЦНТИ. – 1981. – № 17–81 – С. 1–2.
102. Кульчицкий В.В., Гуреев И.Л. Опыт применения ЭВМ для оптимизации проектного профиля наклонно направленных скважин. Тюмень: ЦНТИ. № 29–81, 1981.
103. Кульчицкий В.В. Центратор низа бурильной колонны со сменной муфтой. Тюмень: ЦНТИ. № 95–82, 1982.
104. Кульчицкий В.В. Технология проводки наклонно направленных скважин в условиях Западной Сибири // Проблемы нефти и газа Тюмени. – Тюмень. – 1983. – № 57. – С. 38–40.
105. Кульчицкий В.В., Прокудин Л.В., Сагдеев Ш.Х. Опыт применения неориентируемой КНБК при бурении наклонно направленных скважин в Мегионском УБР. НТС Сер. «Бурение». М.: ВНИИОЭНГ, № 9, 1983.
106. Кульчицкий В.В. Технология безориентированного корректирования кривизны стволов наклонно направленных скважин. Тезисы докладов Всесоюзной конференции молодых ученых и специалистов Министерства нефтяной промышленности. М., ВНИИОЭНГ, 1983.
107. Кульчицкий В.В. Способ расчета профиля наклонно направленных скважин с большим отклонением. Межвузовский научно-технический сборник. Уфа: УНИ, 1983.
108. Кульчицкий В.В., Сафиуллин М.Н. Способ бурения интервала набора параметров кривизны под кондуктор. Тюмень: ЦНТИ. № 130–84, 1984. С. 1–3.
109. Кульчицкий В.В. Сменный центратор. Тюмень: ЦНТИ. № 36–84, 1984. С. 1–2.
110. Кульчицкий В.В. Проектирование специальных профилей и разработка технологии бурения наклонно направленных скважин применительно к эксплуатации месторождений механизированными способами: Автореф. дис. к.т.н. – Тюмень, 1984.
111. Кульчицкий В.В. Исследование сил сопротивления в наклонно-направленных скважинах // Проблемы нефти и газа Тюмени. – Тюмень. – 1984. – № 62. – С. 26–28.
112. Кульчицкий В.В. Исследование воздействия технико-технологических геологических факторов на изменение зенитного угла // Проблемы нефти и газа Тюмени. – Тюмень. – 1984. – № 64.
113. Кульчицкий В.В., Сафиуллин М.Н., Захарченко Н.П. Опыт бурения наклонно-направленных скважин с малоинтенсивным набором кривизны. Научно-техн. информ. серия «Нефтегазовая геология, геофизика и бурение». ВНИИОЭНГ, М.: вып. 10, 1984.

114. Кульчицкий В.В. Сменный центратор низа бурильной колонны. Тюмень: ЦНТИ. № 204 -85, 1985.
115. Кульчицкий В.В., Оружев А.Р. Сменный центратор с максимальной площадью проходного сечения. – Тюмень: ЦНТИ. – 1985. – № 296–85.
116. Кульчицкий В.В., Родак Е.В. Оценка вероятности вскрытия продуктивного пласта Самотлорского месторождения в проектной точке // НТС «Бурение». – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – № 8.
117. Кульчицкий В.В., Родак Е.В. Межсекционный центратор низа бурильной колонны. – Тюмень: ЦНТИ. № 21–86, 1986.
118. Кульчицкий В.В., Родак Е.В. Повышение качества бурения ствола наклонно направленной скважины большого диаметра на Самотлорском месторождении // Экспресс-информ. Сер. «Бурение». – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – Вып. 6.
119. Кульчицкий В.В., Родак Е.В. Технология бурения наклонно направленного ствола с ограничителем кривизны. – Тюмень: ЦНТИ. № 21–86, 1986.
120. Кульчицкий В.В., Родак Е.В. Бурение наклонно направленного ствола скважины под кондуктор со сменной упругой накладкой.– Тюмень: ЦНТИ. № 33–87, 1987.
121. Кульчицкий В.В., Родак Е.В., Николаев Г.И. и др. Бурение пологой наклонно направленной скважины с применением забойной инклинометрической системы ЗИС-4. – Тюмень: ЦНТИ. – 1987. – № 289–87. – С. 1–3.
122. Кульчицкий В.В., Родак Е.В. Технология бурения наклонно направленного ствола скважины под кондуктор с ограничителем интенсивности кривизны. – Тюмень: ЦНТИ. № 293–87, 1987.
123. Кульчицкий В.В., Родак Е.В. Оценка вероятности вскрытия продуктивного пласта Самотлорского месторождения в проектной точке. Тезисы докладов областной научно-практической конференции «Состояние и перспективы геолого-геофизических и технологических исследований, проводимых в процессе бурения в г. Нижневартовске». Тюмень: Запсибнефтегеофизика, 1987.
124. Кульчицкий В.В., Родак Е.В. Оптимизация технологических процессов наклонно направленного бурения. Тезисы докладов областной научно-технической конференции. Тюмень: Гипротоменнефтегаз, 1987.
125. Кульчицкий В.В., Поташников В.Д., Недовесов Н.В. Турбинные шарнирные компоновки для бурения наклонно направленных скважин в Западной Сибири. Нефтяное хозяйство. № 9, 1988.
126. Кульчицкий В.В. Выбор компонок телесистемы с низом бурильной колонны для бурения горизонтальных скважин // НТИ Сер. «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море». – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – Вып. 11–12.
127. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Забойная телеметрическая система. Патент на изобретение № 2133339 от 19.05.1997. Пат 2133339 РФ, МКП⁶ Е 21 В 47/02. БИ № 20 от 20.07.99.
128. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Компоновка телеметрической системы с низом бурильной колонны. Патент на изобретение № 2130542 от 20.05.97 МКП⁶ Е 21 В 47/02. БИ № 14 от 20.05.99.
129. Кульчицкий В.В. Стратегия развития инжиниринговых услуг на российском рынке разработки нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами. Тезисы докладов 2-го Международного семинара «Горизонтальные скважины». М.: Недра, 1997.
130. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Стратегия внедрения наукоемких технологий на российском рынке при разработке нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами. Доклад на IV научной сессии Поволжского регионального отделения космонавтики им. К.Э. Циолковского «Аэрокосмические технологии для решения комплексных проблем экологии и повышения эффективности работ в нефтегазовой промышленности». СГУ, Самара, декабрь 1997. – С. 47–53.
131. Кульчицкий В.В. Преимущества сервисных предприятий при внедрении наукоемких технологий разработки нефтегазовых месторождений на примере НПО «Горизонт–Сервис». Нефтяное хозяйство. № 1 – 1998.
132. Кульчицкий В.В., Салихов Р.Г. ОАО «ЛУКОЙл-Бурение» осваивает технологию строительства пологих и горизонтальных скважин. М.: Нефть России. № 2, 1998.
133. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Стратегия внедрения наукоемких технологий на российском рынке при разработке нефтегазовых месторождений горизонтальными скважинами. Информационный бюллетень «Энергоснабжение и экология». Самара. № 12 – 1998.
134. Кульчицкий В.В., Вяхирев В.И., Ипполитов В.В. Бескабельные технологии геонавигационного сопровождения строительства горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «Газпром». Ассоциация буровых подрядчиков «Состояние и перспективы отечественного нефтегазового машиностроения», М.: тип. Нефтяник, 1999. – С. 89–96.
135. Кульчицкий В.В., Острягин А.И., Генералова С.В. Социально-экологическая реабилитация территорий хозяйственного освоения и нефтегазодобычи Ямало-Ненецкого автономного округа на основе внедрения новых экологических технологий нефтедобычи. Информационный бюллетень «Энергоснабжение и экология». – Ритм-М.Самара. № 4, 1999.
136. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Усманов А. Технология высокоточного и скоростного строительства наклонно-направленных скважин / НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1999. – № 4–5. – С. 7–12.

137. Кульчицкий В.В., Мнацаканов В.А., Беклемышев А.В. Технология строительства пологих скважин на Уренгойском газоконденсатном месторождении // НТС. Сер. «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – № 5.
138. Кульчицкий В.В. Способ проводки горизонтальной скважины. Патент на изобретение № 2159318 от 08.06.1999. БИ № 32 от 20.11.2000.
139. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Геонавигационные технологии строительства горизонтальных скважин / Инф. бюл. «Энергоснабжение и экология». – Ритм-М, Самара, июль 1999. – С. 20–25.
140. Кульчицкий В.В. Строительство скважин с пологим и горизонтальным окончанием ствола. НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. М.: ВНИИОЭНГ, № 7–8, 1999. – С. 12–15.
141. Кульчицкий В.В. Способ сооружения и способ эксплуатации горизонтальной скважины. Патент на изобретение № 2159317 от 19.07.1999. БИ № 32 от 20.11.2000.
142. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Компьютерные геонавигационные технологии сопровождения строительства горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «Газпром» // Материалы научно-технического совета ОАО «Газпром» «Об использовании компьютерных технологий для повышения эффективности разведки, строительства скважин, моделирования процессами разработки объектов УВС и ПХГ». – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – № 9–11. – С. 82–88.
143. Кульчицкий В.В. Новые возможности повышения экологической безопасности разработки месторождений углеводородов в Западной Сибири. НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. М.: ВНИИОЭНГ, № 9, 1999.
144. Кульчицкий В.В. Производство отечественного геонавигационного оборудования для строительства горизонтальных скважин. Инф. бюл. «Энергоснабжение и экология». – Ритм-М, Самара, № 10, 1999.
145. Кульчицкий В.В. Энергосберегающие технологии разработки месторождений углеводородов горизонтальными и наклонно-направленными скважинами. Инф. бюл. «Энергоснабжение и экология». – Ритм-М, Самара, № 11, 1999.
146. Кульчицкий В.В. Основы геонавигации. Сб. материалов семинара-дискуссии, г. Актюба, 2–3 декабря 1999. Казань, 2000, С. 93–106.
147. Кульчицкий В.В. Геонавигационные технологии проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 2000. – С. 350.
148. Кульчицкий В.В., Калинин А.Г. Геонавигационные работы при бурении наклонных и горизонтальных скважин // 2-я Международная научно-проектная конференция. – М., 2000. – С. 53.
149. Кульчицкий В.В. Теория и практика геонавигационных технологий бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин. Дисс. докт. техн. наук. Москва, МГГА. 2000.
150. Кульчицкий В.В., Калинин А.Г. Бескабельные технологии строительства горизонтальных и пологих скважин. Тезисы докладов научного семинара // М.: МГТУ им. Серго Орджоникидзе, 2000.
151. Кульчицкий В.В., Стрельченко В.В. Современные отечественные технологии геонавигационного сопровождения бурения горизонтальных скважин. Тезисы докладов 3-го Международного семинара «Горизонтальные скважины» // М. РГУ нефти и газа, 2000.
152. Кульчицкий В.В. Автономные комплексы для исследования горизонтальных скважин в процессе бурения и эксплуатации. Тезисы докладов 3-го Международного семинара «Горизонтальные скважины» // М. РГУ нефти и газа, 2000.
153. Кульчицкий В.В. Строительство первых горизонтальных скважин на Самотлорском месторождении // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – М.: ВНИИОЭНГ, 2000. – № 4 – с. 2–5.
154. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Телеметрическая система для контроля глубинных параметров при эксплуатации скважины. Патент на изобретение № 2174694 от 11.09.2000. БИ № 28 от 10.10.2001.
155. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Способ эксплуатации скважины. Патент на изобретение № 2196894 от 11.09.2000. БИ № 2 от 20.01.2003.
156. Кульчицкий В.В. Геонавигационные технологии контроля строительства глубоких горизонтальных скважин. Тезисы докладов 3-го Международного семинара «Горизонтальные скважины» // М. РГУ нефти и газа, 2003.
157. Кульчицкий В.В. Технологии строительства и эксплуатации горизонтальных и направленных скважин в XXI веке. Тезисы докладов 4-го НТС «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» // М. РГУ нефти и газа, 2001
158. Кульчицкий В.В. Проблемы геонавигации и новые технологии добычи углеводородов в XXI веке. Нефть, газ и бизнес. М.: 2001.
159. Кульчицкий В.В., Басниев К.С. Способ сооружения горизонтальной скважины и способы вскрытия и эксплуатации месторождений углеводородов посредством горизонтальной скважины. Патент на изобретение № 2180387 от 10.04.2001. БИ № 7 от 10.03.2002.
160. Кульчицкий В.В., Левинзон И.Л., Острягин А.И. Безопасные и эффективные технологии разработки углеводородов в Пуровском районе. Нефть, газ и бизнес. М.: № 4, 2001.
161. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Варламов С.Е. Регулятор потока при добыче нефти. Патент на изобретение № 2204701 от 06.08.2001. БИ № 14 от 20.05.2003.

162. Кульчицкий В.В. Рабочий проект №1 ГНТ-2002 на строительство горизонтальных дренирующих скважин на территории базы горячего // Труды ОАО «НИИЦ ГНТ». – Москва–Самара: – 2002. – 250 с.
163. Кульчицкий В.В. Скважина как элемент интеллектуальной системы управления разработкой месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. № 2 – 2002. – С. 95–97.
164. Кульчицкий В.В. Интеллектуальные скважинные системы управления разработкой месторождений углеводородов. НТЖ «Интервал». № 3(38) – 2002.
165. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Способ предотвращения техногенных катастроф. Патент на изобретение № 2213220 от 28.03.2002, БИ № 27 от 27.09.2003.
166. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Способ осуществления мелиоративных работ. Патент на изобретение № 2218459 от 22.03.2002, БИ № 34 от 10.12.2003.
167. Кульчицкий В.В. Интеллектуальные скважинные системы управления разработкой месторождений нефти и газа. Спец. приложение к журналу «Нефть и капитал» № 6. – 2002.
168. Кульчицкий В.В. Новое в технологии строительства горизонтальных и наклонных скважин на газодобывающих объектах в XXI веке. Международная конференция. Ямбург, 2002.
169. Кульчицкий В.В. Посвящается 45-летию первой горизонтальной скважины в России! РОСИНГ, 2002.
170. Кульчицкий В.В., Гиля В.И., Леонтьев И.Ю. Геонавигация при разработке газовых залежей сложного геологического строения // Газовая промышленность. № 11–2002.
171. Кульчицкий В.В., Гиля В.И., Леонтьев И.Ю. Прогнозирование показателей разработки газовых залежей сложного геологического строения. 5-я НТК «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» 23–24 января 2003.
172. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Варламов С.Е. Автоматизированный навигационный буровой комплекс для прокладок коммуникаций. НТЖ «Интервал» № 8 (55) 2003.
173. Кульчицкий В.В. Способ разработки вязких нефтей и битумов. Патент на изобретение № 2246001 от 26.05.2003, БИ № 4 от 10.02.2005.
174. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С. Устройство для передачи информации в процессе эксплуатации скважин. Патент на полезную модель № 34965 от 11.08.2003, БИ № 35 от 20.12.2003.
175. Кульчицкий В.В., Басниев К.С. Термодинамический метод разработки газогидратных месторождений. Тезисы конференции «Газовые гидраты в экосистеме Земли». Новосибирск. 27–29 января 2003.
176. Кульчицкий В.В. и др. Технология проводки глубоких горизонтальных скважин на Восточно-Таркосалинском месторождении // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – М.: ВНИИОЭНГ, 2000. – № 3. – С. 2–4.
177. Кульчицкий В.В., Леонтьев И.Ю., Кудрин А.А. Первая горизонтальная скважина. Бурение и нефть. № 10. – 2003.
178. Кульчицкий В.В. Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных скважин // Petroleum Industry Press, Китайский геологический университет, Ухань – 2003. – 196 с.
179. Кульчицкий В.В., Леонтьев И.Ю., Кудрин А.А. Геонавигация при восстановлении скважин боковыми горизонтальными стволами. Бурение и нефть. № 1. – 2004.
180. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Телеметрические системы при морском бурении горизонтальных скважин. Газовая промышленность. № 4. – 2004.
181. Кульчицкий В.В., Ахметшин М.А. Проектирование строительства горизонтальных скважин в Западной Сибири. Бурение и нефть. № 4. – 2004. С. 10–14.
182. Кульчицкий В.В., Щebetов А.В., Кудрин А.А., Королько Е.И., Ларионов А.С. и др. Индивидуальное проектирование горизонтальных скважин с гидродинамическим обоснованием их конструкции // НТЖ «Технологии ТЭК», апрель 2004. с. 36–40.
183. Кульчицкий В.В. Геонавтика – неперемное условие развития нефтегазовых технологий будущего. Сборник тезисов докладов IV Международного семинара «Горизонтальные скважины», 23–24 ноября 2004.
184. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С. Информационный супервайзинг строительства скважин // Сб. тез. докладов IV Международного семинара «Горизонтальные скважины», 23–24 ноября 2004.
185. Кульчицкий В.В. Проектирование скважин с отдаленным забоем в неустойчивых породах. Сборник тезисов докладов IV Международного семинара «Горизонтальные скважины», 23–24 ноября 2004.
186. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Телеметрические системы с электромагнитным каналом связи при морском бурении горизонтальных скважин. Сб. тез. докладов IV Международного семинара «Горизонтальные скважины», 23–24 ноября 2004.
187. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С. Устройство для регулирования процесса коьматации пластов в скважинах. Свидетельство на полезную модель № 42261 от 27.11.2004, БИ № 33 от 27.11.2004.
188. Кульчицкий В.В., Гришин Д.В. Геонавигация скважин с отдаленным забоем в неустойчивых породах. Бурение и нефть. – № 2 – 2005.
189. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Варламов С.Е. Комплекс оборудования для бурения горизонтальных и наклонно направленных нефтяных и газовых скважин // Основной ресурс. № 1. – 2005.
190. Кульчицкий В.В. Способ разработки залежей вязких нефтей и битумов. Каталог VIII Московского Международного Салона промышленной собственности. «Архимед–2005». 15–18 марта 2005.

191. Кульчицкий В.В. Геонавтика – неперенное условие развития нефтегазовых технологий будущего. НТЖ «Технологии нефти и газа». № 5–6, 2005. Академический вестник РАЕН.
192. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Александров В.Л., Гришин Д.В. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 20005612320 «Автоматизированное рабочее место супервайзера по бурению и капитальному ремонту скважин (АРМ Супервайзера)». Реестр программ для ЭВМ за 8 сентября 2005 г.
193. Кульчицкий В.В., Леонтьев И.Ю., Кудрин А.А., Гришин Д.В. Стратегия освоения нефтегазовых месторождений под акваторией Обской и Тазовской губ скважинами с отдаленным забоем. Труды 7-ой Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа. Санкт-Петербург. 13–15 сентября 2005. С. 144–177.
194. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Телеметрические системы с электромагнитным каналом связи при морском бурении горизонтальных скважин. Труды 7-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа. Санкт-Петербург. 13–15 сентября 2005.
195. Кульчицкий В.В., Сазонов А.А., Полосина И.Ю. Финансовый мониторинг строительства горизонтальных скважин в акватории Тазовской губы. Труды 7-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа. Санкт-Петербург. 13–15 сентября 2005.
196. Кульчицкий В.В., Гришин Д.В., Леонтьев И.Ю., Кудрин А.А. Освоение нефтегазовых месторождений Обской и Тазовской губ // Газовая промышленность. № 8–2005. с. 70–72.
197. Кульчицкий В.В. Новая форма инженерного образования – интерактивно-производственное обучение. Нефть и капитал «Технологии ТЭК». № 2–2006.
198. Кульчицкий В.В., Кудрин А.А., Леонтьев И.Ю., Гришин Д.В. Способ бурения горизонтальных скважин с отдаленным забоем. Каталог IX Московского Международного Салона промышленной собственности «Архимед-2006». 27–31 марта 2006.
199. Кульчицкий В.В., Гришин Д.В. Скважины с горизонтальным направлением, способ их сооружения в условиях Арктического шельфа. Доклад на НТЖ, посвященной 50-летию НТЖ «Газовая промышленность». Москва. 25.06.06.
200. Кульчицкий В.В., Леонтьев И.Ю., Кудрин А.А., Гришин Д.В. Способ бурения горизонтальных скважин с отдаленным забоем. Патент на изобретение № 2278939 от 29.11.2004. БИ № 18 от 27.06.2006.
201. Кульчицкий В.В. Метод интерактивно-производственного обучения инженерным профессиям. Труды Петровской Академии науки и искусств. Межкультурная коммуникация и образование XXI века. Материалы проблемной группы 30 января 2006 г. Санкт-Петербург. «Сударыня» 2006 г., с. 252–257.
202. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А. Бурение горизонтальных скважин на море с телеметрической системой с электромагнитным каналом связи. НТЖ «Технологии ТЭК». № 6–2006.
203. Кульчицкий В.В. Альтернативные технологии разведки и разработки нефтегазовых месторождений арктического шельфа скважинами с горизонтальным направлением. Труды Международной научно-технической конференции «Нефть, газ Арктики». Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 27–29 июня 2006 г., с. 170.
204. Кульчицкий В.В., Сазонов А.А., Владимиров В.В., Харламов В.В. Быть ближе к скважине. Нефть России. № 7–2006.
205. Кульчицкий В.В. Инновации научно-исследовательского и проектного центра газонефтяных технологий в инженерное образование. Нефть, газ и бизнес. № 7. – 2006.
206. Кульчицкий В.В. Траектория скважины определяет будущее разработки нефтегазовых месторождений. НТЖ «Технологии ТЭК». № 7. – 2006.
207. Кульчицкий В.В. Новации в формировании молодого профессорско-преподавательского состава университета. Нефть, газ и бизнес. № 10. – 2006. с. 7–12.
208. Кульчицкий В.В. Новации молодых преподавателей. Вузевский вестник. Российская информационно-аналитическая газета ректоров, проректоров, преподавателей, аспирантов, студентов, абитуриентов. № 16. – 2006.
209. Кульчицкий В.В., Гришин Д.В. Технологии строительства скважин с горизонтальным направлением на Арктическом шельфе. Труды Международной научно-технической конференции «ГЕОПЕТРОЛЬ-2006» гг. Закопане-Краков. 2006. 613–618 с.
210. Кульчицкий В.В. Истоки технологий бурения пологих и горизонтальных скважин в Западной Сибири. НТЖ «Бурение и нефть» № 11. – 2006.
211. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Гришин Д.В., Александров В.Л. Техничко-технологический надзор строительства нефтегазовых скважин. Учебное пособие // М. 2007, ГУП издательства «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. С. 150.
212. Кульчицкий В.В. Способ сооружения скважин с отдаленным забоем. Патент на изобретение № 2295024 от 20.03.2006. БИ № 7 от 10.03.2007.

213. Кульчицкий В.В., Шебетов А.В., Ермолаев А.И. Способ термической разработки месторождений газовых гидратов. Патент на изобретение № 2306410 от 22.12.2005. БИ № 26 от 20.09.2006.
214. Кульчицкий В.В. Прорывные технологии освоения арктического шельфа. НТЖ «Инженер-нефтяник». № 2. – 2007. С. 12–16.
215. Кульчицкий В.В., Гришин Д.В. Теоретические основы конструирования архимедовой колонны для скважин с горизонтальным направлением // 7-я НТК «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России»: Тез. докл. конф. М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007.
216. Кульчицкий В.В., Мецераков С.В., Круглова А.В. Супервайзинг строительства как эффективная форма мониторинга техногенных воздействий на природную среду // 7-я НТК «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России»: тез. докл. конф. М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007.
217. Кульчицкий В.В., Шебетов А.В., Ермолаев А.И. Способ термической разработки месторождений газовых гидратов. Каталог X Московского Международного Салона промышленной собственности. «Архимед-2007». 27–30 марта 2007.
218. Кульчицкий В.В., Гришин Д.В. Новый подход к проектированию скважин с горизонтальным направлением. НТЖ «Технологии ТЭК». № 4–2007. С. 84–87.
219. Кульчицкий В.В. В аду безразличия. НТЖ «Бурение & нефть». № 7–8. – 2007.
220. Кульчицкий В.В., Гришин Д.В. Способ строительства скважин с отдаленным забоем. Патент на изобретение № 2320843 БИ № 9 от 27.03.08.
221. Кульчицкий В.В., Гришин Д.В. Альтернативные технологии разработки нефтегазовых месторождений арктического шельфа. Труды 8-й Международной конференции по освоению ресурсов нефти и газа российской Арктики и континентального шельфа. Санкт-Петербург. 11–13 сентября 2007.
222. Кульчицкий В.В. Инновационные технологии дистанционного интерактивно-производственно-го обучения специалистов. Нефть, газ и бизнес. № 12. – 2007. с. 32–36.
223. Кульчицкий В.В. Дистанционное интерактивно-производственное обучение нефтегазовому делу. Методическое пособие. М.:– Недра. 2007. 210 с.
224. Кульчицкий В.В., Гришин Д.В. Радикальные технические решения разработки месторождений углеводородов Арктического шельфа. РАЕН. Вестник XXI. Горно-металлургическая секция (разведка, добыча, переработка). М. – Интернет инжиниринг. 2007. С. 204–213.
225. Ларионов А.С. Современные методы оптимизации размещения и поиска рациональных траекторий горизонтальных скважин в продуктивном пласте // Технологии ТЭК. – Москва, 2006. – декабрь.
226. Ларионов А.С. Методы дистанционного управления скважинными системами при разработке месторождений нефти и газа / Сб. тез. докл. IV международного семинара «Горизонтальные скважины». – М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2004.
227. Ларионов А.С. Разработка методики и прикладных средств для оптимизации и контроля размещения скважин в нефтегазовых пластах: Дис... канд. техн. наук. – Москва, 2006.
228. Ларионов А.С., Кульчицкий В.В., Александров В.Л., Нифантов А.В., Иткин В.Ю. Интеллектуальная система поддержки принятия решений при проектировании разработки месторождений нефти и газа. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2007610885 от 22.02.2007.
229. Левицкий А.З. К расчету и построению профиля направляющего участка горизонтальной скважины для вхождения в круг допуска по заданной траектории // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2000. № 6–7.
230. Левицкий А.З., Командровский В.Г., Тенишев В.М. Компьютерные и информационные технологии в решении задачи оперативного управления бурением.– М. – 2000.
231. Левицкий А.З., Тенишев В.М. Расчет пространственного профиля направляющего участка горизонтальной скважины для вскрытия продуктивного пласта по заданной траектории // Сб. тез. докл. III международного семинара «Горизонтальные скважины». – М.:РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000.
232. Леонтьев И.Ю., Кудрин А.А., Кульчицкий В.В., Сякаев И.Г. Первая горизонтальная скважина // Бурение и нефть. – 2003. – № 10. с. 36–38.
233. Лесков Л.В. Космическое будущее человечества. Приложение 3-96(5) к вестнику «Аномалия». М.: ИТАР ТАСС-Ассоциация «Экология неопознанного». 1996. – 160 с.
234. Ли Линь. Разработка методики проектирования профилей горизонтальных скважин и выбор КНБК для их реализации: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. М.: 1995.
235. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. – М.: Нефть и газ, 1997. – 688 с.
236. Лукьянов Э.Е. Состояние и перспектива развития геофизических исследований в горизонтальных скважинах. Часть II. Тверь. 1997.
237. Мазуренко Л.Л., Соловьев В.А., Матвеева Т.В. Газовые гидраты Мирового океана // Спец. выпуск журнала «Газовая промышленность» по проблемам газовых гидратов. – 2006. – С. 2–6.

238. Ю.Ф. Макогон, Ф.А. Требин, А.А. Трофимук, Н.В. Черский, В.Г. Васильев. Диплом на открытие «Экспериментально установлено ранее неизвестное свойство природных газов образовывать в земной коре при определенных термодинамических условиях (температура до 295К, давление до 250 атм) залежи в твердом газогидратном состоянии». Зарегистрировано в Государственном реестре открытий СССР № 75 с приоритетом от 25 июля 1961 г.

239. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. – М.: «Недра», 1974. – 208 с.

240. Макогон Ю.Ф. Особенности эксплуатации месторождений природных газов в зоне вечной мерзлоты. – М.: ЦНТИ Мингазпрома, 1966.

241. Макогон Ю.Ф. Природные газогидраты: открытие и перспективы // Газовая промышленность. – 2001. – № 5. – С. 10–16.

242. Макогон Ю.Ф. Разработка газогидратной залежи // Газовая промышленность. – 1984. – № 8. – С. 34–38.

243. Макогон Ю.Ф. Эффект самоконсервации газогидратов // Доклады АН. 2003, Т. 390. – № 1. – С. 1–5.

244. Макогон Ю.Ф., Саяхов Ф.Л., Хабибуллин И.Л., Халиков Г.А. Физические принципы и модели разложения гидратов природного газа: Обз. инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений – М.: ВНИИЭгазпром, 1988. – Вып. 3. – 32 с.

245. Мартынов В.Г., Шейнбаум В.С., Кульчицкий В.В. Новая специализация – буровой супервайзер. // Нефть, газ и бизнес. № 10–2007, С. 3–10.

246. Мельников В.П., Нестеров А.Н., Решетников А.М. Диссоциация газовых гидратов при атмосферном давлении // Спец. выпуск журнала «Газовая промышленность» по проблемам газовых гидратов. – 2006. – С. 55–61.

247. Минаев В.И. Машины для строительства магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1985, с. 269–272.

248. Мину М. Математическое программирование. Теория и алгоритмы. – М.: Наука. 1990. – 488 с.

249. Молчанов А.А. Измерение геофизических и технологических параметров в процессе бурения скважин. – М.: Недра, 1983.

250. Муслимов Р.Х., Голышкин В.Г., Янгуразова З.А. и др. Опыт строительства скважин с горизонтальным стволом на отложениях природных битумов // Интервал. – 2002. – № 2. – С. 81–84.

251. Несов Р.Г. Генетические алгоритмы. – Владивосток: ДГУ, 1999.

252. Никоенко И.С. Создание систем автоматизированного управления в добыче газа. – М.: Недра, 2001. – 191 с.

253. Нифантов А.В. Создание методики математического моделирования разработки газогидратных месторождений термическими методами: Автореф. дис. канд. техн. наук. – М., 2006. – 23 с.

254. Нифантов А.В. GWsim 1.0 – Программа моделирования двухфазной двухкомпонентной многомерной фильтрации флюидов в пористой среде. Руководство пользователя.– М., 2005. – 350 с.

255. Острягин А.И., Рекин А.С., Кульчицкий В.В. Технология проводки глубоких горизонтальных скважин на Восточно-Таркосалинском месторождении // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – М.: ВНИИОЭНГ, № 3 – 2000. С. 2–4.

256. Пакин Н.Б., Сенилов М.А., Тенев В.А. Интеллектуальные модели на основе гибридного генетического алгоритма с градиентным обучением лидера // Искусственный интеллект. Донецк: Наука і освіта. 2004 – № 4. с. 159–168.

257. Поташников В.Д., Кульчицкий В.В., Недовесов Н.В., Родак Е.В. Забойная компоновка для бурения наклонно-направленных скважин А. с. 1599514 РФ, МКИ Е 21 В 7/08. БИ № 38.

258. Программа для ЭВМ «Проектирование строительства скважин». – Гомель.: изд. ОАО «Модем», 2005. – 23 с.

259. Родзин С.И. Формы реализации и границы применения эволюционных алгоритмов // Перспективные информационные технологии и интеллектуальные системы. – 2002. № 1. с. 36–41.

260. Рюкас С., Шульженко Г. Современные технические средства оперативной корректировки траектории горизонтальной скважины с учетом фактических геологических условий // НТЖ Геология и геофизика разработки нефтяных месторождений.– М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 4. – С. 15–20.

261. Саяхов Ф.Л., Насыров Н.М., Фатыхов М.А. Физико-технические особенности разрушения газогидрата в скважине высокочастотным электромагнитным воздействием. Вопросы интенсификации и разработки газовых и газоконденсатнонефтяных месторождений: Межвуз. Сб. науч. Тр. / Уфим. Гос. Нефт. Техн. Ун-т, – Уфа, 1994. – 234 с.

262. Саяхов Ф.Л., Фатыхов М.А., Хабибуллин И.Л. Исследование динамики разложения газогидрата при электромагнитном воздействии. В кн. Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения.– Л.: ВНИГРИ, 1990. – 261с.

263. Сервисный каталог по коротажным работам (Wireline services Catalog) //Schlumberger. – 1995. – P. 111.

264. Соловьев В.А. Газогидратоносность недр Мирового Океана // Газовая промышленность. – 2001. – № 12.
265. Стеблев Ю.И., Скоробогатов Е.Г., Лучин Д.В. Электроемкостная компьютерная диагностика многофазных потоков в нефтепроводе // в кн. Научно-исследовательские разработки и высокие технологии двойного применения. – Самара, 1995. – С. 63–65.
266. Сушон Л.Я. Мельнищев З.П. и др. Система автоматизации проектирования строительства скважин на нефтяных месторождениях в Западной Сибири: сб. трудов СибНИИИП. – Тюмень, 1984.
267. Сушон Л.Я., Шешукова Г.Н. Пути совершенствования методики проектирования размещения устьев скважин, бурящихся с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири: Сборник научных трудов / Совершенствование технологии строительства скважин в Западной Сибири. – Тюмень, 1984.
268. Сыртланов В.Р., Шагапов В.Ш. Диссоциация гидратов в пористой среде при депрессионном воздействии // Прикладная механика и техническая физика. – 1995. – Т. 36, № 4. – С. 120–130.
269. Тахтаудинов Ш.Ф., Студенский М.Н., Ахмадишин Ф. Ф. Проблемы горизонтального бурения на залежи битумов. // Нефтяное хозяйство. № 07-2007. С. 30–33.
270. Тененев В.А., Паклин Н.Б. Оптимальное управление распределением средств товаропроизводителей // Труды VIII Междунар. НТК «Системный анализ в проектировании и управлении: Ч. 1. – СПб: Изво СПбГПУ, 2004.
271. Федосеев С.М., Ларионов В.Р. Исследование гидратообразования в пористой среде // Спец. выпуск журнала «Газовая промышленность» по проблемам газовых гидратов. – 2006. – С. 28–29.
272. Хабибуллин И.Т., Галикеев И.А. Проектирование профилей скважин пространственного типа / Сборник научн. трудов БашНИПИнефть. – Уфа: 1992, № 86.
273. Хачатуров В.Р. Программное обеспечение системного проектирования экологически безопасного освоения нефтегазовых регионов (модуль TORNADO): труды ВЦ РАН. – М. 1997.
274. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование. М.: Мир, 1975. – 534 с.
275. Хисамов Р.С., Абдулмизитов Р.Г., Ибатуллина С.И. Этапы освоения залежей битума в Татарии // Нефтяное хозяйство. № 7. 2007. – С. 43–45.
276. Черняк Г.Я. Диэлектрические методы исследования влажных грунтов. – М.: Недра, 1964.
277. Черняк Г.Я. Электромагнитные методы в гидрогеологии и инженерной геологии. – М.: Недра, 1987.
278. Чупров В.П. Из опыта проводки горизонтальных скважин и боковых стволов телесистемами с беспроводным электромагнитным каналом связи. // Докл. на Междунар. конф. по ГИС. – М.: РГУНГ им. И.М. Губкина, 1998. – С. 2–4.
279. Чувилин Е.М., Перлова Е.В., Дубиняк Д.В. Материалы Второй конференции геокриологов России. – М., 2001. – Т.1. – ч. 4. – С. 169–173.
280. Щebetов А.В., Басниев К.С. Исследование термогидродинамических процессов разработки газогидратных месторождений: Тез. докл. Международная научно-техническая конференция «Наука и образование – 2006». – Мурманск, МГТУ, 2006. – С. 926–927.
281. Щebetов А.В. Месторождения газовых гидратов: ресурсы и возможные методы разработки // Технологии ТЭК. –2006. – № 4. – С. 12–16.
282. Щebetов А.В. Создание методов прогнозирования эффективности технологий разработки газогидратных залежей. Дисс... канд. техн. наук.– Москва, 2007.
283. Щebetов А.В. Авторизированный перевод книги Эрлагер Р.-мл. Гидродинамические методы исследования скважин. – М.– Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2006. – 512 с.
284. Щebetов А.В. Использование энергии газогидратных залежей: Тез. докл. 5-ой конференции молодых ученых газовой промышленности. – М.: РГУНГ им. И.М. Губкина, 2003. – С.18.
285. Щebetов А.В. Шельфовые залежи природных газовых гидратов: Тез. докл. Международная НТК «Наука и образование». Мурманск: МГТУ, 2004 г. – С. 125–126.
286. Щebetов А.В. Модельная задача дренирования скважиной газогидратной залежи: Тез. докл. Молодежная наука – нефтегазовому комплексу. – М.: РГУНГ им. И.М. Губкина, 2004. – С. 46.
287. Щebetов А.В. Исследование термогидродинамических процессов разработки газогидратных месторождений: Тез. докл. 6-ой конференции молодых ученых газовой промышленности. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – С. 4.
288. Ahn T., Lee J., Huh D-G., Kang J.M. Experimental Study on Two-Phase Flow in Artificial Hydrate-Bearing Sediments. Abstracts of International Symposium on Gas Hydrate Technology. At Center, Seoul, Korea, November 10–11, 2005.
289. Alkaya B. Drift-flux models for multiphase flow in wells. Master of science the-sis. Stanford University. – 2002. –144.
290. Alsen J., Charlez P., Harkness R., Last N., McLean M. and Plumb R. An Integrated Approach to Evaluating and Managing Wellbore Instability in the Cusiana Field Colombia, S. America. Paper SPE 30464. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas, 1995.

291. Badru O. Well-placement optimization using the quality map approach. A report in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science. – Stanford University, 2003.
292. Bily C. and J.W.L. Dick. Natural occurring gas hydrates in the Mackenzie Delta, Northwest Territories: Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 22, no. 3, 1974, p. 340–352.
293. Bittencourt A.C., Horne R.N. Reservoir development and design optimization. SPE 38895. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, 1997.
294. Burshears T.J. A Multi-Phase, Multi-Dimensional, Variable Composition Simulation of Gas Reservoir in Contact with Hydrates, paper 15246 presented at the 1986 Unconventional Gas Technology Symposium, Louisville, May 18–21.
295. Chambers L.D. (Ed.) Practical Handbook of Genetic Algorithms. – CRC Press, Boca Raton FL, 1995. vol. 1–2.
296. Chuang Ji, Goodarzi Ahmadi and Duane H. Smith. Natural gas production from hydrate decomposition by depressurization. Chemical Engineering Science. 2001 October, Vol. 56, No 20. P. 5801–5814.
297. Collet T.S. Energy resource potential of natural gas hydrates. AAPG Bull., November 2002, vol. 86, No 11. P. 1971–1992.
298. Collet T.S. Natural gas hydrates of the Prudhoe Bay and Kuparuk River area, North Slope, Alaska: American Association of Petroleum Geologist Bull., Vol. 77, No 5, May 1993, p. 793–812.
299. Collett T.S. Geologic comparison of the Prudhoe Bay – Kuparuk River (U.S.A.) and Messoyakha (U.S.S.R.) gas hydrate accumulations. SPE 24469.
300. Collett T.S. Interrelations Between In-Situ Gas Hydrates and Heavy Oil Occurrences on the North Slope of Alaska. Paper SPE 13594 presented at the 1985 SPE California Regional Meeting, Bakersfield, March 27–29.
301. Collett T.S. Energy resource potential of natural gas hydrates: AAPG Bull., Vol. 86, No. 11, 2002, pp. 1971–1992.
302. Compass. – Landmark Graphics Corp. (Halliburton Inc.) Program Manual, 2000.
303. da Cruz P.S., Horne R.N. and Deutsch C.V. The Quality Map: A Tool for Reservoir Uncertainty Quantification and Decision Making. Paper SPE 56578. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, 1999.
304. Dallimore S., Collett T., Uchida T. Scientific Results from JAPEX/JNOC/GSC Mallik 2L-38 Gas Hydrate research Well, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Geological Survey of Canada, Bulletin 544, 1999, p. 403.
305. Dallimore S., Collett T., Uchida T., et al. Overview of the 2002 Mallik Gas Hydrate Production Research Well Program. Proceedings of the Forth International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, May 19–23, 2002. P. 36–39.
306. Deutsch C.V. and Journel A.G. GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide. – Oxford University Press, New York, 1992, 340 p.
307. Davis T.E., Principe J.C. A simulated annealing like convergence theory for the simple genetic algorithm // Belew R.K., Booker L.B. (eds.): Proceedings of the Fourth International Conference on Genetic Algorithms. Morgan Kaufmann, 1991.
308. De Jong K.A. Introduction to the second special issue on genetic algorithms. Machine Learning, 5(4). – p. 351–353.
309. DecisionSpace DMS. – Landmark Graphics Inc. 2006.
310. Drill D.B. – Schlumberger GeoGuest. Program Manual, 1999.
311. Drilling Office. – Schlumberger GeoGuest, Program Manual, 1998.
312. Eclipse 100. – Schlumberger GeoGuest, Program Manual, 1996.
313. Englezos P. Clathrate hydrates // Ind. Eng. Chem. Res., 1993. V. 32. P. 1251–1274.
314. Ermolaev A., Larionov A., Nifantov A. Efficient Well Spacing Algorithms // Proceedings of the EAGE Conference ECMOR X. – Amsterdam, 2006.
315. Godbole S.P., Kamath V.A. Natural Gas Hydrates in the Alaskan Arctic. SPE Formation Evaluation, 1988 March, Vol. 3, No.1. P. 263–266.
316. Goldberg D.E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. – Addison-Wesley, Reading MA, 1989.
317. Guyaguler B. Optimization of well placement and assessment of uncertainty. A dissertation for the degree of doctor of philosophy. – Stanford University. 2002. – 137 p.
318. Guyaguler B., Horne R. N. Uncertainty assessment of well placement optimization. SPE 71625. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 2001.
319. Hideaki Takahashi, Tetsuo Yonezawa and Ed Fercho. Operation Overview of the 2002 Mallik gas Hydrate Production Research Well program at the Mackenzie Delta in the Canadian Arctic. OTC 15124. Paper presented at the 2003 Offshore Conference in Houston, Texas, USA, 5–8 May 2003.

320. Holder G.D. and Angert P.F. (1982). Simulation of Gas Production from a reservoir Containing Both Gas Hydrate and Free Natural gas. SPE11105 at Annual fall Technical Conference and Exhibition, SPE, New Orleans, Louisiana, September 26–29.
321. Holland J.H. Adaptation in natural and artificial systems. An introductory analysis with application to biology, control, and artificial intelligence. – London: Bradford book edition, 1994. – 211 p.
322. Iseux J.C. The Case of Hot Solvent Hydraulic Fracturing in the Natural Gas Recovery From Gas Hydrate Reservoir, SPE 21889, 1992.
323. Islam M.R. 1991. A New Recovery Technique for Gas Production From Alaskan Gas Hydrates, SPE 22924.
324. Jaiswal N.J., Westervelt J.V., Patil S.L., Dandekar A.Y., Nanchary N.R., Tsunemori P. and Hunter R.B. Phase behavior and relative permeability of gas-water-hydrate system. Abstracts AAPG Hedberg Research Conference «Gas Hydrates: Energy Resource Potential and Associated Geologic Hazards» September 12–16, 2004, Vancouver, BC, Canada.
325. Kamath A., Sanjay P., Godbole S.P. Evaluation of Hot-Brine Stimulation Technique for Gas Production From Natural Gas Hydrates. Journal of Petroleum Technology, November 1987, v. 39, PP. 1379–1388.
326. Katz L.I. Drill bit location guidance by seismic seen feasible // Oil and Gas. 1980. vol. 78. – № 30.– P. 1997–200.
327. Kulchitsky V.V., Vyakhirev V.I., Ippolitov V.V., Dobrynin N.M. Cable free horizontal well drilling technology. M. Gas industry in Russia. Digest, 2000.
328. Kulchitsky V.V., Basniev K.S. Thermal Method of Development of Gas Hydrate Fields. Orlando, Florida, Natural gas technology. September 30 – October 2, 2002.
329. Kulchitsky V.V., Basniev K.S. New Method of Development of Gas Hydrate Fields: Problems and perspectives. 22-nd World Gas Conference, Tokio, June 1–5 2003.
330. Kulchitskiy V.V., Leontyev I.Y. Extended-reach drilling: development strategy for Yurhar gas field beneath Tazovskaya Bay. 23 rd World Gas Conference, Amsterdam, June 5–9 2006.
331. Kulchitskiy V.V., Basniev K.S., Yermolaev A.I., Schebetov A.V. Prospects for gas hydrates development. Gas industry of Russia. Digest № 4 2006.
332. Kurihara, M., Funatsu, K., et al. Well test Analysis for Methane Hydrate Reservoir – Examinations of Parameters Suggested by Conventional Well Test Analysis. Abstracts of Mallik International Symposium «From Mallik to the Future». Technology Research Center Japan National Oil Corporation, 2003. P. 133.
333. Kurihara, M., Ouchi, H. et al. Analysis of Mallik Production Test through Numerical Simulation. Abstracts of Mallik International Symposium “From Mallik to the Future”. Technology Research Center Japan National Oil Corporation, 2003, P.133.
334. Larionov A., Nifantov A., Itkin V. and Alexandrov V. Methodology of Optimal Well Pattern, Location and Paths in Productive Formations during Oil and Gas Fields Development Planning // Proceedings of the SPE RO&G Conference. Paper SPE № 104326. – Moscow, 2006.
335. Lerche Ian. Estimates of Worldwide Gas Hydrate Resources. Paper OTC 13036, presented at the 2001 Offshore Technology Conference in Houston, Texas, 30 April – 3 May 2001.
336. Makogon Yu.F. Gas hydrates as a resource and a mechanism for transmission. SPE 77334, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition in San Antonio, Texas, 29 September – 2 October 2002.
337. Makogon Yu.F. Natural gas hydrates. PennWell Publishing Co. Tulsa, 1997. P. 482.
338. Masuda Yoshihiro, Kurihara Masanori, Ohuchi Hisanao and Sato Toru. A Field-Scale Simulation Study on Gas productivity of formations Containing Gas Hydrates. Proceedings of the Fourth International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, May 19–23, 2002.
339. McGuire, P.L. Recovery of Gas from Hydrate Deposits Using Conventional Technology. SPE/DOE 10832 presented at Conventional Gas Recovery Symposium, Pittsburg, PA, May 1982.
340. Minagawa H., Ohmura R., Takahashi T. et al. Water Permeability Measurements of Natural Gas Hydrate-Bearing Sediments Obtained from Mallik 5L-38. Abstracts of Mallik International Symposium “From Mallik To the Future”. Technology Research Center Japan National Oil Corporation, 2003. P. 33.
341. Mitchel M. An Introduction to Genetic Algorithms. – MIT Press, Cambridge. Mass., 1996.
342. Moridis G.J., and M.B. Kowalsky, and K. Pruess. Depressurization-Induced Gas Production From Class-1 Hydrate Deposits. Paper presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9–12 October, Dallas, Texas, SPE 97266-MS, 2005.
343. Moridis G.J. and Collett T.S. Strategies For Gas Production From Hydrate Accumulations Under Various Geological And Reservoir Conditions. Proceedings, THOUGH Symposium 2003, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, May 12–14, 2003.
344. Moridis George J., Seol Yongkoo, and Kneafsey Timothy J. Studies Of Reaction Kinetics Of Methane Hydrate Dissociation In Porous Media. Proceedings of the Fifth International Conference on Gas Hydrates, June 12-16, 2005. Trondheim, Norway.
345. Moridis G.J., Apps J., Pruess K., Mayer L. EOSHYDR: A THOUGH2 module for CH4-hydrate release and flow in the surface. Report LBNL-42386, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, 1998.

346. Nong H., Pooladi-Darvish M., Bishnoi P.R. Analytical modeling of gas production from hydrates in porous media. *JCPT*, 2003, V. 42, № 11. PP. 45–51.
347. Pan Y., Horne R.N. Improved methods for multivariate optimization of field development scheduling and well placement design. SPE 49055. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 1998.
348. Papatzacos P., Herring T.R., Martinsen R. and Skjaeveland S.M. Cone Breakthrough Time for Horizontal Wells. Paper SPE № 19822.
349. Ripmeester J.A., Tse J.S., Ratcliffe C.I., Powell B.M. A New Clathrate Hydrate Structure // *Nature*, 1987. V. 325. № 6100. PP. 135–136.
350. Seifert D., Lewis J.J.M., and Hern C.Y. Well Placement Optimization and Risking Using 3-D Stochastic Reservoir Modeling Techniques. Paper SPE № 35520. European 3-D Reservoir Modeling Conference, Stavanger, Norway, 1996.
351. Shchebetov A.V. Gas production from a single well in an infinite hydrate reservoir // Proceedings of ICGH2005 Conference. – Trondheim, Norway, 2005. – Vol. 3, PP. 902–907.
352. Shi H., Holmes J.A., Durlofsky L.J., Aziz K., Diaz L.R., Alkaya B. and Oddie G. Drift-Flux Modeling of Multiphase Flow in Wellbores. SPE № 84228. – 2003. – 12 p.
353. Smith D.H., Wilder J.W., Seshadri K., Zhang W. Equilibrium Pressures and Temperatures for Equilibria Involving sI and sII Hydrate, Liquid Water and free Gas in Porous Media. Proceedings of the Fourth International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, May 19–23, 2002.
354. Sun X., Mohanty K.K. Simulation of Methane Hydrate Reservoirs. Paper presented at SPE Reservoir Simulation Symposium, 31 January-2 February, The Woodlands, Texas. SPE № 93015-MS, 2005.
355. Tang L.G., Li G., Hao Y.M., Xiao R., Huang C., Fan S.S., Feng Z.P. Effects of Salt on the Formation of Gas Hydrate in Porous Media. Proceedings of the Fifth International Conference on Gas Hydrates, June 12–16, 2005. Trondheim, Norway.
356. Total Drilling Performance. – Landmark Graphic Corp. (Halliburton Inc.) Program Manual, 2002.
357. Turner D., Sloan D. Hydrate Phase Equilibria Measurements and Predictions in Sediments. Proceedings of the Fourth International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, May 19–23, 2002.
358. WellPath. – Maurer Engineering Inc. Program Manual., 2000.
359. Yakushev V., Perlova E. Classification of Gas Hydrate Deposits As Important Step To Natural Gas Production From Hydrates. Proceedings of the Fifth International Conference on Gas Hydrates, June 12–16, 2005. Trondheim, Norway.
360. Zhang W., Wilder J.W., Smith D.H. Equilibrium Pressures and Temperatures for Equilibria Involving Hydrate, Ice, and free Gas in Porous Media. Proceedings of the Fourth International Conference on Gas Hydrates, Yokohama, May 19–23, 2002.

Учебное издание

КУЛЬЧИЦКИЙ Валерий Владимирович
ГРИГАШКИН Геннадий Александрович
ЛАРИОНОВ Андрей Сергеевич
ЩЕБЕТОВ Алексей Валерьевич

ГЕОНАВИГАЦИЯ СКВАЖИН

Учебное пособие

Редактор издательства *Е.М. Бугачева*

Подготовка оригинал-макета:

Издательство «МАКС Пресс»

Компьютерная верстка: *М.А. Комарова*

Корректор: *Н.А. Балашова*

Технический редактор: *А.К. Блинкова*

Издательство ООО «МАКС Пресс»

Лицензия ИД N 00510 от 01.12.99 г.

Подписано к печати 06.08.2008 г.

Формат 70x100 1/16. Бумага офсетная. Печать офсетная.

Усл.печ.л.25,35 . Тираж 1000 экз. Заказ № 1258

119992, ГСП-2, Москва, Ленинские горы, МГУ им. М.В. Ломоносова,
2-й учебный корпус, 627 к.

Тел. 939-3890, 939-3891. Тел./Факс 939-3891.

Отпечатано в ППП «Типография «Наука»
121099, Москва, Шубинский пер., 6