

ВВЕДЕНИЕ В ТЕХНОЛОГИЮ ДОБЫЧИ НЕФТИ

INTRODUCTION TO PETROLEUM ENGINEERING

**JOHN R. FANCHI
and
RICHARD L. CHRISTIANSEN**

WILEY

Все права защищены. Настоящий перевод опубликован в соответствии с условиями лицензии первого издателя
«John Wiley & Sons, Inc.»

ВВЕДЕНИЕ В ТЕХНОЛОГИЮ ДОБЫЧИ НЕФТИ

ДЖОН Р. ФАНЧИ
и
РИЧАРД Л. КРИСТИАНСЕН

WILEY



Нұр-Сұлтан
2019

Copyright © 2017 by John Wiley & Sons, Inc. All rights reserved

Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey
Published simultaneously in Canada

No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording, scanning, or otherwise, except as permitted under Section 107 or 108 of the 1976 United States Copyright Act, without either the prior written permission of the Publisher, or authorization through payment of the appropriate per-copy fee to the Copyright Clearance Center, Inc., 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, (978) 750-8400, fax (978) 750-4470, or on the web at www.copyright.com. Requests to the Publisher for permission should be addressed to the Permissions Department, John Wiley & Sons, Inc., 111 River Street, Hoboken, NJ 07030, (201) 748-6011, fax (201) 748-6008, or online at <http://www.wiley.com/go/permissions>.

Limit of Liability/Disclaimer of Warranty: While the publisher and author have used their best efforts in preparing this book, they make no representations or warranties with respect to the accuracy or completeness of the contents of this book and specifically disclaim any implied warranties of merchantability or fitness for a particular purpose. No warranty may be created or extended by sales representatives or written sales materials. The advice and strategies contained herein may not be suitable for your situation. You should consult with a professional where appropriate. Neither the publisher nor author shall be liable for any loss of profit or any other commercial damages, including but not limited to special, incidental, consequential, or other damages.

For general information on our other products and services or for technical support, please contact our Customer Care Department within the United States at (800) 762-2974, outside the United States at (317) 572-3993 or fax (317) 572-4002.

Wiley also publishes its books in a variety of electronic formats. Some content that appears in print may not be available in electronic formats. For more information about Wiley products, visit our web site at www.wiley.com.

Library of Congress Cataloging-in-Publication Data:

Names: Fanchi, John R., author. | Christiansen, Richard L. (Richard Lee), author.

Title: Introduction to petroleum engineering / by John R. Fanchi and Richard L. Christiansen.

Description: Hoboken, New Jersey : John Wiley & Sons, Inc., [2017] | Includes bibliographical references and index.

Identifiers: LCCN 2016019048 | ISBN 9781119193449 (cloth) | ISBN 9781119193647 (epdf) | ISBN 9781119193616 (epub)

Subjects: LCSH: Petroleum engineering.

Classification: LCC TN870 .F327 2017 | DDC 622/.3382–dc23

LC record available at <https://lccn.loc.gov/2016019048>

Printed in the United States of America

10 9 8 7 6 5 4 3 2 1

УДК 622.32

ББК 33.36

В 24

Авторское право Copyright © 2015 by John Wiley & Sons, Inc. Все права защищены

Опубликовано издательством John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey

Одновременная публикация в Канаде

Настоящая публикация не может воспроизводиться, храниться в поисковой системе, либо передаваться частично или полностью в форме электронного, механического воспроизведения, фотокопирования, выполнение записей, сканирования и другими способами воспроизведения, за исключением тех случаев, которые предусмотрены в разделах 107 или 108 Закона об авторских правах от 1976 года, без предварительного письменного разрешения Издательства или разрешения, полученного через оплату соответствующего предварительного гонорара за воспроизведение, осуществленную в Центре по проверке авторских прав: Copyright Clearance Center, Inc., 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, (978) 750-8400, факс. (978) 750-4470, либо через веб-сайт: www.copyright.com. Запросы в Издательство для получения разрешения следует направлять в Отдел по выдаче разрешений по адресу: John Wiley & Sons, Inc., 111 River Street, Hoboken, NJ 07030, (201) 748-6011, факс (201) 748-6008, либо размещать онлайн по указанной ссылке: <http://www.wiley.com/go/permissions>.

Предел ответственности и отказ от гарантии: приложив свои максимальные усилия для составления этой книги, издательство и автор не предоставляют каких-либо заявлений или гарантий в отношении точности или полноты содержания данной книги и, в частности, отказываются от всех подразумеваемых гарантий, включая гарантии пригодности для определенной цели. Письменные материалы продаж или торговые представители не создают или не продлевают какие-либо гарантии. Рекомендации и стратегии, содержащиеся в книге, могут не предусматривать вашей ситуации. В случае необходимости, Вам следует обратиться к специалисту за получением профессиональной консультации. Издательство и автор не несут ответственности за упущенную прибыль или другие коммерческие убытки, включая, среди прочего, особые, случайные, последующие и другие убытки. Основная информация о других продуктах и услугах может быть представлена вам нашим Отделом по работе с клиентами: в пределах США по номеру телефона: (800) 762-2974, за пределами США: (317) 572-3993 или по факсу (317) 572-4002.

ISBN 978-601-333-895-8

Издательство «Wiley» осуществляет публикации в различных печатных и электронных форматах. Некоторые материалы, содержащиеся в печатной версии, могут быть не включены в электронные издания. Более подробную информацию о продуктах издательства «Wiley» вы можете найти на сайте: www.wiley.com

УДК 622.32

ББК 33.36

Использована библиографическая запись Библиотеки Конгресса США:

Имена: Фанчи, Джон Р., автор. | Кристиансен, Ричард Л. (Ричард Ли), автор.

Название: Введение в технологию добычи нефти / Джон Р. Фанчи и Ричард Л. Кристиансен

Описание: Хобокен, Нью-Джерси: John Wiley & Sons, Inc., [2017] | Включает библиографические ссылки и алфавитный указатель.

Идентификация печати: LCCN 2016019048 | ISBN 9781119193449 (cloth) | ISBN 9781119193647 (epdf) | ISBN 9781119193616 (epub)

ISBN 978-601-333-895-8

© John Wiley & Sons, Inc.

© ТОО «Delta Consulting Group»

Перевод на русский язык, 2019

Темы: LCSH: Технология нефтегазодобычи.

Классификация: LCC TN870 .F327 2017 | DDC 622/.3382–dc23 LC record available at <https://lccn.loc.gov/2016019048>

ОГЛАВЛЕНИЕ

Об авторах	xiii
Предисловие	xv
О сопутствующем веб-сайте	xvi
1 Введение	1
1.1 Что такое технология нефтегазодобычи?	1
1.1.1 Возможности альтернативных источников энергетики	2
1.1.2 Нефтегазовые установки	3
1.1.3 Соотношение коэффициентов производительности	3
1.1.4 Классификация нефти и газа	4
1.2 Жизненный цикл продуктивного пласта	5
1.3 Управление пластом	7
1.3.1 Эффективность добычи	8
1.4 Регулирование цен на нефть	10
1.4.1 Цена на нефть	11
1.4.2 Как цена на нефть влияет на добычу нефти?	12
1.4.3 Как высоко могут подняться цены на нефть?	13
1.5 Нефть и окружающая среда	13
1.5.1 Антропогенное изменение климата	14
1.5.2 Экологические проблемы	15
1.6 Практические задания	17
1.6.1 Дополнительная литература	17

1.6.2 Верно/Неверно	17
1.6.3 Упражнения	17
2 Будущее энергии	19
2.1 Мировая добыча и потребление нефти и газа	19
2.2 Ресурсы и резервы	20
2.2.1 Резервы	23
2.3 Нефтегазовые ресурсы	24
2.3.1 Угольный газ	25
2.3.2 Газогидраты	26
2.3.3 Газ в плотных песчаниках, сланцевый газ и сланцевая нефть	26
2.3.4 Нефтеносные пески	27
2.4 Глобальное распределение запасов нефти и газа	28
2.5 Пик нефти	30
2.5.1 Пик мировой добычи нефти	31
2.5.2 Мировой показатель пиковой добычи нефти на душу населения	31
2.6 Варианты будущей энергии	32
2.6.1 Политика золотой головки для перехода к надежному энерго снабжению в будущем	33
2.7 Практические задания	36
2.7.1 Дополнительная литература	36
2.7.2 Верно/Неверно	36
2.7.3 Упражнения	37
3 Свойства пластовых жидкостей	39
3.1 Происхождение	39
3.2 Классификация	40
3.3 Определения	43
3.4 Свойства газа	46
3.5 Свойства нефти	47
3.6 Свойства воды	50
3.7 Источники данных о жидкости	51
3.7.1 Постоянное расширение состава	51
3.7.2. Дифференциальное высвобождение	52
3.7.3 Испытание сепаратора	52
3.8 Применение свойств жидкости	
3.9 Практические задания	53
3.9.1 Дополнительная литература	53
3.9.2 Верно/Неверно	54
3.9.3 Упражнения	54
4 Свойства породы коллектора	57
4.1 Пористость	57
4.1.1 Сжимаемость порового объема	59
4.1.2 Насыщенность	59
4.1.3 Объемный анализ	60
4.2 Проницаемость	60
4.2.1 Зависимость давления от проницаемости	62
4.2.2 Поверхностная скорость и скорость ожигения	63
4.2.3 Радиальный поток жидкостей	63
4.2.4 Радиальный поток газов	64
4.3 Неоднородность и проницаемость пласта	64

4.3.1 Параллельная конфигурация	65
4.3.2 Серийная конфигурация	65
4.3.3 Коэффициент Дикстра-Парсонса	66
4.4 Направленная проницаемость	67
4.5 Практические задания	68
4.5.1 Дополнительная литература	68
4.5.2 Верно/Неверно	68
4.5.3 Упражнения	68
5 Многофазный поток	70
5.1 Межфазное натяжение, смачиваемость и капиллярное давление	70
5.2 Распределение жидкости и капиллярное давление	72
5.3 Относительная проницаемость	74
5.4 Подвижность и поток отдельных фаз	75
5.5 Одномерное водо-нефтяное вытеснение	76
5.6 Производительность скважины	79
5.7 Практические задания	81
5.7.1 Дополнительная литература	81
5.7.2 Верно/Неверно	81
5.7.3 Упражнения	82
6 Геология нефти и газа	84
6.1 Геологическая история Земли	84
6.1.1 Формирование Скалистых гор	87
6.2 Порода и фармации	88
6.2.1 Формации	90
6.3 Бассейны седиментации и ловушки	91
6.3.1 Ловушки	92
6.4 Что необходимо для образования углеводородного пласта?	93
6.5 Объемный анализ, коэффициент извлечения нефти и EUR	93
6.5.1 Объемное содержание нефти в пласте	94
6.5.2 Объемное содержание газа в пласте	94
6.5.3 Коэффициент извлечения нефти конечные извлекаемые запасы	95
6.6 Практические задани	95
6.6.1. Дополнительная литература	95
6.6.2 Верно/Неверно	95
6.6.3. Упражнения	95
7 Геофизика резервуаров	97
7.1 Сейсмические волны	97
7.1.1 Магнитуда землетрясения	99
7.2 Акустическое сопротивление и коэффициенты отражения	101
7.3 Сейсмическое разрешение	102
7.3.1 Вертикальное разрешение	102
7.3.2 Горизонтальное разрешение	103
7.3.3 Разведочная геофизика и геофизика резервуаров	104
7.4 Сбор, обработка и интерпретация сейсмических данных	105
7.4.1 Сбор данных	105
7.4.2 Обработка данных	106
7.4.3 Интерпретация данных	106
7.5 Петроупругая модель	106
7.5.1 IFM скорости	106

7.5.2 IFM модули	107
7.6 Геомеханическая модель	108
7.7 Практические задания	109
7.7.1. Дополнительная литература	109
7.7.2 Верно/Неверно	109
7.7.3 Упражнения	110
8 Бурение	112
8.1 Разрешение на бурение	112
8.2 Роторные буровые установки	113
8.2.1 Системы электропитания	114
8.2.2 Подъемная система	116
8.2.3 Роторная система	116
8.2.4 Бурильная колонна и долото	118
8.2.5 Система циркуляции	120
8.2.6 Система управления скважинами	122
8.3 Процесс бурения	123
8.3.1 Планирование	123
8.3.2 Подготовка участка	124
8.3.3 Бурение	124
8.3.4 Геофизические исследования (каротаж)	125
8.3.5 Установка эксплуатационной обсадной колонны	126
8.4 Типы скважин	127
8.4.1 Интервальное бурение и бурение с заполнением	128
8.4.2 Наклонно-направленные скважины	129
8.4.3 Бурение с расширенным радиусом действия	130
8.5 Практические задания	130
8.5.1 Дополнительная литература	130
8.5.2 Верно/Неверно	130
8.5.3 Упражнения	131
9 Геофизические исследования скважины	133
9.1 Условия проведения каротажа	133
9.1.1 Ствол скважины и пласт	134
9.1.2 Каротаж обсаженной или необсаженной скважины?	135
9.1.3 Глубина исследования	135
9.2 Литоплотностной каротаж	135
9.2.1 Гамма-каротаж	135
9.2.2. Диаграмма потенциалов самопроизвольной поляризации	136
9.2.3 Фотоэлектрический каротаж	138
9.3 Каротаж пористости	138
9.3.1 Каротаж пористости	138
9.3.2 Акустический каротаж	139
9.3.3 Нейтронные каротажи	140
9.4 Каротаж сопротивлений	141
9.5 Другие виды каротажей	144
9.5.1. Построения изображений буровой скважины	144
9.5.2. Диаграмма спектрального гамма-каротажа	144
9.5.3 Глубинный каротаж	144
9.6 Калибровка каротажной диаграммы с образцами породы	144
9.6.1 Шламокаротаж	144
9.6.2 Полноразмерный керн	145
9.6.3 Боковой керн	145

9.7 Измерение в процессе бурения и каротаж в процессе бурения	145
9.8 Вопросы построения геологической модели залежи	146
9.8.1 История каротажа скважины	146
9.8.2 Границы пропускания	146
9.8.3 Графики зависимости	147
9.8.4. Выдержанность пластов между скважинами	147
9.8.5 Комплекс каротажных диаграмм	148
9.8.6 Шкала информации о резервуаре	149
9.9 Практические задания	150
9.9.1. Дополнительная литература	150
9.9.2 Верно/Неверно	151
9.9.3 Упражнения	151
10 Завершение работы по подготовке скважин	153
10.1 Призабойная корка	153
10.2 Эксплуатационная колонна и потайная обсадная колонна	155
10.3 Перфорация	156
10.4 Кислотная обработка	158
10.5 Гидроразрыв пласта	160
10.5.1 Горизонтальные скважины	167
10.6 Оборудование стола и устья скважины	167
10.7 Практические задания	168
10.7.1 Дополнительная литература	168
10.7.2 Верно/Неверно	168
10.7.3 Упражнения	169
11 Промысловые установки	170
11.1 Береговые сооружения	170
11.2 Расчет значения вспышки для сепараторов	172
11.3 Расчетное давление для сепараторов	174
11.4 Однофазный поток в трубе	176
11.5 Многофазный поток в трубе	178
11.5.1. Моделирование многофазного потока в трубах	179
11.6 Расположение скважин	180
11.6.1 Интеллектуальные скважины и интеллектуальные поля	181
11.7 Прибрежные сооружения	183
11.8 Городские операции: Барнетт-Шейл	185
11.9 Практические задания	186
11.9.1 Дополнительная литература	186
11.9.2 Верно/Неверно	186
11.9.3. Упражнения	186
12 Испытание переходных процессов в скважине	188
12.1 Испытание скважины с переменным давлением	188
12.1.1 Режимы течения жидкости	189
12.1.2. Типы испытания скважины с переменным давлением	189
12.2 Испытания скважины с переменным давлением на нефтяной скважине	190
12.2.1 Исследование скважины методом восстановления давления	192
12.2.2 Интерпретация испытания скважины с переменным давлением	194
12.2.3 Радиус исследования скважины с жидкой фазой	196
12.3 Испытания скважины с переменным давлением в газовых скважинах	196
12.3.1 Уравнение диффузии	197

12.3.2 Исследование скважины методом восстановления давления в газовой скважине	197
12.3.3 Радиус исследования	198
12.3.4 Исследование скважины при пониженном давлении в стволе скважины и определение границ пласта	199
12.3.5 Анализ переходного процесса	200
12.3.6 Исследование с учетом двух дебитов	200
12.4 Продуктивность газовой скважины	200
12.4.1 Упрощенное исследование методом противодавления	202
12.4.2 Исследование ламинарно-инерционно-турбулентного потока	203
12.5 Выводы по испытанию скважины с переменным давлением	204
12.6 Практические задания	204
12.6.1 Дополнительная литература	204
12.6.2 Верно/Неверно	204
12.6.3 Упражнения	205
13 Показатели добычи	207
13.1 Эксплуатационные показатели	207
13.1.1 Пузырьковая диаграмма	377
13.2 Анализ кривых падения добычи (DCA)	209
13.2.1 Альтернативные модели DCA	210
13.3 Вероятностный DCA	211
13.4 Материальный баланс нефтяного пласта	213
13.4.1 Недонасыщенный нефтяной пласт с прорывом воды	213
13.4.2 Уравнение материального баланса Шилтиуса	214
13.5 Материальный баланс газового пласта	217
13.5.1 Режим растворенного газа	218
13.6 Механизмы естественного режима дренирования пласта и коэффициент извлечения	218
13.7 Соотношение с характеристиками притока	221
13.8 Практические задания	221
13.8.1 Дополнительная литература	221
13.8.2 Верно/Неверно	221
13.8.3 Упражнения	222
14 Производительность резервуара	224
14.1 Симуляторы потока пласта	224
14.1.1 Единицы потока	224
14.1.2 Характеристика пласта через единицы потока	225
14.2 Технологические процессы моделирования потока пласта	226
14.3 Производственные показатели обычных нефтегазовых пластов	228
14.3.1 Уилмингтон-филд, Калифорния: несмешиваемое смещение при обводнении	228
14.3.2 Месторождение Прадхо-Бэй, Аляска: обводнение, циркуляция газа и закачка смешанного газа	230
14.4 Производственные показатели нетрадиционного резервуара	231
14.4.1 Барнетт-Шейл, Техас: Производство Сланцевого Газа	231
14.5 Производственные показатели исполнения геотермических резервуаров	235
14.6 Практические задания	237
14.6.1. Дополнительная литература	237
14.6.2 Верно/Неверно	237
14.6.3. Упражнения	238
15 Комплекс действий, связанных с транспортировкой и переработкой нефти и газа	239
15.1 Транспортировка нефти и газа (мидстрим)	239

15.2 Переработка: нефтеперерабатывающий завод (даунстрим)	241
15.2.1 Сепарация	242
15.2.2 Конверсия	245
15.2.3 Очистка	246
15.2.4 Техническое обслуживание нефтеперерабатывающего завода	246
15.3 Предприятия по переработке природного газа (даунстрим)	246
15.4 Проект Сахалин-2, остров Сахалин, Россия	245
15.4.1 История острова Сахалин	245
15.4.2 Проект Сахалин-2	251
15.5 Практические задания	254
15.5.1. Дополнительная литература	254
15.5.2 Верно/Неверно	254
15.5.3. Упражнения	254
Приложение: коэффициент согласования размерностей	256
Список литературы	259
Алфавитный указатель	266

Об авторах

Джон Р. Фанчи

Джон Р. Фанчи - профессор кафедры инженерно-энергетического института при Техасском христианском университете в Форт-Уорте, штат Техас. Он является профессором кафедры нефтегазодобычи Росс Б. Мэтьюс и преподает на курсах энергетики и инженерии. До своего назначения он преподавал на курсах нефтяной и энергетической инженерии в школе Горного дела в Колорадо и работал в технологических центрах четырех энергетических компаний (Chevron, Marathon, Cities Service и Getty). Джон Фанчи - заслуженный член Общества инженеров-нефтяников, участвовавший в издании тома *Общего Проектирования* сборника технических руководств по технологии нефтегазодобычи, опубликованного Обществом инженеров-нефтяников. Фанчи является автором многочисленных книг, в том числе «Энергия в 21 веке», 3-е издание (World Scientific, 2013 г.); *Интегрированное управление резервуарными активами* (Elsevier, 2010 г.); *Принципы прикладного моделирования пласта*, 3-е издание (Elsevier, 2006 г.); *Обновленная математика для ученых и инженеров*, 3-е издание (Wiley, 2006 г.); *Энергия: технологии и направления будущего* (Elsevier-Academic Press, 2004 г.); *Совместное моделирование геологии Земли* (Elsevier, 2002 г.); *Интегрированное моделирование потока* (Elsevier, 2000 г.); и *параметризованная релятивистская квантовая теория* (Kluwer, 1993 г.).

Ричард Л. Кристиансен

Ричард Л. Кристиансен - адъюнкт-профессор химических технологий в Университете Юты в Солт-Лейк-Сити. Он преподает на курсах по разработке пластов, а также ведет вводный курс по технологии нефтегазодобычи. Ранее Кристиансен работал во всех направлениях технологии нефтегазодобычи, в качестве инженера в небольшой компании по разведке нефти и газа в штате Юта. Будучи сотрудником факультета технологии нефтегазодобычи в школе Горного дела в Колорадо с 1990 по 2006 год, он преподавал на различных курсах, включая тематику многофазного потока в скважинах, потока через пористую среду, добычи нефти усовершенствованными методами, и фазового поведения. А его исследовательский опыт включает многофазное течение в породах, разломах и скважинах; гидраты природного газа и нагнетание газа в пласт под высоким давлением. Ричард Кристиансен является автором *Двухфазного потока в пористой среде* (2008 г.), которая демонстрирует основы относительной проницаемости и капиллярного давления. С 1980 по 1990 год он работал над нагнетанием газа под высоким давлением в технологическом центре Marathon Oil Company в Колорадо. Кристиансен получил докторскую степень химических технологий в университете Висконсина в 1980 году.

Предисловие

Введение в технологию добычи нефти представляет описание технического опыта в нефтяной инженерии. Книга содержит основные концепции и терминологию геологии, геофизики, петрофизики, бурения, добычи и технологии разработки пластов. Она охватывает операции всех трех сегментов нефтегазовой отрасли. Упражнения в конце каждой главы предназначены для выделения и закрепления материала этой главы и стимулирования читателя к более глубокому пониманию материала.

Введение в технологию добычи нефти будет полезно для студентов, изучающих естественные и инженерные науки, практикующих ученых и инженеров, студентов курсов непрерывного образования, коротких курсов или самостоятельных занятиях. Материал «Введение в технологию добычи нефти» использовался на курсах высшего и начального уровня для инженеров и специалистов в области изучения науки о Земле. Оно особенно полезно для геофизиков, инженеров-механиков, электриков, экологов и химиков, которые хотели бы узнать больше об инженерных технологиях, необходимых в области добычи нефти и газа.

Наши коллеги в промышленных секторах и научных кругах, а также учащиеся в междисциплинарных классах помогли нам найти материал, который должен понимать человек с различными техническими знаниями. Мы благодарим Хельге Алслебен, Билла Юстеса, Джима Гилмана, Прадипа Каула, Дона Мимса, Уэйна Пеннингтона и Роба Саттона за комментарии к конкретным главам, а также Кэти Фанчи за помощь в подготовке этой рукописи.

Джон Р. Фанчи, доктор наук
Ричард Л. Кристиансен, доктор наук
Июнь 2016 г.

О сопутствующем веб-сайте

Эта книга имеет сопутствующий веб-сайт:

www.wiley.com/go/Fanchi/IntroPetroleumEngineering

Веб-сайт включает в себя:

- Руководство только для преподавателей

1

ВВЕДЕНИЕ

Глобальная экономика основана на инфраструктуре, которая зависит от потребления нефти (Фанчи и Фанчи, 2016 г.). Нефть - это смесь углеводородных молекул и неорганических примесей, которые могут существовать в твердой, жидкой (нефтяной) или газовой фазе. Наша цель - познакомить вас с терминологией и методами, используемыми в технологии нефтегазодобычи. Нефтяное машиностроение занимается добычей нефти из подземных пластов. В этой главе описывается роль нефтяной инженерии в добыче нефти и газа и дается представление о добыче нефти и газа с точки зрения лица, принимающего решения.

1.1 ЧТО ТАКОЕ ТЕХНОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ?

Типовая последовательность операций рабочего процесса для разработки, реализации и выполнения проекта по добыче углеводородов должна включать несколько функций. Последовательность рабочего процесса должна позволять определить возможности проекта; генерировать и оценивать альтернативы; выбирать и разрабатывать желаемую альтернативу; реализовать альтернативу; оперировать альтернативой в течение срока действия проекта, включая консервирование; а затем оценить успех проекта, чтобы можно было извлечь уроки опыта и применить к будущим проектам.

В рабочий процесс вовлечены специалисты с навыками многих секторов. Например, геологи-нефтяники и геофизики используют технологию для описания углеводородсодержащих горных пород (Raymond и Leffler, 2006 г.; Hune, 2012 г.). Инженеры-нефтяники приобретают и применяют свои знания о поведении нефти, воды и газа в пористых породах для добычи углеводородов.

Некоторые компании формируют команды управления активами, состоящие из людей с различным опытом. На группу управления активами возложена основная ответственность за разработку и реализацию конкретного проекта.

Рис. 1.1 иллюстрирует систему добычи углеводородов как совокупность подсистем. Нефть, газ и вода содержатся в поровом пространстве пластовой породы. Скопление углеводородов в породе называется залежью. Пластовые жидкости включают жидкости, изначально содержащиеся в пласте, а также жидкости, которые могут быть введены вследствие эксплуатации пласта. Скважины необходимы для извлечения жидкости из пласта. Каждая скважина должна быть пробурена и освоена, чтобы жидкость могла поступать из залежи на поверхность. Продуктивность скважины зависит от свойств породы пласта, взаимодействия между породой и флюидами, и свойств флюида. Продуктивность скважины также зависит от других свойств, таких как свойства жидкости, выходящей через скважину; длина, геологический разрез и траектория; и тип освоения. Связь между скважиной и коллектором достигается за счет заканчивания скважины, чтобы жидкость могла выходить из пластовой породы в скважину.

Наземное оборудование используется для бурения, заканчивания и эксплуатации скважин. Буровые установки могут быть стационарными или передвижными. Передвижные буровые установки могут перемещаться на транспортных средствах, включая грузовики, баржи, судна или мобильные платформы. Сепараторы используются для разделения извлекаемых жидкостей на различные фазы для транспортировки на складские и перерабатывающие предприятия. Транспортировка добываемых жидкостей осуществляется такими способами, как трубопроводы, автоцистерны, танкеры с двойным корпусом и суда для перевозки сжиженного природного газа. Добываемые углеводороды должны быть переработаны в товарную продукцию. Обработка, как правило, начинается вблизи буровой площадки и продолжается на нефтеперерабатывающих заводах. Переработанные углеводороды используются для различных целей, таких как получение природного газа для коммунальных услуг, бензина и дизельного топлива для транспортировки и асфальта для укладки дорог.

Ожидается, что инженеры-нефтяники будут работать в условиях, варьирующихся от пустынного климата на Ближнем Востоке до штормовой морской среды в Северном море, и

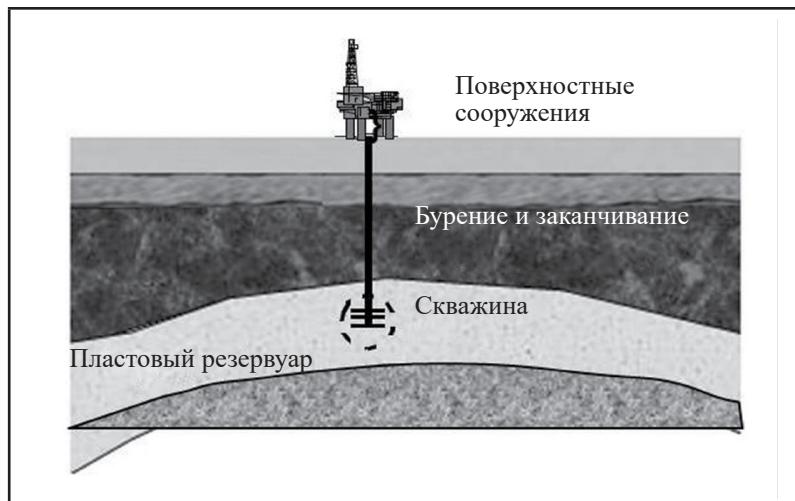


Рис. 1.1 Производственная система

арктический климат на Аляске и в Сибири, до глубоководных сред в Мексиканском заливе и у побережья Западной Африки. Они, как правило, специализируются в одном из трех сегментов: бурение, производство и разработка пластов. Инженеры по бурению несут ответственность за технологию бурения и заканчивание скважин. Инженеры-технологи управляют потоком жидкости между пластом и скважиной. Инженеры-разработчики стремятся оптимизировать добычу углеводородов, используя понимание потока жидкости в пласте, размещения скважин, дебитов скважин и методов добычи. Общество SPE является крупнейшим профессиональным обществом инженеров-нефтяников. Ключевой функцией общества является распространение информации об отрасли.

1.1.1 Возможности альтернативной энергетики

Принципы технологии нефтегазодобычи могут быть применены к недрам, кроме нефти и газа (Фанчи, 2010 г.). Примеры включают геотермальную энергию, геологическую секвестрацию газа и накопление энергии сжатого воздуха (CAES). Геотермальная энергия может быть получена из температурных градиентов между малоглубинным грунтом и поверхностью, подземной нагретой водой, нагретой породой в нескольких километрах ниже поверхности Земли и магмой. Геологическая секвестрация - это улавливание, разделение и долговременное хранение парниковых газов или других газовых загрязнителей в подповерхностной среде, такой как резервуар, водоносный горизонт или угольный пласт. CAES является примером крупномасштабной технологии накопления энергии, которая предназначена для передачи непиковой энергии от первичных электростанций к периодам пиковой нагрузки. Завод Huntorf CAES в Германии и завод McINTOSH CAES в Алабаме хранят газ в соляных кавернах. Непиковая энергия используется для нагнетания воздуха под землю и сжатия его в соляной пещере. Сжатый воздух вырабатывается в периоды пиковой потребности в энергии для привода турбины и выработки дополнительной электрической энергии.

1.1.2 Нефтегазовые единицы

В нефтяной литературе обычно встречаются два набора единиц: единицы нефтяного месторождения и метрические единицы (единицы СИ). Единицы, используемые в тексте, обычно, представляют единицы нефтяного месторождения (таблица 1.1). Процесс преобразования одного набора единиц в другой упрощается благодаря часто используемым коэффициентам преобразования единиц нефтяного месторождения и единиц СИ (метрических) в Приложении А. Возможность преобразования между единицами нефтяного месторождения и единицами СИ является важным навыком, поскольку системы единиц часто используются.

ТАБЛИЦА 1.1 Примеры общепринятой системы единиц

Свойство	Нефтяное месторождение	СИ (метрическая)	Британская система
Длина	фт	м	фт
Время	час	сек	сек
Давление	Фунт/кв. дм абс. (<i>фунтов на кв.дюйм</i>)	Па	Фунт-сила /фт ²
Объемный расход жидкости	Мбж (<i>миллиардов баррелей жидкости</i>) / день	м ³ /с	фт ³ /с
Вязкость	сП (сентиПауз)	Па/с	фнт/фт ²

1.1.3 Соотношение коэффициентов производительности

Отношение одной добываемой фазы жидкости к другой предоставляет полезную информацию для понимания динамического поведения пласта. Пусть q_o , q_w , q_g - темпы добывчи нефти, воды и газа. Эти производственные показатели используются для расчета следующих соотношений добываемой жидкости:

Газо-нефтяной фактор (GOR)

$$GOR = \frac{q_g}{q_o} \quad (1.1)$$

Газо-нефтяной фактор (GWR)

$$GWR = \frac{q_g}{q_w} \quad (1.2)$$

Водо-нефтяной фактор (WOR)

$$WOR = \frac{q_w}{q_o} \quad (1.3)$$

Еще одним соотношением добываемой жидкости является обводненность, которая представляет собой водоприток, деленный на сумму дебитов нефти и воды:

$$WCT = \frac{q_w}{(q_o + q_w)} \quad (1.4)$$

Обводненность (WCT) - это доля при WOR (водонефтяной фактор) больше 1.

Сепаратор GOR - это отношение дебита газа к дебиту нефти. Может использоваться для указания типа жидкости. Сепаратор - это часть оборудования, которая используется для разделения жидкости из скважины на нефтяную, водную и газовую фазы. Сепаратор GOR часто выражается как MSCFG/STBO, где MSCFG - одна тысяча стандартных кубических футов газа, а STBO – баррелей нефти в хранилище. Резервуар-хранилище - это емкость для хранения добываемой нефти.

Пример 1.1 Соотношение газ-нефть

Скважина производит 500 MSCF газа/сутки и 400 STB нефти/сутки. Что такое GOR в MSCFG/STBO?

Ответ:

$$GOR = \frac{500 \text{ MSCFG/день}}{400 \text{ STBO/день}} = 1.25 \text{ MSCFG/STBO}$$

1.1.4 Классификация нефти и газа

Температура и давление поверхности обычно меньше, чем температура и давление в пласте. Углеводородные жидкости, которые находятся в одной фазе при пластовой температуре и давлении, часто переходят в две фазы при извлечении на поверхность, где температура и давление значительно ниже.

ТАБЛИЦА 1.2 Практическое правило классификации типов жидкостей

Тип жидкости	Сепаратор GOR (MSCF/STB)	Плотность (°API)	Поведение в резервуаре из-за снижения давления
Сухой газ	Без поверхностной жидкости		Остается газ
Влажный газ	>50	40-60	Остается газ
Конденсат	3.3-50	40-60	Газ с выпадением жидкости
Летучая нефть	2.0-3.3	>40	Жидкость со значительным содержанием газа
Темные масла	<2.0	<45	Жидкость с небольшим содержанием газа
Тяжелые масла	≈0		Незначительное газообразование

Данные Раймонда и Леффлера (2006 г.).

Более низкой температуре и давлении. Существует множество терминов для описания углеводородных флюидов в условиях поверхности. Природный газ представляет собой смесь углеводородов в газообразном состоянии при поверхностных условиях. Сырая нефть представляет собой углеводородную смесь в жидком состоянии в поверхностных условиях. Тяжелые масла не содержат много газа в растворе в пластовых условиях и имеют относительно большую молекулярную массу. В отличие от них легкие масла обычно содержат большое количество газа в растворе в пластовых условиях и имеют относительно небольшую молекулярную массу.

Список типов углеводородных флюидов приведен в таблице 1.2. Плотность API в таблице определяется в зависимости от удельного веса нефти как

$$API = \left(\frac{141.5}{\gamma_o} \right) - 131.5 \quad (1.5)$$

Удельный вес нефти представляет собой отношение плотности нефти ρ_o к плотности пресной воды ρ_w :

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.6)$$

Плотность API пресной воды составляет 10° API, что выражается как 10 градусов API. API означает Американский институт нефти.

Пример 1.2 Плотность API

Удельный вес образца нефти составляет 0,85. Какова его API-плотность?

Ответ:

$$\text{API плотность} = \frac{141.5}{\gamma_0} - 131.5 = \frac{141.5}{0.85} - 131.5 = 35^{\circ}\text{API}$$

Другим способом классификации углеводородных жидкостей является сравнение свойств углеводородной жидкости с водой. Два ключевых свойства - вязкость и плотность. Вязкость - это мера способности течь, а плотность - это количество материала в данном объеме.

ТАБЛИЦА 1.3 Классификация типов углеводородных жидкостей с учетом плотности API и вязкости

Тип жидкости	Плотность API ([°] АНИ)	Вязкость ср (сП)
Легкие масла	>31.1	
Масла средней плотности	22.3-31.1	
Тяжелые масла	10-22.3	
Вода	10	1 сП
Сверхтяжелые масла	4-10	<10000 сП
Горная смола	4-10	>10 000 сП

Вязкость воды составляет 1 сП (сантипуаз), а плотность воды составляет 1 gg/cc (г/см³) при 60° F. Жидкость с меньшей вязкостью, чем вода, течет легче. Вязкость газа намного меньше вязкости воды. Смола, с другой стороны, имеет очень высокую вязкость, чем вода.

В таблице 1.3 показана схема классификации углеводородных жидкостей с использованием API плотности и вязкости. Свойства воды включены в таблицу для сравнения. Смола представляет собой углеводородную смесь с большими молекулами и высокой вязкостью. Легкие, средние и тяжелые масла представляют различные типы сырой нефти и имеют меньшую плотность, чем вода. Сверхтяжелая нефть и смола более плотные, чем вода. В общем, сырая нефть будет плавать в воде, в то время как сверхтяжелая нефть и смола будут тонуть в воде.

1.2 ЖИЗНЕННЫЙ ЦИКЛ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Жизненный цикл продуктивного пласта начинается, когда месторождение становится перспективным для разведки, и не заканчивается до тех пор, пока месторождение не будет надлежащим образом ликвидировано. Перспектива разведки - это геологическое строение, которое может содержать углеводороды. Этап разведки проекта начинается, когда ресурсы выделяются для выявления и оценки перспектив возможного развития. Этот этап может потребовать сбора и анализа большого количества данных до бурения разведочной скважины. Разведочные скважины также называют дикими кошками. Они могут быть использованы для испытания ловушки, которая никогда не участвовала в производстве, испытания нового коллектора на известном месторождении и расширения известных пределов добывающего коллектора. Открытие месторождения происходит, когда пробурена разведочная скважина и обнаружены углеводороды.

Рис. 1.2 иллюстрирует типовой профиль добычи для нефтяного месторождения, начиная с разведочной скважины и заканчивая ликвидацией. Добыча может начаться сразу после бурения разведочной скважины или спустя несколько лет после бурения оценочных и оконтуривающих скважин. Оценочные скважины используются для предоставления дополнительной информации о свойствах коллектора и расходе жидкости. Оконтуривающие скважины лучше определяют границы коллектора. В некоторых случаях оконтуривающие скважины преобразуются в эксплуатационные скважины. Эксплуатационные скважины пробуруются в пределах разведенного объема месторождения и используются для извлечения ресурсов. Период наращивания начинается вслед за разработкой первичными методами, пока не будет достигнут пиковый уровень добычи. Пиковый уровень добычи обычно является следствием ограничений объекта, таких как пропускная способность трубопровода. В конечном итоге происходит спад производства. Добыча продолжается до тех пор, пока не будет достигнут экономический предел, затем месторождение ликвидируют.

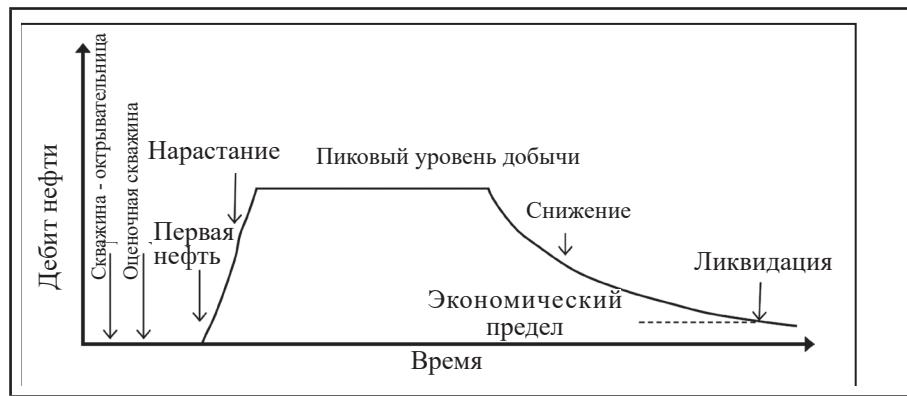


Рис. 1.2 Типовая динамика добычи

Инженеры-нефтяники предоставляют информацию лицам, принимающим решения в управлении, чтобы помочь им определить подходящие критерии оптимизации. Ожидается, что критерии оптимизации будут соответствовать государственным нормам. Месторождения, эксплуатируемые в течение нескольких лет или десятилетий, могут и дальше функционировать с использованием критериев оптимизации, которые меняются в течение срока службы коллектора. Изменения в критериях оптимизации происходят по разным причинам, включая изменения в технологии, изменения в экономических факторах и анализ новой информации, полученной на более ранних этапах производства.

Традиционно этапы производства были определены в хронологическом порядке как первичное, вторичное и третичное производство. Первичный сегмент является первой стадией производства и полностью зависит от природных источников энергии для доставки пластовых флюидов в эксплуатационную скважину. Снижение давления во время первичного производства часто называют первичным истощением. Во многих случаях добыча нефти может быть увеличена путем замедления снижения давления. Это может быть достигнуто путем добавления естественной энергии резервуара. Дополнительная энергия подается с использованием внешнего источника энергии, такого как инжекция воды или газа. Закачка воды или природного газа может применяться как поддержание давления или вторичный сегмент производства. Поддержание давления часто вводится на ранних этапах эксплуатации некоторых современных резервуаров. В этом случае пласт не используется в обычной первичной фазе добычи.

Исторически за первичным производством следовало вторичное производство, а затем третичное производство (Рис. 1.3). Обратите внимание, что период пикового уровня добычи, показанный на рис. 1.2, не должен быть включен, если вся добыча может быть получена наземным оборудованием. Вторичная добыча происходит после первичной добычи и включает инжекцию жидкости, такой как вода или газ. Закачка воды называется водным заводнением, а закачка газа называется газовым заводнением. Типовыми нагнетаемыми газами являются метан, диоксид углерода или азот. Затопление газом считается вторичным производственным процессом, если газ закачивается под давлением, которое слишком низкое, чтобы позволить закачиваемому газу смешиваться с нефтяной фазой. Процесс смешивания происходит, когда давление при инжекции газа достаточно высокое, и граница раздела между газовой и нефтяной фазами исчезает. В случае смешивания закачанный газ смешивается с нефтью, и процесс считается процессом с повышенным коэффициентом извлечения нефти (EOR)

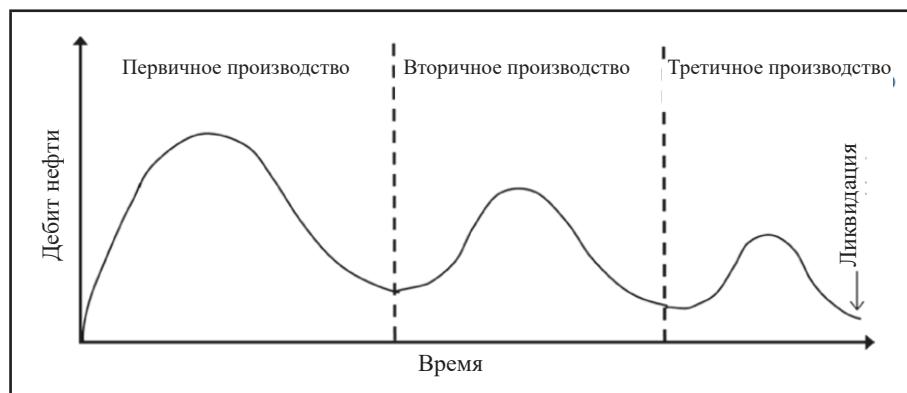


Рис. 1.3 Эскиз этапов производства.

Процессы EOR включают комбинированные, химические, термические и микробные процессы. Смешивающие процессы инжектируют газы, которые могут смешиваться с нефтью при достаточно высоких давлениях и температурах. Химические процессы используют инжекцию химических веществ, таких как полимеры и поверхностно-активные вещества, для увеличения нефтеотдачи. Термические процессы добавляют тепло в резервуар. Это достигается за счет нагнетания нагретых жидкостей, таких как пар или горячая вода, или закачки кислородсодержащего воздуха в резервуар, а затем сжигания нефти в процессе горения. Дополнительное тепло уменьшает вязкость нефти и увеличивает его подвижность. Микробные процессы используют инжекцию микробов, чтобы уменьшить размер высокомолекулярных углеводородов и улучшить подвижность нефти. Изначально процессы EOR предполагались как третий или третичный этап производства, следующий за вторичным производством.

Процессы EOR предназначены для повышения эффективности вытеснения за счет инъекции жидкости или тепла. Анализ результатов лабораторных экспериментов и полевых применений показал, что некоторые месторождения будут работать лучше, если процесс EOR будет реализован до третьего этапа продолжительности эксплуатации. Кроме того, было обнаружено, что процессы EOR часто дороже, чем просто бурение большего количества скважин с более плотной сеткой. Процесс увеличения плотности сетки скважин известен как уплотняющее бурение. Термин «улучшение нефтеотдачи» (IOR) включает в себя EOR и уплотняющее бурение для улучшения нефтеотдачи. Добавление скважин на месторождении во время уплотняющего бурения может также увеличить добычу углеводородов в процессе, известном как увеличение производительности.

Процесс производства может включать несколько механизмов. Например, механизмы добычи, применяемые в процессе первичного производства, зависят от таких факторов, как структура резервуара, давление, температура и тип жидкости. Производство жидкостей без инъекции других жидкостей приведет к снижению пластового давления. Снижение давления может привести к расширению жидкостей на месте. В некоторых случаях снижение давления улучшается, если вода перемещается для замены добываемых углеводородов. Многие резервуары находятся в контакте с водоносными пластами, называемыми водоносными горизонтами. Если водоносный горизонт намного выше резервуара и способен относительно легко поступать в этот резервуар, снижение давления в резервуаре из-за добычи углеводородов будет намного меньше, чем добыча углеводородов из резервуара, которое не получает поддержки из водоносного горизонта. Природные силы, вовлеченные в первичную добычу, называют «режимом залежи (вытеснения пласта)» и обсуждаются более подробно в следующей главе.

Пример 1.3 Добыча газа

Первичные запасы газа в коллекторе (OGIP) газового резервуара составляют 5 триллионов кубических футов (TCF). Сколько газа можно извлечь (в TCF), если добыча из аналогичных месторождений составляет от 70 до 90% OGIP?

Ответ:

Возможны две оценки: нижняя оценка и верхняя оценка
Нижняя оценка извлечения газа составляет $0,70 \times 5 \text{ TCF} = 3,5 \text{ TCF}$
Верхняя оценка извлечения газа составляет $0,90 \times 5 \text{ TCF} = 4,5 \text{ TCF}$.

1.3 УПРАВЛЕНИЕ ПЛАСТОМ

Одно из определений управления пластом гласит, что основной его целью является определение оптимальных условий эксплуатации, необходимых для максимизации экономического извлечения подземных ресурсов. Это достигается за счет использования имеющихся ресурсов для достижения двух конкурирующих целей: оптимизации добычи из пласта при одновременной минимизации капитальных вложений и эксплуатационных расходов. В качестве примера рассмотрим разработку нефтяного пласта. Можно максимизировать добычу путем бурения большого количества скважин, но стоимость будет очень высокой. С другой стороны, бурение одной скважины даст некоторую часть нефти, но очень затруднит добычу значительной части нефти в определенные сроки. Управление пластом - это процесс уравновешивания конкурирующих целей для достижения ключевой цели.

В альтернативном определении (Saleri, 2002 г.) говорится, что управление пластом - это непрерывный про-

цесс, предназначенный для оптимизации взаимодействия между данными и принятием решений. Оба определения описывают динамический процесс, который направлен на интеграцию информации из нескольких сегментов для оптимизации производительности коллектора. Процесс должен учитывать неопределенность, возникающую из-за нашей неспособности полностью охарактеризовать процессы пласта и потока жидкости. Приведенные ранее определения управления пластом могут быть интерпретированы как управление резервуаром углеводородов, а также другими системами резервуаров. Например, геотермальный резервуар в основном эксплуатируется для добычи жидкости из геологической формации. Управление геотермальным резервуаром является задачей управления пластом.

Может возникнуть необходимость изменить план управления пластом на основе новой информации, полученной в течение срока эксплуатации резервуара. План должен быть достаточно гибким, чтобы учесть изменения в экономических, технологических и экологических факторах. Кроме того, ожидается, что в плане будут учтены все соответствующие операционные вопросы, включая правительственные нормы. Планы управления разрабатываются с использованием данных многих сегментов, как мы увидим в последующих главах.

1.3.1 Эффективность добычи

Важной целью управления пластом является оптимизация извлечения ресурса. Количество извлеченного ресурса относительно количества первоначально установленного ресурса определяется путем сравнения начального и конечного объемов жидкости на месте.

Отношение объема жидкости, остающейся в пласте после добычи, к изначальному объему жидкости, является эффективностью извлечения. Эффективность добычи может быть выражена в виде доли или процента. Оценка эффективности рассчитывается с учетом факторов, которые способствуют извлечению подземного флюида: коэффициент вытеснения и коэффициент охвата по объему.

Коэффициент вытеснения ED - это мера количества жидкости в системе, которая может быть мобилизована в процессе вытеснения. Например, вода может вытеснить нефть на керне. Коэффициент вытеснения - это разница между объемом нефти в начальных условиях и объемом нефти в конечных (ликвидированных) условиях, деленная на объем нефти в начальных условиях:

$$E_D = \frac{(S_{oi}/B_{oi}) - (S_{oa}/B_{oa})}{S_{oi}/B_{oi}} \quad (1.7)$$

где S_{oi} - начальная нефтенасыщенность, а S_{oa} - нефтенасыщенность при ликвидации. Нефтенасыщенность – это доля нефти, занимающая объем в поровом пространстве. Ликвидация относится ко времени, когда процесс завершен. Объемный коэффициент пласта (FVF) - это объем, занимаемый флюидом в пластовых условиях, деленный на объем, занимаемый флюидом в стандартных условиях. Термины B_{oi} и B_{oa} относятся к FVF первоначально и в завершении.

Пример 1.4 Объемный коэффициент пласта

Предположим, что нефть занимает 1 мбж (миллиардов баррелей жидкости) в резервуаре (поверхностных условиях) и 1,4 мбж в пластовых условиях. Объем нефти в пластовых условиях больше, потому что газ растворяется в жидких маслах. Что такое FVF нефти?

Ответ:

$$\begin{aligned} \text{FVF нефти} &= \frac{\text{Объем в пластовых условиях}}{\text{Объем в поверхностных условиях}} \\ \text{FVF нефти} &= \frac{1.4 \text{RB}}{1.0 \text{ STB}} = 1.4 \text{RB/STB} \end{aligned}$$

Коэффициент охвата по объему EVol выражает эффективность извлечения жидкости из резервуара. Его можно записать как произведение коэффициента охвата по площади и коэффициента охвата по мощности:

$$E_{\text{Vol}} = E_A \times E_V \quad (1.8)$$

Коэффициент охвата по площади EA и коэффициент охвата по мощности EV представляют эффективность, связанную с вытеснением одной жидкости другой в плоскости площадей и вертикальном измерении. Они представляют контакт между пластом и закачиваемыми жидкостями. Коэффициент охвата по площади определяется как:

$$E_A = \frac{\text{Мощность вытеснения}}{\text{Общая мощность}} \quad (1.9)$$

а коэффициент охвата по мощности определяется как:

$$E_V = \frac{\text{Мощность вытеснения}}{\text{Общая мощность}} \quad (1.10)$$

Коэффициент извлечения RE является продуктом коэффициента вытеснения и коэффициента охвата по объему:

$$RE = E_D \times E_{\text{Vol}} = E_D \times E_A \times E_V \quad (1.11)$$

Коэффициент вытеснения, коэффициент вытеснения по площади, коэффициент вытеснения по мощности и коэффициент извлечения - это доли, которые варьируются от 0 до 1. Каждый из коэффициентов, которые способствуют эффективности извлечения, может быть относительно большим и все же способствовать эффективности извлечения, которое относительно небольшое. Управление пластом часто фокусируется на поиске фактора эффективности, который можно улучшить с помощью технологии.

Пример 1.5. Коэффициент извлечения

Рассчитайте коэффициент охвата по объему E_{Vol} и коэффициент извлечения RE по следующим данным:

S_{oi}	0.75
S_{oa}	0.30
Площадь вытеснения	750 акров
Общая площадь	1000 акров
Мощность вытеснения	10 фт
Общая мощность	15 фт
Игнорируйте эффективность FVF, поскольку $B_{oi} \approx B_{oa}$	

Ответ:

Коэффициент вытеснения: $E_D = \frac{(S_{oi}/B_{oi}) - (S_{oa}/B_{oa})}{S_{oi}/B_{oi}} \approx \frac{S_{oi} - S_{oa}}{S_{oi}} = 0.6$

Коэффициент охвата по площади: $E_A = \frac{\text{Мощность вытеснения}}{\text{Общая мощность}} = 0.75$

Коэффициент охвата по мощности: $E_V = \frac{\text{Мощность вытеснения}}{\text{Общая мощность}} = 0.667$

Коэффициент охвата по объему: $E_{\text{Vol}} = E_A \times E_V = 0.5$

Коэффициент извлечения: $RE = E_D \times E_{\text{Vol}} = 0.3$

1.4 РЕГУЛИРОВАНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ

Решение о разработке нефтяного пласта является бизнес-решением, требующим экономического анализа проекта. Прогноз потока денежных средств от проекта производят путем объединения прогноза объема добычи жидкости и прогноза цены жидкости.

Объем производства прогнозируется с помощью инженерных расчетов, в то время как оценку цены жидкости выполняют с использованием экономических моделей. Расчет денежного потока для различных сценариев может использоваться для сравнения экономической ценности конкурирующих концепций разработки пласта.

Денежные потоки являются примером экономической меры стоимости инвестиций. Экономические меры имеют несколько характеристик. Экономическая мера должна соответствовать целям организации. Она должна быть понятна и применима таким образом, чтобы ее можно было использовать для принятия экономически эффективных решений. Экономические показатели, поддающиеся количественной оценке, позволяют сравнивать и классифицировать альтернативные варианты.

Чистая приведенная стоимость (NPV) - это экономическая мера, которая обычно используется для оценки денежного потока, связанного со свойствами пласта. NPV представляет собой разницу между приведенной стоимостью дохода R и приведенной стоимостью расходов E:

$$NPV = R - E \quad (1.12)$$

Временная стоимость денег включена в NPV с учетом ставки дисконтирования r . Стоимость денег корректируется к стоимости, связанной с базовым годом, с использованием ставки дисконтирования. Денежный поток, рассчитанный с учетом ставки дисконтирования, называется дисконтированным денежным потоком. Например, NPV для залежи нефти и/или газа может быть рассчитан по определенной ставке дисконтирования на основе разницы между доходами и расходами (Фанчи, 2010 г.):

$$\begin{aligned} NPV &= \sum_{n=1}^N \frac{P_{on}q_{on} + P_{gn}q_{gn}}{(1+r)^n} - \sum_{n=1}^N \frac{CAPEX_n + OPEX_n + TAX_n}{(1+r)^n} \\ &= \sum_{n=1}^N \frac{P_{on}q_{on} + P_{gn}q_{gn} - CAPEX_n - OPEX_n - TAX_n}{(1+r)^n} \end{aligned} \quad (1.13)$$

где N - количество лет, P_{on} - цена нефти в течение года n , q_{on} - добыча нефти в течение года n , P_{gn} - цена газа в течение года n , q_{gn} - добыча газа в течение года n , $CAPEX_n$ - капитальные затраты в течение года n , $OPEX_n$ - эксплуатационные расходы в течение года n , TAX_n - налоги в течение года n ,

r - ставка дисконтирования.

NPV для конкретного случая представляет собой стоимость денежных потоков по определенной ставке дисконтирования. Ставка дисконтирования, при которой максимальная NPV равна нулю, называется дисконтированной доходностью денежных потоков от инвестиций (DCFROI) или внутренней нормой доходности (IRR). DCFROI полезен для сравнения различных проектов.

На рис. 1.4 изображен типовой график NPV в зависимости от времени. Начальная временная часть рисунка показывает отрицательную NPV и указывает на то, что проект работает с убытком. Убыток обычно связан с первоначальными капиталовложениями и операционными расходами, которые возникают до того, как проект начнет приносить доход. Снижение убытка и, в конечном счете, рост чистой добавленной стоимости связан с получением доходов, превышающих расходы. Точка времени на графике, в которой NPV равна нулю после начала проекта, - это дисконтированное время выплаты. Дисконтированный срок выплаты на рис. 1.4 составляет около 2,5 лет.

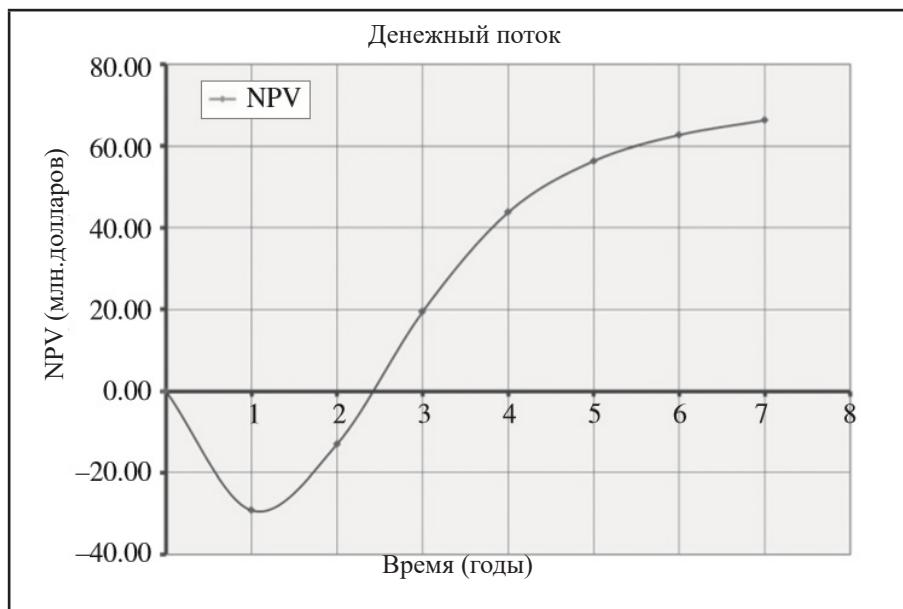


Рис. 1.4 Типовой денежный поток

ТАБЛИЦА 1.4 Определение отдельных экономических мер

Экономическая мера	Определение
Дисконтная ставка	Фактор для приведения денежного эквивалента к базовому году
Чистая приведенная стоимость (NPV)	Стоимость денежных потоков по указанной ставке дисконтирования
Дисконтированный срок выплаты	Время, когда $NPV = 0$
DCFROI или IRR	Ставка дисконтирования, при которой максимальная $NPV = 0$
Отношение прибыль-инвестиции (PI)	Отношение недисконтированного денежного потока без учета капитальных вложений к общей сумме инвестиций

В таблице 1.4 представлены определения некоторых широко используемых экономических показателей. DCFROI и дисконтированное время выплаты являются показателями экономической жизнеспособности проекта. Еще одним показателем является отношение прибыли к инвестициям (PI), которое является показателем рентабельности. Оно определяется как отношение общего недисконтированного денежного потока без учета капитальных вложений к общему объему инвестиций. В отличие от DCFROI, коэффициент PI не учитывает стоимость денег с учетом фактора времени. Перспективные участки включают в себя график NPV в зависимости от времени и график NPV в зависимости от ставки дисконтирования.

Объемы производства и прогнозы цен необходимы для расчета NPV. Исходные данные, используемые для подготовки прогнозов, включают данные, которые не являются хорошо проверенными. Существуют и другие возможные источники ошибок. Например, расчет прогноза может не отражать поведение системы в течение всего периода прогнозирования, или геополитическое событие может изменить глобальную экономику. Количественную оценку неопределенности можно получить, внеся разумные изменения в исходные данные, используемые для расчета прогнозов, с тем, чтобы получить ряд результатов NPV. Этот процесс иллюстрируется рассмотрением анализа кривой падения в одной из последующих глав.

1.4.1 Цена на нефть

На стоимость нефти влияют геополитические события. Арабо-израильская война спровоцировала первый нефтяной кризис в 1973 году. Нефтяной кризис - это рост цен на нефть, приводящий к значительному снижению производительности труда нации. Последствия арабского нефтяного эмбарго ощущались незамедлительно. С начала 1973 года по начало 1974 года цена барреля нефти выросла более чем вдвое. Американцы были вынуждены нормировать бензин, а потребители выстраивались в очередь на АЗС и выдвигали требования для снижения цен. Арабское нефтяное эмбарго побудило арабские государства серьезно рассмотреть вопрос об отходе от экономики, ориентированной на углеродные

материалы. Несмотря на эти опасения и последующие нефтяные кризисы, мир по-прежнему получает более 80% своей энергии от ископаемых видов топлива.

Исторически сложилось так, что пик цен на нефть пришелся на периоды, когда геополитические события угрожали поставкам нефти или нарушали их бесперебойность. Паникующие специалисты сделали мрачные прогнозы в СМИ, что со временем первого нефтяного кризиса 1973 года цены на нефть будут расти практически без ограничений. В этих прогнозах игнорируются рыночные факторы, сдерживающие цены на нефть и другие ископаемые виды топлива.

Пример 1.6 Нефтяная безопасность

- A.** Если 100 миллиардов долларов в год тратится на военные цели для защиты поставок 20 миллионов баррелей нефти в день на мировой рынок, сколько военный бюджет добавит в стоимость барреля нефти?

Ответ

Общий объем добычи нефти в год = $(20 \text{ мбж/день}) \times (365 \text{ дней/год}) = 7,3 \text{ млрд баррелей/год}$.
Стоимость военных расходов/мбж = $\frac{\$100 \text{ млрд/год}}{7,3 \text{ мбж/год}} = \$13,70 \text{ забаррель}$

- B.** Какова будет цена за галлон?

Ответ:

Стоимость/гал = $(\$13,70/\text{мбж}) \times (1 \text{ мбж}/42 \text{ гал}) = \$0,33/\text{гал}$.

1.4.2 Как цены на нефть влияют на темп добычи?

Многие эксперты считают, что у нас заканчивается нефть, потому что становится все труднее открывать новые залежи, содержащие большие объемы традиционной нефти и газа. Большая часть геологоразведочных работ сосредоточена на менее гостеприимных климатических условиях, таких как арктические условия в Сибири и глубоководные районы вблизи Западной Африки. Но мы уже знаем, где остаются большие объемы нефти: в уже открытых и разрабатываемых коллекторах. Нынешние методы разработки позволили добывать примерно третью часть нефти из известных месторождений. Это означает, что примерно две трети из них остаются в том месте, где они были первоначально обнаружены.

ТАБЛИЦА 1.5 Чувствительность технологии добычи нефти к цене на нефть

Технология добычи нефти	Диапазон цен на нефть	
	1997\$/мбж	2016\$/мбж
5% инфляция		
Первичный метод	15-25	38-63
Вторичный метод (EOR)	20-40	51-101
Утяжеленная нефть (например, нефтеносные пески)	25-45	63-114
Альтернативный источник энергии	40-60	101-152

Эффективность извлечения нефти зависит от затрат. Компании могут добывать гораздо больше нефти из существующих пластов, если они готовы платить за нее и если рынок будет поддерживать эту стоимость. Большинство нефтедобывающих компаний предпочитают искать и добывать более дешевую нефть, чтобы конкурировать на международном рынке. Таблица 1.5 иллюстрирует чувствительность нефтедобывающих технологий к цене на нефть. Цены на нефть в таблице включают цены начала 1997 года и цены с поправкой на инфляцию до 2016 г. года. Фактический уровень инфляции цен на нефть зависит от ряда факторов, таких как размер и наличие спроса и предложения.

Как видно из таблицы 1.5, более сложные технологии могут быть оправданы ростом цен на нефть. Она также включает оценку цен на альтернативные источники энергии, такие как ветер и солнце. Технологический прогресс помогает ветровой и солнечной энергии стать экономически конкурентоспособными по сравнению с нефтью и газом как источниками энергии для производства электроэнергии. В некоторых случаях происходит дублирова-

ние между одной технологией и другой. Например, заводнение паром - это процесс повышения нефтеотдачи пластов, который может конкурировать с традиционными методами добычи нефти, такими как заводнение водой, а химическое заводнение является одним из самых дорогостоящих процессов повышения нефтеотдачи пластов.

1.4.3 Насколько высокими могут быть цены на нефть?

Помимо привязки технологии добычи к цене на нефть, в таблице 1.5 приведен еще один важный момент: цены на нефть не будут расти без ограничений. Из приведенных в таблице данных видно, что при повышении цены на нефть выше 2016\$101 долл. за баррель альтернативные источники энергии становятся конкурентоспособными. Если цена на нефть в течение длительного периода времени будет оставаться на уровне 2016\$101 долл. за баррель или выше, потребители электроэнергии начнут переходить на более дешевые источники энергии. Этот переход известен как замена продукта. Влияние цен на поведение потребителей иллюстрируют потребители в европейских странах, которые платят за бензин намного больше, чем потребители в Соединенных Штатах. Такие страны, как Дания, Германия и Голландия, быстро развиваются ветровую энергетику как альтернативу ископаемому топливу для производства электроэнергии.

Исторически сложилось так, что страны-экспортеры нефти пытаются максимизировать свои доходы и свести к минимуму конкуренцию со стороны альтернативных источников энергии и дорогостоящих технологий нефтедобычи, поставляя достаточно нефти, чтобы цена оставалась ниже цены, необходимой для оправдания замещения продукции. Саудовская Аравия использует увеличение поставок нефти для снижения ее стоимости. Это создает проблемы для организаций, которые пытаются разрабатывать более дорогостоящие источники нефти, такие как сланцевое масло в Соединенных Штатах. Это также создает проблемы для стран-экспортеров нефти, которые полагаются на относительно высокие цены на нефть для финансирования своих государственных расходов.

Страны-импортеры нефти могут попытаться свести к минимуму свою зависимость от импорта нефти путем разработки технологий, позволяющих снизить стоимость альтернативных источников энергии. Если в стране-импортере нефти имеются зрелые нефтяные резервуары, то для снижения зависимости страны от импортируемой нефти может быть использована разработка относительно недорогих технологий добычи нефти из существующих зрелых резервуаров, или введение экономических стимулов для добычи отечественной нефти.

1.5 НЕФТЬ И ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА

Ископаемые виды топлива - уголь, нефть и природный газ - могут нанести вред окружающей среде при их потреблении. Добыча угля на поверхности оставляет шрамы в окружающей среде до момента рекультивации земель. Нефть загрязняет все, к чему она прикасается, когда она разливается на сушу или в море. Изображения дикой природы покрытой нефтью или природный газ, который проникает в питьевую воду, вносят свой вклад в отношение населения к нефти и газу как к «грязным» источникам энергии. Сжигание ископаемого топлива приводит к образованию экологически нежелательных побочных продуктов. Соблазнительно сделать вывод, что ископаемые виды топлива всегда наносят ущерб окружающей среде. Однако, если взглянуть на историю потребления энергии, то мы увидим, что ископаемые виды топлива в прошлом помогали защищать окружающую среду, когда они были впервые приняты обществом в качестве основного источника энергии.

На протяжении большей части истории человечества древесина являлась предпочтительным видом топлива и по-прежнему вносит значительный вклад в формирование глобального энергетического портфеля. Рост спроса на древесное топливо, связанный с ростом численности населения и технологическими достижениями, такими как разработка парового двигателя, вызвал обеспокоенность по поводу обезлесения и привел к поиску новых источников топлива. Обнаружение угля, сгоревшей породы, снизило спрос на древесину и помогло спасти леса.

До 1850 года сжигание угля использовалось в качестве основного источника энергии в промышленно развитых странах. Еще одно топливо, китовый жир, использовалось в качестве осветителя и входило в энергетический портфель девятнадцатого века как дополнение к углю. Спрос на китовый жир мотивировал ловлю китов и привел к их исчезновению. Открытие того факта, что минеральное масло, которое мы сейчас называем сырой нефтью, также может быть использовано в качестве осветителя, позволило получить продукт, который может быть заменен китовым маслом при наличии достаточного количества минерального масла для удовлетворения растущего спроса. В 1861 году журнал *Vanity Fair* опубликовал карикатуру на Большой бал, посвященный добыче нефти в Пенсильвании. Совершенствование технологии бурения и открытие нефтяных месторождений, способных обеспечить большие объемы нефти при высоких дебитах, привело к снижению стоимости нефти по сравнению с углем и китовым маслом. С экологической точки зрения замена китового жира минеральным

маслом спасла китов во второй половине девятнадцатого века. Сегодня озабоченность по поводу вредного воздействия ископаемого топлива, особенно угля и нефти, на окружающую среду мотивирует переход к более выгодным источникам энергии. Основания для этой обеспокоенности рассматриваются ниже.

1.5.1 Антропогенное изменение климата

Одной из экологических проблем, стоящих перед обществом сегодня, является антропогенное изменение климата. При горении углеродного топлива в воздухе углерод вступает в реакцию с кислородом и азотом, образуя двуокись углерода (CO_2),monoоксид углерода и оксиды азота

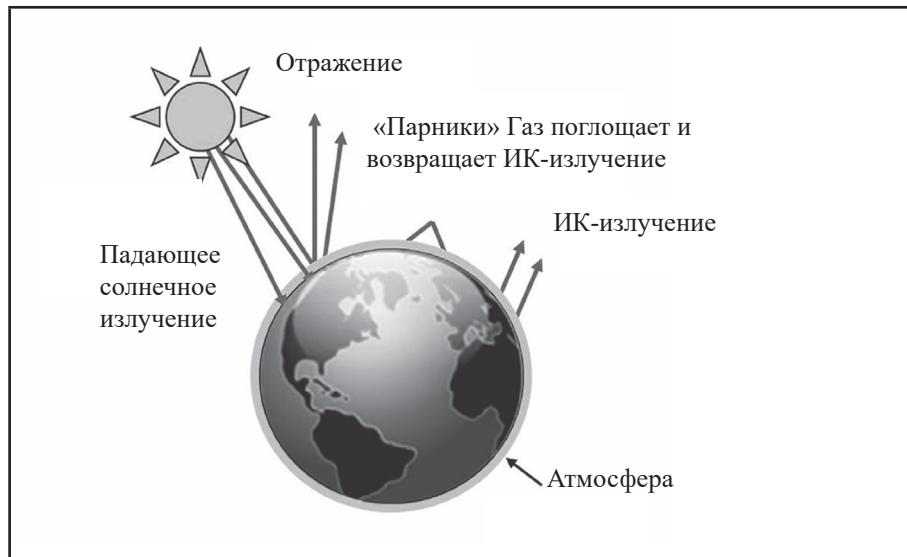


Рис. 1.5 «Парниковый эффект». (Источник: Фанчи (2004). Воспроизведено с разрешения издательства Elsevier Academic Press).

(часто сокращенно NO_x). Побочные продукты неограниченного сжигания, в том числе водяной пар, выбрасываются в атмосферу в газообразной форме.

Некоторые побочные продукты сжигания газа называются парниковыми газами, поскольку они поглощают тепловую энергию. Парниковые газы включают водяной пар, углекислый газ, метан и закись азота. Молекулы парниковых газов могут поглощать инфракрасный свет. Когда молекула парниковых газов в атмосфере поглощает инфракрасный свет, энергия поглощенного фотона света преобразуется в кинетическую энергию газовой молекулы. Связанное с этим повышение температуры атмосферы является парниковым эффектом, показанным на рис. 1.5.

Большая часть солнечной энергии, поступающей в верхние слои атмосферы, не доходит до поверхности Земли. Изучение распределения световой энергии, поступающей на поверхность Земли, показывает, что энергия солнца на определенных частотах (или, эквивалентно, длинах волн) поглощается в атмосфере. Некоторые из этих пробелов связаны с поглощением света молекулой парниковых газов.

Одним из способов измерения концентрации парниковых газов является измерение концентрации конкретного парникового газа. Чарльз Дэвид Килинг начал измерять концентрацию углекислого газа в атмосфере в обсерватории Мауна-Лоа на Большом острове Гавайи в 1958 году. Килинг наблюдал неуклонный рост концентрации углекислого газа с момента начала измерений. Его кривая сейчас известна как кривая Килинга, показана на рис. 1.6. Она представляет годовой цикл концентрации углекислого газа, накладывающийся на увеличивающуюся среднюю величину. Первоначальная концентрация углекислого газа составляла чуть более 310 частей на миллион. Сегодня она составляет около 400 частей на миллион. Эти измерения показывают, что концентрация диоксида углерода в атмосфере возрастает с середины двадцатого века.



Рис. 1.6 Кривая Килинга (Источник: Институт океанографии имени Скриппса, Калифорнийский университет Сан-Диего, https://scripps.ucsd.edu/programs/keelingcurve/wp-content/plugins/sio-bluemoon/gras/mlo_full_record.png).

Для измерения концентрации газов в прошлом использовали пробы воздушных пузырьков, обнаруженных в кернах льда, извлеченного из ледникового льда озера Восток на Антарктиде. Измерения показывают, что концентрация CO₂ варьировалась от 150 до 300 ч./млн. за последние 400 000 лет. Измерения концентрации CO₂ в атмосфере за последние два столетия показывают, что концентрация CO₂ превышает 300 ч./млн. и продолжает расти. Измерения ледникового керна показывают корреляцию между изменениями температуры атмосферы и концентрацией CO₂.

Уигли и соавторы (1996) прогнозировали концентрацию CO₂ в окружающей среде в течение XXI века. Они утверждали, что общество должно будет снизить уровень выбросов парниковых газов в атмосферу, чтобы поддерживать концентрацию в атмосфере ниже 550 ч./млн., т.е. концентрацию CO₂, которая обеспечит приемлемый энергетический баланс. Некоторые ученые утверждают, что оптимальная концентрация CO₂ является спорной, поскольку более высокие концентрации углекислого газа могут способствовать росту растений.

Люди, считающие, что изменение климата связано с деятельностью человека, утверждают, что сжигание ископаемого топлива является основным источником CO₂ в атмосфере. Скептики отмечают, что влияние деятельности человека на климат не вполне обосновано. Например, они отмечают, что прогнозы глобальной климатической модели не являются надежными, поскольку они не моделируют адекватно все механизмы, влияющие на поведение климата. Но все согласны с тем, что климат меняется в краткосрочной перспективе. Примерами краткосрочных изменений климата являются сезонные колебания погоды и штормы. Мы называем долгосрочное изменение климата, связанное с деятельностью человека, антропогенным изменением климата, чтобы отличить его от краткосрочного изменения климата.

Доказательства того, что деятельность человека вызывает изменение климата в большей степени, чем это было бы естественно, мотивировали защитников антропогенного изменения климата по всему миру как можно скорее регулировать выбросы парниковых газов и перейти от ископаемых видов топлива к таким источникам энергии, как ветер и солнце. Обычно скептики утверждают, что уменьшение нашей зависимости от ископаемых видов топлива важно, но они также считают, что переход должен произойти в течение периода времени, который не нанесет значительного ущерба мировой экономике. Одним из методов сокращения выбросов CO₂ в атмосферу является сбор и хранение углекислого газа в геологических формациях в процессе, известном как секвестрация CO₂. Недавние исследования показали, что крупномасштабное поглощение парниковых газов может изменить подповерхностное напряжение, вызывающее скольжение разломов и сейсмическую активность на поверхности.

1.5.2 Экологические проблемы

Производители ископаемого топлива должны быть хорошими распорядителями Земли. С точки зрения личной перспективы, они делятся окружающей средой со всеми остальными. С точки зрения бизнеса, неспособность защитить окружающую среду может привести к судебным искам, штрафам и дополнительному регулирова-

нию. Существует множество примеров того, как общество налагает санкции на операторов за поведение, которое может нанести вред окружающей среде или уже нанесло ущерб окружающей среде. Ниже приводится несколько таких примеров.

В 1995 году Shell UK достигла соглашения с британским правительством о ликвидации платформы хранения нефти под названием Brent Spar в глубоководных районах Атлантического океана. Группа по защите окружающей среды «Гринпис» и ее союзники опасались, что нефть, оставшаяся на платформе, просочится в Атлантический океан. Гринпис бросил вызов плану Shell UK, оккупировав платформу и поддержав демонстрации, которые, в некоторых случаях, приобрели ожесточенный характер. Shell UK отказался от плана затопления Brent Spar в Атлантике и вместо этого использовал его в качестве причала для паромов. В результате этого инцидента правительства по всей Европе изменили свои правила, регулирующие утилизацию морских объектов (Wilkinson, 1997 г.; Offshore Staff, 1998 г.).

Другим примером является разработка месторождений сланцевой нефти и газа в населенных пунктах. Разработка месторождений сланцевой нефти и газа требует внедрения технологии, известной как гидроразрыв пласта. Единственный способ получить экономичный расход нефти и газа из сланца - это разрушение горной породы. Эти трещины обеспечивают движение потока от сланца к скважине. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) требует закачки больших объемов воды под давлением, достаточным для разрушения сланца. В нагнетаемой воде содержатся химические вещества и мелкие твердые частицы, называемые проппантами, которые используются для поддержания открытых трещин после завершения процесса ГРП, и скважина превращается из нагнетательной скважины, работающей под высоким давлением, в эксплуатационную при гораздо более низком давлении.

К числу экологических проблем, связанных с проведением ГРП, относится обеспечение потребности в воде для проведения ГРП и удаления пластовых вод, содержащих загрязняющие вещества. Одним из решений является рециркуляция воды. Другим решением является закачка пластовой воды в утилизационные скважины. Как процесс разрушения, так и процесс удаления воды могут привести к вибрациям на Земле, которые могут быть измерены как сейсмические явления. Процесс разрушения происходит вблизи глубины залегания сланца и, как правило, представляет собой сейсмическое событие очень малой магнитуды, известное как микросейсмическое явление. Закачка воды в поглощающие скважины может привести к сейсмическим явлениям и, возможно, землетрясениям, которые могут ощущаться на поверхности в процессе, известном как сейсмичность, вызванная закачкой (Rubinstein и Mahani, 2015; Weingarten и соавт., 2015 г.). Кинг (2012 г.) предоставил обширный обзор вопросов гидроразрыва пласта, связанных с добывчей нефти и газа из сланца. Обеспокоенность по поводу воздействия на окружающую среду побудила правительства некоторых городов, уездов и штатов США более тщательно регулировать процессы бурения скважин и добывчи сланца.

Разливы нефти в морской среде могут потребовать дорогостоящих операций по очистке. Два таких случая разлива нефти было связано с танкерами «Exxon Valdez» в 1989 году, который сел на мель на Аляске, и взрыв и затопление морской платформы BP Deepwater Horizon в Мексиканском заливе в 2010 году. Оба инцидента повлекли за собой значительные финансовые санкции, включая затраты на восстановление нарушенных прав, для вовлеченных компаний. В случае инцидента с BP Deepwater Horizon погибло 11 человек. Разлив нефти с борта танкера «Exxon Valdez» мотивировал принятие правительством США нормативных актов, требующих использования двухкорпусных танкеров.

Пример 1.7 Экологические затраты

А. Ожидается, что в результате реализации проекта будет извлечено 500 миллионов STB нефти. Проект потребует установки инфраструктуры (например, платформы, трубопровода и т.д.) стоимостью 1,8 млрд. долл. США и дополнительных расходов в сумме 2 млрд. долл. США (например, роялти, налоги, эксплуатационные расходы). Рентабельность возникает тогда, когда выручка = расходам. Без учета временной стоимости денег, какая цена на нефть (в долларах США/STB) необходима для достижения рентабельности? STB относится к объему нефти в складском резервуаре.

Ответ:

Общие расходы = 3,8 млрд. долл. США
Цена на нефть = \$3,8 млрд/0,5 млрд. STB = \$7,6/STB

- B.** Предположим, произойдет неожиданная экологическая катастрофа, которая увеличит стоимость проекта еще на 20 миллиардов долларов. Без учета временной стоимости денег, какая цена на нефть (в долларах США/ STB) необходима для достижения рентабельности?

Ответ:

Общие расходы = 23,8 млрд. долл.

Цена на нефть = \$23,8 млрд/0,5 млрд. STB = \$47,6/STBB

1.6 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

1.6.1 Дополнительная литература

Более подробную информацию о нефти в обществе см. в работах Фанчи и Фанчи (2016 г.), Гин (2012 г.), Саттер и соавт. (2008 г.), Раймонд и Леффлер (2006 г.) и Ергин (1992 г.). Более подробную информацию об управлении пластами и экономике нефтедобычи см. в работах Гин (2012 г.), Фанчи (2010 г.), Саттер и соавт. (2008 г.) и Раймонд и Леффлер (2006 г.).

1.6.2 Верно/неверно

1.1 Резервуар углеводородов должен быть способен улавливать и удерживать жидкости.

1.2 Плотность API - это масса углеводородной смеси.

1.3 Сепаратор GOR - отношение расхода газа к расходу нефти.

1.4 Первым этапом в жизни нефтяного или газового месторождения является разведка.

1.5 Коэффициент охвата по объему является продуктом эффективности вытеснения по площади и коэффициента вытеснения.

1.6 Чистое приведенное значение обычно отрицательно в начале проекта.

1.7 DCFROI - это дисконтированный доход от процентов по денежным потокам.

1.8 Азот является парниковым газом.

1.9 Заводнение - это процесс EOR (увеличение нефтеотдачи пласта).

1.10 Геологическая секвестрация углекислого газа в водоносном горизонте является процессом EOR.

1.6.3 Упражнения

1.1 Предположим, что плотность нефти составляет 48 фунтов/фут³, а воды - 62,4 фунтов/фут³. Рассчитайте удельный вес нефти γ_o и ее удельный вес по плотности API.

1.2 Оцените эффективность извлечения при 30%-м вытеснении, эффективности вытеснения по площади 65% и 70% эффективности охвата по мощности.

1.3 Рассчитайте коэффициент охвата по объему E_{Vol} и эффективность извлечения RE на основе следующих данных, где коэффициент вытеснения может быть оценен как: $ED(S_{oi} S_{or})/S_{oi}$.

Начальная нефтенасыщенность S_{oi}	0.75
Остаточная нефтенасыщенность S_{or}	0.30

Площадь вытеснения	480 акров
Общая площадь	640 акров
Мощность вытеснения	80 фт
Общая мощность	100 фт

- 1.4 A.** Если начальная нефтенасыщенность резервуара составляет $S_{oi} = 0,70$, а остаточная нефтенасыщенность от заводнения в образце керна в лаборатории составляет $S_{or} = 0,30$, рассчитайте эффективность вытеснения ED, предполагая, что коэффициент вытеснения может быть оценен как $ED = (S_{oi} - S_{or})/S_{oi}$.
- B.** При фактическом заводнении, измеренная в лаборатории остаточная нефтенасыщенность редко достигается. Предположим, $Sor=0.35$, пересчитайте коэффициент вытеснения. Сравните коэффициенты.
- 1.5 A.** Ожидается, что в рамках одного проекта будет извлечено 200 миллионов STB нефти. Проект требует установки инфраструктуры (например, платформы, трубопровода и т.д.) стоимостью 1,2 млрд. долл. США и дополнительных расходов в сумме 0,8 млрд. долл. США (например, роялти, налоги, эксплуатационные расходы). Рентабельность возникает тогда, когда выручка = расходам. Без учета временной стоимости денег, какая цена на нефть (в долларах США/STB) необходима для достижения рентабельности?
- B.** Предположим, пожар на платформе увеличит стоимость проекта еще на 0,5 миллиарда долларов США. Без учета временной стоимости денег, какая цена на нефть (в долларах США/ STB) необходима для достижения рентабельности?
- 1.6 A.** Обводненность нефтяной скважины, добывающей 1000 STB нефти в сутки, составляет 25%. Каков дебит добычи воды в скважине? Выразите свой ответ в STB воды в день.
- B.** Что такое WOR?
- 1.7 A.** Добыча жидкости из скважины проходит через сепаратор со скоростью, равной 1200MSCF газа в день и 1000 STB нефти в день. Что такое сепаратор GOR в MSCF/STB?
- B.** Исходя из этой информации, классифицируете ли вы жидкость как мазут или летучее масло?
- 1.8 A.** Сколько акров земли в 0,5 миль²?
- B.** Если одна газовая скважина может дренировать 160 акров, сколько газовых скважин необходимо для дренирования 1 м²?
- 1.9 A.** Общая глубина скважины составляет 10 000 футов. Если скважина заполнена водой при градиенте давления 0,433 фунт/кв. дм абс. /фут, каково давление на забое скважины?
- B.** Давление в водяном столбе составляет 1000 фунт/кв. дм абс. на глубине 2300 футов. Каким будет давление на малой глубине 2200 футов? Допустим, градиент давления воды составляет 0,433 фунт/кв. дм абс. /фт. Выразите свой ответ в значении фунт/кв. дм абс.
- 1.10 A.** Первичная добыча из нефтяного резервуара составила 100 MMSTBO, где 1 MMSTBO = 1 миллион STB нефти. После первичной стадии было осуществлено заводнение. Дополнительное извлечение из паводка составило 25% от первоначальной добычи нефти (OOIP). Общее извлечение (первичное плюс извлечение после заводнения) составило 50% от OOIP. Сколько нефти (в MMSTBO) было извлечено в результате паводка?
- B.** Что такое OOIP (в MMSTBO)?
- 1.11 A.** Керн содержит 25% водонасыщенности и 75% нефтенасыщенности до заводнения. Керны затопления показывают, что закачка воды оставляет остаточную нефтенасыщенность на уровне 25%. Если то же самый керн заново насыщен нефтью, а затем затоплен углекислым газом, то остаточная нефтенасыщенность составляет 10%. Какова эффективность вытеснения при затоплении? Допустим, эффективность вытеснения может быть оценена как $E_D = (S_{oi} - S_{or})/S_{oi}$.
- B.** Какова эффективность вытеснения при затоплениях, вызванных углекислым газом?
- 1.12** Доходы от добычи газа из скважины составляют 6 млн. долл. США в год. Газ дренирует площадь в 640 акров. Предположим, что у вас есть 1 акр дренажной площади и вы имеете право на 25% дохода за свою долю дренажной площади, которая составляет 1 акр/640 акров. Какой доход от газовой скважины вы получите? Выразите свой ответ в \$/год

2

БУДУЩЕЕ ЭНЕРГИИ

Глобальный энергетический баланс переживает период перехода от ископаемых видов топлива к более устойчивым источникам энергии. Признание того, что нефть и газ являются невозобновляемыми ресурсами, растущий спрос на энергию, обеспокоенность по поводу безопасности поставок нефти и газа и возможность антропогенного изменения климата входят в число факторов, мотивирующих изменения в мировом энергетическом балансе. В этой главе мы описываем глобальное распределение добычи и потребления нефти и газа, знакомим с концепцией М. Кинга Хабберта о периоде пиковой добычи нефти и обсуждаем роль нефти и газа в будущем энергетическом балансе.

2.1 МИРОВАЯ ДОБЫЧА И ПОТРЕБЛЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА

Глобальное распределение производства и потребления нефти и газа иллюстрируется представлением ведущих стран по категориям производства и потребления. Перечни ведущих стран-производителей и стран-потребителей из года в год меняются. Например, на рис. 2.1 показаны пять стран с наибольшей добычей нефти в 2014 году. В 1980-х годах Соединенные Штаты были крупнейшим производителем, в то время как производство в Саудовской Аравии было относительно низким. К 1990-м годам Саудовская Аравия заменила Соединенные Штаты в качестве ведущей страны-производителя. Развитие методов экономически выгодной добычи углеводородов из сланцевых пород с очень низкой проницаемостью позволило Соединенным Штатам стать в 2010-е годы ведущей страной-производителем.

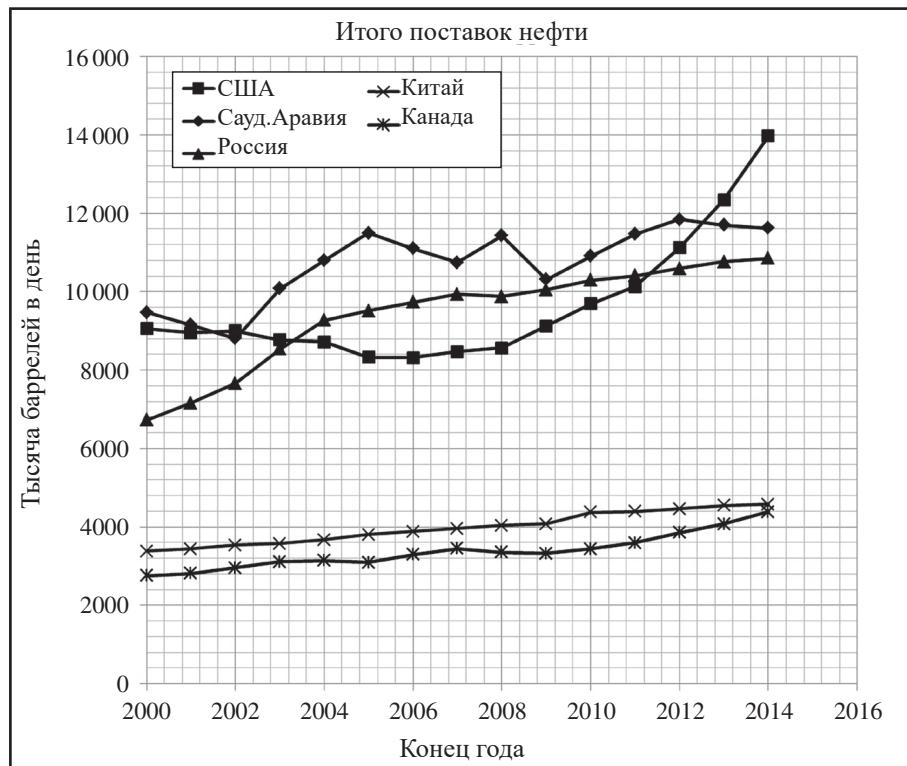


Рис. 2.1 Пять ведущих нефтедобывающих стран по состоянию на 2014 год. (Источник: Управление энергетической информацией США (2015 г.).

На рис. 2.2 представлены пять стран с наибольшим потреблением нефти в 2014 году. По объему потребления лидируют Соединенные Штаты, за ними следуют Китай, Япония, Индия и Россия. Мы можем определить, является ли страна чистым импортером или экспортёром нефти и газа, сравнивая производство и потребление в той или иной стране. Соединенные Штаты являются нетто-импортером нефти, а Саудовская Аравия - нетто-экспортёром нефти.

На рис. 2.3 показаны пять стран с наибольшей добычей сухого природного газа в 2014 году. Открытие методов бурения и заканчивания скважин, способных добывать природный газ из пород с очень низкой проницаемостью, таких как песчаник и сланец, помогло Соединенным Штатам увеличить добычу природного газа.

На рис. 2.4 представлены пять стран с наибольшим потреблением сухого природного газа в 2014 году. Соединенные Штаты являются ведущим потребителем природного газа. Ожидается, что мировой спрос на природный газ возрастет по мере того, как такие страны, как Соединенные Штаты, будут заменять угольные электростанции электростанциями, работающими на угле, электростанциями, работающими на более чистом, сухом природном газе.

2.2 РЕСУРСЫ И РЕЗЕРВЫ

Распределение ресурсов можно отобразить с помощью треугольника ресурсов, показанного на рис. 2.5 (Мастерс, 1979 г.). Мастерс предложил, что распределение природных ресурсов может быть представлено треугольником с высококачественными месторождениями в верхней части и

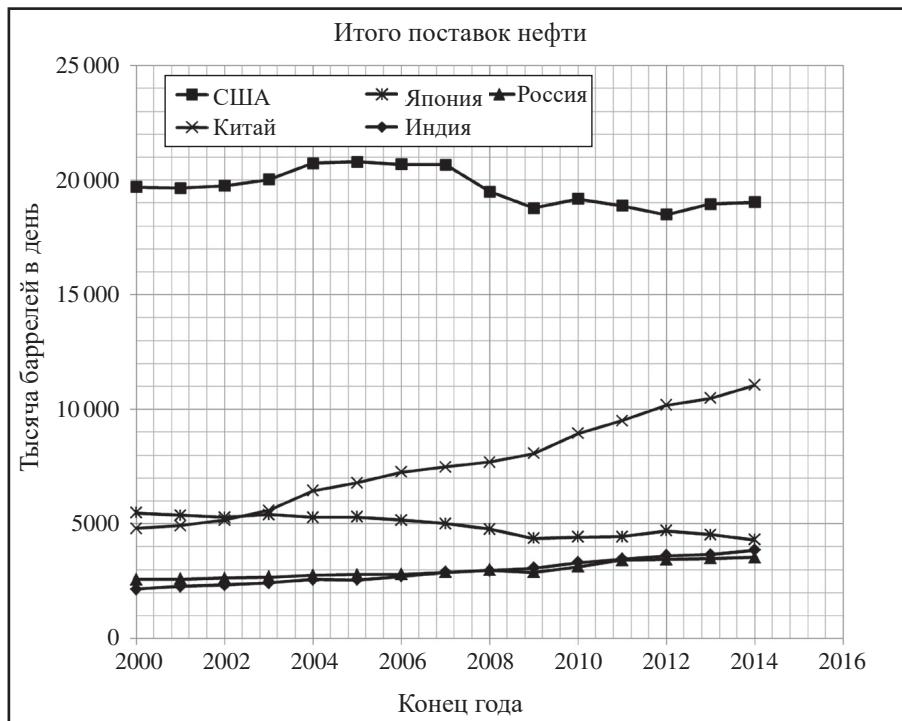


Рис. 2.2 Пять ведущих стран-потребителей нефти по состоянию на 2014 год (Источник: Управление энергетической информации США (2015 г.)).

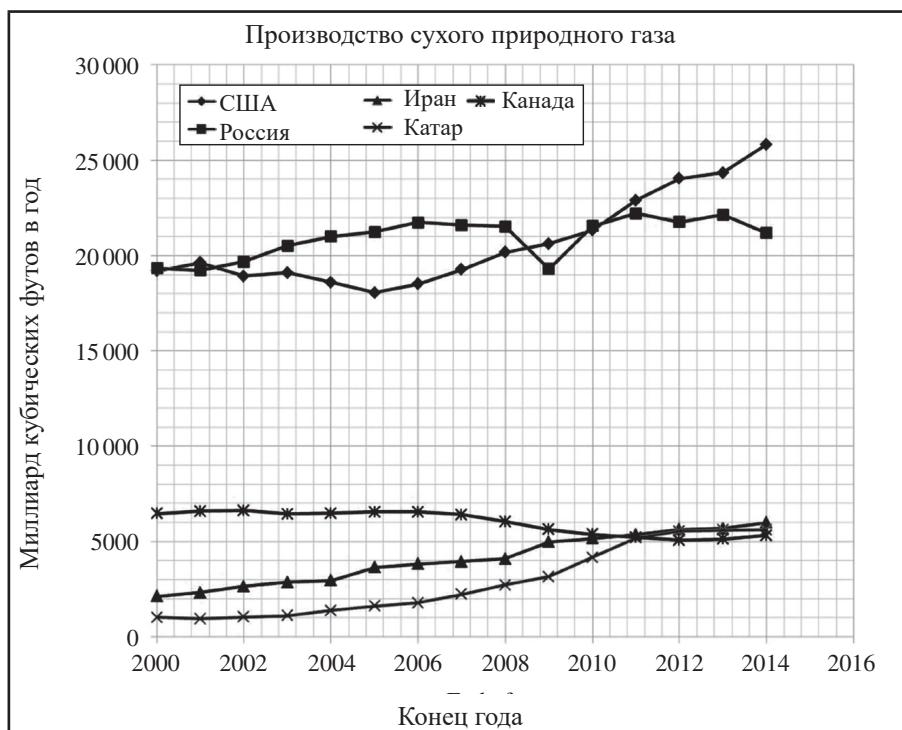


Рис. 2.3 Пять ведущих стран-производителей сухого природного газа по состоянию на 2014 год (Источник: Управление энергетической информации США (2015 г.); BP 2015 г.).

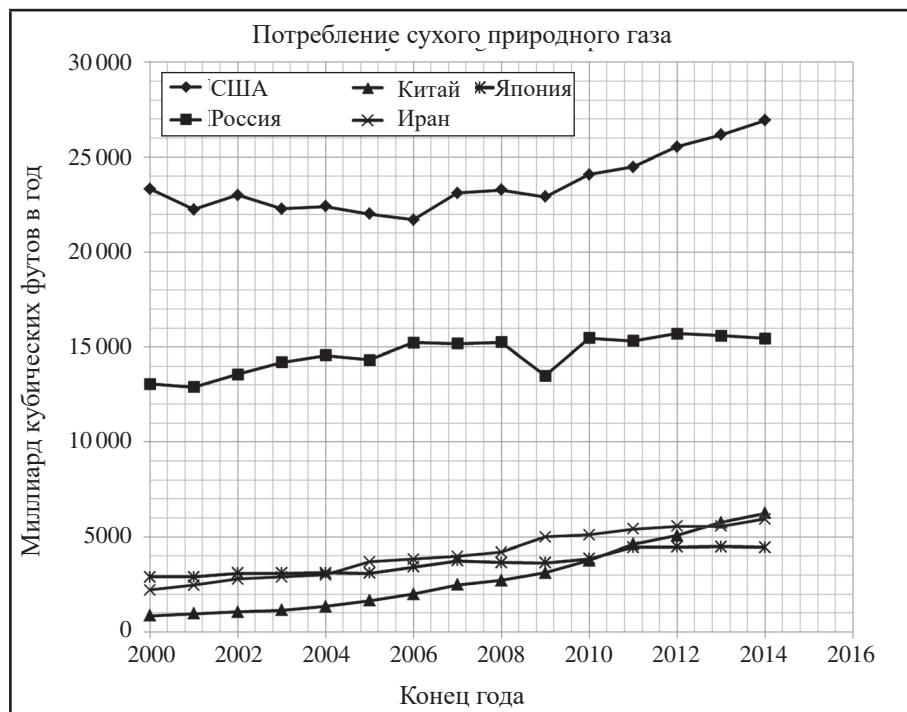


Рис. 2.4 Пять ведущих стран-потребителей сухого природного газа по состоянию на 2014 год (Источник: Управление энергетической информации США (2015 г.); BP 2015 г.).



Рис. 2.5 Иллюстрация треугольника ресурсов.

месторождениями более низкого качества в нижней части треугольника. Месторождение в верхней части треугольника имеет относительно большую концентрацию ресурсов, которые относительно недорогие в добыче. Месторождение полезных ископаемых в нижней части треугольника имеет более низкую концентрацию ресурсов, поэтому добыча является более сложной или дорогостоящей. Например, в верхней части треугольника будет расположен большой, мелководный, легкий нефтяной резервуар, расположенный на суше, а в его основе - небольшой, глубокий резервуар тяжелой нефти, расположенный в морской среде. Ожидается, что объем легко извлекаемых и высококонцентрированных ресурсов будет небольшим, в то время как объем ресурсов в месторождении с низкой концентрацией представляет трудное или дорогое извлечение, и ожидается, что он будет большим.

2.2.1 Резервы

Размер ресурса говорит нам о том, сколько полезных ископаемых присутствует в месторождении. Объем ресурсов, которые могут быть извлечены, обсуждается с точки зрения резервов. Определение резервов представлено в Системе управления запасами нефти и газа Общества инженеров-нефтяников (SPE-PRMS, 2011). Классификация запасов приведена в таблице 2.1.

Распределение вероятностей, связанных с определением резервов в SPE-PRMS, отражает наличие статистического распределения полезных ископаемых по их характеру. Например, нефтяные резервуары различаются по размеру от небольших объемов до относительно больших объемов нефти. Если отобразить в графике объем нефти в резервуаре по отношению к количеству резервуаров аналогичного объема, то можно распределить резервуары в зависимости от их размера. Это распределение может быть представлено распределением частоты и интерпретировано как распределение вероятности размера резервуара. Если мы объединим размеры резервуаров и коэффициент извлечения, то сможем получить распределение вероятностей по резервам. В качестве иллюстрации предположим, что распределение вероятностей резервов является нормальным. Нормальное распределение

ТАБЛИЦА 2.1 Определение SPE-PRMS резервов

Доказанные резервы	Те объемы нефти, которые на основе анализа геонаучных и инженерных данных с достаточной степенью уверенности можно оценить с коммерческой точки зрения и извлечь из известных коллекторов, при определенных экономических условиях, методами эксплуатации и в соответствии с правительственные требованиями. Вероятность должна составлять не менее 90% (P_{90}) с тем, что фактически извлеченные количества будут равны или превышать низкую оценку.
Вероятные резервы	Те дополнительные резервы, которые, как показывает анализ геонаучных и инженерных данных, менее вероятно извлечь, чем доказанные резервы, но более вероятно извлечь, чем возможные резервы. Вероятность должна составлять не менее 50% (P_{50}) с тем, что фактически извлеченные количества будут равны или превышать наилучшую оценку.
Возможные резервы	Те дополнительные резервы, извлечение которых, как показывает анализ геонаучных и инженерных данных, менее вероятно, чем извлечение вероятных резервов. Вероятность должна составлять не менее 10% (P_{10}) с тем, что фактически извлеченные количества будут равны или превышать высокую оценку.

характеризуется средним значением μ и стандартным отклонением σ распределения. Основываясь на определении доказанных, вероятных и возможных резервов в соответствии с SPE-PRMS, мы имеем следующее

$$\begin{aligned} \text{Доказанные запасы} &= P_{90} = \mu - 1.280 \sigma \\ \text{Вероятные запасы} &= P_{50} = \mu \\ \text{Возможные запасы} &= P_{10} = P_{10} = \mu + 1,28 \sigma \end{aligned} \quad (2.1)$$

для нормального распределения со средним значением μ и стандартным отклонением σ .

Пример 2.1 Резервы

На рис. 2.6 показано распределение резервов для нормального распределения при среднем показателе 200 MMSTB нефти и трех различных стандартных отклонениях: 20 MMSTB, 40 MMSTB и 60 MMSTB. Какие доказанные, вероятные и возможные резервы предполагают нормальное распределение при стандартном отклонении 20 MMSTB?

Ответ:

Значения можно определить по рисунку 2.6 или рассчитать уравнением 2.1:

$$\text{Доказанные запасы} = P_{90} \approx 175 \text{ MMSTB}$$

$$\text{Вероятные запасы} = P_{50} = 200 \text{ MMSTB}$$

$$\text{Возможные запасы} = P_{10} \approx 225 \text{ MMSTB}$$

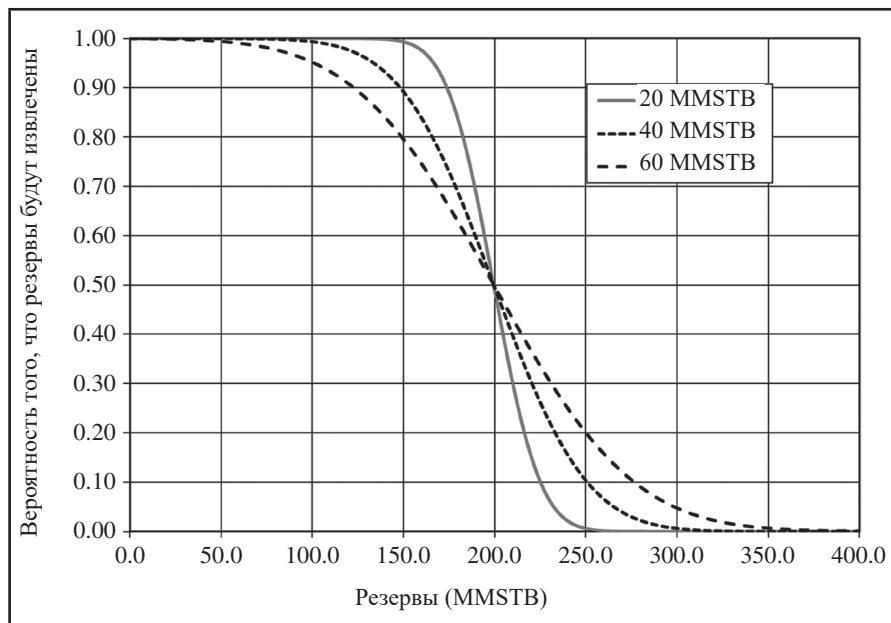


Рис. 2.6 Распределение резервов

2.3 НЕФТЕГАЗОВЫЕ РЕСУРСЫ

Запасы нефти и газа можно охарактеризовать как традиционные и нетрадиционные ресурсы. В работе Шнайдер и Сил (2011) традиционные ресурсы нефти и газа определены как формации, которые могут быть извлечены с экономической скоростью потока или которые производят экономические объемы нефти и газа без обработки пласта или специальных процессов и технологий добычи. К нетрадиционным ресурсам нефти и газа относятся формации, которые не могут быть извлечены при экономически выгодных дебитах или не производят экономические объемы нефти и газа без обработки пласта или специальных процессов и технологий добычи. На рис. 2.7 представлена классификация ресурсов нефти и газа, соответствующая этим определениям. После работ Фанчи и Фанчи (2016 г.), более подробная информация о некоторых нетрадиционных источниках нефти и газа вблизи базы

треугольника ресурсов представлена на рис. 2.7.

Крупные нефтегазовые месторождения можно охарактеризовать как гигантские или сверхгигантские. Гигантское нефтяное месторождение содержит от 500 млн. баррелей до 5 млрд. баррелей извлекаемой нефти. Нефтяные месторождения с извлекаемыми запасами нефти более пяти миллиардов баррелей являются сверхгигантскими. Гигантское газовое месторождение содержит от 3 до 30 триллионов кубических фунтов извлекаемого газа. Месторождения с объемом извлекаемого газа более 30 триллионов кубических фунтов являются сверхгигантскими газовыми месторождениями.

2.3.1 Угольный газ

Газ, добываемый из угольных пластов, известен как угольный газ (Jenkins и соавт., 2007 г.). Газ может присутствовать в качестве высвобожденного газа из системы трещиноватости или в виде мономолекулярного слоя на внутренней поверхности угольной матрицы. В состав угольного газа в основном входит метан, но он также может входить в состав таких компонентов, как этан, углекислый газ, азот и водород (Mavor и соавт., 1999 г.). Содержание газа в угле может составлять примерно от 20 стандартных кубических футов (SCF) на тонну угля в бассейне



Рис. 2.7 Треугольник ресурсов (Источник: Адаптировано после Шнайдер и Сил (2011 г.) и Холдитч, 2007 г.).

Вайоминг реки Паудер (Mavor и соавт., 1999 г.) до 600 SCF на тонну в Аппалачском бассейне (Gaddy, 1999 г.).

Угольный газ исторически известен как угольный метан. Термин угольный газ используется для более точной передачи того, что газ угольных пластов обычно представляет собой смесь. Другие термины для угольного газа подразумевают метан угольных пластов, метан угольных шахт и метан закрытых шахт. Практика дегазации или удаления газа из угольного пласта первоначально использовалась для повышения безопасности шахты. Сегодня люди признают, что угольный газ имеет коммерческую ценность в качестве топлива.

Угольный газ, связанный в микропористой структуре угольного пласта, может рассеиваться в сети природных трещин при наличии градиента давления между матрицей и сетью трещин. Разломы в угольных пластах называют «кливажами». Поток в трещинах обычно представляет собой поток Дарси, это означает, что скорость потока между двумя точками А и В пропорциональна изменению давления между этими точками.

Способность течь между двумя точками пористой среды характеризуется свойством, называемым проницаемостью, а единицей проницаемости является дарси. Она названа в честь Генри Дарси, французского инженера XIX века. Проницаемость обычно колеблется от 1 миллидарси = 1 мд (или $1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$) до 1 дарси = 1 D = 1000 мд (или $1,0 \times 10^{-12} \text{ м}^2$) для обычных нефтяных и газовых месторождений. Проницаемость кливажной системы обычно колеблется от 0,1 до 50 мд.

Добыча угольного газа зависит от трех процессов (Kuuskraa и Brandenburg, 1989 г.). Добыча газа начинается с десорбции газа на внутренней поверхности до угольной матрицы и микропор. Затем газ рассеивается через угольную матрицу и микропоры в кливажи. Наконец, газ поступает через кливажи в эксплуатационную скважину. Расход газа через кливажи зависит от таких факторов, как градиент давления, плотности и распределения кливажей. Расход в трещинах во многих системах подчиняется Закону Дарси, но может также зависеть от проницаемости под нагрузкой или проскальзыванием газа (эффект Клинкенберга).

Производительность скважины, в которой добывают газ из угольного пласта, обычно состоит из трех этапов. На первом этапе эксплуатации скважины осуществляется отвод воды из кливажной структуры. Отвод

воды снижает давление в кливажной структуре по отношению к угольной матрице и создает градиент давления, позволяющий угольному газу поступать в кливажную структуру. На первом этапе обезвоживания и снижения давления в кливажной структуре увеличивается дебит газа. Количество воды, добываемой на втором этапе добычи, относительно невелико по сравнению с добычей газа, поскольку в кливажной структуре больше газа по сравнению с мобильной водой. Следовательно, пик добычи газа приходится на вторую стадию добычи и постепенное снижение на третьей стадии по мере снижения давления в угольных пластах.

Закачка углекислого газа в угольный пласт может увеличить извлечение газа, так как углекислый газ преимущественно вытесняет метан в угольной матрице. Вытесненный метан поступает в кливажную структуру, откуда он может быть извлечен через продуктивную скважину. Адсорбция углекислого газа в угольной матрице может быть использована для секвестрации или хранения углекислого газа в угольном пласте. Секвестрация углекислого газа в угольном пласте является одним из способов сокращения выбросов углекислого газа в атмосферу.

2.3.2 Газогидраты

Улавливание молекул природного газа в виде льда в кристаллической форме воды при очень низких температурах образует похожее на лед твердое тело, называемое газовым гидратом. Газовые гидраты также называют клатратами, представляющими собой химический комплекс, который образуется, когда один тип молекулы полностью заключает другой тип молекулы в решетку. В случае газовых гидратов молекулы воды с водородной связью образуют структуру, подобную клетке, вокруг низкомолекулярных молекул газа, таких как метан, этан и углекислый газ. Для более подробной информации о свойствах гидратов и технологии см. Слоан (2006 г., 2007 г.) и ссылки на него.

Газогидраты исторически представляют проблему для нефтегазовых месторождений. Например, наличие гидратов на дне океана может влиять на буровые работы на больших глубинах. Одновременный поток природного газа и воды в трубах и трубопроводах может привести к образованию газовых гидратов, которые могут препятствовать или полностью блокировать поток жидкостей по трубопроводным сетям. Образование гидратов может быть остановлено нагреванием газа или обработкой газо-водяной системы химическими ингибиторами, но эти методы ингибирования увеличивают эксплуатационные расходы.

Сегодня энергетическая индустрия признает, что газогидраты могут иметь коммерческую ценность как источник чистой энергии или средство секвестрации парниковых газов. Потенциал газогидратов как источника метана или этана обусловлен относительно большим количеством газа, содержащегося в газогидратном комплексе. Макоган и соавт. (1997 г.) сообщили, что 1 м³ газогидрата содержит 164,6 м³ метана. Это эквивалентно одному баррелю газового гидрата, содержащего 924 фута³ метана, и примерно в шесть раз больше газа, чем газ, содержащийся в беспрепятственной газопортовой системе (Solley, 1998 г., стр. 25). Газ в газогидратах занимает около 20% объема газогидратного комплекса. Вода занимает оставшиеся 80% объема газогидратного комплекса.

Газогидраты естественным образом присутствуют в арктических песках, морских песках и морских нефтеносных пластах. Они широко распространены в морских отложениях на континентальной окраине и ниже 600 футов в районах вечной мерзлоты. Руппель (2011 г.) сообщил, что примерно 99% газовых гидратов находится в отложениях на морских континентальных окраинах. Гидраты метана образуются, когда и метан, и вода присутствуют при соответствующем давлении и температуре. Размер ресурсов гидратов не очень хорошо известен. Босвелл (2009 г.) заявил, что газовые гидраты могут содержать около 680 000 триллионов кубических футов метана. В настоящее время продолжается разработка технологии промышленной добычи гидратных ресурсов.

2.3.3 Газ в плотных песчаниках, сланцевый газ и сланцевая нефть

Запасы углеводородов с низкой проницаемостью включают плотные газовые пески (Holditch, 2007 г.) и сланцы (Kuuskraa и Bank, 2003; King, 2012 г.). Как плотные газовые пески, так и сланцы характеризуются очень низкой проницаемостью. Проницаемость плотного газового песка выражена в микродарси (1 микродарси - 1 тысячная миллидарси), а проницаемость сланца – в нанодарси (1 нанодарси - 1 миллионная миллидарси).

Экономическая добыча углеводородов из сланца или плотного песка стала возможной благодаря развитию технологий наклонно-направленного бурения и гидроразрыва пласта. Наклонно-направленное бурение – это возможность бурения скважин под углом, который не направлен вертикально вниз. Гидравлический разрыв пласта – это создание трещин в горной породе путем закачки в пласт смеси на водной основе при давлении, превышающем давление разрыва формации. Ориентация и длина искусственно образованных трещин зависит от характеристик пласта, таких как мощность и напряжение. После образования трещин в пласт закачивают проппант, на-

пример, искусственные гранулы или крупнозернистый песок, чтобы предотвратить его закрытие или заживление после снятия давления нагнетания. Проппант удерживает трещины достаточно открытыми, чтобы обеспечить более высокую проницаемость потока жидкости, которая может поступать в эксплуатационную скважину.

Сланцы, как правило, богаты органическими веществами и часто служат исходной породой для традиционных месторождений нефти и газа. Добыча нефти и газа из сланца считается нетрадиционной, поскольку сланцевая порода является одновременно источником горной породы и пластом. Месторождения сланца можно найти по всему миру. На рис. 2.8 показаны запасы сланца в сопредельных штатах Америки. Месторождения сланцевого газа включают месторождения сланца Барнетта в Северном Техасе и сланца Марселлуса в Пенсильвании. К месторождениям сланцевой нефти относятся Баккеновское месторождение в Северной Дакоте и месторождение Игл Форд в Южном Техасе.

Холдитч (2013) и МакГлэйд и соавт. (2013 г.) представили оценку мирового объема запасов нетрадиционного газа. В таблице 2.2 приведены расчеты технически извлекаемых запасов угля, сланцевого газа и газа из плотных пластов. Различия в оценках плотного газа и сланцевого газа иллюстрируют диапазон неопределенности.

Пример 2.2 Единица Дарси

Выразите следующую проницаемость в дарси: 1 мд, 1 μ d (микродарси) и 1 нд (нанодарси).

Ответ:

$$1 \text{ мд} = 1 \text{ мд} \times \left(\frac{1 \text{ D}}{1000 \text{ мд}} \right) = 1 \times 10^{-3} \text{ D}$$

$$1 \mu\text{d} = 1 \mu\text{d} \times \left(10^{-3} \text{ мд} / \mu\text{d} \right) \times \left(\frac{1 \text{ D}}{1000 \text{ мд}} \right) = 1 \times 10^{-6} \text{ D}$$

$$1 \text{ нд} = 1 \text{ нд} \times \left(10^{-6} \text{ мд} / \text{нд} \right) \times \left(\frac{1 \text{ D}}{1000 \text{ мд}} \right) = 1 \times 10^{-9} \text{ D}$$

2.3.4 Нефтеносные пески

Песчаные зерна, которые цементируются смолой или битумом, называются нефтеносными (гудронными) песками. Смолы и битум являются высоковязкими пластичными или твердыми углеводородами. Обширные месторождения гудронных песков встречаются во всем регионе Скалистых гор Северной Америки, а также

ТАБЛИЦА 2.2 Глобальная оценка технически извлекаемых запасов нетрадиционного газа в триллионах стандартных кубических футах

Источник	Угольный газ	Газ в плотных породах	Сланцевый газ	Итого
Холдитч (2013 г.)	1453	43 551	12 637	57 641
МакГлэйд и соавт. (2013 г.)	1384	1914	6823	10 121

в других частях мира. Несмотря на сложность добычи, объем углеводородов в нефтеносных песках стимулировал усилия по разработке методов добычи.

Углеводороды нефтеносных песков могут быть извлечены путем добычи, когда они находятся достаточно близко к поверхности. Приповерхностные гудронные пески были обнаружены во многих местах по всему миру. В местах, где сланцевый газ и гудронные пески залегают глубоко для их добычи, необходимо повысить мобильность углеводородов.

Повышение проницаемости или снижение вязкости может повысить подвижность. Повышение температуры легкой нефти, смолы или битума с высоким содержанием API может значительно снизить вязкость. При наличии достаточной проницаемости можно применить инъекцию пара или горячей воды для повышения температуры пласта и снижения вязкости углеводородов. Однако во многих случаях проницаемость слишком

мала для того, чтобы можно было инжектировать нагретую жидкость. Альтернативой инжекции жидкости является электромагнитный нагрев. В Канаде используется радиочастотное нагревание, и в настоящее время разрабатываются методы электромагнитного нагрева для других регионов мира.

2.4 ГЛОБАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Глобальное распределение нефти и газа иллюстрируется размером национальных запасов. В таблице 2.3 перечислены 15 стран с наибольшими доказанными резервами нефти и 15 стран с наибольшими доказанными резервами газа. Национальные резервы обнаруживаются путем суммирования резервов по всем резервуарам страны.

Распределение запасов нефти и природного газа по регионам представлено в таблице 2.4. Следует отметить, что Ближний Восток находится в верхней части обоих списков, а Европа - в нижней части. Политическая нестабильность на Ближнем Востоке, который является домом для многих стран-экспортеров нефти и газа, вызывает обеспокоенность по поводу стабильности поставок. Отсутствие запасов нефти и природного газа означает, что европейцы не могут рассчитывать на нефть и природный газ в качестве основных источников энергии. Обеспокоенность по поводу надежности энергоснабжения и воздействия сжигания ископаемого топлива на окружающую среду побудила Европейский союз стать лидером в разработке и установке объектов возобновляемой энергетики, таких как ветряные электростанции и солнечные электростанции. Франция взяла на вооружение энергию ядерного деления в качестве своего основного источника энергии для производства электроэнергии и располагает для этого достаточным количеством установленных мощностей для того, чтобы экспортить электроэнергию в другие европейские страны.

ТАБЛИЦА 2.3 Страны с самыми крупными доказанными запасами нефти и природного газа в 2014 году

Запасы сырой нефти (млрд. баррелей)		Запасы природного газа (трлн. куб.футов)	
Мировые	1656	Мировые	6972
Венесуэла	298	Россия	1688
Саудовская Аравия	268	Иран	1193
Канада	173	Катар	885
Иран	157	Соединенные Штаты	338
Ирак	140	Саудовская Аравия	291
Кувейт	104	Туркменистан	265
Объединенные Арабские Эмираты	98	Объединенные Арабские Эмираты	215
Россия	80	Венесуэла	196
Ливия	48	Нигерия	181
Нигерия	37	Алжир	159
Соединенные Штаты	36	Китай	155
Казахстан	30	Ирак	112
Катар	25	Индонезия	105
Китай	24	Мозамбик	100
Бразилия	15	Казахстан	85

Источник: Управление энергетической информации США (2015 г.);

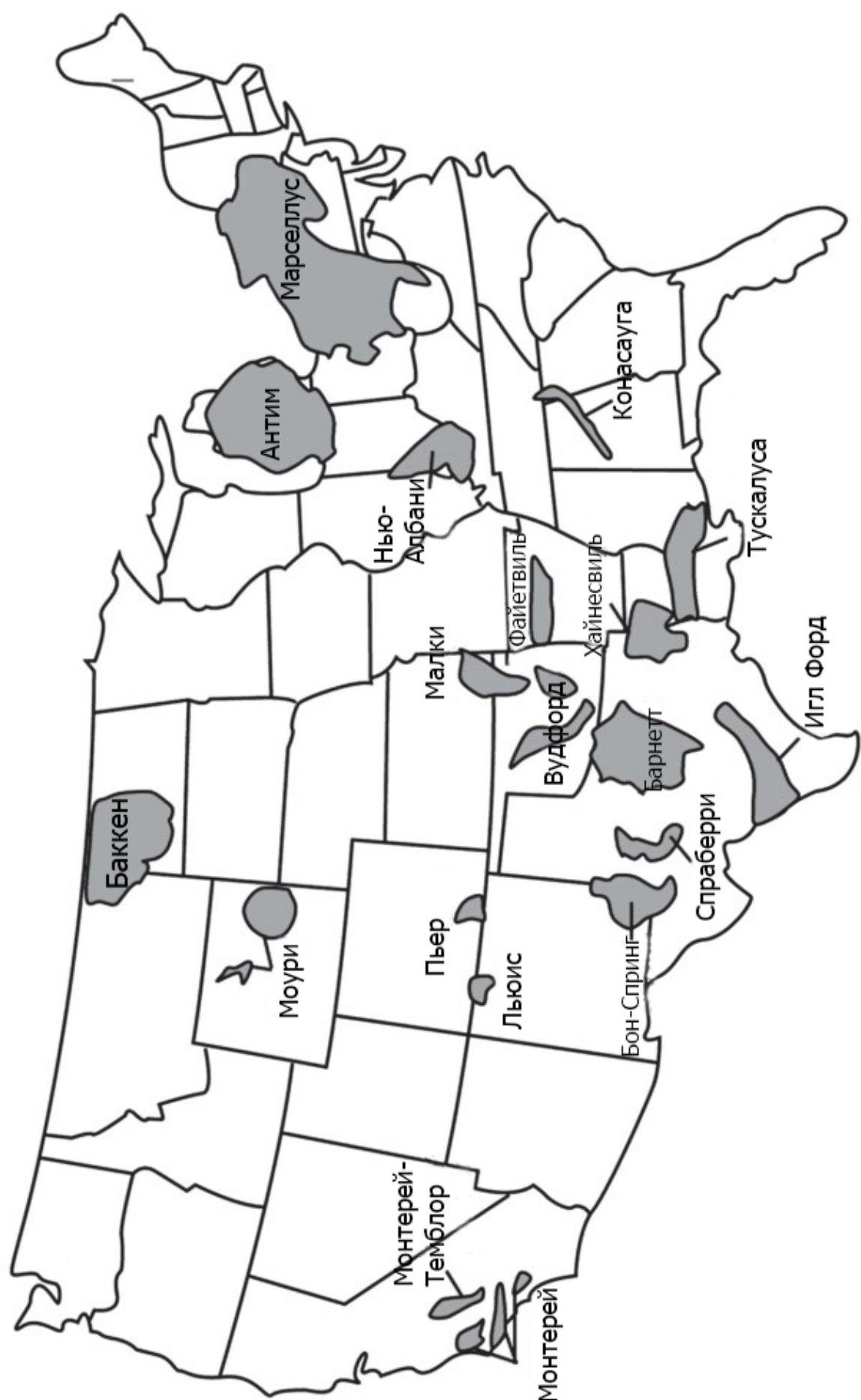


Рис. 2.8 Выбор сланцевых месторождений в сопредельных штатах (Источник: Адаптировано по материалам Управления энергетической информации СПА (18 августа 2015 г.).

ТАБЛИЦА 2.4 Распределение доказанных запасов нефти и природного газа по регионам в 2014 году

Запасы сырой нефти (млрд. баррелей)		Запасы природного газа (трлн. куб.футов)	
Мировые	1656	Мировые	6972
Ближний Восток	804	Ближний Восток	2813
Центральная и Южная Америка			
Америка	328	Евразия	2178
Северная Америка	220	Африка	606
Африка	127	Азия и Океания	540
Евразия	119	Северная Америка	422
Азия и Океания	42	Центральная и Южная Америка	277
Европа	12	Европа	136

Источник: Управление энергетической информации США (2015 г.).

На рис. 2.9 показано, что мировые доказанные запасы нефти и природного газа увеличились с 2000 по 2014 год. Значительная часть недавнего прироста запасов связана с технологическим прогрессом, сделавшим разработку нетрадиционных ресурсов экономически выгодной.

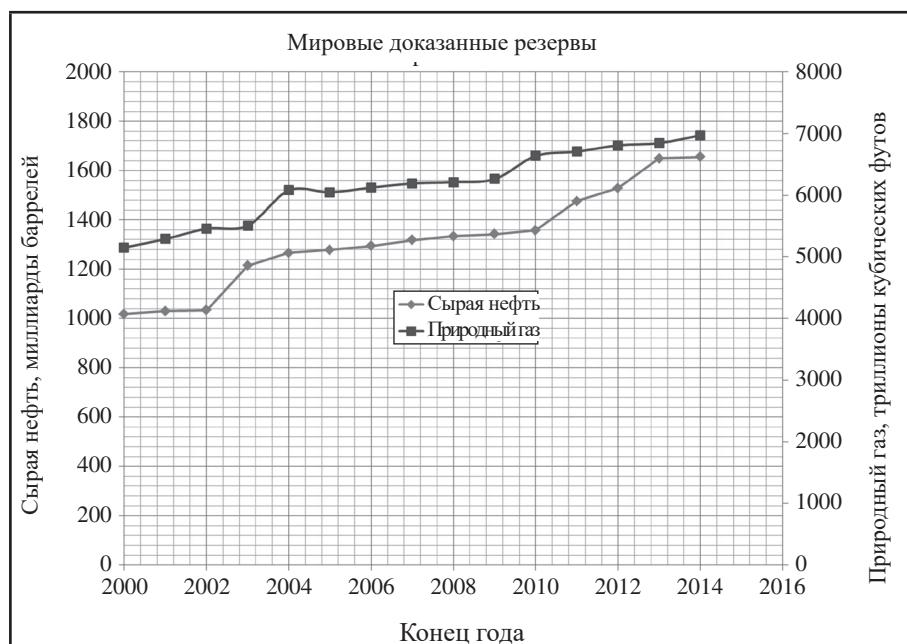


Рис. 2.9 Мировые доказанные резервы за период с 2000 по 2014 год
(Источник: Управление энергетической информации США (2015 г.)).

2.5 ПИК НЕФТИ

Усилия по переходу от энергобаланса, который зависит от ископаемых видов топлива, к более устойчивой структуре энергетики мотивируются экологическими аспектами и озабоченностью тем, что добыча нефти является ограниченной и вскоре может закончиться. М.Кинг Хабберт изучал добычу нефти в сопредельных Штатах Америки (за исключением Аляски и Гавайских островов) как невозобновляемый ресурс. Хабберт (1956 г.) обнаружил, что добыча нефти в этом ограниченном географическом регионе может быть смоделирована в зависимости от времени. Годовая добыча нефти стабильно росла до достижения максимального уровня, а затем начала снижаться по мере усложнения поиска и добычи. Максимальная добыча нефти считается пиковкой. Хабберт использовал свой метод для прогнозирования пиковой добычи нефти в сопредельных Штатах Америки, за исключением Аляски и Гавайских островов. Хабберт предсказал, что пик нефти произойдет между 1965 и 1970 годами. Затем Хабберт использовал методику, разработанную им для смежных Штатов Америки, для прогнозирования пика мировой добычи нефти. По его прогнозам, мировая добыча

нефти достигнет своего пика примерно в 2000 году при максимальной производительности 12-13 млрд. баррелей в год, или приблизительно 33-36 млн. баррелей в день.

В 1970 году добыча нефти в сопредельных Штатах Америки достигла своего пика на уровне 9,4 млн. баррелей в день. Второй пик для Соединенных Штатов пришелся на 1988 год, когда добыча нефти на Аляске достигла 2,0 млн. баррелей в день. Второй пик не считается правильным пиком для сравнения с прогнозом Хабберта, поскольку Хабберт ограничил свой анализ данными о добыче из соседних Штатов Америки. Многие современные эксперты рассматривают пик добычи нефти 1970 года как подтверждение методологии Хабберта и пытаются применить ее в мировой нефтедобыче. Анализ исторических данных

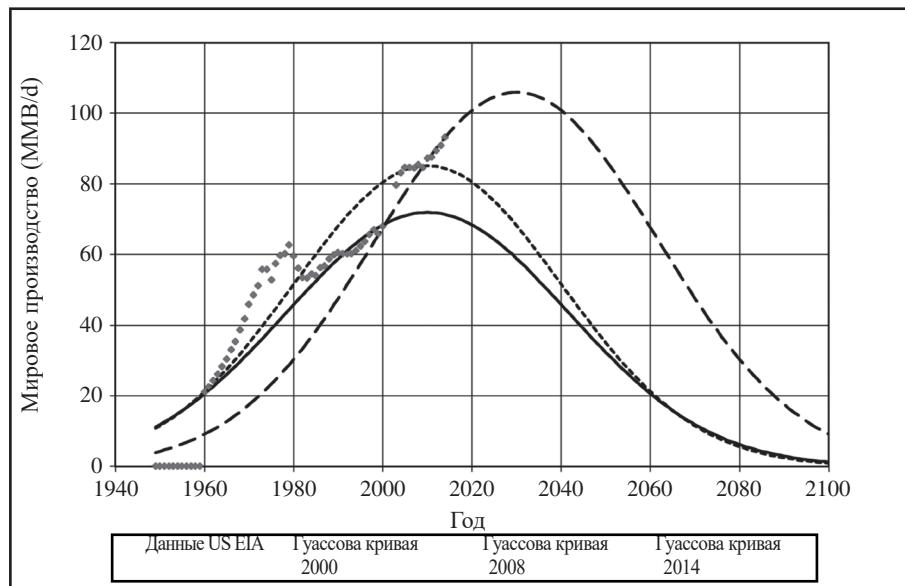


Рис. 2.10 Прогноз мировых темпов добычи нефти с использованием гауссовых кривых. с использованием методологии Хабберта предсказывает, что пик мировой добычи нефти придется на первую четверть XXI века.

2.5.1 Пик мировой добычи нефти

Прогнозы, основанные на аналитическом соответствии исторических данных, могут быть легко сделаны с использованием имеющихся данных. На рис. 2.10 показано соответствие мирового объема добычи нефти (в миллионах баррелей в день) базы данных Службы энергетической информации (EIA) США. На рисунке изображены три кривые. «Гауссова кривая 2000» соответствует пиковым данным 2000 года, «Гауссова кривая 2008 г.» соответствует пиковым данным 2008 года, и «Гауссова кривая 2014» соответствует пиковым данным 2014 года. Каждая кривая была спроектирована таким образом, чтобы наиболее точно соответствовать самой последней части производственной кривой. Эти кривые подгонки позволяют достичь максимума добычи нефти в период с 2010 г. по 2030 год.

Увеличение фактического мирового объема добычи нефти в период с 2000 по 2010 г. год связано с изменением возможностей инфраструктуры Саудовской Аравии. Этот период совпал со значительным ростом цен на нефть за баррель, что обусловило увеличение мощностей по добыче, сбору и транспортировке дополнительно от одного до двух миллионов баррелей нефти в день. Рост фактического мирового объема добычи нефти с 2000 года во многом обусловлен увеличением объемов добычи сланцевой нефти в США. Технологический прогресс увеличил углеводородные ресурсы в мировую структуре энергопотребления и сдвинул дату достижения пикового уровня добычи нефти.

2.5.2 Мировой показатель пиковой добычи нефти на душу населения

Данные, свидетельствующие о мировом уровне пиковой добычи нефти, неубедительны. С другой стороны, предположим, что мы рассматриваем мировые темпы добычи нефти на душу населения, которые представляют собой ежегодные темпы мировой добычи нефти, деленные на численность населения мира за этот год. Рис. 2.11

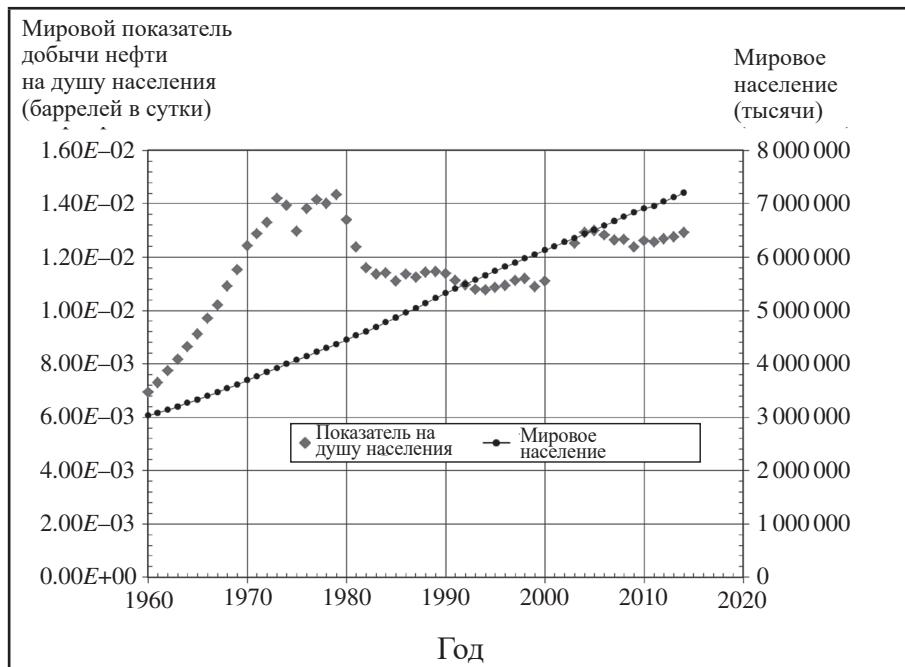


Рис. 2.11 Мировые темпы добычи нефти на душу населения до 2014 года.

показывает мировой уровень добычи нефти на душу населения (в баррелях нефти, добытой в сутки на душу населения) за период с 1960 по 2014 год.

На рис. 2.11 изображены два пика 1970-х годов. Первый пик пришелся на период первого нефтяного кризиса, а второй произошел тогда, когда на заливе Прудхое на Аляске началась добыча нефти. Мировые темпы производства нефти на душу населения с конца 1970-х годов были значительно ниже пикового уровня. Увеличение в 2000 году в основном связано с увеличением производства в Саудовской Аравии и Соединенных Штатах Америки. Как представляется, пик добычи нефти на душу населения в мире пришелся на 1970-е годы. Мы не знаем, возможен ли еще один более высокий пик с учетом продолжающегося роста численности мирового населения.

Пример 2.3 Будущий спрос на энергопотребление

Предположим, что в 2100 году 10 миллиардов человек будут потреблять 200 000 МДж энергии на человека в год. Сколько электростанций потребуется для ежегодного обеспечения потребляемой энергии? При этом, предположим, что средняя электростанция производит 1000 МВт электроэнергии.

Ответ:

$$200\ 000 \text{ МДж/чел/год} \times (10 \times 10^9 \text{ человек}) = 2,0 \times 10^{15} \text{ МДж/год}$$

$$\text{Мощность в МВт: } (2,0 \times 10^{15} \text{ МДж/год}) \times (1 \text{ год}/3.1536 \times 10^7 \text{ с}) \approx 6,34 \times 10^7 \text{ МВт}$$

Количество необходимых электростанций:

$$\frac{6.34 \times 10^7 \text{ MW}}{1000 \text{ MWt/эл.ст.}} \approx 63\ 400 \text{ эл.станций}$$

2.6 ВАРИАНТЫ БУДУЩЕЙ ЭНЕРГИИ

Ожидается, что будущий спрос на энергию существенно возрастет по мере роста населения мира и повышения качества жизни развивающихся стран (Фанчи и Фанчи, 2016 г.). Обеспокоенность общества по поводу ядерных отходов и распространения ядерного оружия является серьезным сдерживающим фактором для опоры на энергию ядерного деления. Эти опасения в некоторой степени смягчаются соблюдением безопас-

ности в современной атомной энергетике. Неспособность общества решить проблемы, связанные с ядерным синтезом, делает этот синтез маловероятным вкладом в структуру энергетики, по крайней мере, до середины XXI века. Если позволить энергии ядерного синтеза развиваться и в конечном итоге стать коммерчески жизнеспособной, она может стать первичным источником энергии. До тех пор реальными источниками энергии для использования в будущей структуре энергетики являются ископаемые виды топлива, деление атомов и возобновляемые источники энергии.

Обеспокоенность по поводу воздействия горючих видов топлива на окружающую среду и надежности энергоснабжения стимулирует отход от ископаемых видов топлива. Политическая нестабильность в странах-экспортерах нефти и газа, ограниченные объемы известных поставок нефти и газа, рост цен на ископаемое топливо и снижение стоимости возобновляемых источников энергии, таких как энергия ветра, мотивируют переход на возобновляемые источники энергии. С другой стороны, развитие технологий, делающих нетрадиционные источники ископаемого топлива экономически конкурентоспособными, способствует дальнейшему использованию ископаемого топлива, особенно по мере совершенствования газовой инфраструктуры. Эти противоречивые факторы влияют на темпы перехода от ископаемых видов топлива к устойчивой структуре энергетики. Одним из ключевых решений, стоящих перед обществом, является определение скорости перехода.

2.6.1 Политика золотой головки для перехода к надежному энергоснабжению в будущем

Фанчи и Фанчи (2015 г.) ввели политику «Золотой головки» для определения скорости перехода от одного источника энергии к другому. Соответствующий темп можно оценить, используя исторические данные по энергопотреблению США, приведенные на рис. 2.12 (Ежегодный энергетический обзор Службы EIA, США, 2001). Соединенные Штаты являются развитой страной с историей энергетических переходов последних нескольких столетий.

Данные рисунка 2.12 представлены на рис. 2.13 в процентах от общего энергопотребления США в разбивке по источникам. Когда Соединенные Штаты были основаны в восемнадцатом веке, древесина была основным источником энергии. Уголь начал захватывать энергетический рынок в первой половине девятнадцатого века и достиг своего пика в начале двадцатого века. Нефть стала конкурировать с углем во второй половине XIX века и стала крупнейшим компонентом энергобаланса к середине XX века. Период времени от появления источника энергии на рынке до его пика показан на рис. 2.13 для угля и нефти. Исторически сложилось так, что переходный энергетический период в Соединенных Штатах длится примерно 60-70 лет.

Наш будущий энергетический баланс зависит от того, какой выбор мы сделаем, что, в свою очередь, зависит от энергетической политики. При разработке энергетической политики необходимо учитывать несколько критериев. Нам необходимо учитывать мощность энергобаланса, его стоимость, безопасность, надежность и воздействие на окружающую среду. Нам необходимо знать, что структура энергобаланса может удовлетворять наши потребности (мощность) и быть доступной, когда это необходимо (надежность). Структура энергетики должна

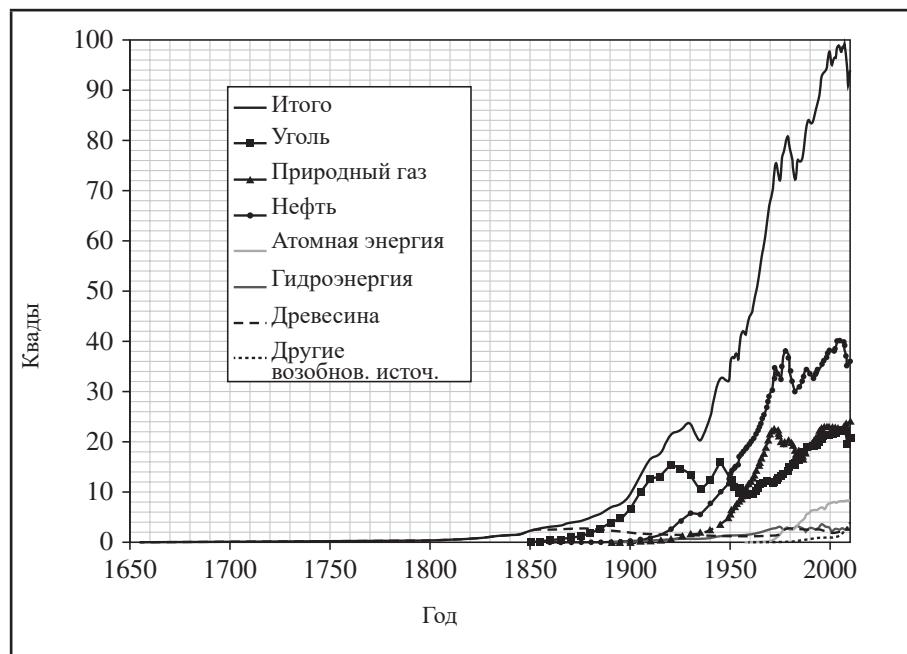


Рис. 2.12 Энергопотребление США с разбивкой по источникам, 1650-2010 гг. (квадриллионы BTU) (Источник: Управление энергетической информации США (2001 г.).

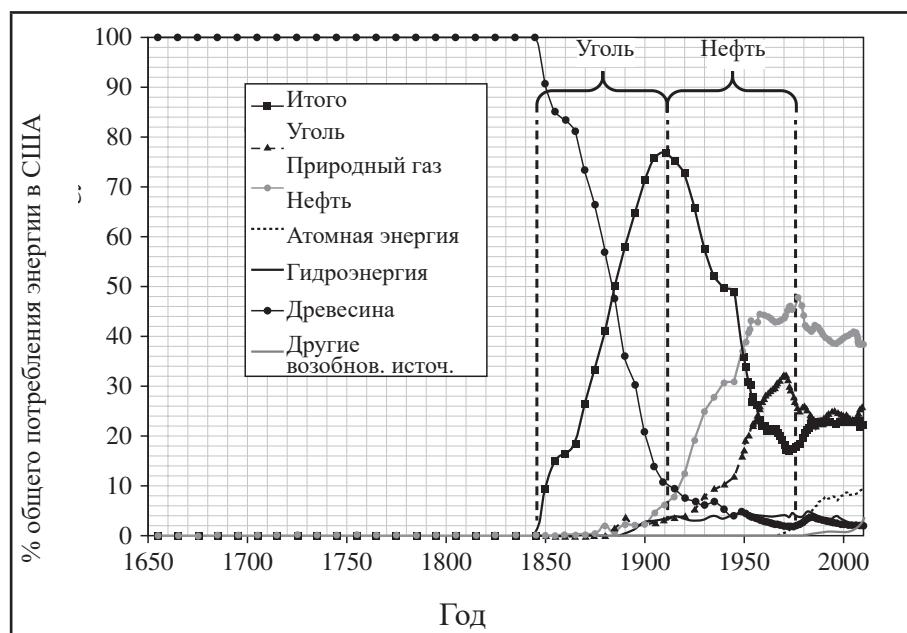


Рис. 2.13 Переходные периоды угля и нефти на основе энергопотребления США по источникам, 1650-2010 гг. (%) (Источник: Фанчи и Фанчи, 2015 г.).

Структура энергетики должна оказывать незначительное или положительное воздействие на окружающую среду и быть безопасной. Когда мы рассматриваем затраты, нам необходимо учитывать, как материальные, так и нематериальные затраты, связанные с каждым компонентом структуры энергетики.

Переход от древесины к углю и от угля к нефти интерпретировался как тенденция к декарбонизации или снижению относительного количества углерода в

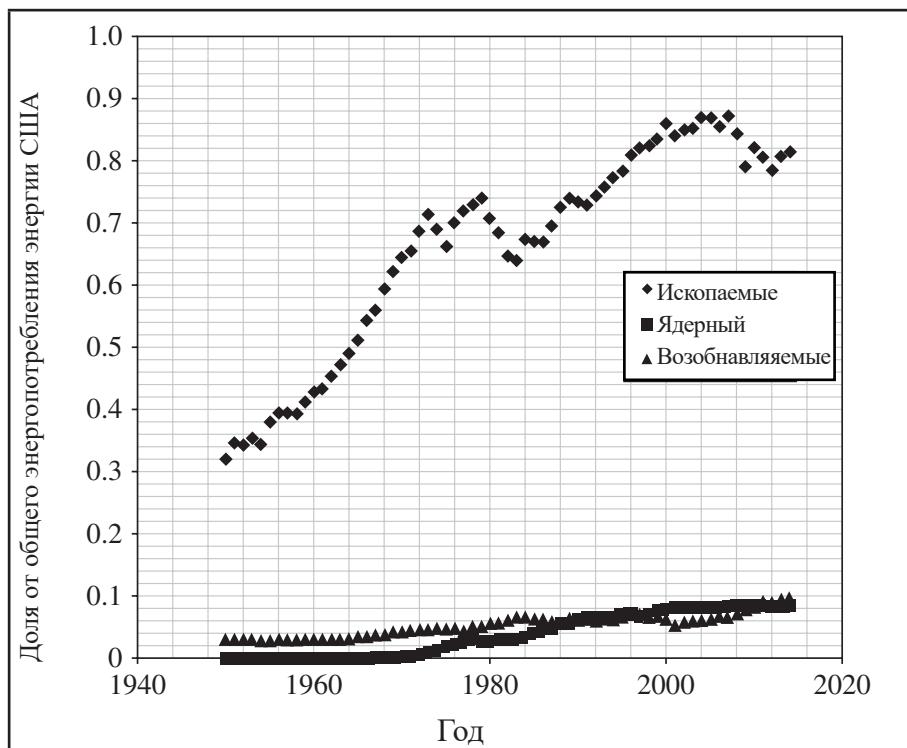


Рис. 2.14 Доля годового потребления энергии в США с разбивкой по источникам, 1950-2014 гг. (Источник: Управление энергетической информации США (2015 г.).

горючем топливе. На рис. 2.14 показана доля годового потребления энергии в Соединенных Штатах с 1950 года. Ископаемое топливо включает уголь, нефть и природный газ; атомная энергия относится к энергии деления; а возобновляемые источники энергии включают гидроэлектростанции, ветровую и солнечную энергию. Следующим шагом в процессе декарбонизации станет переход на природный газ. Большая зависимость от природного газа, чем от древесины, угля или нефти, приведет к сокращению выбросов парниковых газов в атмосферу.

Энергетический баланс XXI века будет зависеть от технического прогресса, включая определенные достижения, которые невозможно предвидеть, и от выбора, сделанного обществом. Существуют конкурирующие концепции для достижения сбалансированной структуры устойчивой энергетики. Некоторые люди считают, что необходимо срочно заменить ископаемые виды топлива устойчивыми/возобновляемыми источниками энергии, поскольку деятельность человека является движущей силой изменения климата. Другие считают, что необходимо заменить ископаемые виды топлива на устойчивые/возобновляемые источники энергии, но это не является неотложной задачей. Они утверждают, что экономическое здоровье общества перевешивает возможные последствия изменения климата. Если энергетический переход будет слишком быстрым, это может нанести значительный ущерб мировой экономике. Если энергетический переход будет слишком медленным, ущерб окружающей среде может быть необратимым.

Политика «золотой головки для энергетического перехода» призвана установить золотую середину между этими конкурирующими концепциями. Нам нужна правильная продолжительность энергетического перехода, т.е. принятие разумного плана действий, снижающего неопределенность при предсказуемой государственной политике и снижающего воздействие на окружающую среду.

Основываясь на исторических данных, мы могли бы запланировать переход к устойчивой структуре энергетики к середине XXI века. Европейский союз действует в соответствии с этим графиком совместно с EC Supergrid. Кроме того, природный газ может служить переходным топливом, поскольку его относительно много, он продолжает тенденцию к декарбонизации, вдвое сокращает выбросы парниковых газов по сравнению со сжиганием мазута и угля и требует разумно доступных изменений в инфраструктуре с использованием преимуществ имеющихся технологий. Инфраструктура природного газа станет шагом на пути к созданию инфраструктуры водородного в том случае, если водород станет жизнеспособным энергоносителем. Разработка технологии, изменяющей правила игры, такой как коммерческий термоядерный синтез, значительно ускорит переход к устойчивой структуре энергетики.

Энергетический баланс XXI века будет зависеть от технического прогресса, включая некоторые достиже-

ния, которые невозможно предвидеть, и от выбора, сделанного обществом. В обозримом будущем нефть и газ будут оставаться одним из ключевых источников энергии в мировом энергетическом балансе по мере перехода общества к устойчивой структуре энергетики.

2.7 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

2.7.1 Дополнительная литература

Более подробно о будущем нефти см. в работах Фанчи и Фанчи (2016 г.) и Ергин (2011).

2.7.2 Верно/неверно

2.1 Газовые гидраты являются клатратами.

2.2 Сланцевый газ добывается из пластов с высокой проницаемостью.

2.3 Для добычи угля требуется десорбция газа из угольной матрицы.

2.4 Угольный газ – это, в основном, пропан.

2.5 Первый нефтяной кризис начался в 1973 году.

2.6 М.Кинг Хабберт предсказал, что пик мировой добычи нефти придется на 1965-1970 годы.

2.7 Мировая добыча нефти на душу населения достигла своего пика к 1980 году.

2.8 Коэффициент извлечения - это доля исходной жидкости, которая может быть добыта из пласта.

2.9 Сланцевая нефть и газ являются нетрадиционными ресурсами.

2.10 Вероятные резервы – это запасы, более вероятные для извлечения, чем возможные резервы.

2.7.3 Упражнения

2.1 Заполните следующую таблицу и произведите оценку доказанных, вероятных и возможных запасов. Предполагая, что резервы распределены нормально.

Подсказка: Резервы = ООП умноженный на коэффициент извлечения.

Модель	ООП (MMSTB)	Коэффициент извлечения	Резервы (MMSTB)
1	400	0.30	
2	650	0.43	
3	550	0.48	
4	850	0.35	
5	700	0.38	

2.2 А. Геотермальная электростанция вначале своего производства смогла обеспечить 2000 МВт эл. энергии. Двадцать лет спустя станция способна обеспечить только 1000 МВт эл. энергии из геотермального источника. Предположив, что падение производства электроэнергии приблизительно линейное, оцените среднегодовое снижение производства электроэнергии (в МВт/год).

Б. Предположим, что оператор принял решение закрыть станцию, если мощность снизится до 10 МВт эл. энергии. Сколько еще лет будет работать станция, если продолжится снижение выработки электроэнергии, рассчитанное в части А?

2.3 А. Ширина угольного пласта 600 футов, длина 1 миля и толщина 15 футов. Объем, занимаемый сетью трещин, составляет 1%. Объем угля представляет собой суммарный объем угольного пласта за вычетом объема трещины. Какой объем угля в угольном пласте? Выразите свой ответ в ft^3 .

В. Если плотность угля составляет 1,7 фунтов массы на ft^3 , сколько тонн угля находится в угольном пласте?

С. Содержание газа G_{coal} в угольной матрице составляет 500 SCF метана на тонну угля. Какой общий объем метана содержится в угольном пласте? Не обращайте внимания на газ, который может быть в разломе.

2.4 Пористость (доля) связана с насыпной плотностью $p_b = (1-\Phi) \times (p_{\text{ma}}) + (\Phi_{\text{xpf}})$, где насыпная плотность p_b составляет 2,40 г/ cm^3 из плотностного каротажа, плотность матрицы пород p_{ma} - 2,70 г/ cm^3 , а плотность жидкости p_f - 1,03 г/ cm^3 для раствора. Рассчитайте пористость.

2.5 А. В одной из новостей сообщалось, что 535 MMSCF газа могут обеспечить 8150 домов в год. Рассчитать стоимость газа. Примечание: 1 MMSCF = 1 миллион стандартных кубических футов.

Объем газа (MSCF)	Цена газа/объем (\$/MSCF)	Стоимость газа (\$)
535 000	2.50	
535 000	5.00	

В. Если цена на газ для потребителя составляет \$5,00 за MSCF, сколько должен платить средний дом за газ каждый год?

Подсказка: Первая оценка объема газа в MSCF, который используется каждым домом каждый год, где 1 MSCF = 1000 SCF.

2.6 Типовые значения плотности энергии для угля, нефти и метана приведены в таблице. Относительная величина энергии в каждом материале может быть оценена с помощью следующей плотности энергии для расчета стоимости единицы энергии. Для заполнения таблицы используйте информацию, содержащуюся в таблице, и коэффициенты согласования размерностей.

Топливо	Цена	Плотность энергии	\$ за МДж
Уголь	\$50 за тонну	42 МДж/кг	
Нефть	\$60 за баррель	42000 МДж/ m^3	
Метан	\$3 за MSCF	38 МДж/ m^3	

2.7 Предположим, страна А импортирует 55% нефти. Из этого количества 24% импортируется из региона А. Каков процент нефти, импортируемой в страну А из региона А?

2.8 А. Национальная нефтяная компания (ННК) сообщает, что ее OOIP составляет 700 мбж ООИР. Эти ресурсы классифицируются в нижеприведенной таблице. Заполните столбец % ООИР.

Категория классификации	Объем (млрд баррелей)	% ООИР
Произведено	99	
Оставшееся доказанное	260	
Вероятные	32	
Возможные	71	
Условные	238	

В. Как долго ННК сможет вести добычу с производственной мощностью 10 млн баррелей в день, используя

зужа оставшиеся доказанные запасы? Выразите свой ответ из расчета по годам.

C. Как долго ННК сможет добывать при производительности 15 млн баррелей в день, используя оставшиеся доказанные резервы? Выразите свой ответ из расчета по годам.

2.9 Оценить год пика добычи нефти, используя Гауссовые кривые подгонки 2000, 2008 г. и 2014 годов на рис. 2.10.

2.10 А. Используйте рис. 2.13 для оценки продолжительности периода (в годах), который потребовался для перехода от древесины к углю.

B. Используйте рис. 2.13 для оценки периода (в годах), которое потребовалось для перехода от угля к нефти.

C. Каким будет следующий переход и как долго он продлится?

СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Ключевым вопросом обнаружения нефти и газа является: «Сколько их там?». В дополнение к нефти или газу, в жидкости будет присутствовать вода и, возможно, некоторое количество газа, растворенного в жидкостях. Газ также может появиться как отдельная фаза наряду с нефтью. Свойства этих жидкостей используются для определения их количества в пласте и характеристик потока жидкости. В этой главе описывается происхождение и общие методы классификации нефтегазовых ресурсов, вводятся ключевые слова и определения свойств жидкости, методы оценки свойств жидкости, а также способы измерения и использования этих свойств в нефтегазовой промышленности.

3.1 ПРОИСХОЖДЕНИЕ

Детали формации нефти и газа в значительной степени неизвестны. Примерно с 1860 по 1960 год в центре некоторых дебатов стоял вопрос о том, являются ли эти жидкости производными от биологических или небиологических источников. Геохимический анализ выявил много молекул в маслах, которые имеют общую структуру с химическими веществами в живых организмах. Эти молекулы, или биомаркеры, являются ископаемыми останками жизни миллионов лет назад. Следовательно, общепризнано, что нефть и газ имеют биологическое происхождение. Многие геохимики во всем мире продолжают изучать процессы нефтегазообразования. Хотя детали все еще находятся в стадии определения, мы можем описать этот процесс в общих чертах.

Согласно «биогенетической теории» углеводородные газы и жидкости, обнаруженные в пластах сегодня, являются продуктом краткосрочных и долгосрочных процессов, действовавших на остатки таких организмов, как водоросли и планктон, которые жили миллионы лет назад в водной среде. После гибели организмы образовали богатые органическими веществами отложения. Нефть и газ образовались под воздействием бактерий в анаэробных условиях отложений и последующих тепловых процессов, которые происходили после захоронения отложений под многими дополнительными слоями отложений. Эти термические процессы разбивают большие органические молекулы на более мелкие молекулы. Хотя некоторая часть нефти и газа может оставаться в исходных отложениях, которые также известны как коренная порода, большая часть из них мигрировала вверх в результате воздействия плавучести. Часть восходящего мигрирующего флюида была захвачена непроницаемыми пластами; остальная часть продолжала мигрировать на поверхность, где она рассеивалась. Накопление нефти и газа в ловушке образует резервуар, который является объектом современной геологоразведочной деятельности.

Считается, что большая часть нефти и газа, добываемых сегодня из сланцев, находится в коренной породе. Если температура сланцевого пласта составляет не менее 200°F, термический процесс добычи нефти и газа, или «созревания» из органического материала сланца, продолжается до определенной степени. Скорость созревания увеличивается с ростом пластовой температуры, которая повышается с глубиной около 0,01-0,02°F на фут. Таким образом, температура пласта может превышать 200°F даже на глубине 8000 футов под поверхностью. В результате увеличения скорости созревания с глубиной, размер молекул углеводородов в нефти уменьшается с увеличением глубины. Таким образом, более вероятно, что глубокие пласти содержат газ, а не нефть.

Состав углеводородных ресурсов весьма разнообразен от места к месту по всему миру. Вот несколько интересных и необычных примеров:

1. В нефтеносных песках Атабаски в северном Альберте нефть обычно называют «смолой». Плотность нефти в нефтеносных песках выше плотности воды и очень высокая вязкость. Большая часть нефти из этих песков извлекается путем добычи и последующей транспортировки замасленного песка в центральный блок обработки для сепарации.
2. Гильсонит, добываемый из пластов на северо-востоке штата Юта, представляет собой твердую породу, состав которой аналогичен составу самых крупных молекул, встречающихся в маслах.
3. Гидраты природного газа представляют собой твердые частицы, образующиеся при смешивании воды и газа при низких температурах и высоком давлении, например, в океанах у континентального шельфа, где природный газ, просачивающийся из подземных пластов, задерживается на дне океана.
4. Парафин с характерным запахом, добываемый из трещин, - озокерит, как полагают, образуется в результате естественных процессов, в результате которых удаляется вся парафинированная часть масел, за исключением восковых.
5. Газ, связанный с большинством угольных пластов, образовался в результате термического созревания угля, который образовался из сжатой массы растительных остатков. В результате, состав газа из «угольных пластов» отличается от газов, образующихся при накоплении водорослей и планктона в отложениях.
6. Природные газы из пластов в западной части Канзаса, Оклахоме и северном Техасе содержат до 2% гелия, который извлекается из природного газа. Гелий образуется в результате альфа-распада радиоактивных минералов в формациях этого района.

Существует много причин вариаций состава, подобных тем, что были упомянуты выше. Во-первых, состав флюидов в коренной породе зависит от организмов, присутствовавших в исходном осадке. Во-вторых, процессы биологического и термического созревания варьируются в зависимости от типа организмов и температурного режима. В-третьих, процессы захвата различаются в зависимости от геологических структур, свойств этих структур и потока воды и других жидкостей, проходящих через них. Учитывая все эти переменные, даже пробы нефти, взятые из одного пласта, могут варьироваться в зависимости от глубины и горизонтального положения. Например, воздействие на активно протекающий водоносный горизонт ниже нефтенакопления может привести к изменению его состава. Композиционный градиент или изменение композиции с пространственным расположением также может быть вызван тепловой диффузией и гравитационной сегрегацией.

3.2 КЛАССИФИКАЦИЯ

Масла и газы можно классифицировать по-разному. Наиболее распространенные из них обобщены в данном разделе.

Масла и газы представляют собой смеси преимущественно углеводородных молекул с некоторыми неорганическими молекулами, такими как азот, углекислый газ и сероводород. Масла и газы называются «сладкими», если они содержат лишь незначительное количество соединений серы, таких как сероводород (H_2S) или меркаптан-органические молекулы с функциональной группой серы и водорода. Если эти жидкости содержат соединения серы, такие как H_2S или меркаптан, их называют «кислыми».

Масла и газы также классифицируются по их удельному весу. Для нефти удельный вес равен плотности нефти, разделенной на плотность воды в стандартных условиях. Тяжелая нефть имеет плотность, близкую к плотности воды и даже превышающую ее. Легкие нефтепродукты намного менее плотные, чем вода. Для газов эталонная плотность соответствует плотности воздуха при стандартных условиях. Газы могут сухими и жирными, в зависимости от количества молекул углеводородов, превышающих метан.

Масла также классифицируются по относительному количеству различных видов молекул углеводородов: парафинов, наftenов и ароматических углеводородов. Молекулы парафина, такие как метан, этан и пропан, имеют единую связь между атомами углерода и считаются насыщенными углеводородами. Парафины имеют общую химическую формулу C_nH_{2n+2} . Нафтены имеют общую химическую формулу C_nH_{2n} и являются насыщенными углеводородами с кольцевой структурой, как и циклопентан. Термин «насыщенные» указывает на то, что все углерод-углеродные связи представляют собой единые связи. Ненасыщенные углеводороды, напротив, имеют по крайней мере одну двойную или тройную связь. Ароматический углеводород - это ненасыщенные углеводороды с кольцевой структурой. Ароматический углеводород относительно стабилен и не реагирует благодаря своей уникальной кольцевой структуре. Бензол является известным примером ароматического

углеводорода.

Нефть может существовать в пласте в виде газа, жидкости или твердого вещества в зависимости от состава жидкости, температуры и давления. Природный газ обычно представляет собой метан с меньшим количеством более тяжелых молекул углеводородов, таких как этан, пропан и бутан. Нефть представляет собой жидкую смесь некоторого количества природного газа, растворенного в большем количестве тяжелых углеводородов с числом углерода до 60. Число углеродов обозначает количество атомов углерода в молекуле. Асфальтены и парафины, крупнейшие молекулы углеводородов в нефти, при определенных условиях могут осаждаться в виде твердых частиц.

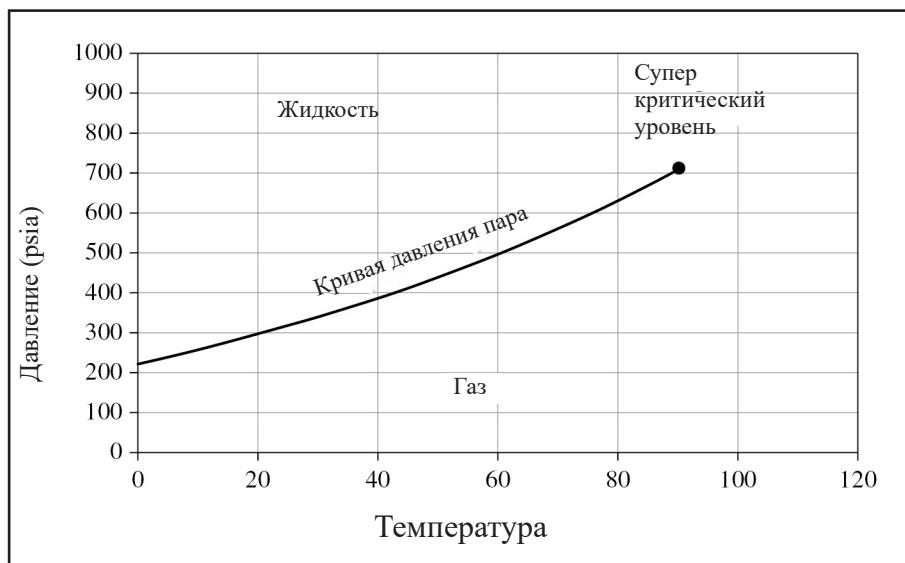


Рис. 3.1. Диаграмма давление/температура (P - T) для этана

Газо-жидкостно-твердая фаза поведения образца нефти часто отображается на диаграмме давление/температура (P - T). P - T -диаграммы являются еще одним инструментом классификации нефти и газа. Диаграмма P - T относительно проста для однокомпонентной системы, как показано на рис. 3.1 для этана. Кривая на рис. 3.1, известная как кривая давления пара, заканчивается справа в критической точке этана. Над кривой давления пара этан существует как жидкость, ниже кривой давления пара - как газ. При температурах 80°F и 800 фунт/кв. дм этан является жидкостью, а при температурах 80°F и 300 фунт/кв. дм - газом. Если этан существует при температуре и давлении выше критического уровня, то невозможно провести различие между жидкостью и газом, и его называют сверхкритической жидкостью.

Диаграмма P - T для двухкомпонентной системы является более сложной, как показано на рис. 3.2 для смеси 59-мольного% этана и 41-мольного% н-гептана (который также может быть записан как 59/41 моль% этана/н-гептана). Для сравнения, кривые давления пара для чистого этана и чистого н-гептана представлены на рисунке. Кривая, состоящая из кривых, содержащих точки образования пузырьков (BP) и точки росы (DP), называется огибающей фазой. Кривая BP и кривая DP совпадают в критической точке. В любом месте внутри огибающей фазы есть две фазы: газовая и жидкостная. За пределами огибающей фазы существует только одна фаза. Жидкость присутствует в области P - T выше кривой BP. В других местах за пределами огибающей фазы жидкость представляет собой газ. Например, при температуре 350°F и 200 фунт/кв. дм абс. жидкость является газообразной, а при температуре 350°F и 1200 фунт/кв. дм абс. жидкость жидккая. Если температура составляет 400°F, жидкость газообразная как при 200 фунт/кв. дм абс., так и при 1200 фунт/кв. дм абс. Как мы узнаем, что это газ при 400°F и 1200 фунт/кв. дм абс.? Если давление жидкости снижается до давления огибающей фазы, образуется капля росы. И напротив, при температуре 300°F и 1200 фунт/кв. дм абс. жидкость является жидккой. Если давление этой жидкости снижается до огибающей фазы, то при таком давлении фазы образуются пузырьки газа.

Диаграмма P - T для 59/41 моль% этана/н-гептана показана на рис. 3.3 без учета кривых давления паров этана и н-гептана. Самая высокая температура на огибающей фазе называется крикондентером. Об этом говорится в последующих дискуссиях.

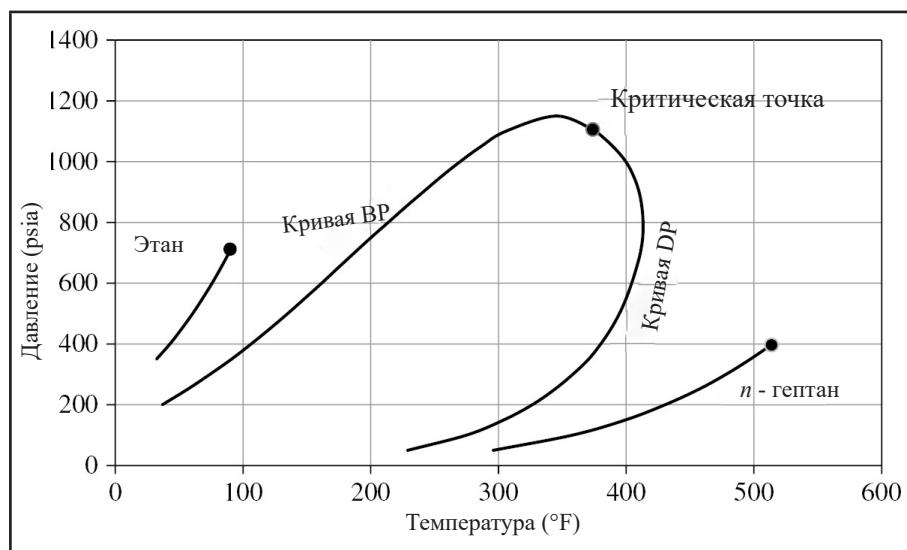


Рис. 3.2 Сравнение кривых давления паров этана и n-гептана
С огибающей фазой для смеси 59-моль% этана и 41-моль% n -гептана.

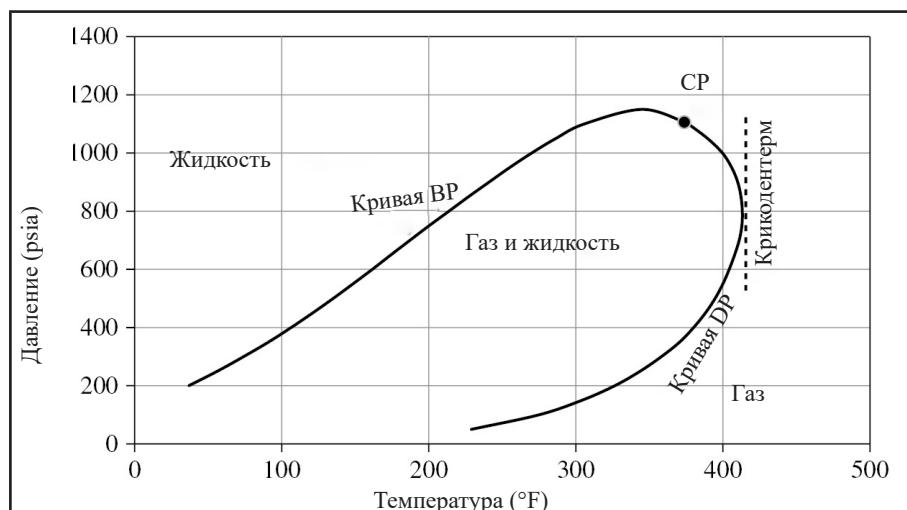


Рис. 3.3 Дополнительная номенклатура для Р-Т диаграмм, с использованием данных для 59/41 моль% этана/n-гептана.

P-T диаграммы для масел и газов имеют форму и другие характеристики, аналогичные диаграмме на рис. 3.3. На основе P-T диаграмм для этих жидкостей часто выявляют пять моделей поведения. Они перечислены в таблице 3.1. Сепаратор представляет собой часть оборудования, которое используется для разделения жидкости, получаемой из резервуара, на отдельные фазовые жидкости. В большинстве случаев речь идет о мазуте и сухих газах, поскольку эти жидкости относительно легко моделируются и понятны.

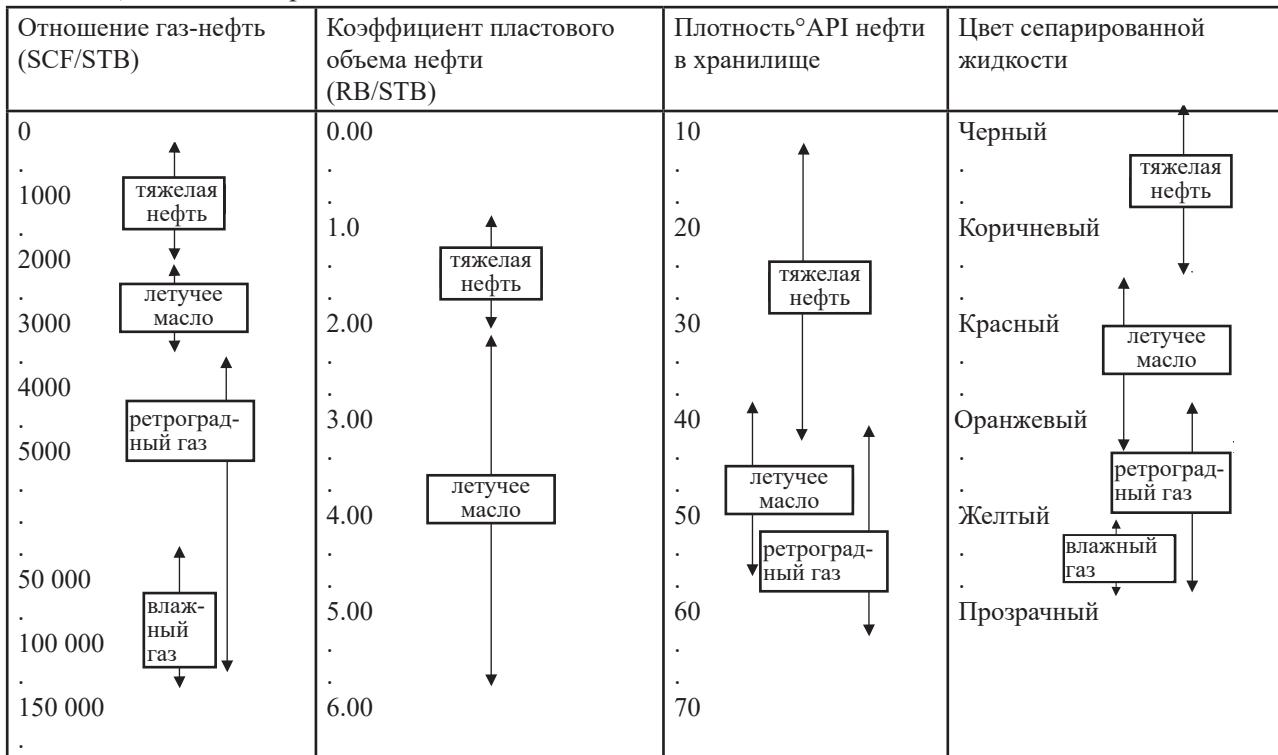
Диаграмму Р-Т можно использовать для прогнозирования изменений фазового поведения при изменении давления. Рассмотрим резервуар, содержащий тяжелую нефть. Изначально давление в резервуаре было выше,

ТАБЛИЦА 3.1 Классификация масел и газов с использованием диаграмм давление-температура

Тип жидкости	Доминирующая фаза в резервуаре	Температура в резервуаре	Фазы в сепараторе
Тяжелая нефть	Жидкая	Далеко слева от критической точки.	Жидкая и газовая
Летучее масло	Жидкая	Слева от критической точки, но близко к ней.	Жидкая и газовая

Ретроградный газ	Газовая	Между критической точкой и крикондентером.	Жидкая и газовая
Влажный газ	Газовая	Справа от крикондентера.	Жидкая и газовая
Сухой газ	Газовая	Справа от крикондентера.	Газовая

ТАБЛИЦА 3.2 Классификация масел и газов по общим свойствам



чем давление ВР, представляющее собой давление кривой ВР при пластовой температуре.

Добыча нефти приведет к снижению пластового давления. Температура резервуара не изменяется существенно, если вообще изменяется, и может считаться постоянной. Когда давление в резервуаре падает ниже давления ВР, оставшаяся углеводородная смесь поступает в систему двухфазной газонефтяной области, где существуют как нефтяная, так и газовая фазы.

Диаграммы P - T дают полезную перспективу для классификации углеводородных жидкостей, но только небольшие части диаграммы P - T измеряются в зависимости от конкретного свойства нефти или газа. Другая перспектива классификации сосредоточена на более легко наблюдаемых свойствах: газонефтяное соотношение, объемный коэффициент пласта нефти (FVF), плотность сепарированной нефти в хранилище и цвет сепарированной жидкости. Такая классификация приведена в таблице 3.2.

Отношение растворенного газа/нефти - это отношение объема растворенного газа, измеренного в стандартных кубических футах (SCF), к объему нефти в резервуаре, измеренному в баррелях (STB), полученным с помощью сепарационного оборудования. FVF нефти - это соответствующий объем нефти в пластовых условиях (RB для резервуаров) температуры и давления, деленный на объем резервуара-хранилища (STB). По мере того, как жидкости поступают из резервуара в поверхностный сепаратор и резервуар-хранилище, давление и температура снижаются. В ответ на понижение давления происходит вымывание газов из масляной фазы, и объем нефти уменьшается. Масса резервуара является мерой удельного веса. В таблице 3.2 она представлена в °API. Отношение °API к удельному весу описано в другом разделе этой главы.

3.3 ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В данном разделе мы приводим краткие определения и единицы измерения многих жидкостей, встречающихся в нефтегазовой промышленности. Коэффициенты пересчета единиц приведены в Приложении А. В последующих разделах мы приводим примеры корреляций для определения свойств жидкости, наиболее часто применяемых инженерам-нефтяникам.

Давление. Свойства жидкости зависят от давления, температуры и состава. Давление определяется как нормальное давление.

мальная сила, разделенная на область, к которой она применяется. Некоторые общие единицы давления включают фунты/дюйм² или фунт/кв. дм, паскали (ньютон/м²), атмосферы и бары.

Температура. Температура - это мера средней кинетической энергии системы. Наиболее часто используемая температурная шкала - это шкала Фаренгейта и Цельсия. Отношение между этими шкалами выражено как:

$$T_C = \frac{5}{9}(T_F - 32) \quad (3.1)$$

где T_C и T_F - это температура в градусах Цельсия и градусах Фаренгейта.

Некоторые приложения, такие как уравнения состояния, требуют использования абсолютной температуры, выраженной в градусах Кельвина или Ранкина. Шкала абсолютных температур в градусах Кельвина соотносится со шкалой Цельсия как:

$$T_K = T_C + 273 \quad (3.2)$$

где T_K - температура в градусах Кельвина. Шкала абсолютных температур в градусах Ранкина соотносится со шкалой Фаренгейта следующим образом:

$$T_R = T_F + 460 \quad (3.3)$$

где T_R - это температура в градусах Рэнкина.

Пример 3.1 Температура земной коры

Температура в некоторых частях земной коры повышается примерно на 1°F на каждые 100 футов глубины. Оцените температуру Земли на глубине 8000 футов. Предполагая, что температура на поверхности равна 60°F. Выразите свой ответ в °F и °C.

Ответ:

$$\text{Температура} = 60^{\circ}\text{F} + (8000\text{фут}) \left(\frac{1^{\circ}\text{F}}{100\text{фут}} \right) = 140^{\circ}\text{F}$$

$$T_C = \frac{5}{9}(140 - 32) = 60^{\circ}\text{C}$$

Состав. Состав жидкости относится к типам и количеству молекул, входящих в состав жидкости. Нефть представляет собой смесь углеводородных соединений и незначительного количества неорганических молекул, таких как углекислый газ и азот. Вода обычно содержит растворенные твердые вещества и растворенные газы.

Относительное количество каждого компонента в смеси может быть выражено в таких единицах, как объемная доля, весовая доля или молярная доля. Единицы измерения концентрации должны быть четко выражены, чтобы избежать ошибок. Элементный состав нефти состоит в основном из углерода (84-87% по массе) и водорода (11-14% по массе). Нефть может содержать и другие элементы, в том числе серу, азот, кислород и различные металлы.

Символы x_i и y_i часто используются для обозначения молярной доли компонента i в жидкой и газовой фазах. Молярная доля компонента i в газовой смеси - это количество молей n_{iV} компонента в газе (паровая фаза), деленное на общее количество молей в газовой фазе:

$$y_i = \frac{n_{iV}}{\sum_{j=1}^{N_c} n_{jV}} \quad (3.4)$$

где N_c - количество компонентов в смеси. Молярная доля компонента i в масляной смеси x_i определяется аналогично количеству молей компонента в жидкой фазе, деленному на общее количество молей в жидкой фазе:

$$x_i = \frac{n_{iL}}{\sum_{j=1}^{N_c} n_{jL}} \quad (3.5)$$

Удельный вес. Удельный вес - это отношение плотности жидкости, деленное на эталонную плотность. Удельный вес газа рассчитывается при стандартных условиях с использованием плотности воздуха в качестве эталонной плотности. Принимая отношение плотности газа к плотности эталонного газа и отменяя общие термины, запишем удельный вес газа в виде:

$$\gamma_g = \frac{M_{a,gas}}{M_{a,воздух}} \cong \frac{M_{a,gas}}{29} \quad (3.6)$$

где M_a – кажущаяся молекулярная масса. Кажущийся молекулярный вес рассчитывается как:

$$M_a = \sum_{i=1}^{N_c} y_i M_i \quad (3.7)$$

где N_c - количество компонентов, y_i - молярная доля компонента i , а M_i - молекулярная масса компонента i . Плотность газа рассчитывается по уравнению идеального газа в виде:

$$\rho_g = \frac{pM_{a,gas}}{RT} = \frac{p\gamma_g M_{a,air}}{RT} \quad (3.8)$$

где p - давление, T - абсолютная температура, R - постоянная газа, n – молярная доля газа, n - масса газа m_g , деленная на кажущуюся молекулярную (или молярную) массу газа.

Удельный вес нефти рассчитывается при стандартных условиях с использованием плотности пресной воды в качестве эталонной плотности. Американский нефтяной институт характеризует нефть по удельному весу API. Удельный вес API рассчитывается по удельному весу нефти γ_o при стандартной температуре и давлении, следующим уравнением:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (3.9)$$

Если удельный вес γ_o больше 1, то нефть плотнее воды и API меньше 10. Если удельный вес γ_o меньше 1, то нефть менее плотная, чем вода, и API больше 10. Тяжелая нефть с API менее 20 не содержит большого количества газа в растворе и имеет относительно большую молекулярную массу и удельную массу. Напротив, легкая нефть с API более 30 обычно содержит большое количество летучих углеводородов в растворе и имеет относительно малый молекулярный вес и удельную массу γ_o . Уравнение для API показывает, что тяжелая нефть имеет относительно низкую массу API, поскольку у нее большой γ_o , в то время как легкая нефть имеет относительно высокую массу API.

Газожидкостное соотношение. Газожидкостное соотношение (GLR)- это отношение объема газа, деленное на объем жидкости при одинаковой температуре и давлении. Выбор GLR зависит от жидкостей в резервуаре. Два широко используемые GLR – это соотношение газа и нефти (GOR) и соотношение газа и воды (GWR). GWR - это отношение объема газа к объему воды при одинаковой температуре и давлении. GOR - отношение объема газа к объему нефти при одинаковой температуре и давлении. Коэффициенты могут быть рассчитаны с использованием объемных коэффициентов или коэффициентов расхода.

Вязкость. Вязкость - это мера сопротивления жидкости сдвигу. Такие жидкости, как мед и тяжелая нефть, имеют очень высокую вязкость, в то время как такие жидкости, как вода, имеют относительно низкую вязкость. В нефтяной промышленности вязкость часто выражается в сантиметрах, что равно 0,01 пазу. Одна сантиметровка (1 см) равна 1 миллипаскальской секунде (1 мПа = 0,001 Па/с), которая является метрической единицей измерения вязкости.

Сжимаемость. Сжимаемость - это мера изменения объема в результате изменения давления в системе. Дробное изменение объема системы– это отношение изменения объема ΔV к исходному объему V . Изменение дробной величины $\Delta V/ V$ можно рассчитать по формуле:

$$\frac{\Delta V}{V} = -c\Delta p \quad (3.10)$$

где с - средняя сжимаемость системы, а Δp - изменение давления.

Знак минус применяется для того, чтобы увеличение давления ($\Delta p > 0$) приводило к уменьшению объема системы. Аналогичным образом, снижение давления ($\Delta p < 0$) приведет к увеличению объема системы.

Коэффициент объема пласта. Объем нефти увеличивается при растворении газа в нефти.

FVF для нефти B_o выражает это раздувание как отношение раздутого объема к объему нефтяной фазы в эталонном состоянии, как правило, давление в резервуаре и температуру. Это соотношение выражается как отношение объема пласта к объему резервуара-хранилища. В этом смысле «резервуар» означает давление, температуру и состав, которые существуют в резервуаре. Примером единицы FVF в нефтепромысловых единицах является RB/STB, где RB относится к баррелям пласта, а STB - к баррелям резервуара, или m^3/sm^3 (кубических метров пласта к кубическим метрам резервуара) в метрических единицах. Например, FVF для 1,5 RB/STB означает, что на каждый баррель добываемой нефти в резервуаре было извлечено 1,5 барреля из пласта. Разница в объеме 0,5 барреля представляет собой объем потерянной нефтяной фазы в результате выхода летучих веществ из жидкой фазы при снижении давления из коллектора через скважину в сепаратор и накопительный резервуар.

Как правило, большая часть изменения объема газа из накопительного резервуара происходит за счет растворения газа в нефти. Но давление и температура также играют свою роль. Увеличение давления в накопительном резервуаре сжимает нефть, в то время как увеличение температуры в накопительном резервуаре термически расширяет ее.

FVF для нефти обычно колеблется от 1 до 2 RB/STB. FVF для воды обычно составляет около 1 RB/STB, потому что газ гораздо менее растворим в воде, чем в нефти. Газовый FVF изменяется в более широком диапазоне, чем масляный FVF, поскольку объем газа более чувствителен к изменениям давления.

3.4 СВОЙСТВА ГАЗА

Коэффициент объема пласта. В данном тексте мы используем закон идеального газа для оценки FVF B_g для газа:

$$B_g \left(RB / MCF \right) = 5.03 \frac{T ({}^\circ R)}{p (\text{фунт/кв. дм})} \quad (3.11)$$

где в скобках приведены единицы измерения каждой переменной B_g , T, p, а MCF обозначает 1000 футов³. Коэффициент в правой части уравнения включает коэффициенты преобразования. Для этой корреляции требуется температура в градусах Ренкина. Для улучшения оценки B_g вместо закона идеального газа следует использовать закон реального газа.

Уравнение состояния реального газа может быть записано в виде

$$Z = \frac{pV}{nRT} \quad (3.12)$$

где Z - коэффициент безразмерной сжимаемости газа, R – газовая постоянная, n - количество молей газа в объеме V при давлении p и температуре T. Газ является идеальным газом, если Z = 1, а реальный газ – Z ≠ 1. Газ FVF для заданной температуры и давления рассчитывается из уравнения состояния реального газа как:

$$B_g = \frac{p_{sc}}{Z_{sc} T_{sc}} \frac{ZT}{p} = \frac{\text{объем резервуара}}{\text{стандартный объем}} \quad (3.13)$$

Нижний индекс sc обозначает стандартные условия (обычно 60°F и 14,7 фунт/кв. дм абс.).

Вязкость. Вязкость газов в пластовой среде обычно колеблется от 0,02 до 0,04 ср. Для получения более точных оценок имеются корреляции. Вязкости газов редко измеряются для применения к нефти и газу - они обычно оцениваются с помощью корреляций.

Теплотворная способность. Теплотворная способность газа может быть оценена по составу газа и теплотворной способности, связанной с каждым компонентом газа. Величина нагрева смеси H_m определяется следующим образом:

$$H_m = \sum_{i=1}^{N_c} y_i H_i \quad (3.14)$$

где N_c - количество компонентов, y_i - мольная доля компонента i , а H_i - теплотворная способность компонента i . Значения теплотворной способности отдельных компонентов приведены в таблицах справочных руководств. Теплотворная способность природного газа часто составляет от 1000 до 1200 BTU/SCF, где BTU относится к энергии в британских тепловых единицах, а SCF - к стандартным кубическим футам газа.

3.5 СВОЙСТВА НЕФТИ

Примеры корреляции для оценки трех свойств нефти приведены в данном разделе: Давление ВР, FVF и вязкость. Было опубликовано много примеров корреляций. Часто они представляют конкретный географический регион или нефтяной регион. При выборе корреляции следует принимать во внимание источник данных, который использовался для подготовки корреляции. Здесь используются корреляции МакКейна (1990).

Давление насыщения. Если резервуар заполнен нефтью частично, а остаточная часть газом, количество растворенного в нефти газа увеличивается по мере увеличения давления в резервуаре. До тех пор, пока часть газовой фазы остается в резервуаре, применяемое давление представляет собой давление насыщения, которое часто называется давлением ВР, даже если в резервуаре может быть более чем крошечные пузырьки газа. При давлении выше необходимого для растворения всего доступного газа в резервуаре, нефть считается ненасыщенной. Давление ВР, или P_{bp} в фунт/кв. дм, может быть связано с количеством газа в растворе (R_s в SCF/STB), плотностью газа (Y_g), температурой (T) в °F и плотностью API (°API) со следующей корреляцией:

$$P_b = 18.2(A - 1.4) \quad (3.15)$$

при

$$A = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{0.00091T - 0.0125 \times ^\circ API} \quad (3.16)$$

Пример 3.2 Давление насыщения

Рассчитайте давление насыщения при температуре пласта 220°F, нефти 35°API и газа 0,68. Количество растворенного в нефти газа составляет 350 SCF/STB.

Ответ:

Используйте уравнения 3.15 и 3.16 с приведенными значениями:

$$A = \left(\frac{350 \text{ SCF/STB}}{0.68} \right)^{0.83} 10^{0.00091(220^\circ F) - 0.0125(35^\circ API)} = 103.11$$

$$P_b = 18.2(103.11 - 1.4) = 1851 \text{ (фунт/кв. дм)}$$

График на рис. 3.4 построен с использованием корреляции уравнений 3.15 и 3.16 со свойствами примера 3.2 при R_s варьирующемся от 0 до 350 SCF/STB. Давление ВР выше 1851 фунт/кв. дм, R_s является постоянным при 350 SCF/STB.

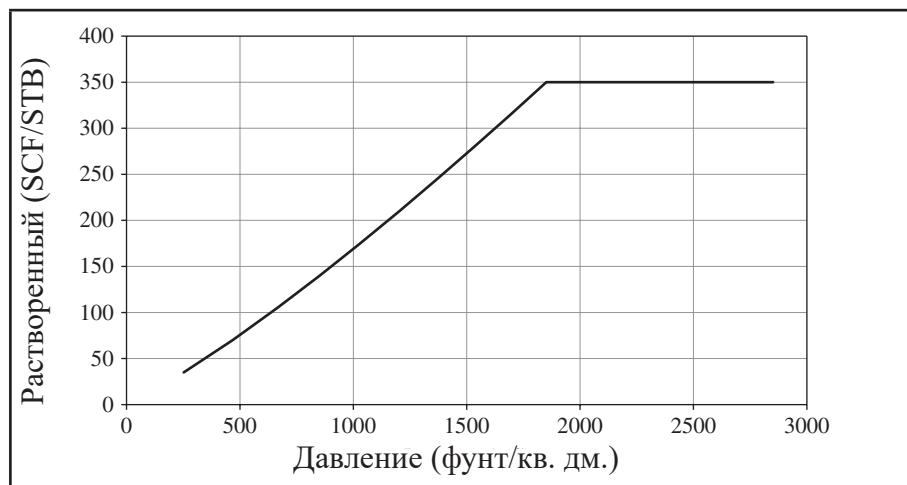


Рис. 3.4 Демонстрация корреляции уравнений 3.15 и 3.16 со свойствами из примера 3.2.

Коэффициент пластового объема нефти. FVF нефти при давлении BP ($B_{\text{об}}$ в RB/STB) можно оценить следующей корреляцией по раствору GOR (R_s в SCF/STB), массе газа (γ_g), удельной массе нефти (не плотности API) и температуре (T в °F):

$$B_{\text{об}} = 0.98 + 0.00012 A^{1.2} \quad (3.17)$$

при

$$A = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T \quad (3.18)$$

Пример 3.3 Коэффициент пластового объема нефти.

Рассчитать коэффициент пластового объема нефти для тех же условий, что и в примере 3.2, а именно: температура пласта 220°F, плотность нефти 35°API, плотность газа 0.68 и 350 SCF/STB растворенного газа.

Ответ:

Сначала переведите 35°API в удельный вес нефти, а затем используйте уравнения 3.17 и 3.18 с соответствующими значениями:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{^{\circ}\text{API} + 131.5} = \frac{141.5}{35 + 131.5} = 0.85$$

$$A = (350 \text{ SCF/STB}) \left(\frac{0.68}{0.85} \right)^{0.5} + 1.25(220) = 588$$

$$B_{\text{об}} = 0.98 + 0.00012(588)^{1.2} = 1.23 \text{ RB/STB}$$

График на рис. 3.5 показывает результаты корреляции уравнений 3.17 и 3.18 со свойствами предыдущего примера. Мы рассматриваем R_s в диапазоне от 0 до 350 SCF/STB.

FVF нефти уменьшается из-за сжатия масла выше давления BP. B_o FVF нефти при давлении p выше давление BP (p_b) рассчитывается как:

$$B_o = B_{\text{об}} + \delta_p B_o (p - p_b) \quad (3.19)$$

где B_{ob} - это FVF нефти под давлением ВР, а $\delta_p B_o$ - изменение FVF нефти выше ВР в связи с увеличением давления. Значение $\delta_p B_o$ для FVF нефти, показанное на рис. 3.6, является приблизительным -1.4×10^{-5} RB/STB/фунт/кв. дм при давлениях выше давления ВР. Наклон $\delta_p B_o$ - отрицательный, так как при повышении давления FVF нефти уменьшается, поскольку давление повышается быстрее, чем ВР.

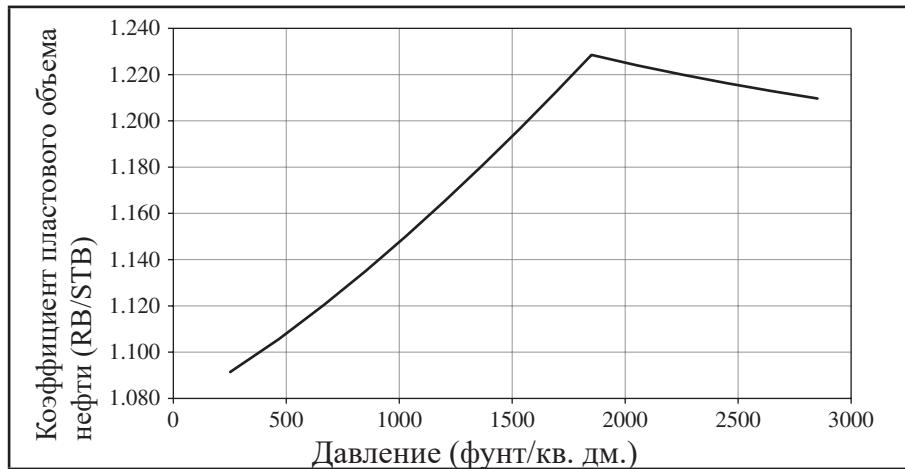


Рис. 3.5 Демонстрация корреляции уравнений 3.17 и 3.19 со свойствами из примеров 3.2 и 3.3.

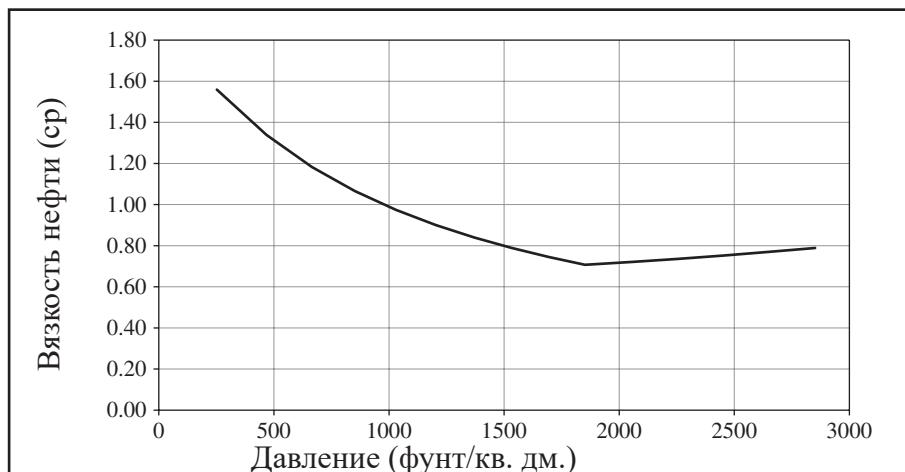


Рис. 3.6 Демонстрация корреляции уравнений 3.20 - 3.23 со свойствами из примеров 3.4 и 3.5.

Вязкость. Следующая корреляция вязкости нефти состоит из двух этапов. В первом, вязкость (ср) «мертвой» нефти оценивается по плотности и температуре API ($^{\circ}$ F):

$$\log_{10} (\mu_{oD} + 1) = 73.3 \frac{10^{-0.0251 \times ^{\circ}API}}{T^{0.564}} \quad (3.20)$$

«Мертвая» нефть - это нефть с небольшим содержанием растворенного газа; она эквивалентна нефти резервуара-хранилища. Второй этап связан со снижением вязкости нефти, которое происходит при растворении в ней газа:

$$\mu_o = A \mu_{oD}^B \quad (3.21)$$

$$A = 10.7 (R_s + 100)^{-0.515} \quad (3.22)$$

$$B = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338} \quad (3.23)$$

где μ_{oD} - вязкость мертвый нефти, рассчитанная на первом этапе, R_s - раствор GOR (SCF/STB). Нефть с растворенным газом часто называют «живой» нефтью. Живая нефть и мертвая нефть имеют аналоги продуктов

газированных напитков.

Пример 3.4 Вязкость мёртвой нефти

Рассчитайте вязкость мертвой нефти для 35°API при температуре 220°F.

Ответ:

Значения подстановок в уравнении 3.20:

$$\log_{10} (\mu_{oD} + 1) = 73.3 \frac{10^{-0.0251(35)}}{(220)^{0.564}} = 0.46$$

$$\mu_{oD} = 10^{0.46} - 1 = 1.90 \text{ срз}$$

Пример 3.5 Вязкость живой нефти

Рассчитайте вязкость живой нефти для 35°API при температуре 220°F и 350 SCF/STB растворенного газа.

Ответ:

Для определения вязкости живой нефти необходимо объединить вязкость мертвой нефти из предыдущего примера с приведенными выше значениями и уравнениями 3.21 по 3.23:

$$A = 10.7 (350 + 100)^{-0.515} = 0.46$$

$$B = 5.44 (350 + 150)^{-0.338} = 0.67$$

$$\mu_o = A \mu_{oD}^B = (0.44)(1.90 \text{ срз})^{0.64} = 0.71 \text{ срз}$$

График на рис. 3.6 показывает результаты корреляции уравнений 3.20 - 3.23 со свойствами примеров 3.4 и 3.5. Мы считаем, что R_s варьируется от 0 приблизительно до 350 SCF/STB.

Вязкость масла увеличивается из-за сжатия нефти выше давления ВР. Вязкость нефти μ_o при давлении p выше ВР давления p_b может быть рассчитана по формуле:

$$\mu_o = \mu_{ob} + \delta_p \mu_o (p - p_b) \quad (3.24)$$

где μ_{ob} - вязкость живой нефти при давлении ВР, а $\delta_p \mu_o$ - изменение вязкости нефти выше ВР в связи с увеличением давления. Значение $\delta_p \mu_o$ вязкости нефти, показанное на рис. 3.6, составляет приблизительно 8×10^{-5} ср/фунт/кв. дм при давлениях, превышающих давление ВР. Значение наклона $\delta_p \mu_o$ положительное, так как вязкость нефти увеличивается с увеличением давления при значениях, превышающих давление ВР.

3.6 СВОЙСТВА ВОДЫ

Наличие воды в геологических формациях означает, что необходимо учитывать свойства воды. Поэтому, в этом разделе мы рассматриваем свойства воды.

Коэффициент пластового объема. Воздействие давления и температуры на объем воды почти полностью устраняется, таким образом, FVF воды составляет около 1.0 RB/STB для большинства резервуаров.

Вязкость. Вязкость воды зависит от давления, температуры и состава. В пластовых условиях вода будет содержать растворенные твердые частицы (в основном соли), а также некоторые растворенные углеводородные газы и небольшие количества (<1000 ч./млн.) других углеводородов. Влияние температуры и состава на вяз-

кость воды при давлении 14,7 фунт/кв. дм (1 атм) показано на рис. 3.7. Вязкость чистой воды составляет около 1 ср при комнатной температуре, но значительно меньше при обычной температуре резервуара.

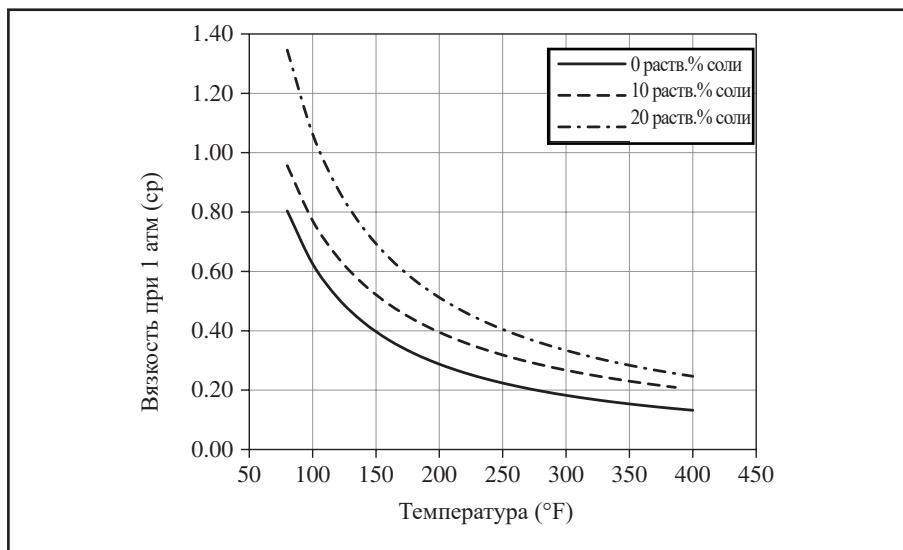


Рис. 3.7 Влияние температуры и растворенных солей на вязкость воды при 14,7 фунт/кв. дм (1 атм.)

Вязкость воды увеличивается примерно на 50% при 14,7 фунт/кв. дм (1 атмосфера) до 8000 фунт/кв. дм. Влияние давления на вязкость воды можно оценить с помощью следующей корреляции с давлением в единицах фунт/кв. дм:

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w,1atm}} = 1.0 + 0.00004P + 3.1 \times 10^{-9} P^2 \quad (3.25)$$

3.7 ИСТОЧНИКИ ДАННЫХ О ЖИДКОСТИ

Наилучшую информацию о нефти, газе и воде в формации получают из образцов жидкости, которые являются репрезентативными исходными флюидами. Перед отбором проб скважина должна быть подготовлена таким образом, чтобы образовывалась жидкость, достаточная для промывки скважины любым загрязняющим буровым раствором или жидкостью для заканчивания скважины.

Отбор поверхностных проб с сепаратора проще и дешевле, чем отбор глубинных проб. Для поверхностных проб исходная жидкость получают путем объединения проб сепарированного газа и сепарированной нефти в соответствующем GOR. Этап рекомбинации предполагает проведение точных измерений данных потока на поверхности. Отбор глубинных проб из скважины с надлежащими условиями позволяет избежать этапа рекомбинации, но он более сложный и дорогой, чем отбор проб с поверхности, и обычно обеспечивает меньший объем пробной жидкости.

После того, как образец был взят, необходимо проверить его качество. Это может быть сделано путем композиционного анализа и измерения таких физических свойств, как плотность и молекулярная масса. Газовая хроматография является наиболее применимым инструментом для выполнения композиционного анализа.

После проверки целостности образца может быть выполнено несколько процедур для измерения свойств жидкости, которые подходят для инженерно-технических исследований пласта. Наиболее распространенные процедуры включают следующие испытания: постоянное расширение состава (CCE), дифференциальное высвобождение (DL) и сепараторные испытания.

3.7.1 Постоянное расширение состава

Испытание СCE дает информацию о поведении жидкости и ее объема под давлением без изменений состава жидкости. Испытание СCE начинается с измерения высокого давления в образце в ячейке при пластовой температуре и давлении, превышающем пластовое давление. Традиционно ячейка содержит масло и ртуть. Давление изменялось при изменении объема ртути в ячейке. Современные системы не содержат ртути, вместо нее используют поршень. Поршень применяют для изменения давления в ячейке, как показано на рис. 3.8. Давление

в ячейке снижается небольшими приращениями, и изменение объема регистрируется при каждом изменении давления. Процедура повторяется до тех пор, пока давление в ячейке не снизится до давления, значительно меньшего, чем давление насыщения. Исходный состав жидкости в ячейке не изменяется во время испытания, поскольку материал не удаляется из ячейки. Жидкость может быть, как маслом, так и газом с конденсатом. Если жидкость является маслом, то давление насыщения равно давлению ВР. Если жидкость представляет собой газ с конденсатом, давление насыщения равно давлению ДР.

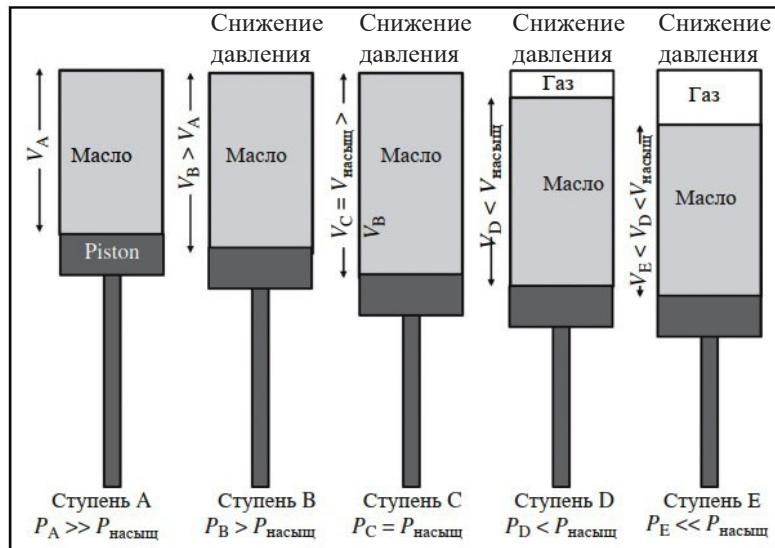


Рис. 3.8 Постоянное расширение состава.

3.7.2 Дифференцированное высвобождение (DL)

Испытание DL используется для определения высвобождения газа из живой нефти, то есть нефти, содержащей растворенный газ. Образец живой нефти помещается в PVT-ячейку при пластовой температуре и давлении ВР, как показано на рис. 3.9. Давление снижается небольшими приращениями, и образовавшийся газ удаляется на каждом этапе. Регистрируется объем выделяющегося газа и объем нефти, оставшейся в ячейке. Вязкость нефти обычно измеряется с помощью теста DL.

3.7.3 Испытание сепаратора

Испытание сепаратора используется для изучения поведения жидкости по мере того, как она вырывается из пласта к поверхности. Выброс - это одношаговый переход от относительно высокого давления и высокой температуры среды к относительно низкому давлению и низкой температуре. Первичной разницей между выбросом и дифференциальным процессом является магнитуда перепада давления между ступенями. Как правило, разница давлений в дифференциальном режиме значительно меньше, чем в режиме выброса. На рис. 3.10 показан многоступенчатый выброс, когда входной поток проходит через несколько таких выбросов. Каждый выброс имеет различную температуру и давление по сравнению с предыдущим выбросом.

PVT-ячейка в teste сепаратора осторожно заполняется измеренным объемом пластовой жидкости при пластовой температуре и давлении насыщения. После этого изменяются давление и температура ячейки. Каждое изменение давления и температуры соответствует одной ступени сепарации, в испытании может использоваться одна или несколько ступеней. Измеряется объем газа на каждой ступени сепарации и объем жидкости, оставшейся на последней ступени.

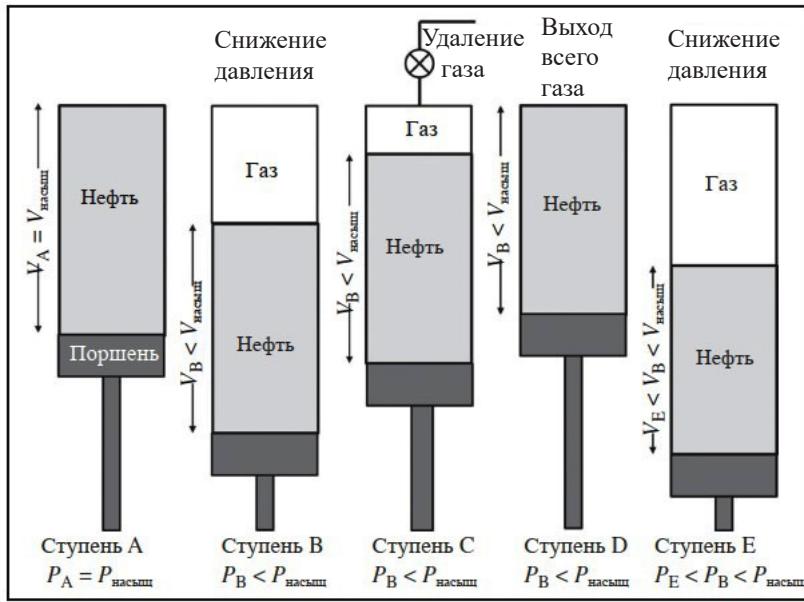


Рис. 3.9 Дифференциальное высвобождение

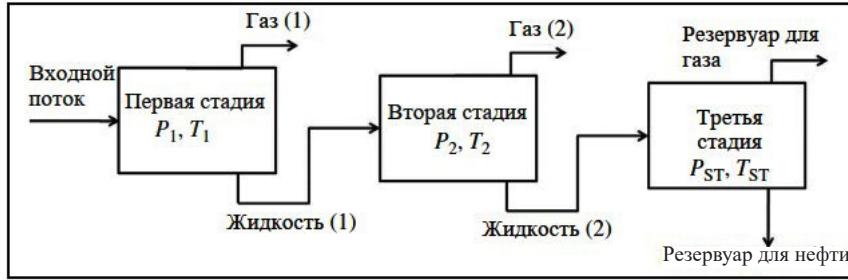


Рис. 3.10 Многоступенчатый выброс

3.8 ПРИМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ЖИДКОСТИ

Инженеры-нефтяники используют свойства жидкости в различных областях применения, включая объемную оценку нефти и газа, баланс материалов, испытание скважин и моделирование коллекторов. Для объемных оценок используется FVF. Для расчета баланса материалов они используют комбинацию FVF, GOR и сжимаемость жидкостей. Для испытания скважин и моделирования коллекторов они используют вязкость жидкости в дополнение к свойствам жидкости, необходимым для других применений.

За последние 40 или 50 лет инженеры разработали программное обеспечение для моделирования коллекторов с пятью типами углеводородных флюидов, описанных выше. Эти модели прогнозируют изменения пластового давления по мере добычи или закачки жидкостей в скважину. Прогнозирование на основе модели сравнивают с полевыми наблюдениями, что позволяет составить представление о будущих операциях.

Из этих моделей самые простые – модели для тяжелой нефти и сухого газа. Зависимых от давления свойств, описанных выше для газа, нефти и воды, включая свойства, указанные на рис. 3.4-3.6, достаточно. Если отсутствуют надежные данные по одному или нескольким продуктивным жидкостям, можно использовать свойства жидкости из аналогичных месторождений или корреляций.

3.9 Практические задания

3.9.1 Дополнительная литература

Более подробную информацию о свойствах жидкости см. в работах Данделкар (2013), Саттер и соавт. (2008 г.), Суттон (2006 г.), Тулер (2006 г.), Ахмед (2000) и МакКейн (1990).

3.9.2 Верно/неверно

- 3.1 Тяжелая нефть всегда черного цвета.
- 3.2 В отличие от летучего масла, тяжелая нефть не содержит газа.
- 3.3 Сантипуаз - это единица вязкости.
- 3.4 Конденсат присутствует в жидкой фазе, если пластовое давление в газоконденсатном коллекторе превышает давление точки росы.
- 3.5 Углеводородный газ может иметь температуру точки росы, но не давление точки росы.
- 3.6 Молярная доля метана обычно больше в нефтяных коллекторах, чем в газовых.
- 3.7 Большинство ученых считают, что ископаемые виды топлива образовались из различных биологических организмов, живших на поверхности Земли миллионы лет назад.
- 3.8 Криконтентерм - это максимальное давление в диаграмме РТ-Т.
- 3.9 Нефть и газ являются углеродосодержащими материалами.
- 3.10 Однофазная нефть становится двухфазным газом/нефтью, когда давление падает ниже давления насыщения.

3.9.3 Упражнения

- 3.1 А. Плотность воды составляет $1 \text{ г}/\text{см}^3$ или $62,4 \text{ мфунтов}/\text{фут}^3$. Плотность воздуха составляет $0,0765 \text{ мфунтов}/\text{фут}^3$. Какова плотность воздуха в $\text{г}/\text{см}^3$?
Б. Какова плотность газа в $\text{г}/\text{см}^3$, если удельный вес газа равен 0,7?
Подсказка: Удельный вес газа - это плотность газа, деленная на плотность воздуха, или $\gamma_g = \rho_g / \rho_{air}$.
- 3.2 Плотность жидкости для объема с нефтью и водными фазами может быть рассчитана с помощью $\rho_f = S_o \times \rho_o + S_w \times \rho_w$ где ρ_o, ρ_w означают плотность нефти и воды, S_o, S_w - насыщенность нефтью и водой, а $S_o + S_w = 1$. Рассчитайте плотность жидкости, если плотность нефти $0,9 \text{ г}/\text{см}^3$, плотность воды $1,03 \text{ г}/\text{см}^3$, водонасыщенность 30%.
Подсказка: Преобразуйте насыщенность воды в долю и рассчитайте нефтенасыщенность, исходя из $S_o + S_w = 1$.
- 3.3 А. Используйте закон реального газа $pV = ZnRT$ для нахождения общего выражения для коэффициента пластового объема газа B_g . Используйте подписи «s» и «r» для обозначения поверхностных и пластовых условий (s – поверхностные, r – пластовые).
Б. Рассчитайте B_g , используя $\{p_s = 14.7 \text{ фунт}/\text{кв. дм абс.}, T_s = 60^\circ\text{F}, Z_s = 1\}$ и $\{p_r = 2175 \text{ фунт}/\text{кв. дм абс.}, T_r = 140^\circ\text{F}, Z_r = 0.9\}$. Выразите B_g в виде кубических футов резервуара на один стандартный кубический фут (RCF/SCF).
В. Рассчитайте B_g , используя $\{p_s = 1 \text{ атм}, T_s = 20^\circ\text{C}, Z_s = 1\}$ и $\{p_r = 15 \text{ MPa}, T_r = 60^\circ\text{C}, Z_r = 0.9\}$. Выразите B_g в виде кубических футов резервуара на один стандартный кубический метр (Rm^3/Sm^3).
Д. В чем разница между расчетами Части В и Части С?
- 3.4 А. Скважина добывает 1000 MSCF газа и 400 STB нефти. Каким будет GOR в единицах MSCFG/STBO?
Примечание: 1 MSCFG = 1 MSCF газа и 1 STBO = 1 STB нефти.
Б. Если предположить, что весь газ является растворимым (без свободного газа), то является ли нефть тяжелой или летучим маслом?
- 3.5 Предположим, что давление насыщения нефти в резервуаре 2400 писа при 70% нефтенасыщенности и 30% неснижаемой водонасыщенности. Насыщен ли резервуар при первоначальном давлении в $2515 \text{ фунт}/\text{кв. дм}$

абс.?

- 3.6** Ниже приведен набор данных о свойствах насыщенного нефтяного флюида в зависимости от давления Р. Давление насыщения РВО равно 2014.7 фунт/кв. дм абс.. Ненасыщенная вязкость нефти MUO аппроксимируется как линия с наклоном MUOSLP от давления насыщения (РВО) до пластового давления выше РВО. Коэффициент пластового объема ненасыщенной нефти BO аппроксимируется как линия с наклоном BOSLP от давления насыщения (РВО) до пластового давления выше РВО

- A. Рассчитайте вязкость MUO при давлении 3000 фунт/кв. дм абс..
B. Рассчитайте коэффициент пластового объема нефти BO при давлении 3000 фунт/кв. дм абс..
C. Рассчитайте соотношение раствора нефть-газ RSO при давлении 3000 фунт/кв. дм абс..

PBO (фунт/кв. дм абс.)	MUOSLP (cp/ фунт/кв. дм абс.)	BOSLP (RB/STB/ фунт/кв. дм абс.)	
2014.7	0.000046	-2.3 X10-5	
P (фунт/кв. дм абс.)	MUO (cспз)	BO (RB/STB)	RSO (SCF/STB)
14.7	1.04	1.062	1
514.7	0.91	1.111	89
1014.7	0.83	1.192	208
1514.7	0.765	1.256	309
2014.7	0.695	1.32	392
2514.7	0.641	1.38	457
3014.7	0.594	1.426	521
4014.7	0.51	1.472	586

- 3.7** Составьте график насыщенных значений MUO, BO и RSO в Упражнении 3.6 в качестве функций Р.

- 3.8 A.** Состав образца газа приведен в следующей таблице. Рассчитайте кажущуюся молекулярную массу образца газа, заполнив таблицу. Количество молей каждого компонента содержится в весе/молекулярной массе. Молярная доля каждого компонента - это количество молей компонента, деленное на молярную сумму каждого компонента. Кажущаяся молекулярная масса каждого компонента является молярной долей х молекулярный вес каждого компонента. Сумма кажущихся молекулярных масс компонентов дает кажущуюся молекулярную массу смеси.

Компонент	масса (lbs)	Молекулярная масса	Кол-во молей	Молярная доля	Кажущаяся молекулярная масса (lbs/lb моль)
Метан (C1)	20	16			
Этан (C2)	6	30			
Пропан (C3)	3	44			
ИТОГО:					

- B. Рассчитайте удельный вес образца газа, если кажущаяся молекулярная масса воздуха равна 29.

- 3.9 A.** Сколько энергии содержится в 1 MSCF газа? Предположим, что плотность энергии 1000. BTU/SCF. Выразите свой ответ в БТЕ, Дж и кВч.
B. Предположим, что эффективность преобразования энергии в газе в электрическую составляет 50%. Сколько газа необходимо для производства 1 кВтч электроэнергии?
C. Если газ стоит \$7/MSCF, сколько стоит выработка 1 кВтч электроэнергии?

- 3.10 A.** Предположим, что коэффициент сжимаемости газа в коллекторе составляет 0,9 при температуре 160°F и давлении 3500 фунт/кв. дм. Рассчитайте коэффициент объема газа при пластовых условиях, исходя из стандартного давления 14,7 фунт/кв. дм абс. и стандартной температуры 60°F.

B. Оцените исходный объем газа при:

Чистый акр фут = 1600 акр-футов (карта).

Начальная водонасыщенность = 0,20 (каротажные данные, керны).

Пористость = 0,25 (каротажные данные, керны)

и

$$OGIP = 7758 \frac{NAF(1 - S_{wi})\phi}{B_{gi}}$$

где

OGIP = исходный газ (scf - станд.куб.фут),

7758 = коэффициент пересчета, res bbl/acre-ft (мбж/акр-фт резервуара)

NAF = чистый акр фут, акр-фут

S_{wi} = начальное водонасыщение, доля

B_{gi} = FVF газа при начальном давлении и температуре, res bbl/scf (мбж/ станд.куб.фут резервуара)

ϕ = пористость, доля

4

СВОЙСТВА ПОРОДЫ КОЛЛЕКТОРА

Пористость и проницаемость являются фундаментальными свойствами пород. Пористость - это мера емкости горной породы, а проницаемость - это пропускная способность породы. Мощность коллектора говорит о том, какой объем ресурсов может содержаться в породе, а пропускная способность говорит - насколько быстро мы можем добывать этот ресурс. Пористость, проницаемость и связанные с ними характеристики являются предметом данной главы.

4.1 ПОРИСТОСТЬ

Подумайте о горстке песка, содержащей песчинки и пространство между ними. Объем песка складывается из объема зерен песка и объема пространства между ними. На рис. 4.1 представлено изображение блока горной породы с зернами песка, заполняющими этот блок, и пример песчаника Берия, штат Огайо. Изображение песчаника Берия представляет собой микроскопический вид поверхности песчаника, который был увеличен в 25 раз. На снимке видны зерна породы и пространство между ними, называемое поровым пространством.

В чем разница между горсткой песка и участком песчаника? Горстка песка состоит из рыхлых песчинок, а зерна песчаника скреплены минералами, которые осаждаются из богатой минералами воды, занимавшей поровое пространство на протяжении десятков тысяч, а то и миллионов лет. Кроме того, песчаник, как правило, состоит из различных размеров зерен. Маленькие зерна могут заполнять поровое пространство между крупными зернами и снижать пористость

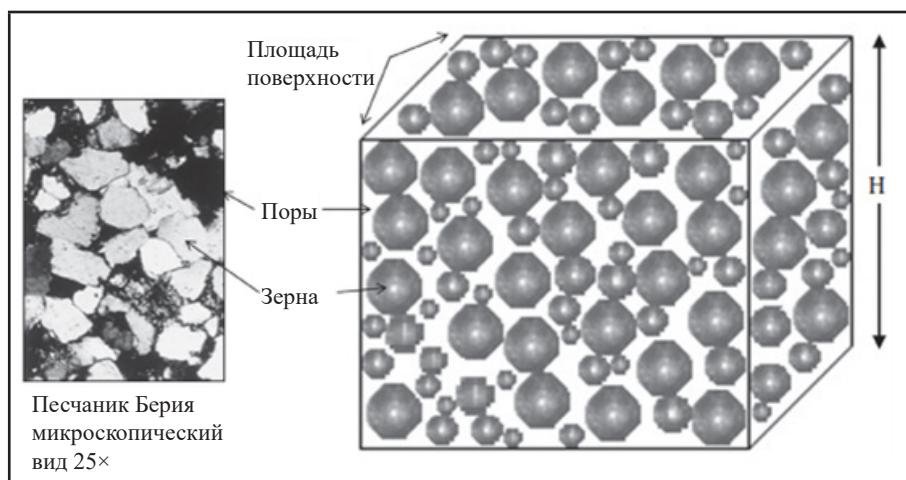


Рис. 4.1 Пористая среда

песчаника. Некоторые породы имеют поровые пространства, которые не соединены между собой. Наш интерес здесь ограничивается соединенными порами, которые способствуют коммерческому хранению и увеличению пропускной способности.

Насыпной объем - это объем блока, показанный на рис. 4.1. Он включает в себя как объем зерен, так и объем пространства между зернами в блоке. Объем блока V_B представляет собой произведение площади A в горизонтальной плоскости и общей высоты H :

$$V_B = A H \quad (4.1)$$

Объем пространства между зернами называется объемом пор. Пористость ϕ - это отношение порового объема V_p к насыльному объему V_B :

$$\phi = \frac{V_p}{V_B} \quad (4.2)$$

Как правило, 30-40% насыпного объема песка - это открытый объем. Пористость коммерчески жизнеспособных резервуаров варьируется от нескольких процентов для сланца и угля до примерно 50% для диатомовых формаций в Калифорнии. Пористость большинства традиционных нефтегазовых пластов колеблется от 15 до 25%. Пористость различных сред приведена в таблице 4.1.

Рассмотрим другой пример. Мерный стакан вмещает 500 мл мраморных шариков. По объему насыпного груза мрамор занимает объем 500 мл. Сколько воды нужно добавить, чтобы покрыть поверхность мраморных шариков? Если необходимо добавить 200 мл, то объем пор объем составит 200 мл, а пористость - 40%. Каков фактический объем шариков? Этот объем, обычно называемый объемом зерен породы, составит 300 мл. Обобщая, насыпной объем V_B представляет собой сумму объема зерен V_G и порового объема V_p :

$$V_B = V_G + V_p \quad (4.3)$$

ТАБЛИЦА 4.1 Пористость среды геологического происхождения

Среда	Пористость (%)
Уголь	2-3
Сланец	5-10
Песчаник	<25
Известняк	<25
Доломит	<30
Рыхлый песок (отсортированный)	32-42
Диатомит	40-60

Пример 4.1 Пористость керна

Образец керна песчаника аккуратно срезается и тщательно измеряется в лаборатории. Цилиндрический сердечник имеет длину 3 дюйма и диаметр 0,75 дюйма. Керн высущен и взвешен. Высущенный керн весит 125 г. Затем он насыщается пресной водой. Водонасыщенный керн весит 127,95 г. Определите пористость керна песчаника. Не учитывайте вес воздуха в засущенном сердечнике, а предположите, что плотность воды составляет 1 г/см³.

Ответ:

Насыпной объем:

$$V_B = \pi r^2 h = 3.14159 \times \left(\frac{0.75 \text{ дюйм}}{2} \right)^2 (3 \text{ дюйм}) = 1.325 \text{ дюйм}^3 \times \left(\frac{2.54 \text{ см}}{1 \text{ дюйм}} \right)^3 = 21.7 \text{ см}^3$$

Объем пор = масса воды в сердечнике, деленная на плотность пресной воды:

$$V_p = \frac{m_w}{\rho_w} = \frac{(127.95 \text{ г} - 125 \text{ г})}{1 \text{ г/см}^3} = 2.95 \text{ см}^3$$

Пористость = объем пор, деленный на объем насыпного материала:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{2.95}{21.7} = 0.136$$

4.1.1 Сжимаемость порового объема

Город Лонг-Бич, штат Калифорния, затапливало водой в 1940-х, 1950-х и 1960-х годах в результате перекачки нефти и воды из глубинных пластов, в первую очередь из нефтяного месторождения Уилмингтон. Степень затопления или оседания колеблется от нескольких дюймов до 29 футов. Значительные проблемы возникли с повреждением дорог, зданий и колодцев. В этом районе произошло сильное наводнение. Причиной оседания явилось сжатие порового объема в подповерхностных пластах. Сжатие порового объема совпало с интенсивной добычей нефти и воды и соответствующим снижением давления в продуктивных пластах.

Начиная с середины 1960-х годов, производители нефти должны были закачать на месторождение Уилмингтон около 1,05 баррелей воды на каждый баррель добываемой нефти и воды. Инжекция воды остановила оседание грунта. С тех пор большая часть утраченной высоты поверхности была восстановлена.

Оседание грунта является общей проблемой при добыче нефти и газа, но обычно оно значительно меньше, чем оседание, наблюдаемое в районе Лонг-Бич. Величина оседания зависит от прочности породы и толщины добываемых пластов. Прочность породы может быть измерена с точки зрения сжимаемости порового объема.

$$c_f = \frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_p}{\Delta p} \quad (4.4)$$

где V_p - объем пор, а p - давление в поровом объеме пор. Уравнение 4.4 можно переписать следующим образом:

$$\Delta V_p = c_f V_p \Delta p \quad (4.5)$$

Сжимаемость порового объема положительна, так как объем увеличивается по мере увеличения давления в нем. Или же, по мере уменьшения давления в поровом объеме, он также уменьшается. Из уравнения 4.3 видно, что уменьшение порового объема приводит к соответствующему уменьшению насыпного объема. Как правило, сжимаемость порового объема c_f , также относится к сжимаемости пласта и колеблется от 10×10^{-6} фунт/кв. дм⁻¹ до 60×10^{-6} фунт/кв. дм⁻¹.

4.1.2 Насыщенность

Поровые пространства пластовых пород занимают флюидные фазы, в том числе нефтяная, водная и газовая. Доля объема пор, занимаемая любой фазой, называется насыщенностью этой фазы. Например, S_o , S_w и S_g - это насыщенность нефти, воды и газовой фазы, соответственно. Насыщенность может быть выражена в процентах или доле. Для коллектора с нефтяной, водной и газовой фазами сумма значений насыщения должна соответствовать следующим ограничениям,

$$1 = S_o + S_w + S_g \quad (4.6)$$

так как сумма порового пространства, занятого каждой фазой, должна быть равна общему поровому пространству. Если в резервуаре присутствуют только нефть и вода, то газовая насыщенность $S_g = 0$ и

$$1 = S_o + S_w \quad (4.7)$$

Пример 4.2 Насыщение сердечника

Керн песчаника полностью насыщен 2,95 мл воды. В керн инжектируют нефть, а из керна собирается 2,10 мл воды. Какова нефте- и водонасыщенность будет в керне?

Ответ:

Поровый объем = начальный объем воды = 2,95 мл.

Насыщение нефтью = 2,10 мл/2,95 мл = 0,712 мл.

Насыщение водой = (2,95-2,10 мл)/2,95 мл = 0,288 мл.

Альтернативный вариант $S_w = 1 - SO = 0.288$

4.1.3 Объемный анализ

Объем нефти V_o в резервуаре с насыпным объемом V_B может быть выражен количеством, указанным в данной главе:

$$V_o = V_B \phi S_o \quad (4.8)$$

Если A - площадь поверхности резервуара и h - его высота, то

$$V_o = A h \phi S_o \quad (4.9)$$

Уравнения 4.8 и 4.9 показывают объем нефти в пластовых условиях. Для получения объема нефти в условиях на поверхности резервуара необходимо учитывать коэффициент пластового объема для нефти BO :

$$V_o = \frac{A h \phi S_o}{B_o} \quad (4.10)$$

Пример 4.3 OIP в квадратных милях

На месторождении Саниш в Северной Дакоте пористость составляет 0,06, а нефтенасыщение - 75%. Мощность пласта - 30 футов. Какое будет STB нефти в квадратных милях? Коэффициент пластового объема нефти составляет 1,5 RB/STB.

Ответ:

$$V_o = \frac{A h \phi S_o}{B_o} = \frac{(5280 \text{фт})^2 (30 \text{фт})(0.06)(0.75)}{1.5 \text{RB / STB}} \frac{1 \text{мбж}}{5.6 \text{фт}^3} = 4500000 \text{STB}$$

4.2 ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Концепция проницаемости была разработана Генри Дарси в начале 1800-х годов при изучении потока воды через песчаные фильтры для ее очистки. Дарси обнаружил, что скорость потока пропорциональна изменению давления между входом и выходом пористой среды. Взаимосвязь Дарси между скоростью потока и изменением давления, теперь известная как закон Дарси, и гласит, что скорость потока q жидкости вязкости μ соотносится с перепадом давления Δp следующим уравнением:

$$q = -\frac{kA}{\mu L} \Delta p \quad (4.11)$$

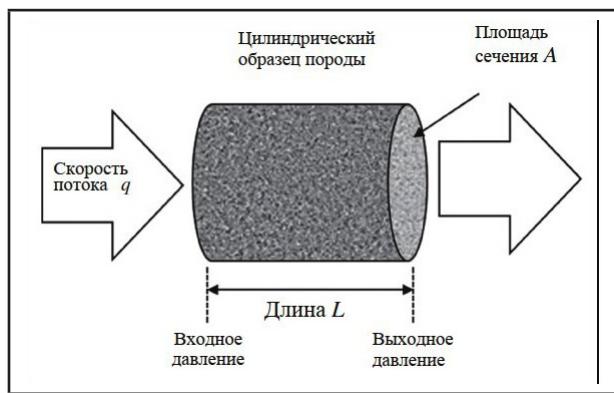


Рис. 4.2 Определение условий закона Дарси.

где значения физической системы указаны на рис. 4.2. Согласно определению Дарси, значения уравнения 4.11 имеют следующие единицы измерения:

Значение	Описание	Ед.изм.
q	Скорость потока	cm^3/s (cm^3/c)
k	Проницаемость	Darcies (дарси)
A	Площадь сечения	cm^2 (cm^2)
$-\Delta p$	Перепад давления	Atmospheres (атмосфер)
μ	Вязкость	Centipoises (сентипауз)
L	Длина	Cm (см)

Единицы проницаемости называются Дарси. В большинстве применений традиционных резервуаров с песчаником и известняком используются миллидарси (мд-мд), где 1 дарси = 1000 мд. Для нефтепромысла единицы уравнения 4.11 имеет вид

$$q = -0.001127 \frac{kA}{\mu L} \Delta p \quad (4.12)$$

где константа 0.001127 является подходящим коэффициентом пересчета, а единицы измерения уравнения 4.12 представлены следующим образом:

Значение	Описание	Ед.изм.
q	Скорость потока	bbl/day (мбж/день)
k	Проницаемость	millidarcies (мд) (миллидарси (мд))
A	Площадь сечения	ft^2 (ft^2)
$-\Delta p$	Перепад давления	фунт/кв. дм (фунт/кв. дм)
μ	Вязкость	centipoises (сентипауз)
L	Длина	ft (ft)

Проницаемость качественно пропорциональна средней площади поперечного сечения пор в пористом материале, а его размеры соответствуют площади сечения. Например, 1 Дарси = $9.87 \times 10^{-13} \text{ м}^2$. Крупнозернистый песчаник может обладать проницаемостью, равной

ТАБЛИЦА 4.2 Пример проницаемости

Пористая среда	Проницаемость
Уголь	0.1-200 мд
Сланец	<0.005 мд
Рыхлый песок (отсортированный)	1-500 мд

Частично сцементированный песчаник	0.2-2 д
Сцементированный песчаник	0.1-200 мд
Плотный газовый песчаник	<0.01 мд
Известняк	0.1-200 мд
Диатомит	1-10 мд

500 м/д, в то время как мелкозернистый песчаник может иметь проницаемость всего в несколько миллиардов. Приблизительные оценки проницаемости для различных сред приведены в таблице 4.2.

Пример 4.4 Скорость потока по закону Дарси

Допустим, проницаемость цилиндрического образца породы (часто называемого керном) составляет 150 мд, длина керна - 6 дюймов, диаметр керна - 1 дюйм, падение давления в керне составляет 20 фунт/кв. дм, а вязкость раствора, проходящего через керн - 1,03 сп. Используя закон Дарси, рассчитайте величину объемного расхода в мбж/день.

Ответ:

Площадь поперечного сечения керна:

$$A = \frac{1}{4} \pi d^2 = \frac{1}{4} \pi \left(\frac{1}{12} \text{ ft} \right)^2 = 0.0054 \text{ ft}^2$$

Объемная скорость потока через керн:

$$q = 0.001127 \frac{(150 \text{ мд}) (0.0054 \text{ ft}^2)}{(1.03 \text{ сп}) (0.5 \text{ фт})} (20 \text{ фунт/кв. дм.}) = 0.036 \text{ мбж/ день}$$

4.2.1 Зависимость давления от проницаемости

Порода над пластом известна как вскрыша. Поровое давление в пласте снижается по мере выведения жидкости из пласта в процессе добычи. Масса вскрыши сжимает породу по мере снижения порового давления. Сокращение порового пространства за счет сжатия приводит к снижению пористости и проницаемости пласта. Скорость снижения изменяется в зависимости от прочности породы и структуры пор. На рис. 4.3 показано изменение проницаемости пласта с начальным поровым давлением 2500 фунт/кв. дм. При снижении давления проницаемость снижается с начального значения около 33 мд до 26 мд при поровом давлении 1000 фунт/кв. дм.

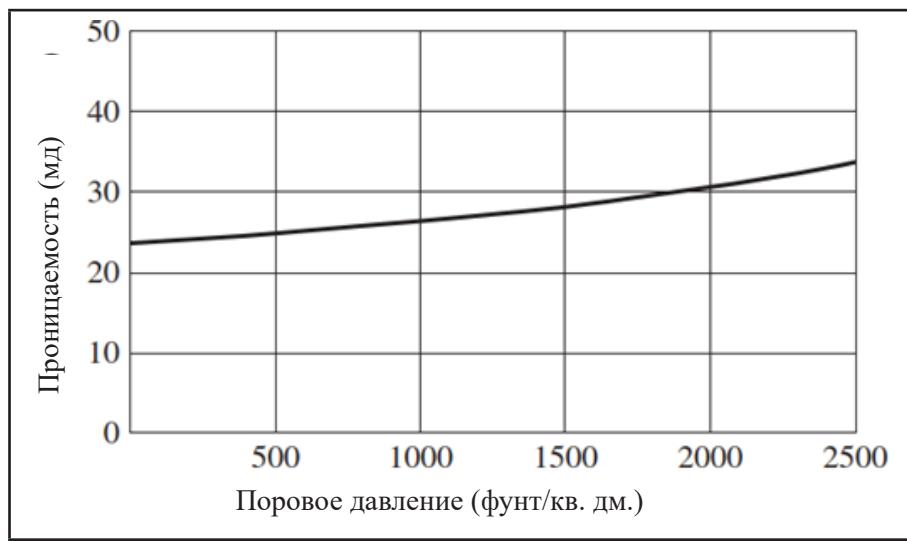


Рис. 4.3 Зависимость давления от пористости

4.2.2 Поверхностная скорость и скорость ожидения

В обсуждениях по проектированию резервуаров часто отмечают два типа скоростей. Иногда называемую скоростью Дарси, поверхность скорость представляет коэффициент скорости потока и площади поперечного сечения:

$$u = \frac{q}{A} \quad (4.13)$$

Термин «поверхностный» является хорошим описанием этой скорости, поскольку он игнорирует эффект пористости. С другой стороны, скорость ожидания не учитывает пористость:

$$v = \frac{u}{\phi} = \frac{q}{\phi A} \quad (4.14)$$

Скорость ожидания - это средняя скорость движения жидкости через пористую породу. Поверхностная скорость намного меньше, чем скорость ожидания.

4.2.3 Радиальный поток жидкостей

Уравнения 4.11 и 4.12 описывают расход потока при линейной геометрии. Для потока жидкости, такой как нефть, в радиальной геометрии закон Дарси приобретает вид

$$q_o = 0.00708 \frac{kh}{\mu_o B_o \ln(r_e / r_w)} (p_e - p_w) \quad (4.15)$$

Для уравнения 4.15 используются следующие единицы измерения:

Значение	Описание	Ед.изм.
q_o	Скорость потока	STB/D
k	Проницаемость	Millidarcies (мД)
h	Толщина	фт
p_e	Давление на внешней границе	фунт/кв. дм
p_w	Давление в скважине (внутренняя граница)	фунт/кв. дм
μ_o	Вязкость	Сантипуаз
B_o	Коэффициент пластового объема	RB/STB
r_w	Радиус скважины (внутренняя граница)	фт

При переходе от линейного потока в уравнении 4.12 к радиальному потоку получаем постоянную 0.00708, которая равна $2\pi \times 0.001127$. Если давление на внешней границе скважины превышает давление в скважине, то дебит (эксплуатационной) скважины положительный. Если p_w больше p_e , дебит (нагнетательной) скважины будет отрицательным.

Внешний радиус r_e часто называют радиусом дренажа скважины. Расход потока в уравнении 4.15 менее чувствителен к ошибке в расчете r_e , чем аналогичной ошибке в таком параметре, как проницаемость, поскольку расчет радиального расхода зависит от логарифма r_e . Поэтому, возможно при допущении больших ошибок в r_e , но не в других параметрах расхода потока, получить разумное значение радиального расхода. Обычно радиус дренажа приравнивается к радиусу окружности, которая имеет ту же площадь, что и радиус, основанный на расстоянии между скважинами. Например, если одна скважина расположена на площади 40 акров, общая площадь дренажной скважины составляет 40 акров ($43560 \text{ фт}^2/\text{акр} = 1,74 \times 10^6 \text{ фт}^2$), а радиус дренажа равен $r_e = (1,74 \times 10^6 \text{ фт}^2 / \pi)^{1/2} = 745 \text{ фт}$. Данная оценка предполагает, что скважина расположена по центру площади 40 акров. Методы для нецентрализованных скважин не входят в рамки данного текста.

4.2.4 Радиальный поток газов

Закон Дарси о радиальном потоке газов осложняется изменением вязкости газа и коэффициента пластового объема газа под давлением. Для борьбы с этими осложнениями было разработано новое свойство, называемое псевдодавление реального газа, $m(p)$. Подробности о всеводдавлении реального газового не входят в рамки данного текста, но вкратце, $m(p)$ является средневзвешенным значением вязкости газа и коэффициента сжимаемости z , который определяется для реальных газов следующим образом:

$$z = \frac{pV}{nRT} \quad (4.16)$$

Коэффициент сжимаемости z указывает на отклонение от идеального поведения газа. Для идеального газа z равен единице. Для реальных газов z может составлять около 0,3 и максимум 1,6. В результате закон Дарси о радиальном потоке газов выглядит следующим образом:

$$q_s = 0.703 \frac{kh}{T_r \ln(r_e/r_w)} [m(p_e) - m(p_w)] \quad (4.17)$$

Единицы измерения для уравнения 4.17:

Значение	Описание	Ед.изм.
q_s	Скорость газа при стандартных условиях (60 °F, 14,7 фунт/кв. дм абс.)	SCF/D
k	Проницаемость	Millidarcies (мд)
h	Толщина	фт
$m(p_e)$	Псевдодавление реального газа на внешней границе	фунт/кв. дм. ² /спз
$m(p_w)$	Давление в скважине (внутренняя граница)	фунт/кв. дм. ² /спз
T_r	Температура резервуара	°R (температура Ренкина)
r_w	Радиус скважины (внутренняя граница)	фт
r_e	Радиус внешней границы	фт

4.3 НЕОДНОРОДНОСТЬ И ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПЛАСТА

Формации весьма неоднородны. На кусочках песчаника плоскости подстилки обычно видны в масштабе 1-5 мм и выглядят примерно так же, как линии в срезе дерева. Эти плоскости подстилки видны из-за разницы в размере и составе зерна. Эти колебания приводят к изменениям пористости и проницаемости. В дополнение к этим небольшим колебаниям, происходят и более масштабные, которые часто наблюдаются при выемке грунта под дороги через осадочные формации. В данном разделе рассматриваются особенности неоднородности

проницаемости.

4.3.1 Параллельная конфигурация

Рассмотрим линейный поток через два параллельных слоя пористого материала с проницаемостью, толщиной и длиной, как показано на рис. 4.4. Давление на входе одинаково для обоих слоев. Аналогичным образом, давление на выходе одинаково для обоих слоев. Общий расход потока - это сумма дебитов двух слоев. Используя закон Дарси, мы вычисляем среднюю проницаемость для двух слоев следующим образом:

$$k_{\text{ave}} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2}{h_1 + h_2} \quad (4.18)$$

Этот результат может быть обобщен на нескольких слоев следующим образом:

$$k_{\text{ave}} = \frac{\sum_i k_i h_i}{\sum_i h_i} \quad (4.19)$$

Уравнение 4.19 применимо к линейному и радиальному потоку.

4.3.2 Конфигурация серии

Рассмотрим линейный поток через два последовательных пористых материала с проницаемостью, длиной и толщиной, как показано на рис. 4.5. В этом случае скорость потока одинакова в каждом серийном сегменте. Общий перепад давления равен сумме давлений

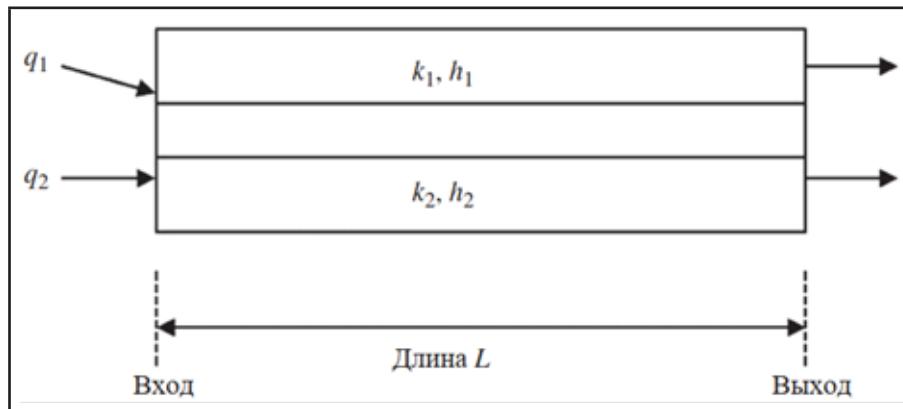


Рис. 4.4 Прохождение через два слоя пористого материала

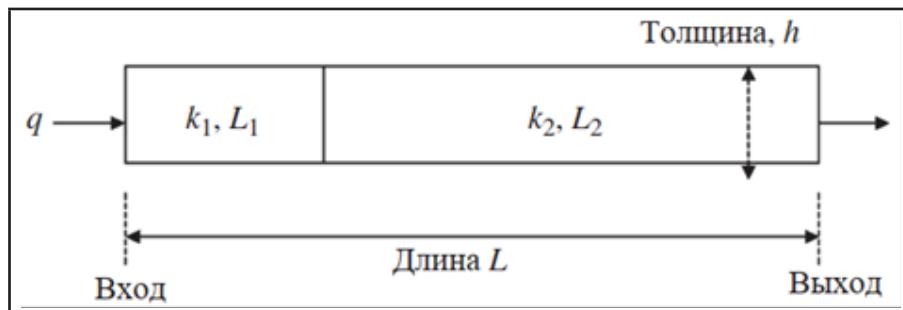


Рис. 4.5 Серия потока через два смежных слоя пористого материала.

снижения для каждого сегмента. Используя закон Дарси, можно показать, что средняя проницаемость равна:

$$k_{\text{ave}} = \frac{L_1 + L_2}{L_1/k_1 + L_2/k_2} \quad (4.20)$$

Обобщение нескольких сегментов серии дает следующие результаты:

$$k_{\text{ave}} = \frac{\sum_i L_i}{\sum_i L_i/k_i} \quad (4.21)$$

В случае радиального потока, последовательные слои серии представляют собой концентрические кольца вокруг ствола скважины с радиусом r_w . Средняя проницаемость для серии из трех слоев составляет:

$$k_{\text{ave}} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\frac{\ln(r_e/r_2)}{k_3} + \frac{\ln(r_2/r_1)}{k_2} + \frac{\ln(r_1/r_w)}{k_1}} \quad (4.22)$$

4.3.3 Коэффициент Дикстра-Парсонса

Коэффициент Дикстра-Парсонса является одним из нескольких способов характеризовать неоднородность проницаемости с помощью одного числа. Наличие одного числа позволяет легко сравнить данные о проницаемости из разных скважин, коллекторов и даже множественных моделей.

Современные множественные модели часто включают случайно выбранную проницаемость, чтобы воссоздать поведение резервуара. С помощью коэффициента Дикстра-Парсонса можно сравнить неоднородность таких множественных модели с неоднородностью резервуара.

Для расчета коэффициента Дикстра-Парсонса VDP необходимо иметь набор данных проницаемости для многослойного пласта одной и той же толщины. Например, мы можем определить проницаемость для каждого интервала толщиной 2 фута в резервуаре толщиной 40 футов, так что у нас есть набор из 20 интервалов проницаемости. Затем можно рассчитать VDP следующим образом:

$$V_{\text{DP}} = 1 - \exp \left[-\sqrt{\ln \left(\frac{k_A}{k_H} \right)} \right] \quad (4.23)$$

где k_A - среднее арифметическое,

$$k_A = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n k_i \quad (4.24)$$

а k_H - среднее гармоническое значение

$$\frac{1}{k_H} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \quad (4.25)$$

Для пласта с однородной проницаемостью значение V_{DP} равно 0. С увеличением неоднородности V_{DP} возрастает до 1. В большинстве случаев V_{DP} находится в диапазоне от 0,3 до 0,9.

Пример 4.5 Дикстра-Парсонс

- A. Резервуар имеет три слоя со следующими значениями проницаемости от верхнего до нижнего слоя: 100 мд, 5 мд и 25 мд. Каково среднее арифметическое проницаемости в мд?
- B. Каково среднее гармоническое значение проницаемости в мд?
- C. Каков коэффициент Дикстра-Парсонса?

Ответ

$$\begin{aligned} \text{A. } k_A &= \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n k_i = \frac{1}{3} (100 + 5 + 25) = 43.3 \text{ мд} \\ \text{B. } \frac{1}{k_H} &= \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} = \frac{1}{3} \left(\frac{1}{100} + \frac{1}{5} + \frac{1}{25} \right) \text{ или } k_H = 12.0 \text{ мд} \\ \text{C. } V_{DP} &= 1 - \exp \left[-\sqrt{\left(\ln \left(\frac{k_A}{k_H} \right) \right)} \right] = 0.678. \end{aligned}$$

4.4 НАПРАВЛЕННАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ

В целом, величина проницаемости зависит от направления. Направленная зависимость от проницаемости часто представлена в направлениях $\{x, y, z\}$ как $\{k_x, k_y, k_z\}$. Проницаемость в пористой среде считается изотропной, если проницаемость не зависит от направления, так что $k_x = k_y = k_z$, в противном случае проницаемость считается анизотропной.

Во многих коллекторах проницаемость в горизонтальной плоскости ($k_x = k_y$) примерно в 10 раз превышает проницаемость в вертикальном направлении k_z . Это различие обычно более выражено в песчаниках, чем в известняках, и является результатом наслоения, которое видно в песчаниках. Проницаемость параллельно направлению осаждения слоев больше, чем проницаемость, перпендикулярная направлению осаждения слоев. Во многих коллекторах песчаника слои находятся горизонтально или почти горизонтально. Но в других песчаниках пласти наклоненные. Наклон слоя зависит от местных условий выпадений и геологических событий, таких как образование складок и тектоническая активность.

Среда считается однородной, если проницаемость изотропна в одной точке среды и значения направленности проницаемости не меняются от одной позиции в среде к другой. Если проницаемость различается от точки к точке в среде, то такая среда считается неоднородной. Практически все коллекторы имеют определенную степень анизотропии и неоднородности, но поведение потока во многих коллекторах можно аппроксимировать как однородное и изотропное.

Влияние направленной зависимости проницаемости от потока жидкости показано на рис. 4.6 (см. также Фанчи, 2010 г.). Часть А - схема дренажной зоны четырех эксплуатационных скважин с изотропной проницаемостью, часть В - схема дренажной зоны четырех эксплуатационных скважин с анизотропной проницаемостью. Приток жидкости в скважины радиальный в части А, эллиптический - в части В, с потоком больше в направлении большей наклонно-направленной проницаемости.

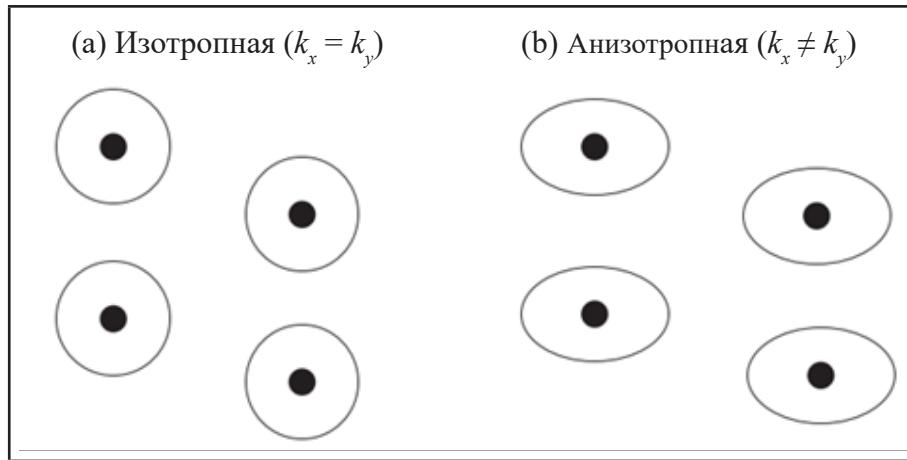


Рис. 4.6 Иллюстрация влияния зависимости проницаемости от направления (по Фанчи, 2010 г.).

4.5 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

4.5.1 Дополнительная литература

Более подробную информацию о свойствах пород см. в работах Данделкар (2013), Мавко и соавт. (2009) и Батзл (2006 г.).

4.5.2 Верно/неверно

4.1 Проницаемость - это показатель пропускной способности пористой среды.

4.2 Распределение пористости неоднородно, если значение пористость одинаково во всем коллекторе.

4.3 Переходная зона нефть-вода обычно толще зоны перехода газ-нефть.

4.4 Вязкость учитывают в законе Дарси.

4.5 Скорость ожижения меньше поверхностной скорости.

4.6 Насыпной объем материала - это сумма объемов зерна и пор.

4.7 Коэффициент Дикстра-Парсонса безразмерен.

4.8 Контакт нефть-вода обычно обнаруживают над контактом нефть-газ в резервуаре со свободным газом, нефтью и водой.

4.9 Величина проницаемости зависит от направления потока жидкости.

4.10 Псевдодавление реального газа измеряется в единицах давления, например, фунт/кв. дм абс..

4.5.3 Упражнения

4.1 Оцените объемный расход по закону Дарси. Допустим, проницаемость в цилиндрическом сердечнике составляет 100 мд, длина сердечника - 6 дюймов, диаметр сердечника - 1 дюйм, падение давления через сердечник - 10 фунт/кв. дм, а вязкость жидкости, проходящей через него - 1,1 сп. Выразите объемный расход в мбж/день.

4.2 Давление на нагнетательной скважине составляет 2000 фунт/кв. дм, давление на эксплуатационной скважине - 1500 фунт/кв. дм. Нагнетательная и эксплуатационная скважины расположены на расстоянии 1000

футов. Передвижная жидкость в коллекторе между нагнетательной и эксплуатационной скважинами имеет вязкость 0,9 сп. Чистая толщина резервуара составляет 15 футов, а эффективная ширина резервуара - 500 футов. Используйте линейную версию закона Дарси для заполнения следующей таблицы. Предположим, что коэффициент пластового объема подвижной жидкости составляет 1 RB/STB.

Проницаемость (мд)	Скорость потока от нагнетательной до эксплуатационной скважины (мбж/день)
1	
10	
100	
1000	

4.3 Образец керна имеет длину 3 дюйма. Путь потока через керн можно наблюдать, впрыскивая краситель в керн, а затем разрезая керн на тонкие участки, которые можно исследовать под микроскопом. Оцените извилистость керна, если длина пути потока составляет около 4 дюймов, и предположим, что путь потока ограничен проходом двухмерной поверхности. Примечание: Извилистость - это длина потока, деленная на длину линейного потока.

4.4 А. Поверхностная скорость в керне составляет около 1 фт/день. Что такое скорость ожидания, если пористость керна составляет 20%?

Б. Эффективная проницаемость нефти составляет 100 мд, абсолютная проницаемость 200 мд. Какова относительная проницаемость для нефти?

4.5 Корреляция Холла связывает пористость со сжимаемостью пласта следующим соотношением:

$$c_f = \left(\frac{1.782}{\phi^{0.438}} \right) \times 10^{-6}$$

где ϕ = пористость (доля), а сжимаемость формации c_f (1/фунт/кв. дм). Используйте корреляцию Холла для оценки сжимаемости пласта на уровне 18% пористости. Не забудьте включить единицы измерения.

4.6 Коллектор состоит из трех слоев. Каждый слой имеет толщину 1 фут и следующие значения проницаемости:

Слой	Проницаемость (мд)
1	126
2	4
3	35

А. Каково среднее арифметическое проницаемости?

Б. Каково среднее гармоническое значение проницаемости?

С. Используйте эти значения для оценки коэффициента Дикстра-Парсонса для логарифмически нормального распределения проницаемости.

4.7 Образец цилиндрического керна песчаника имеет длину 3 дюйма и диаметр 0,5 дюйма. Керн высущен и взвешен. Высущенный керн весит 25,0 г. Затем керн насыщается пресной водой. Водонасыщенный керн весит 27,5 г. Какова пористость керна песчаника? Не учитывайте вес воздуха высущенного сердечника, но предположите, что плотность воды составляет 1 г/см³ при лабораторной температуре и давлении.

4.8 А. Предположим, что при снижении давления до 25 фунт/кв. дм абс. ствол дебит скважины составляет 600 STBO/D. Рассчитайте индекс продуктивности скважины. Напомним, что темпы производства равны индексу производительности при изменении давления.

Б. Как должно снизиться давление для получения 100 STBO/D, если индекс производительности скважины равен 0,23 STBO/D/фунт/кв. дм?

5

МНОГОФАЗНЫЙ ПОТОК

Однофазный поток относится к течению одной жидкой фазы в породе. Другие фазы могут присутствовать, но они неподвижны. Например, однофазная нефть течет в ненасыщенных нефтяных пластах, даже если вода присутствует в естественной водонасыщенности. Многофазный поток означает одновременное течение двух или более фаз в породе. Наличие двух или более текучих фаз в поровом пространстве влияет на течение каждой фазы, а также на взаимодействие между жидкостью и породой. Чтобы понять процессы многофазного потока и управлять ими, инженеры-разработчики нефтяных месторождений определили свойства, которые представляют взаимодействие между жидкими фазами, протекающими в одном и том же поровом пространстве, и взаимодействие между породой и жидкой фазой. Свойства при взаимодействии породы и жидкой фазой, и их применение для многофазного потока через породу представлены в этой главе.

5.1 МЕЖФАЗНОЕ НАТЯЖЕНИЕ, СМАЧИВАЕМОСТЬ И КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Порода пластов может содержать нефтяную, газовую и водную фазы, распределенные по всему поровому пространству породы. Общая площадь поверхности этих фаз, включая твердую поверхность породы, велика. В результате, взаимодействие между поверхностью породы и жидкой фазой важно для понимания потока в пласте. Два свойства поверхности влияют на распределение жидких фаз в пласте: межфазное натяжение (IFT от англ. interfacial tension) и смачиваемость.

IFT измеряется в единицах силы на единицу длины, что эквивалентно энергии на единицу площади. IFT может относиться к силе, действующей на границе раздела между двумя фазами, или к энергии, необходимой для формирования области внутри границы. IFT возникает из-за различий в молекулярном притяжении, которые испытывают молекулы на границе раздела фаз. Рассмотрим, например, поверхность раздела вода-нефть. В воде молекулы способны образовывать водородные связи друг с другом из-за их полярности и формы. В нефти молекулы имеют небольшую полярность или не имеют ее, а связь между молекулами слабая. Молекула воды на границе раздела будет подвергаться мощным силам притяжения к другим молекулам воды в водной фазе, но не по отношению к молекулам в нефтяной фазе. Из-за этой разницы в притяжении возникает IFT. Некоторые примеры IFT перечислены в таблице 5.1.

Важным следствием IFT является разность давлений между двумя соседними фазами. Эта разность давлений называется капиллярным давлением p_k . Оно пропорционально IFT и обратной межфазной кривизне. Для сферической капли нефти радиуса r , окруженной водой, капиллярное давление представляет собой разницу давлений, определяемую как

$$p_{\text{cow}} = p_o - p_w = \frac{2\sigma_{\text{ow}}}{r} \quad (5.1)$$

где σ_{hw} - IFT нефть-вода. Давление внутри нефтяной капли выше, чем давление в окружающей воде. Капиллярное давление увеличивается с уменьшением размера порового пространства. Сланцы имеют очень маленькие поры и капиллярное давление может приближаться к 1000 фунтов на квадратный дюйм.

Смачиваемость является результатом взаимодействия между твердой поверхностью и двумя соседними жидкими фазами, как показано на рис. 5.1. Угол контакта является основной мерой смачиваемости. Рис. 5.1а демонстрирует воду и нефть в контакте с твердой поверхностью. Поверхность называется влажной, потому что угол контакта меньше 90° . В этой конкуренции за контакт с твердым телом выигрывает вода. Вода - это смачивающая фаза, а нефть - это не смачивающая фаза. . Если каплю воды поместить на чистую стеклянную поверхность в воздушном пространстве, ее форма примет вид капли на рис. 5.1а – вода смачивает стекло.

Таблица 5.1 Пример межфазного натяжения

Жидкая пара	Диапазон IFT (мН/м или дина/см)
Воздушно-солевой раствор	72-100
Нефте-солевой раствор	15-40
Газ-нефть	35-65

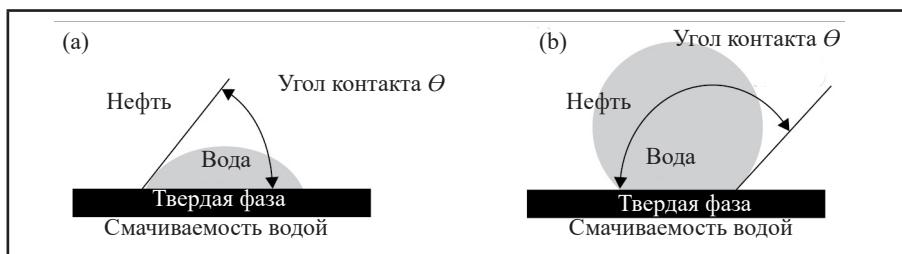


Рис. 5.1 Смачиваемость поверхности в контакте с двумя фазами измеряется углом контакта

Таблица 5.2 Условия смачиваемости и угол контакта

Условия смачивания	Угол контакта
Сильная смачиваемость водой	0-30
Умеренная смачиваемость водой	30-75
Нейтральная смачиваемость	75-100
Умеренная смачиваемость нефтью	105-150
Сильная смачиваемость нефтью	150-180

Рис. 5.1а - вода смачивает стекло. На рис. 5.1б показана капля воды на мокрой от нефти поверхности. Нефть практически поднимает воду с поверхности.

Значения угла контакта для различных условий смачивания приведены в таблице 5.2 для нефти и воды, контактирующих с твердой поверхностью. Смачиваемость может подвергаться изменениям под воздействием нескольких факторов, включая контакт с буровыми растворами, жидкостью на полу буровой установки и контакт колонки с кислородом или атмосферной водой.

Капиллярное давление может определяться в зависимости от смачивающей и несмачивающей фаз

$$p_c = p_{nw} - p_w \quad (5.2)$$

где p_{nc} - давление не смачивающей фазы, а p_w - давление смачивающей фазы. В случае системы газ-вода газ - это несмачивающая фаза, а вода - смачивающая фаза. Капиллярное давление в пласте

$$p_c = p_{nw} - p_w = \frac{2\sigma\cos\theta}{r} \quad (5.3)$$

где σ - IFT между смачивающей и несмачивающей фазами, r - радиус поры породы, а θ - угол контакта между породой и жидкостью в последовательном наборе единиц. Угол контакта зависит от смачиваемости породы. Уравнение 5.3 показывает, что капиллярное давление увеличивается с уменьшением радиуса пор.

Пример 5.1 Капиллярное давление нефти в воде

Капиллярное давление в системе нефть-вода $p_{\text{кнв}}$ составляет 35 фунтов на квадратный дюйм, а давление в водной фазе p_w составляет 2500 фунтов на квадратный дюйм. Предполагая, что вода является смачивающей фазой, рассчитайте давление нефтяной фазы.

Ответ:

$$p_o = p_{\text{cow}} + p_w = 2535 \text{ единиц абсолютного давления в фунтах на квадратный дюйм}$$

IFT и смачиваемость важны, потому что они определяют распределаемость фаз в пористой среде, в небольшом масштабе образца породы и в масштабе пласта. Распределение фаз в масштабе пласта влияет на разработку пласта. Мелкомасштабное фазовое распределение определяет относительную проницаемость, которая влияет на поток жидкости в пласте и по направлению к скважине.

5.2 РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЖИДКОСТИ И КАПИЛЛЯРНОЕ ДАВЛЕНИЕ

Нефтяная, газовая и водная фазы существуют во многих углеводородных пластах. Если бы эти три фазы находились в бутылке на столе, они разделялись бы на газ сверху, воду снизу и нефть между ними (при условии, что газ имеет наименьшую плотность, вода наибольшую, а плотность нефти находится в промежутке между двумя плотностями). Граница газ-нефть и граница вода-нефть были бы плоскими и четко разделенными. В пласте эти же фазы будут разделяться, но не полностью, и границы между ними будут очень размытыми. Эти зоны известны как переходные зоны. В системе вода-нефть переходная зона разделяет водную зону, где протекает только вода от нефтяной зоны, где протекает только нефть. Скважины, образованные в переходных зонах, обычно производят две фазы одновременно.

Представьте, что вы и манометр можете сжаться до масштаба пор в пласте, который пропитан нефтью и водой. Менее плотная нефть находится в основном в верхней части резервуара, а более плотная вода в основном в нижней части, но разделение этих фаз не окончательно. Если вы должны были измерить давление в непосредственно соседних фазах нефти и воды, вы найдете разницу, которая называется капиллярное давление вода-нефть, $p_{\text{кнв}}$:

$$P_{\text{cow}} = P_o - P_w \quad (5.4)$$

Как объясняется в предыдущем разделе, данная разница возникает из-за кривизны на границах раздела фаз. Если бы вы поднялись на более высокую отметку в пласте, давление в водной фазе уменьшилось бы примерно на 0,45 фунт на квадратный дюйм/фут. Давление в нефти будет снижаться с более низкой скоростью, возможно, 0,35 фунт на квадратный дюйм/фут, потому что плотность нефти ниже, чем плотность воды. Следовательно, капиллярное давление увеличивается со скоростью 0,10 фунт на квадратный дюйм/фут при подъеме вверх и уменьшается с той же скоростью, что и при спуске вниз. В ваших вертикальных исследованиях вы, скорее всего, найдете подъем, для которого капиллярное давление равно нулю. Выше этой высоты ркнв положительно; ниже этой высоты отрицательно. На рис. 5.2а показана линейная зависимость между измеренным капиллярным давлением и высотой. На рис. 5.2б показана тенденция водонасыщенности, которую вы, возможно, видели в своем исследовании пласта. Очевидно, что граница между нефтью и водой размыта.

Комбинируя наблюдаемое капиллярное давление и водонасыщенность для каждого подъема на рис. 5.2, мы получим рис. 5.3. Подобные зависимости обычно измеряются для образцов породы, взятых из нефтяных и газовых пластов. Детали таких измерений можно найти в другом месте. После измерения взаимосвязи между капиллярным давлением и водонасыщенностью можно установить распределение жидкости в пласте.

Соотношение между капиллярным давлением и насыщенностью жидкости зависит от направления изменения насыщенности. Рассмотрим образец породы, который изначально насыщен водой. Если нефть вводится в пробу при увеличении насыщенности, может быть получена тенденция «первичного дренажа» на рис. 5.4. Если в образец в дальнейшем ввести воду, можно получить тенденцию «вторичного впитывания». И, наконец, если снова ввести нефть, можно получить тенденцию, подобную тенденции «вторичного дренажа» на рис. 5.4. Изменение соотношения капиллярного давления и направления изменения насыщения называется гистерезисом. Как показывает время, дренаж относится к уменьшению насыщения смачивающей фазы, а впитывание относится к увеличению насыщения смачивающей фазы.

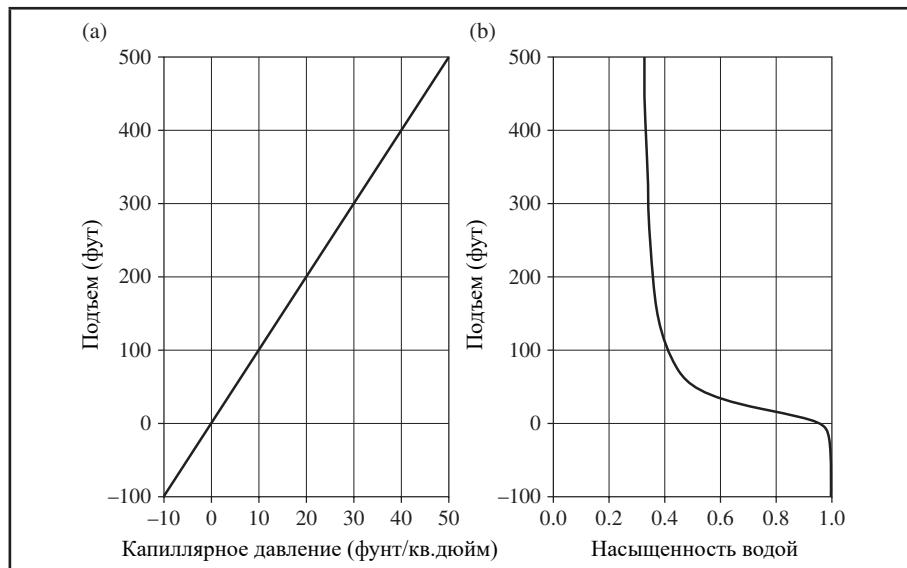


Рис. 5.2 Соотношение между капиллярным давлением, водонасыщенностью и подъемом для гипотетического пласта.

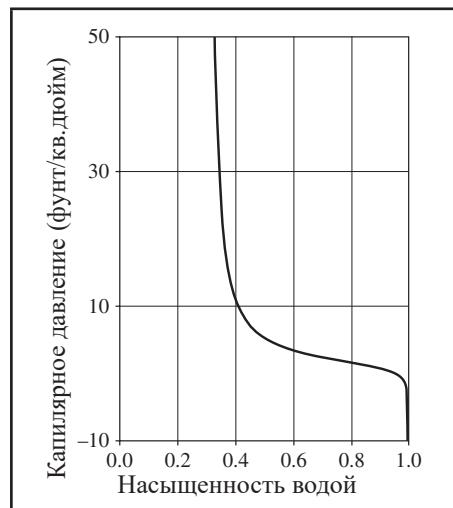


Рис. 5.3 Соотношение между капиллярным давлением и насыщением.

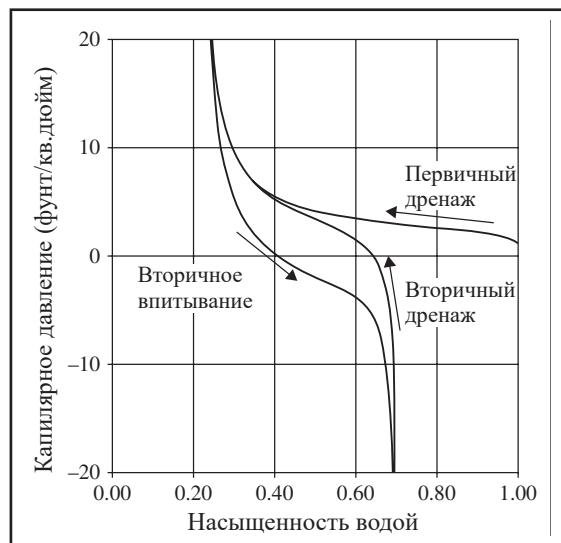


Рис. 5.4 Гистерезис капиллярного давления.

5.3 ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Уравнение Дарси для расчета объемного расхода q через линейный, горизонтальный, водонасыщенный проницаемый материал, пропорциональный градиенту давления:

$$q_w = -0.001127 \frac{kA}{\mu_w} \frac{\Delta p}{\Delta x} \quad (5.5)$$

Переменные выражены в следующих единицах: объемная скорость потока q (баррель/день), проницаемость k (мД), площадь поперечного сечения A (фут^2), давление p ($\text{фунт}/\text{кв. дюйм}$), вязкость жидкости μ (cП) и длина Δx (фут). Мы выражаем поток воды через материал, который не полностью насыщен водой, вводя новый термин, называемый относительной проницаемостью воды, как показано ниже:

$$q_w = -0.001127 \frac{kk_{rw}(S_w)A}{\mu_w} \frac{\Delta p}{\Delta x} \quad (5.6)$$

Относительная проницаемость воды $k_{rw}(S_w)$ является безразмерной переменной, которая зависит от водонасыщенности. Если проницаемый материал также содержит немного нефти, то мы можем написать аналогичное выражение для скорости потока нефти, используя относительную проницаемость нефти кон (S_h), которая зависит от насыщения нефтяной фазы:

$$q_o = -0.001127 \frac{kk_{ro}(S_o)A}{\mu_o} \frac{\Delta p}{\Delta x} \quad (5.7)$$

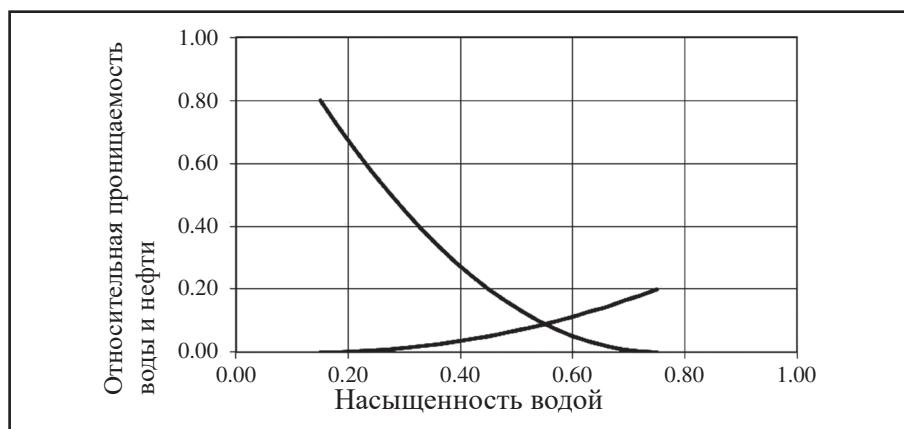


Рис. 5.5 Пример относительной проницаемости воды и нефти для пористой среды, содержащей воду и нефть.

Пример относительной проницаемости нефти и воды показан на рис. 5.5. Кривые не помечены. Какая кривая представляет собой относительную проницаемость для воды, а какая - относительную проницаемость для нефти? Относительная проницаемость фазы увеличивается с увеличением ее насыщенности. Следовательно, кривая, которая увеличивается с увеличением водонасыщенности, представляет собой относительную проницаемость для воды, а другая кривая представляет собой относительную проницаемость для нефти.

В соответствии с примером на рис. 5.5, относительные проницаемости нефти и воды определены для диапазона насыщенности воды от 15% до 75%. Непревратимая водонасыщенность $S_{\text{внсп}}$ является конечной точкой кривой относительной проницаемости воды при $S_w = 15\%$. Остаточная насыщенность нефтью $S_{\text{он}}$ является конечной точкой кривой относительной проницаемости нефти при $S_h = 25\%$, что соответствует $S_w = 75\%$, поскольку $S_h + S_w = 1$. Относительная проницаемость меньше единицы между конечными точками. В конечных точках относительная проницаемость для воды стремится к нулю при $S_w = 15\%$, а относительная проницаемость для нефти стремится к нулю при $S_w = 75\%$. Относительная проницаемость, как определено уравнениями 5.6 и 5.7, меньше единицы, потому что пропускная способность любой фазы ограничена присутствием другой фазы.

Пример 5.2 Относительная проницаемость

Эффективная проницаемость фазы - это относительная проницаемость фазы, умноженная на абсолютную проницаемость пористой среды. Предположим, что эффективная проницаемость для воздуха в колонке составляет 200 мД для однофазного потока воздуха, а относительная проницаемость для воды при 100% водонасыщенности составляет 0,1. Какова эффективная проницаемость воды в колонке при 100% водонасыщенности? Используйте эффективную проницаемость для воздуха в качестве абсолютной проницаемости колонки.

Ответ

$$k_{rw} = \frac{k_w}{200 \text{ мД}} = 0.1 \text{ что дает } k_w = 20 \text{ мД}.$$

5.4 ПОДВИЖНОСТЬ И ПОТОК ОТДЕЛЬНЫХ ФАЗ

Уравнения 5.6 и 5.7 являются основой для определения подвижности, относительной подвижности, коэффициента подвижности и потока отдельных фаз. Подвижность для нефти и воды определяется как

$$\lambda_o = \frac{kk_{ro}(S_o)}{\mu_o} \quad (5.8)$$

$$\lambda_w = \frac{kk_{rw}(S_w)}{\mu_w} \quad (5.9)$$

Вязкая нефть обычно имеет низкую подвижность относительно воды и будет течь с меньшей скоростью, чем вода, когда подвергается тому же градиенту давления.

Относительная подвижность определяется следующим образом:

$$\lambda_{ro} = \frac{k_{ro}(S_o)}{\mu_o} \quad (5.10)$$

$$\lambda_{rw} = \frac{k_{rw}(S_w)}{\mu_w} \quad (5.11)$$

Коэффициент подвижности используется для оценки эффективности вытеснения в пористых средах. В общем, коэффициент подвижности - это подвижность вытесняющей жидкости, деленная на подвижность вытесняемой жидкости. В качестве примера рассмотрим закачивание воды в нефтяной пласт. Вода закачивается в пласт для вытеснения нефти и обеспечения давления. В этом случае коэффициент подвижности M составляет

$$M = \frac{kk_{rw}(S_{or})/\mu_w}{kk_{ro}(S_{wirr})/\mu_o} = \frac{k_{rw}(S_{or})/\mu_w}{k_{ro}(S_{wirr})/\mu_o} \quad (5.12)$$

Если M больше 1, вытеснение является «неблагоприятным», потому что менее подвижная жидкость выталкивается более подвижной жидкостью. При «благоприятном» вытеснении вытесняющая жидкость менее подвижна, чем вытесняемая жидкость.

Движение отдельных фаз воды - это доля воды, протекающей через пласт во время процесса вытеснения воды и нефти:

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (5.13)$$

Напротив, обводненность (WCT от англ. water cut), представленная в главе 1, представляет собой скорость воды, добываемой на поверхности, деленную на общую скорость добычи жидкости на поверхности:

$$WCT = \left(\frac{q_w}{q_w + q_o} \right)_{\text{surface}} \quad (5.14)$$

WCT не следует путать с движением отдельных фаз воды.

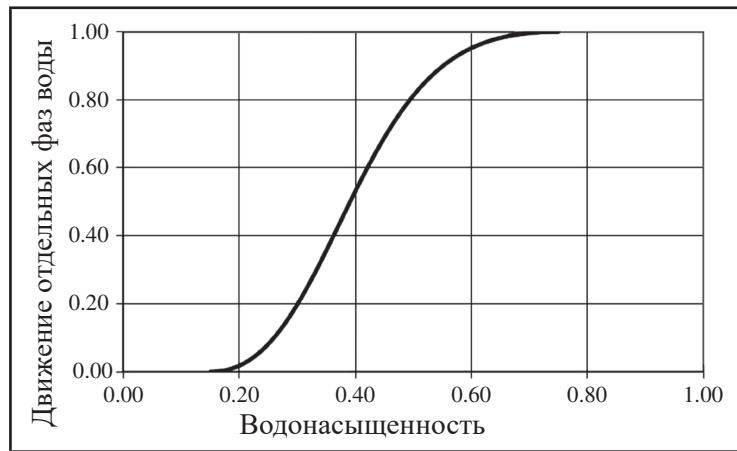


Рис. 5.6 Движение отдельных фаз при вытеснении нефть-вода с относительной проницаемостью, показанной на рис. 5.5.

Движение отдельных фаз воды зависит от коэффициента подвижности, эффектов плавучести относительно нефти и градиентов капиллярного давления между нефтью и водой. Здесь мы пренебрегаем эффектами плавучести и капиллярного давления. Подставляем уравнения 5.6 и 5.7 для скоростей потоков воды и нефти в уравнение 5.13, что дает

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{k_{rw}(S_w)} \frac{k_{ro}(S_o)}{\mu_o}} \quad (5.15)$$

Таким образом, для данной пары вязкости воды и нефти движение отдельных фаз зависит только от водонасыщенности в рамках зависимости относительной проницаемости от насыщения. Соотношение движения отдельных фаз с относительной проницаемостью на рис. 5.5, с вязкостью воды 0,9 сП и вязкостью нефти 8,0 сП, показано на рис. 5.6.

Пример 5.3. Дробный поток

Скважина производит 1000 STB/в день нефти и 100 STB/в день воды. Что такое движение отдельных фаз воды?

Ответ:

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} = \frac{100}{100 + 1000} = 0.091$$

5.5 ОДНОМЕРНОЕ ВОДО-НЕФТЯНОЕ ВЫТЕСНЕНИЕ

Движение отдельных фаз представляет пользу для моделирования одномерного водо-нефтяного вытеснения. Хотя фактически, пласты не являются одномерными, понимание основ одномерного вытеснения является хорошим началом для понимания более сложных вытеснений. В некоторых случаях, например, при прямом закачивании воды, поток жидкости может быть приблизительно таким же, как и одномерный линейный поток из нагнетательной скважины в эксплуатационную скважину. Рис. 5.7 иллюстрирует линейный рядный контур площадного заводнения. Ряды инжекторов поочередно расположены между рядами эксплуатационной скважины.

**Линейный радиальный контур
площадного заводнения**

a - расстояние между соседними скважинами

d - расстояние между рядами скважин

• обозначает эксплуатационную скважину

- обозначает нагнетательную скважину

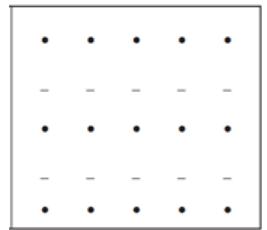


Рис. 5.7 Расположение скважин в линейном рядном контуре площадного заводнения.

Бакли и Леверетт (1942 г.) опубликовали главную идею для понимания одномерного водо-нефтяного за-
мещения. Они показали, что скорость, с которой любое насыщение водой распространяется через пористую среду во время закачивания воды, пропорциональна наклону кривой движения отдельных фаз. Для насыщения водой до уровня менее 20% как показано на рис. 5.6 наклон относительно невелик. Наклон увеличивается при увеличении насыщенности примерно до 35%, а затем уменьшается и приближается к нулю, когда водонасыщенность приближается к 75%.

Спустя десять лет Уэлдж (1952 г.) опубликовал метод использования кривых движения отдельных фаз для прогнозирования результатов закачивания воды в нефтяные пласти, также в одном измерении. Метод Вельге берет начало от идеи Бакли и Леверетта о скорости насыщения. Схема метода Вельге представлена далее. Начальным условием насыщения является начальная водонасыщенность $S_{\text{в нач}}$ и соответствующая насыщенность нефтью $S_n = 1 - S_{\text{в нач}}$. Метод состоит из следующих четырех этапов:

1. *Движение отдельных фаз воды.* Создайте кривую движения отдельных фаз воды по относительной про-
ниаемости и вязкости, используя уравнение 5.15, которое пренебрегает эффектами гравитационного и
капиллярного давления.
2. *Ударная насыщенность.* Построить касательную к кривой движения отдельных фаз воды из начального состояния к движению отдельных фаз ($f_b = 0$) и начальной водонасыщенности ($S_{\text{в нач}}$). Точка касания к кривой движения отдельных фаз соответствует водонасыщенности $S_{\text{зв}}$ и движению отдельных фаз воды $f_{\text{зв}}$ непосредственно за фронтом ударного насыщения.
3. *Добыча нефти при прорыве воды в скважину.* Прорыв воды в скважину происходит, когда фронт удара достигает добывающей скважины. Чтобы определить прорыв воды в скважину, экстраполируйте касательную, определенную на шаге 2 для пересечения линии $f_b = 1$.

Водонасыщенность на пересечении - это средняя водонасыщенность за фронтом. Объем порового пространства нефти, добытой при прорыве воды, равен средней водонасыщенности за вычетом начальной водонасыщенности. Объем закачанной воды равен объему нефти, добытой при прорыве воды; что также равно обратному наклону касательной.

4. *Производственное поведение постпрорыва воды.* Построим касательную к кривой движения отдельных фаз воды для водонасыщенности, большей, чем $S_{\text{зв}}$. Инверсией наклона этой касательной является поровое пространство нагнетаемой воды $Q_{\text{нв}}$, когда насыщение в точке касания достигает добывающей скважины. Экстраполируем касательную для пересечения с линией $f_b = 1$. Водонасыщенность на пересечении - это средняя водонасыщенность после нагнетания водой $Q_{\text{нв}}$ порового пространства. Поровое пространство добываемой нефти $Q_{\text{дн}}$ равно средней водонасыщенности минус начальная водонасыщенность $S_{\text{нв}}$. При желании повторите шаг 4, чтобы получить дополнительные результаты нефтяной добычи.

Шаги 2 и 3 показаны на рис. 5.8. Касательная линия проводится от $f_b = 0.0$ при $S_{\text{нв}} = 0.15$. Точка касания $f_{\text{зв}} = 0.78$ при $S_{\text{зв}} = 0.48$. Касательная линия достигает $f_b = 1.0$ при $S_b = 0.58$. Средняя водонасыщенность за фронтом закачивания воды составляет 58%. Поровое пространство нагнетаемой воды и нефти, добытой при прорыве воды, равен и определяется $Q_{\text{днов}} = Q_{\text{нв}} = 0.58 - 0.15 = 0.43$.

Шаг 4 продемонстрирован на рис. 5.9 для водонасыщенности 58%. Рисуется касательная линия к кривой f_b при $S_b = 0.58$. Наклон пунктирной линии на рис. 5.9 равен 1,04. Соответствующее пространство нагнетаемой воды $Q_{\text{зв}}$ является обратным по отношению к наклону, поэтому $Q_{\text{зв}} = 0.96$. Касательная линия достигает $f_b = 1.0$ при $S_b = 0.64$. Средняя водонасыщенность за фронтом закачивания воды составляет 0,64, а поровое пространство добываемой нефти $Q_{\text{дн}}$ составляет $0.64 - 0.15 = 0.49$. Повторение этапа 4 создает кривую добычи нефти с увеличением нагнетания воды. Результаты продемонстрированы на рис. 5.10.

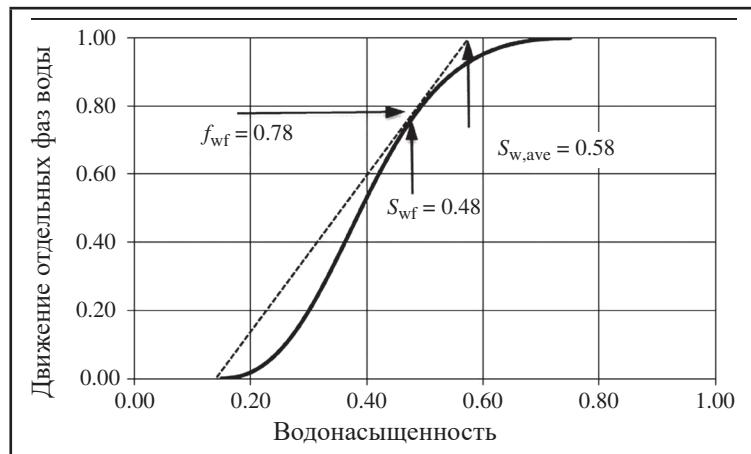


Рис. 5.8 Применение шагов 2 и 3 Вельга к кривой движения отдельных фаз на рис. 5.6.

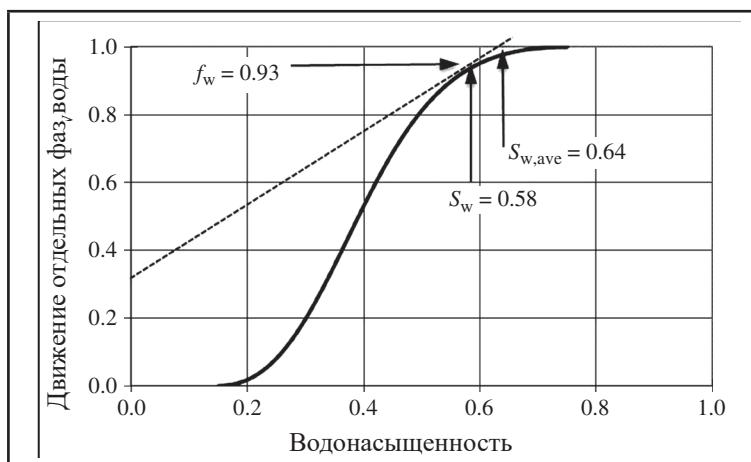


Рис. 5.9 Применение шага Вельге 4 к кривой движения отдельных фаз рис. 5.6.

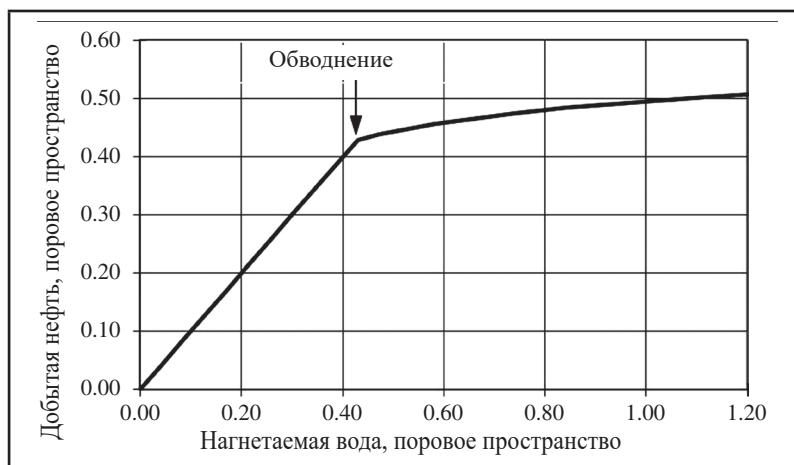


Рис. 5.10. Добыча нефти при вытеснении вода-нефть.

На рис. 5.10 показано, что объем добываемой нефти равен объему нагнетаемой воды до точки прорыва воды. После этого продолжающаяся закачка воды производит все меньше и меньше нефти. Другими словами, движение отдельных фаз воды продолжает увеличиваться, а движение отдельных фаз нефти уменьшается. Принимая во внимание экономические аспекты закачивания воды, достигается предел, при котором стоимость добываемой

нефти равна стоимости закачивания воды, включая нагнетание и удаление. До этого момента операции обычно прекращаются.

На рис. 5.11 показан профиль водонасыщенности между началом нагнетания воды и прорывом воды. Нормализованное положение на данном рисунке варьируется от 0 на входе до 1 на выходе. Нормализованное положение - это расстояние фронта закачивания от нагнетательной скважины, деленное на расстояние между нагнетательной скважиной и эксплуатационной скважиной. Быстрое увеличение водонасыщенности при нормированном положении 0,5 часто называют ударным насыщением или ударным фронтом. Перед ударным фронтом, водонасыщенность постоянна и равна начальной водонасыщенности S_{nw} . За фронтом, водонасыщенность постепенно увеличивается до $S_b - S_{\text{ho}}$ во входном положении. Прорыв воды соответствует прибытию фронта в положение выхода. После прорыва профиль насыщения продолжает расти, асимптотически приближаясь к $S_b = 1 - S_{\text{ho}}$.

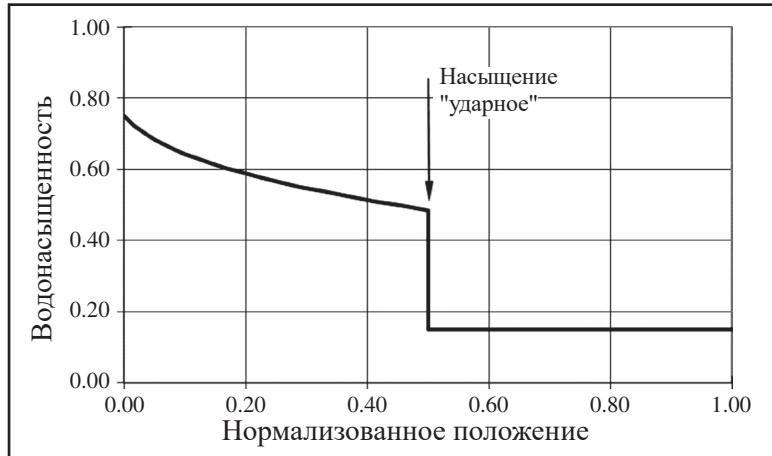


Рис. 5.11 Профиль водонасыщенности, когда фронт находится в середине образца

Метод Вельге был в первую очередь предназначен для предоставления графических средств для оценки добычи нефти при закачивании воды или газа. Такой подход был удовлетворительным в те времена. Сегодня доступно программное обеспечение, которое использует технику численного расчета для применения метода Бакли – Леверетта – Вельге.

5.6 Производительность скважины

Добыча жидкости из скважины может быть определена количественно с использованием концепции производительности скважины. Рассмотрим случай радиального потока в вертикальную скважину. Объемный расход q_ℓ для фазы ℓ пропорционален разности давлений Δp , так что

$$q_\ell = PI \times \Delta p \quad (5.16)$$

где коэффициент пропорциональности - индекс производительности PI. Перепад давления - это разница между пластовым давлением и давлением в стволе скважины, или

$$\Delta p = p_{\text{res}} - p_{\text{fw}} \quad (5.17)$$

Период индексирования производительности показан на рис. 5.12. Жидкость течет из пласта через перфорации в обсадной колонне в ствол скважины и поднимается по трубопроводу к поверхности. Перепад давления больше нуля $\Delta(p>0)$ для эксплуатационных скважин и меньше нуля $\Delta(p<0)$ для нагнетательных скважин. В случае нагнетания жидкости применяется термин «индекс приемистости».

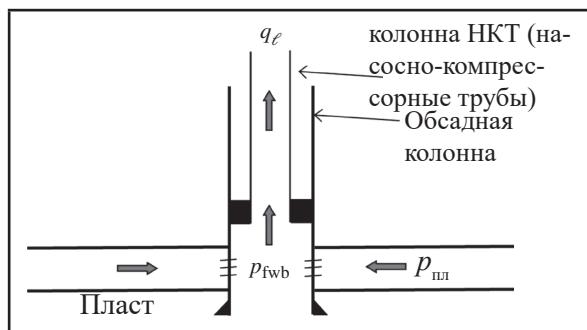


Рис. 5.12. Период индексирования производительности.

Пример 5.4 Скважина PI

Снижение давления в 20 фунтов на квадратный дюйм требуется для получения 500 STBO (баррелей нефти в нормальных условиях на поверхности) в день. Используйте скважину PI для оценки дебита нефти при падении давления до 10 фунтов на квадратный дюйм.

Ответ:

$$PI = \frac{q_o}{\Delta p} = \frac{500 \text{ STBO/day}}{20 \text{ psia}} = 25 \text{ STBO/day/pisa}$$

В таком случае

$$q_o = PI \times \Delta p = (25 \text{ STBO/v день/фунт/кв. дм абс.}) \times 10 \text{ фунт/кв.дм абс.,абсолютный-250STBO/v день}$$

Радиальная форма закона Дарси может быть использована для выражения индекса производительности (PI) для радиального потока в вертикальной скважине

$$PI = \frac{q_\ell}{\Delta p} = \frac{0.00708 k_e h_{\text{net}}}{\mu_\ell B_\ell \left(\ln \left(r_e / r_w \right) + S \right)} \quad (5.18)$$

переменные и соответствующие единицы измерения сведены в таблицу:

PI = индекс производительности

(баррель нефти в ст. усл./в день. /фунт/кв. дм абс.)

q_ℓ = объёмный расход жидкости фазы ℓ

(баррель нефти в ст. усл./в день)

$\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{скв}}$

$p_{\text{пл}}$ = давление пласта (фунт/кв. дм абс.)

$p_{\text{скв}}$ = давлением в стволе скважины (фунт/кв. дм абс.)

k_e = эффективная проницаемость (мД) = $k_{\text{ol}} k_{\text{cp}}$

k_{ol} = относительная проницаемость фазы ℓ

k_{cp} = абсолютная проницаемость (мд)

$h_{\text{пл}}$ = эффективная мощность (фут)

μ_ℓ = вязкость фазы ℓ (сП)

B_ℓ = КПО фазы ℓ (RB/баррель нефти в ст. усл.)

r_e = радиус зоны дренирования (фут)

r_w = радиус ствола скважины (фут)

S = безразмерное покрытие

Эффективная проницаемость в уравнении 5.18 включает относительную проницаемость в расчет скорости потока и PI. Покрытие S является индикатором повреждения пласта вблизи скважины. Скважина повреждает-

ся, если $S > 0$, и стимулируется, если $S < 0$. Покрытие рассматривается более подробно в главе 12.

Индекс производительности является положительным как для нагнетательной скважины, так и для эксплуатационной скважины. Мы можем проверить условные обозначения для перепада давления и дебита, отметив, что эксплуатационная скважина имеет положительный перепад давления $\Delta p > 0$ и положительный дебит ($q_t > 0$); следовательно, индекс производительности в уравнении 5.18 является положительным. Точно так же нагнетательная скважина имеет отрицательный перепад давления ($\Delta p < 0$) и отрицательный дебит ($q_t < 0$), поэтому индекс производительности в уравнении 5.18 является положительным.

Пример 5.5 Радиус дренажа

Радиус зоны дренирования можно определить, применив расстояние между скважинами, которое представляет собой пространство, связанное с эксплуатационной скважиной. Например, 16 одинаково расположенных скважин на квадратную милю занимают площадь в 40 акров. Расстояние между скважинами называется расстоянием в 40 акров. Мы также можем определить радиус зоны дренирования путем приблизительного вычисления площади в виде круглой области. Какова площадь зоны дренирования скважины в сетке размещения скважин с интервалом 40 акров?

Ответ

Область дренирования A_d , назначенная для скважины, составляет 40 акров ≈ 1742400 футов².

Радиус зоны дренирования для круглой области составляет

$$r_e \approx \sqrt{\frac{A_d}{\pi}} = \sqrt{\frac{1742700}{\pi}} \approx 745 \text{ ft.}$$

5.7 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

5.7.1 Дополнительная литература

Для получения дополнительной информации о свойствах породы см. Данделкар (2013 г.), Мавко и соавт. (2009 г.) и Батзл (2006 г.).

5.7.2 Верно/Неверно

5.1 Нефте-водяной контакт обычно находится ниже газонефтяного контакта в пласте с подвижным газом, нефтью и водой.

5.2 Обводненность - это дебит воды на поверхности, деленный на сумму дебита нефти и дебита воды на поверхности.

5.3 Положительный покров представляет собой стимуляцию.

5.4 Капиллярное давление уменьшается при уменьшении радиуса порового пространства.

5.5 Уэлдж разработал метод использования кривых движения отдельных фаз для прогнозирования добычи нефти при закачивании воды.

5.6 Скважина, производящая добычу из переходной зоны между водной и газовой зонами, будет добывать как воду, так и нефть.

5.7 Смачиваемость - это мера способности жидкости поддерживать контакт с твердой поверхностью.

5.8 Значение относительной проницаемости для воды k_{ow} должно находиться в диапазоне $0 \leq k_{ow} \leq 1,0$.

5.9 Интенсивность добычи нефти во время закачивания воды увеличивается после прорыва.

5.10 Коэффициент подвижности - это подвижность вытесняющей жидкости, деленная на подвижность вытесненной жидкости.

5.7.3 Упражнения

5.1 Предположим, что эффективная проницаемость для воздуха в колонке составляет 200 мД для однофазного потока воздуха, а относительная проницаемость для воды при 100% водонасыщенности составляет 0,1. Какова эффективная проницаемость воды в колонке при 100% водонасыщенности? Используйте эффективную проницаемость для воздуха в качестве абсолютной проницаемости колонки.

5.2 Капиллярное давление для системы газ-вода ркгв составляет 10 фунтов на квадратный дюйм, абсолютное, а давление водной фазы рв составляет 2500 фунтов на квадратный дюйм, абсолютное. Если вода является смачивающей фазой, каково давление газовой фазы?

5.3 В скважине добывается 100 баррель нефти в ст. усл в день нефти и 1000 баррель нефти в ст. усл в день воды. Что такое обводненность?

5.4 Предположим, что скважина изначально производит 10000 STBO/в день при падении давления в 10 фунтов на квадратный дюйм, абсолютное. В первые 2 года добычи нефти производительность скважины снижалась на 5% в год. Что такое PI скважины в конце второго года?

5.5 Рассмотрим следующую таблицу относительной проницаемости нефти и воды:

S_{B}	$K_{\text{ов}}$	$k_{\text{он}}$
0,30	0,000	1,000
0,35	0,005	0,590
0,40	0,010	0,320
0,45	0,017	0,180
0,50	0,023	0,080
0,55	0,034	0,030
0,60	0,045	0,010
0,65	0,064	0,005
0,70	0,083	0,001
0,80	0,120	0,000

A. Что такое остаточная нефтенасыщенность ($S_{\text{онн}}$)?

B. Что такое связанная водонасыщенность ($S_{\text{вн}}$)?

C. Какова относительная проницаемость для нефти при водонасыщенности $k_{\text{он}} (S_{\text{cb}})$?

D. Какова относительная проницаемость для воды при остаточной нефтенасыщенности, $k_{\text{ов}} (S_{\text{онн}})$?

E. Допустим, вязкость масла составляет 1,30 сП, а вязкость воды - 0,80 сП.

$$\lambda = \frac{\mu_{\text{нефти}}}{\mu_{\text{воды}}} = \frac{k_{\text{он}} (S_{\text{онн}})}{k_{\text{ов}} (S_{\text{онн}})}$$

Рассчитайте коэффициент мобильности для вытесняющей воду нефти в системе вода-нефть, используя данные в таблице и коэффициент подвижности =

$$\lambda_{\text{замещающая}} / \lambda_{\text{замещенная}} = (k_{\text{ов}} (S_{\text{онн}}) / \mu_{\text{воды}}) / (k_{\text{он}} (S_{\text{cb}}) / \mu_{\text{нефти}})$$

5.6. Скважина производит нефть на месторождении с расстоянием между скважинами 20 акров. Нефть имеет вязкость 2,3 сП и объемный коэффициент пласта 1,25 RB/баррель нефти в ст. усл. Эффективная мощность пласта составляет 30 футов, а эффективная проницаемость составляет 100 мД. Радиус скважины составляет 4,5 дюйма, а скважина имеет покрытие = 0. Каков индекс производительности (PI) скважины в баррелях нефти в ст. усл /в день/фунтов на квадратный дюйм?

5.7 A. Межфазное натяжение (IFT) σ можно определить, используя вариацию Вейнауга – Каца корреляции Маклеода – Сагдена

$$\sigma^{1/4} = \sum_{i=1}^{N_c} \sigma_i^{1/4} = \sum_{i=1}^{N_c} P_{\text{chi}} \left(x_i \frac{\rho_L}{M_L} - y_i \frac{\rho_V}{M_V} \right)$$

где σ - межфазное натяжение (дин/см), P_{chi} - эмпирический параметр, известный как парабор компонента i [дин/см] $^{1/4}$ /(г/см 3)], M_L - молекулярная масса жидкой фазы, M_V - молекулярная масса паровой фазы, ρ_L - плотность жидкой фазы (г/см 3), ρ_V – плотность паровой фазы (г/см 3), x_i - мольная доля компонента i в жидкой фазе, а y_i - мольная доля компонента i в паровой фазе. Парабор компонента i можно определить, используя молекулярную массу M_i компонента i и эмпирическое уравнение регрессии (Фанчи, 1990 г.):

$$P_{\text{chi}} = 10.0 + 2.92 M_i$$

Данная процедура работает достаточно хорошо для молекулярных масс в диапазоне от 100 до 500. Определите парабор для октана. Молекулярная масса октана (C₈H₁₈) составляет приблизительно 8*12+18*1=114, а плотность октана в жидкому состоянию составляет приблизительно 0,7 г/см 3 .

- B.** Определите роль бі IFT для октана в жидкой смеси с плотностью 0,63 г/см 3 и молекулярной массой 104. Предположим, что в паровой фазе нет октана, а мольная доля октана в жидкой фазе составляет 0,9.

6

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Способность управлять недрами частично зависит от наших знаний о формировании и эволюции Земли. Мы опишем геологическую историю и структуру Земли, а затем представим информацию из нефтяной геологии.

6.1 Геологическая история Земли

На основании радиоактивного датирования самых старых доступных образцов горных пород возраст Земли составляет приблизительно 4,5 миллиарда лет. Поперечное сечение внутренней части Земли подразделяется на внутреннее ядро, мантию и кору (рис. 6.1). Сейсмические измерения показали, что ядро состоит из кристаллического внутреннего ядра и расплавленного внешнего ядра. Электрические и магнитные свойства Земли и плотность ядра служат доказательством для определения металла как сплава железа и никеля. Железо является доминирующим компонентом.

Плотность горных пород в мантии больше, чем в земной коре, потому что мантия содержит в основном базальт, темную вулканическую породу. Базальт состоит из силикатов магния и железа. Базальт на поверхности мантии существует в полурасплавленном состоянии. Этот слой полурасплавленного базальта называется астеносферой. По мере того, как мы спускаемся вниз по мантии, жесткость базальта увеличивается, пока мантия не приобретет жесткость, превышающую жесткость стали.



Рис. 6.1 Внутренняя часть Земли.

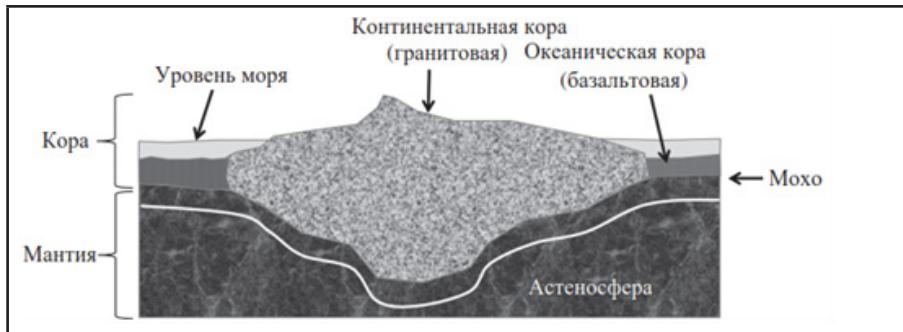


Рис 6.2 Литосфера.

Относительно тонкая кора находится над мантией. Рис. 6.2 представляет собой эскиз земной коры. Гранитная континентальная кора состоит в основном из оксида кремния и алюминия; океаническая кора содержит оксид кремния и оксид магния. В основе континентальных и океанических корок лежит слой базальта. Граница между базальтовым слоем коры и полурасплавленным базальтом мантии представляет собой разрыв Мохоровичча, или для краткости Мохо. Сочетание коры и твердого базальта над Мохо известно как литосфера. Верхняя мантия ниже Мохо, эластична и является частью литосферы. Астеносфера находится ниже литосферы и содержит эластичную часть верхней мантии. Литосфера и астеносфера разделены границей литосфера-астеносфера (LAB от англ. lithosphere– asthenosphere boundary).



Рис. 6.3 Тектонические плиты.

История литосферы зависит от динамических связей, которые существуют между литосферой и астеносферой. Литосфера состоит из комплекса жестких плит, плавающих на полурасплавленной астеносфере. Плиты коры перемещаются относительно друг друга со скоростью несколько дюймов в год. Расплавленный материал в астеносфере может проникать в литосферу через щели между плитами. Это перемещение материала может происходить путем сильных извержений вулканов, или может быть постепенным в результате выдавливания базальтовых лав на границах между плитами.

Спутниковые измерения гравитационного поля Земли показывают границы между континентами и огромными горными цепями, поднимающимися со дна океана. Формы границ наводят на мысль об огромных пластинах, как показано на рис. 6.3. Только самые большие из известных пластин изображены на рисунке. Многие из этих плит связаны с континентальными земельными массивами.

Океанические горные цепи являются источниками базальтовой экструзии и спрединга морского дна. По мере спрединга морского дна континентальные плиты вынуждены двигаться. Движение континентальных плит известно как континентальный дрейф и впервые было предложено немецким метеорологом Альфредом Вегенером (1880–1930 гг.) в 1915 году. Столкновение двух плит может образовать большие горные цепи, такие как Гималаи. Граница в промежутке двух сталкивающихся плит является конвергентной границей плит. В ином случае, столкновение может подвести одну пластину под другую. Граница, где одна плита движется

под другой, является зоной субдукции. Материал в зоне субдукции может быть прижат вниз границей Мохо в полурасплавленную астеносферу. Разделение двух плит путем экструзии материала в Срединно-Атлантическом хребте является примером спрединга морского дна. Совместно зоны спрединга и субдукции морского дна являются основными механизмами перемещения материала между земной корой и верхней мантией.

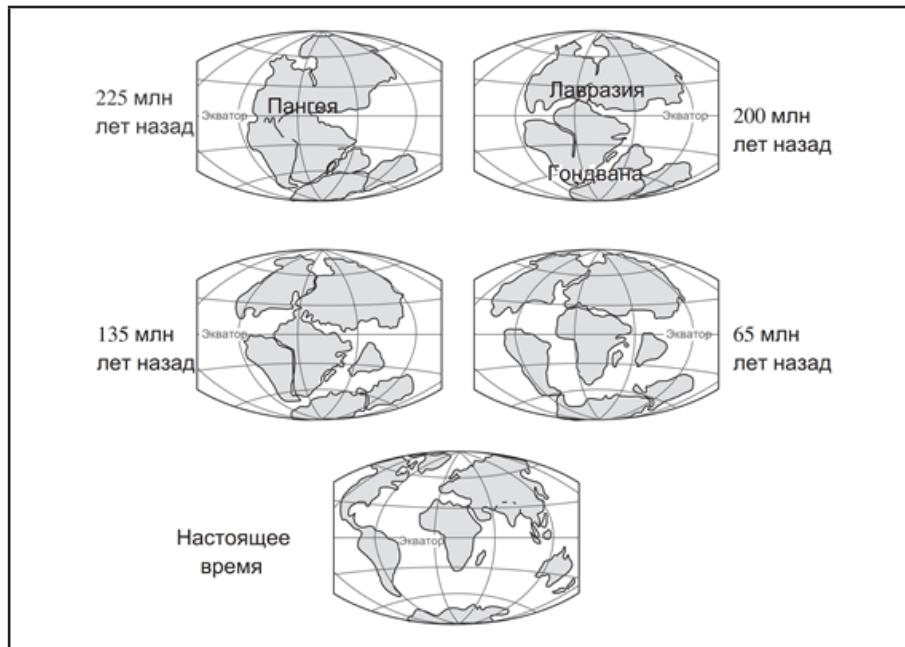


Рис. 6.4 Движение тектонической плиты. (Источник: Геологическая служба США, Историческая (2013 г.)

Теория, описывающая движение литосферных плит, известна как тектоника плит. Согласно тектонике плит, массивы суши Земли движутся в течение миллионов лет. Используя радиометрические датировки и сходства в геологических структурах, реконструкция литологической истории за последние 225 миллионов лет показана на рис. 6.4.

Движение тектонических плит ответственно за большую часть геологической неоднородности, обнаруженной в пластах, содержащих углеводороды. Образование начинается в то время, когда все земельные массивы были собраны в единый массив, известный как Пангея. Пангея была сформирована движением тектонических плит, и продолжающееся движение плит привело к расколу единого земельного массива на своеобразные формы земной коры, которые мы видим сегодня.

Таблица 6.1 представляет собой сокращенную версию геологической шкалы времени, начиная с образования Земли. Наиболее охватывающим периодом времени является эон, который подразделяется на эпохи и далее подразделяется на периоды. Аббревиатура MYBP означает миллионы лет до настоящего времени. Геологическая шкала времени взята из Геологического общества Америки (Градштейн и соавт., 2012 г.; Коэн и соавт., 2015 г.). Наше понимание хронологии Земли является приблизительным.

Таблица 6.1 геологическая шкала времени

Эон	Эра	Период	Эпоха	Приблизительный конец интервала (MYBP)
Phanerozoic	Кайнозой	Четвертичный	Голоцен	0.01
			Плейстоцен	2.6
		Неоген	Плиоцен	5.3
			Миоцен	23.0
		Палеоген	Олигоцен	33.9
			Эоцен	56.0
			Палеоцен	66.0
	Мезозой	Меловой		145
		Юрский		201
		Триасовый		252
	Палеозой	Пермский		299
		Каменно-угольный	Пенсильванский	323
			Миссисипский	359
		Девонский		419
		Силурийский		444
		Ордовикский		485
		Кембрийский		541
Precambrian	Протерозой			2500
	Архей			4000
	Катархей			4600

Пример 6.1. Тектоника плит

Южноамериканские и африканские плиты находятся на расстоянии около 4500 миль друг от друга. Если они начали отделяться от Пангеи около 225 миллионов лет назад, каков их уровень разделения? Выразите свой ответ в метрах в год.

Ответ

Скорость разделения оценивается как расстояние разделения, деленное на время, необходимое для достижения разделения:

$$\frac{4500 \text{ миль}}{225 \times 10^6 \text{ г}} \times \frac{5280 \text{ фут}}{\text{миль}} \times \frac{0.106 \frac{\text{фут}}{\text{г}}}{\text{фут}} \times \frac{0.3048 \text{ м}}{\text{фут}} = 0.032 \frac{\text{м}}{\text{г}}$$

Ногти человека растут примерно по 2 см/год = 0,02 м/год.

6.1.1 Формирование Скалистых гор

Движение тектонических плит по поверхности земного шара породило силы, достаточно мощные, чтобы сформировать структуры, которые мы можем наблюдать сегодня. Мы наглядно демонстрируем общую концепцию, описывая формирование Скалистых гор.

Окаменелости морской флоры и фауны, такие как спиралевидные аммониты беспозвоночных, найденные в Скалистых горах, свидетельствуют о том, что в прошлом центральные равнины Соединенных Штатов и предгорья Скалистых гор находились ниже уровня моря. Западный внутренний морской путь, также известный как меловое море или североамериканское внутреннее море, был морем, которое простиравось от Северного

Ледовитого океана через Великие равнины Северной Америки на юг до Мексиканского залива. Внутреннее море разделило Северную Америку на две части суши: Ларамидию и Аппалачи.

Ученые полагают, что Скалистые горы были образованы субдукцией плит под западным краем североамериканской плиты. Субдукция создала давление, которое вызвало деформацию североамериканской плиты вдоль линии неустойчивой породы, параллельной североамериканскому внутреннему морю. Изгиб поднял центральную часть Соединенных Штатов и сформировал Скалистые горы. Фларитоны и Красные скалы около Денвера, штат Колорадо, показывают степень структурной деформации.

Скалистые горы простираются с севера на юг через большую часть Северной Америки и являются частью североамериканской плиты. Форма окаменелых листьев указывает на то, что Скалистые горы были когда-то вдвое выше, чем сегодня. Форма краев окаменелых листьев может быть использована для определения температуры и высоты. Края листьев некоторых растений зазубренные при более низких температурах и гладкие при более высоких температурах. Поскольку температура атмосферы снижается с увеличением высоты над уровнем моря, мы с большей вероятностью обнаружим листья с неровными краями на больших высотах и при более низких температурах, чем листья с гладкими краями. Основываясь на подобных наблюдениях и изучении окаменелых листьев, высота Скалистых гор в нынешнее время, по-видимому, ниже, чем в прошлом. Материальные потери могут быть связаны с выветриванием и эрозией. Большая часть разрушенной материи была накоплена в долинах и бассейнах или вынесена из региона реками.

Скалистые горы также были сформированы движением ледников. Река может вырезать в горах V-образную долину. Ледник, движущийся через долину, может вырезать стороны V-образной долины, так что долина приобретает U-образную форму. Ледник может перемещать огромные валуны на большие расстояния. Когда ледник тает, он оставляет за собой обломки, такие как валуны, которые были перенесены ледником.

Пример 6.2 Эрозия

Сколько времени потребуется, чтобы полностью разрушить гору высотой в 1 милю? Предположим, скорость эрозии составляет 3 мм за сотню лет. Выразите свой ответ в годах.

Ответ

Высота горы составляет 1 миля = 5280 футов = 1609 м. Скорость эрозии составляет 3 мм на 100 лет или 0,03 мм в год. Таким образом, время разрушения горы высотой в милю составляет около 1609 м/0,03 мм/год или 54 миллиона лет.

6.2 ПОРОДА И ФОРМАЦИЯ

Три основных типа породы - магматическая, осадочная или метаморфическая. Порода может переходить из одного типа породы в другой при изменении физических условий. Переходы являются частью горного цикла, показанного на рис. 6.5. Цикл породы начинается с образования магмы или расплавленной породы в мантии. Конвекционные ячейки в мантии переносят магму к поверхности Земли, где она сталкивается с более низкими температурами и давлением. При достаточно низких температуре и давлении магма охлаждается и затвердевает, превращаясь в магматические породы.

Магматическая порода на поверхности Земли подвергается воздействию атмосферных условий. Эрозия может разрушить магматические породы на более мелкие частицы, которые могут переноситься ветром, водой и льдом. Частицы могут стать более мелкими, поскольку сталкиваются с другими объектами во время процесса перемещения. В конце концов частицы осадут, когда энергия перемещающего агента иссякнет.

Осаждение частиц может привести к значительному накоплению осадка. Сыпучий осадок подвергается повышению температуры и давления, поскольку он погружен под дополнительные слои осадка. Сочетание повышенной температуры, давления и химических процессов может превратить рыхлый осадок в осадочную породу. Если осадочные породы погружены достаточно глубоко, они могут столкнуться с давлением и температурой, которые могут изменить характеристики породы в процессе, называемом метаморфизмом. При наличии достаточного количества времени, давления и тепла камни будут плавиться и начинать породный цикл заново.

Осадочные породы важны, потому что они часто являются пористой средой, связанный с пластами коммерческого значения. Ключевыми атрибутами, используемыми для классификации осадочных пород, являются

минеральный состав, размер и форма зерен, цвет и структура.

Породы состоят из минералов. Каждый минерал представляет собой природное неорганическое твердое вещество с определенной химической и кристаллической структурой. Минералогия - это изучение множества минералов в породах. Источник минералов, скорость разрушения минералов и среда осаждения являются важными факторами, которые необходимо учитывать при определении характеристик геологической среды.

Зерна, которые образуют осадочные породы, создаются в результате процессов выветривания на поверхности Земли. Выветривание создает частицы, которые могут быть практически любого размера, формы или состава. Ледник может образовать и переместить валун размером с дом, в то время как пустынный ветер может создать однородный пласт из очень мелкого песка. Частицы, также известные как отложения, перемещаются к месту осаждения. Частицы, перемещаются ветром или водой, перекатываются и сталкиваются на протяжении всего пути перемещения. Края зерна дают информацию о среде осадконакопления.

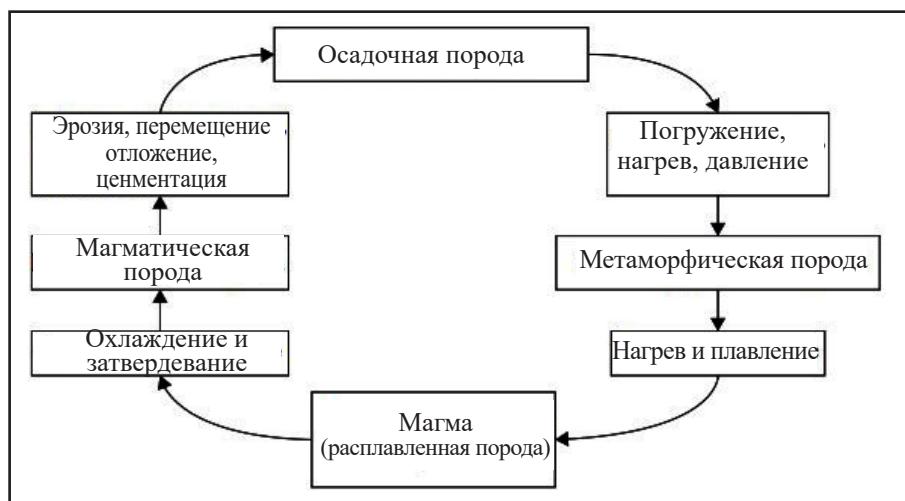


Рис. 6.5 Породный цикл

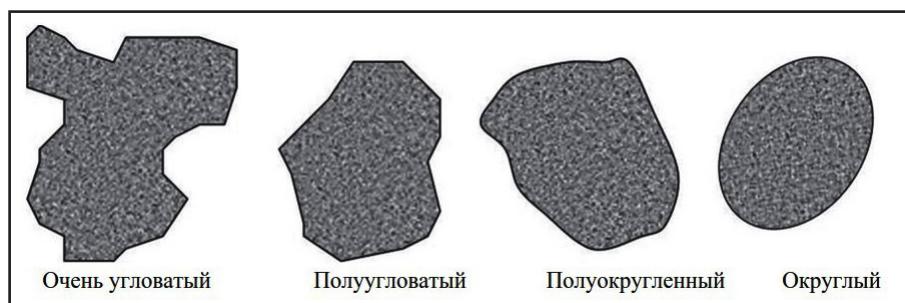


Рис. 6.6 Формы зерен

Рис. 6.6 демонстрирует различные формы зерна. Зерна с острыми краями, вероятно, перемещались не очень далеко, что говорит о том, что зерно транспортировалось в среде с низкой динамикой, такой как медленно движущийся поток. Закругленные зерна предполагают перемещение в высокодинамичной среде, такой как быстро движущийся поток. Породы, состоящие из круглых зерен, имеют тенденцию обладать большей проницаемостью, чем породы, состоящие из зерен, которые являются плоскими или имеют острые края.

Сортировка относится к однородности размера зерна. Размер зерна в хорошо отсортированной породе относительно однороден, в то время как в плохо отсортированной породе имеются значительные различия в размере зерна. Жидкости обычно будут течь лучше через хорошо отсортированные породы, чем плохо отсортированные породы. Способность к течению характеризуется свойством породы, которое называется проницаемостью.

Пример 6.3. Образование каньона

Реке Колорадо понадобилось около 8 миллионов лет, чтобы образовать каньон глубиной в милю при подъеме поверхности Земли. Используйте данное наблюдение для определения скорости подъема поверхности Земли в Большом каньоне. Выразите свой ответ в дюймах в год.

Ответ

Примечание. 1 миля = 5280 футов и 1 фут = 12 дюймов

Скорость подъема = $(1 \text{ ми}) / (8 \times 10^6 \text{ лет}) = 1,25 \times 10^{-7} \text{ миль/год.}$

Преобразуем в дюймы/год: $(1,25 \times 10^{-7} \text{ миль / год}) (5280 \text{ футов / миль}) (12 \text{ дюймов/фут}) = 7,92 \times 10^{-3} \text{ дюйма/год.}$ Это менее 1 дюйма за 100 лет.

Преобразуем в мм/год: $(7,92 \times 10^{-3} \text{ дюйма / год}) (2,54 \text{ см/дюйм}) (10 \text{ мм/см}) = 0,2 \text{ мм/год.}$

6.2.1 Формации

Среда, в которой осаждается порода, называется средой осаждения. Поскольку окружающая среда, такая как береговая линия, перемещается из одного места в другое, она оставляет продолжительную в боковом направлении породу, обладающую характерными признаками. Если продолжительность породы достаточно велика для нанесения на карту, такую породу можно назвать формацией.

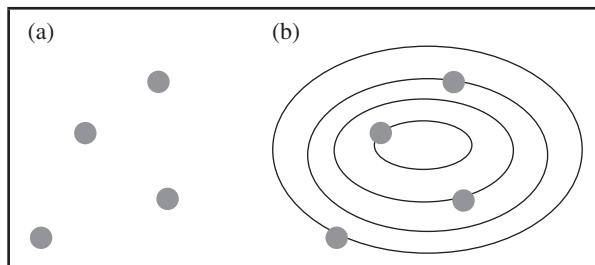


Рис 6.7. Составление карты. (а) Сбор данных и расположение в пространстве (б) данные контура.

Процесс составления карты - это точка, в которой геологические и геофизические интерпретации оказывают наибольшее влияние на представление формации. Данные собираются и наносятся на график в их относительных пространственных расположениях, как показано на рис. 6.7. Важной функцией геологических карт является представление значений для пространственно-распределенного свойства в любой точке пространства из набора значений контрольной точки. Значения контрольной точки соответствуют значениям свойств, измеренным в скважинах или определенным сейсмическими методами, которые применяются к интересующему пространству. Контрольные точки также могут быть наложены разработчиком модели, используя приблизительные данные, такие как сейсмические указания границ структуры. После того как перечень контрольных точек определен как и соответствующие данные, контуры могут быть начертаны.

Этап построения контура является ключевым моментом, когда геологическая интерпретация играет роль в понимании формации. Следующие рекомендации применимы к контурной обработке:

1. Контурные линии не разветвляются.
2. Контурные линии не пересекаются.
3. Контурные линии необходимо либо скрыть, либо удалить с карты.
4. Крутые склоны имеют близкие контурные линии.
5. Пологие или плоские склоны имеют контурные линии, которые находятся далеко друг от друга.

Первые три пункта из этих рекомендаций продемонстрированы на рис. 6.8. Разрывы в контурных линиях возможны, но должны быть обоснованы предполагаемым существованием геологических разрывов, таких как разломы и несогласное залегание пород. Несмотря на то, что традиционное ручное контурирование утомительно, оно позволяет геологу отметить данные, которые пропустят многие компьютерные алгоритмы.

Формации являются основной описательной единицей для последовательности отложений. Формация представляет собой сопоставляемый комплекс горных пород, которая была отложена в условиях доминирующего набора условий осаждения за один период. Формации могут состоять из более чем одного типа породы. Различные типы пород называются компонентами, если они отображаются на карте внутри формации.

Толщина формации связана с периодом времени, в течение которого среда находилась в определенном месте, и тем, сколько опусканий породы происходило в течение этого периода. Формация может содержать один или несколь-

ко слоев осадочных пород. Каждый слой называется пластом и обладает характеристиками, которые отличают его от других слоев. Стратиграфический разрез представляет разрез слоев или пластов.

Осадочные слои изначально наносятся во временной последовательности. Самый верхний слой - самый молодой, а самый нижний слой - самый старый. В стратиграфическом разрезе могут возникнуть пропущенные слои или разрывы. Разрыв может возникнуть, когда пласти подвергаются воздействию атмосферных условий. Обнаженные пласти могут быть разрушены с помощью такого механизма, как эрозия. Затем слои могут быть скрыты в результате осаждения отложений.

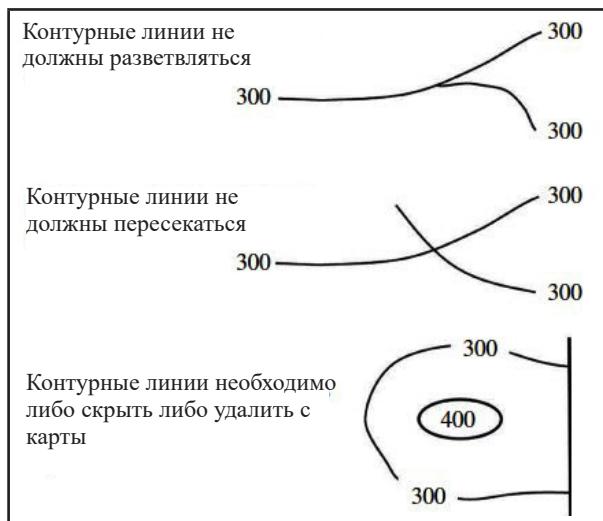


Рис. 6.8. Примеры рекомендаций.

Геологические единицы часто отображаются с использованием стратиграфического разреза, структурной карты и карты изопахита. Структурная карта отображает поверхность пласта путем представления контуров глубины либо к вершине, либо к основанию пласта. Карта изопахита показывает толщину горной породы.

Характеристики последовательности залегания пластов породы зависят от условий осадконакопления. Например, песчаник может быть отложен либо в речной (речной) среде, либо в дельтовой среде. Песчаник, отложившийся в любой из сред, имеет соответствующие характеристики. Горные породы в речной среде могут осаждаться на больших расстояниях вразброс, тогда как горные породы в дельтовой среде, как правило, осаждаются более компактно. Размер зерен песка, отложившегося во флювиальной среде, становится более мелким на меньших глубинах в процессе, называемом верхним рафинированием, и в основании пласта образуется более крупный песок.

Пример 6.4. Эффективная и общая толщина

Единица измерения потока состоит из 6 футов непроницаемого сланца, 4 футов непроницаемого глинистого камня, 30 футов проницаемого песчаника и 10 футов проницаемого конгломерата. Каково отношение эффективной единицы измерения потока к общей для пласта стандартного типа?

Ответ

Общая толщина = $H = 6 \text{ футов} + 4 \text{ фута} + 30 \text{ футов} + 10 \text{ футов} = 50 \text{ футов}$.

Эффективная толщина = $h = 30 \text{ футов} + 10 \text{ футов} = 40 \text{ футов}$.

Отношение эффективной толщины к общей = $h / H = 40 \text{ футов} / 50 \text{ футов} = 0,80$.

6.3 БАССЕЙНЫ СЕДИМЕНТАЦИИ И ЛОВУШКИ

Бассейны седиментации - это «область земной коры, которая залегает в плотной последовательности осадочных пород» (Selley и Sonnenberg, 2015 г., стр. 377). Отложения накопились в большей степени в бассейнах, чем в прилегающих областях. Бассейны седиментации образуются в больших областях земной коры, которые ниже, чем окружающие области. Осаждение отложений в этих относительно низменных областях может привести к плотным скоплениям осадочных пород.

Породы в бассейнах седиментации могут различаться. Неоднородность породы обусловлена различными условиями осаждения и изменениями давления, плотности и состава осажденного материала. Проявление тектонических сил, таких как смещение пластов, сбрасывание и образование разломов, может привести к значительным изменениям в положении и равномерности пластов пород. Трехмерное распределение пластов породы, которые образовали складки и разломы, является примером геологической структуры.

Некоторые слои осадков могут содержать органические вещества. Если органического вещества достаточно для образования нефти, то такие слои называются исходной породой. Исходная порода может характеризоваться фактором, называемым коэффициентом трансформации. Коэффициент трансформации - это соотношение количества нефти, образованной в бассейне, к количеству материала, использованного для образования нефти.

Давление и температура в основании накопления осадка увеличиваются, как и толщина накопления. Повышение температуры и давления может способствовать разложению органических веществ и образованию нефти. Объем нефти, образованный в осадочном бассейне, зависит от площади осадочного бассейна, средней общей толщины исходной породы и эффективности преобразования органического вещества в нефть.

Углеводородные флюиды, образующиеся в исходных породах, обычно менее плотные, чем вода. Они будут перемещаться вверх, проходя через проницаемый путь, пока не встретят непроницаемую границу. Проницаемый путь, как правило, представляет собой проницаемый или содержащий трещины пласт. Проницаемый путь можно назвать несущей породой для отличия ее от исходной породы. Ловушки - это структуры, в которых накапливаются углеводородные жидкости, поскольку они больше не могут перемещаться.

6.3.1 Ловушки

Существует два основных типа ловушек: структурные и стратиграфические. Структурная ловушка образуется, когда геометрия пласта предотвращает движение жидкости. Структурные ловушки возникают там, где пласти-коллекторы образовали складки и, возможно, имеют форму, которая может содержать ценные жидкости с коммерческой точки зрения, такие как нефть и газ. Антиклинальные складки являются распространенным типом структурной ловушки. Образование складок и разломов могут быть вызваны тектонической или местной активностью. Тектоническая активность является следствием движущихся плит, в то время как местная активность объясняется ростом куполообразной структуры соляных залежей. Формирование структурной ловушки местной активностью также известно как диапировая ловушка.

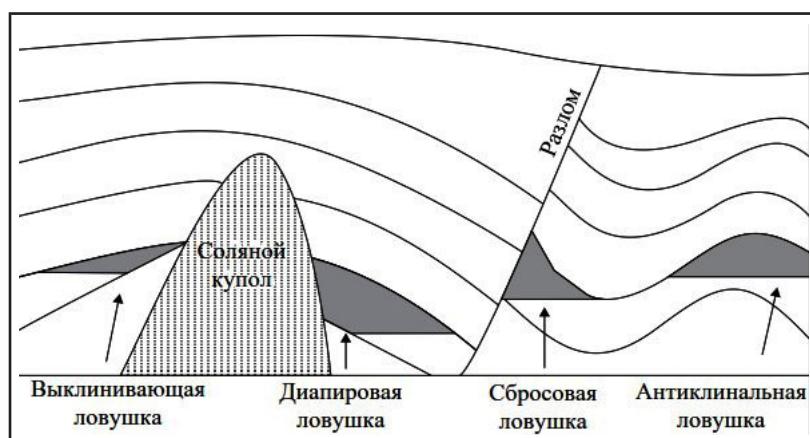


Рис. 6.9. Примеры ловушек.

Стратиграфические ловушки возникают там, где путь потока жидкости блокируется изменениями свойств пласта. Формация изменяется таким образом, что углеводороды больше не могут продвигаться вверх. Типы стратиграфических ловушек включают утончение и возможное исчезновение песка или уменьшение пористости из-за диагенетических изменений. Диагенез относится к процессам, в которых литология формации изменяется при относительно низких давлениях и температурах по сравнению с метаморфическим образованием породы. Диагенез включает такие процессы, как уплотнение и цементация.

Помимо структурных и стратиграфических ловушек, существует множество примеров ловушек, образован-

ных сочетанием структурных и стратиграфических особенностей. Эти ловушки называются комбинированными. Примером комбинированной ловушки является месторождение Прадхо-Бей на северном склоне Аляски (Selley и Sonnenberg, 2015 г., стр. 366). Это антиклинальная ловушка, которая была срезана и ограничена не-проницаемым сланцем. Различные типы ловушек показаны на рис. 6.9. Горизонтальные линии у основания каждой ловушки обозначают границы раздела между насыщенной водой породой и породой, насыщенной углеводородами.

6.4 ЧТО НЕОБХОДИМО ДЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПЛАСТА?

Добыча углеводородов из подземного пласта является коммерческим применением многофазного потока через пористую среду. Углеводороды могут существовать в твердом, жидком (нефть) или газообразном (газ) состоянии. Несколько ключевых факторов должны присутствовать для разработки углеводородного пласта.

Во-первых, должна присутствовать исходная порода для углеводородов. Считается, что углеводороды образуются в результате распада органического материала. Осадочная среда, которая содержит разлагающийся органический материал, является исходной породой.

Во-вторых, от исходной породы до пластовой породы должен существовать проницаемый путь потока, известный как несущая порода.

В-третьих, необходима ловушка для удержания углеводорода. Ловушка - это структура, которая называется пластом. Порода считается породой-коллектором, если жидкости могут быть ограничены в объеме породы и жидкость может добываться из породы с учетом экономичности.



Рис. 6.10. Примеры пород-коллекторов.

Двумя важными характеристиками, которые контролируют экономическую целесообразность пласта, являются пористость и проницаемость. Пористость помогает количественно определить объем жидкости, которая может храниться в породе, а проницаемость помогает количественно определить скорость, с которой жидкости могут добываться из породы.

Четвертым ключевым фактором, перекрывающим все остальные, является время. Ловушка должна быть сформирована к тому моменту, когда углеводороды перемещаются из исходной породы в породу-коллектор. Если ловушка образуется после переноса углеводородов, соответственно углеводороды не будут захвачены.

Породы-коллекторы обычно представляют собой песчаники, карбонаты и сланцы. Песчаник представляет собой уплотненный осадок и включает в себя уплотненные породы с цементированными зернами, неуплотненные породы с нецементированными зернами и конгломераты. Конгломерат состоит из более крупных зерен осадка, таких как галька или валуны, заключенных в матрицу из более мелких зерен осажденного материала. Карбонатная порода добывается химическими и биохимическими методами. Примерами карбонатных пород являются известняк (карбонат кальция) и доломит (карбонат магния и кальция). Сланец - это слоистый осадок, который образуется из уплотненной грязи или глины. Примеры пород-коллекторов показаны на рис. 6.10.

6.5 ОБЪЕМНЫЙ АНАЛИЗ, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ И EUR

Для определения объемов пластовой жидкости могут применяться различные процедуры расчета и источники данных. Геологи определяют объем, используя статическую информацию в процедуре, называемой объемным анализом. Статическая информация - это информация, которая существенно не изменяется между временем обнаружения пласта и началом добычи углеводородов из пласта. Статическая информация включает объем пласта и исходное распределение насыщенности и давления. В отличие от этого, инженеры используют динамическую информацию для определения объемов жидкости в пласте. Динамическая информация - это информация, которая изменяется с течением времени, например, изменение давления и добыча жидкости. Материальный баланс - это техническая процедура для определения исходных объемов жидкости по динамическим данным. Данные об объеме жидкости в пласте, полученные с использованием различных процедур и источников данных, позволяют оценить качество информации, используемой различными дисциплинами. Рассчитанные исходные объемы жидкости могут быть объединены с коэффициентом извлечения (КИ) для расчета

конечных извлекаемых запасов (EUR от англ. estimated ultimate recovery) с учетом предела рентабельности.

В данном разделе мы представляем уравнения для объемного анализа исходных запасов нефти и газа, а затем определяем КИ и EUR.

6.5.1 Объемное содержание нефти в пласте

Исходное содержание углеводородов (ОНПР от англ. original hydrocarbon in place) в нефтяном пласте - это исходное содержание нефти (ООПР от англ. original oil in place). Он рассчитывается с использованием выражения

$$N = \frac{7758\phi Ah_{oi}S_{oi}}{B_{oi}} \quad (6.1)$$

где 7758 - коэффициент согласования размерностей, N - ООПР (баррель нефти в ст. усл), ϕ - пористость пласта (доли), A - площадь пласта (акры), h_{oi} - эффективная мощность нефтяной зоны (футы), S_{oi} - начальная нефтенасыщенность пласта (доли), а B_{oi} - начальный объемный коэффициент нефтеобразования (RB/ баррель нефти в ст. усл). Начальный объемный коэффициент нефтеобразования - это объем нефти в условиях пласта, деленный на объем нефти в резервуаре-хранилище. Попутный газ или газ в растворе является продуктом растворения газа в нефти R_{ph} и N .

Пример 6.5. Нефть в месторождении

Нефтяной пласт имеет среднюю пористость = 0,15 с площадью 6400 акров при эффективной толщине 100 футов, начальной нефтенасыщенности 75% и начальном объемном коэффициенте нефтеобразования 1,3 RB/ баррель нефти в ст. усл. Примените уравнение объема ОИР для оценки ООПР.

Ответ

ООПР равен

$$\begin{aligned} N &= OOIP = \frac{7758\phi Ah_{oi}S_{oi}}{B_{oi}} \\ &= \frac{7758 \times (0.15) \times (6400 \text{ акров}) \times (100 \text{ ft}) \times 0.75}{1.3 \text{ RB/STB}} \approx 430 \text{ млн. STB} \end{aligned}$$

6.5.2 Объемное содержание газа в пласте

ОНПР для газового пласта является исходным газом чисто газовых залежей:

$$G = \frac{7758\phi Ah_{gi}S_{gi}}{B_{gi}} \quad (6.2)$$

где 7758 - коэффициент согласования размерностей, G - исходный газ (SCF), ϕ - пористость пласта (доли), A - площадь пласта (акры), h_{gi} - эффективная толщина газовой зоны (футы), S_{gi} - исходная насыщенность газового пласта (доли), а B_{gi} - начальный объемный коэффициент газообразования (RB/SCF). Начальный объемный коэффициент газообразования - это объем газа в пластовых условиях, деленный на объем газа в стандартных условиях. Уравнение 6.2 часто выражается с учетом начальной водонасыщенности S_{wi} , подобным образом $S_{gi} = 1 - S_{wi}$. Начальную водонасыщенность можно определить каротажной кривой или анализом керна.

Пример 6.6. Газ в месторождении

Скважина опустошает пласт содержащий газ и воду. Область питания скважины составляет 160 акров, а ее общая толщина 20 футов. Исходные свойства: пористость 15%, газонасыщенность 70% и FVF газа 0,0016 RB/SCF. Какой исходный газ находился в области питания?

Ответ

OGIP равен

$$G = \frac{7758\phi Ah_g S_{gi}}{B_{gi}} = \frac{7758(0.15)(160 \text{ акров})(20 \text{ фут})0.70}{0.0016 \text{ RB/SCF}} = 1.63 \times 10^9 \text{ SCF}$$

6.5.3 Коэффициент извлечения нефти и конечные извлекаемые запасы

КИ - это доля ОНIP, которая может быть получена из пласта. EUR рассчитывается по КИ и ОНIP как

$$\text{EUR} = \text{ОНIP} \times \text{RF} = \frac{\text{GRV} \times \bar{\phi} \times \text{NTG} \times \bar{S}_{hi}}{B_{hi}} \times \text{RF} \quad (6.3)$$

где EUR - расчетная максимальная отдача (стандартные условия), ОНIP – исходное содержание углеводородов (стандартные условия), КИ - коэффициент извлечения (доли) до предела рентабельности, ООП - общий объем породы (условия пласта), ϕ - средняя пористость при эффективной толщине пласта (условия пласта), NTG (от англ. net to gross) - это соотношение эффективных и общих толщин (условия пласта), S_{un} - исходная средняя насыщенность углеводородами при эффективной толщине пласта (условия пласта), а B_{un} - исходный объемный коэффициент образования углеводородов при непротиворечивом множестве единиц. Объемный коэффициент пласта - это отношение объема пласта к объему поверхности. Результатом уравнения ООП \times ϕ \times NTG является объем порового пространства пласта. Объем жидкости, добываемой из пласта, является произведением КИ и исходного количества жидкости. Например, 30% КИ нефти означает, что может быть произведено 30% ООП. Это также означает, что 70% ООП останется в пласте. EUR - это объем жидкости, добытый с указанным пределом рентабельности.

6.6 ПАРКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

6.6.1 Дополнительна литература

Для получения дополнительной информации о геологии см. Селли и Зонненберг (2015 г.), Хайн (2012 г.), Бьёрлик (2010 г.), Рейнольдс и соавт. (2008 г.) и Глуяс и Свабрик (2004 г.).

6.6.2 Правда / Ложь

6.1 Граница К – Т - это граница между земной корой и мантией.

6.2 Углеводородный пласт должен удерживать жидкости.

6.3 Коэффициент объема пласта - это отношение объема поверхности к объему пласта.

6.4 Капиллярное давление должно быть положительным.

6.5 Пористость - это доля пустого пространства в породе.

6.6 Палеоценовая эпоха является частью мезозойской эры.

6.7 Горные хребты могут образовываться при столкновении тектонических плит.

6.8 Пласти находятся в бассейнах седиментации.

6.9 Объемный анализ зависит от динамической информации.

6.10. Микро-дарси больше нано-дарси.

6.6.3 Упражнения

6.1 Температура в некоторых частях земной коры увеличивается примерно на 1°F на каждые 100 футов глубины. Определите температуру Земли на глубине двух миль. Предположим, что температура на поверхности составляет 60°F. Выразите свой ответ в °C.

6.2 A. Формация содержит 10 футов непроницаемого сланца, 30 футов непроницаемого аргиллита и 60 футов проницаемого песчаника. Какова общая толщина пласта?

B. Каково отношение эффективной толщины формации к общей?

6.3 A. Предположим, что пласт имеет длину 3 мили и ширину 6 миль, а средняя общая толщина - 40 футов, отношение эффективных толщин к общим - 0,7 и пористость - 0,18. Каротажная диаграмма показывает среднюю водонасыщенность 0,30. Образец нефти имеет коэффициент объема пласта равный 1,4 RB/баррель нефти в ст. усл. Мы можем рассчитать исходное количество нефти (в баррель нефти в ст. усл.), используя следующую процедуру.

B. Каков суммарный объем пласта (в RB)?

C. Рассчитайте объем порового пространства в нефтяных залежах в пласте (в RB), если пористость равна 0,18, а эффективной толщины к общей составляет 0,7.

D. Если пласт имеет нефтенасыщенность 0,7, определите объем нефти в пласте (в RB)

E. Рассчитайте исходное количество нефти (в баррель нефти в ст. усл.).

6.4 Радиометрическое датирование осуществляется с применением уравнения возраста

$$t = \frac{t_{\text{полу}}}{\ln 2} \ln \left(1 + \frac{D}{P} \right)$$

где t - возраст образца породы или минерала, $t_{\text{полу}}$ - период полураспада в годах родительского изотопа, P - текущее число атомов родительского изотопа, а D - текущее число атомов дочернего вещества. Используйте уравнение возраста, чтобы заполнить следующую таблицу для периода полураспада U-238 в 4,5 миллиарда лет.

D/P	Возраст t (миллиард лет)
0.10	
0.25	
0.50	
0.75	
1.00	
1.50	
2.00	

6.5 Европейские и североамериканские плиты разделяются со скоростью 1 дюйм в год в окрестностях Исландии. Как далеко друг от друга две плиты переместятся через 10 000 лет? Выразите свой ответ в футах.

6.6. Является ли высота переходной зоны больше для пласта с небольшими порами, чем с большими порами?

6.7 Предположим, формация имеет ширину около 3 мили, длину 10 миль и толщину 30 футов. Пористость песка в среднем составляет почти 40%. Рассматривая это поверхностный песчаный горизонт как модель подземного пласта, определите объем порового пространства в баррелях. Предположим, что отношение эффективной толщины к общей = 1.

6.8 Нефтяной пласт имеет среднюю пористость = 0,23 на площади 3200 акров при эффективной толщине 80 футов, начальной нефтенасыщенности 70% и начальном объемном коэффициенте нефтеобразования 1,4 RB/баррель нефти в ст. усл. Используйте объемное уравнение ОИР для оценки ООИР.

6.9 A. Пласт имеет ширину 3 мили и длину 5 миль. Какова площадь пласта в акрах?

B. Пласт имеет эффективную толщину 50 футов и 10% пористости. Начальная газонасыщенность составляет 70% с объемным коэффициентом газообразования 0,005 RB/SCF. Определите газ в SCF?

ГЕОФИЗИКА РЕЗЕРВУАРОВ

Картину крупномасштабной структуры резервуаров можно получить с помощью вибраций, называемых сейсмическими волнами, которые распространяются через землю. Изучение колебаний в земле является одним из аспектов геофизики, который заключается в изучении физических свойств и процессов, связанных с Землей и окружающим ее пространством. В этой главе рассматривается процесс получения и анализа вибрационных данных в пористых средах, обсуждается разрешение вибрационных данных и приводятся современные приложения.

7.1 Сейсмические волны

Сейсмические волны – это вибрации, которые распространяются от источника и через землю, часть колебательной энергии отражается обратно на поверхность, где обнаруживается приемниками (рис. 7.1). Источники включают взрывы, механические вибраторы, создаваемые вибрирующими грузовиками, а также выброс сжатого воздуха из сейсмических воздушных пушек в морских условиях.

Приемники включают геофоны на суше и гидрофоны на море. Геофон преобразует движение земли в напряжение, а гидрофон – это микрофон, который обнаруживает подводный звук. Приемники записывают время прохождения от источника к приемнику во время фазы сбора данных сейсмической съемки.

Геофоны и гидрофоны – это сейсмометры. Сейсмометр обнаруживает вибрационную энергию и отправляет запись вибраций на сейсмограф, который отображает сигнал в виде сейсмограммы. Сейсмограмма записывает движение сейсмометра как функцию времени. График от одного сейсмометра называется трассой. Сейсмический разрез отображает набор трасс от разных сейсмометров.

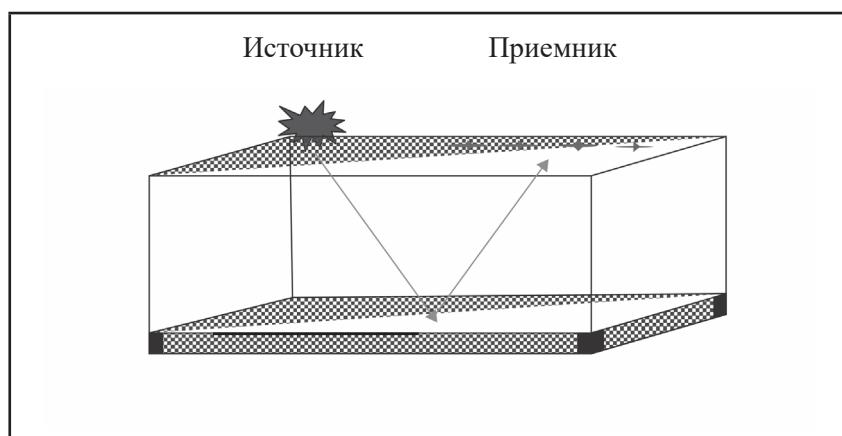


Рис. 7.1 Распространение энергии за счет колебаний под поверхностью

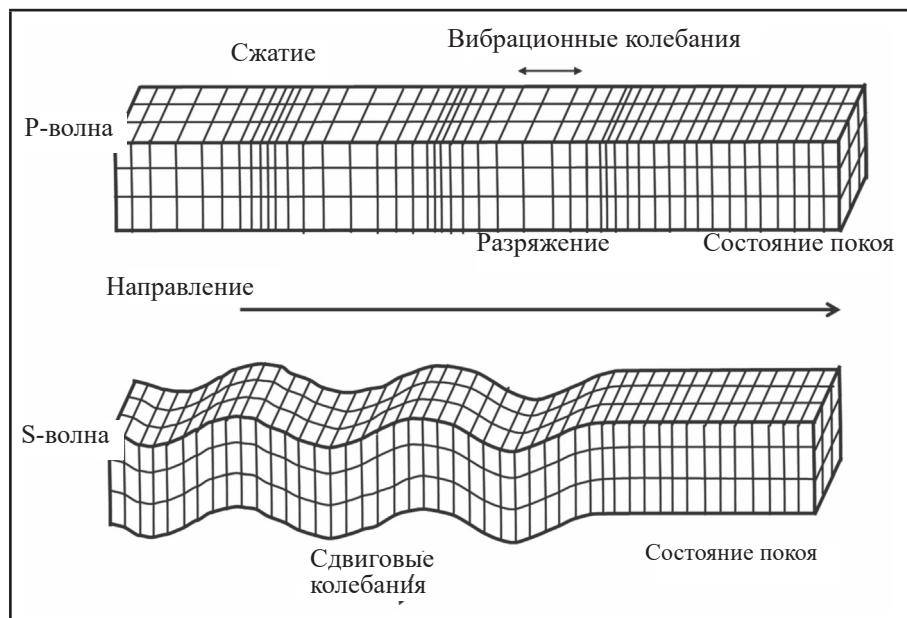


Рис. 7.2 Р-волна и S-волна

Вибрационная энергия распространяется за счет сейсмических волн, проходящих через землю. Два общих типа сейсмических колебаний - волны сжатия (Р-) и волны сдвига (S-). Р-волны - это продольные волны, распространяющиеся в виде сжатий и разрежений в направлении движения волн, показанном на рис. 7.2. S-волны - это колебания, которые движутся перпендикулярно направлению движения волны. S-волны также известны как сдвиговые волны, поскольку частицы нарушенной среды перемещаются в сдвиговом колебании, перпендикулярном направлению движения волны. Р-волны и S-волны, волны тела, потому что они проходят через тело среды. Поверхностные волны - это волны, которые движутся вдоль поверхности среды.

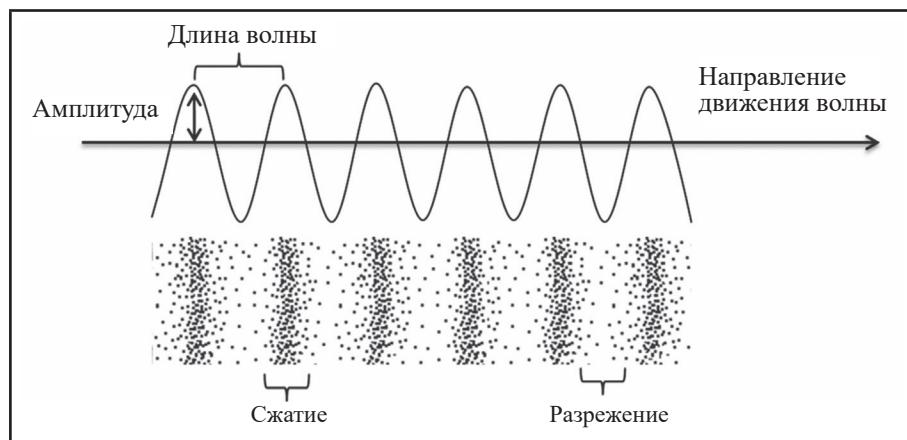


Рис. 7.3 Продольные Р – волны

Волны характеризуется амплитудой, длиной волны и частотой (рис. 7.3). Длина волны - это длина волны от одной точки на волне до эквивалентной точки на волне. Частота волны - это количество волн, проходящих через определенную точку в течение заданного интервала времени. Типовой диапазон сейсмических частот от 5 до 100 Гц (Bjørlykke, 2010 г., стр. 380). Колебательная энергия от источника распространяется в виде волнового всплеска, известного как импульс. Импульс имеет доминирующую длину волны λd и доминирующую частоту fd . Амплитуда импульса изменяется от нуля до полной амплитуды и обратно до нуля по длине импульса.

Пример 7.1 Время прохождения сейсмической волны

Сейсмическая волна распространяется через земную кору со скоростью 5 км / с. Сейсмическая волна распространяется вертикально вниз на глубину 2000 м и отражается обратно на поверхность. Сколько времени понадобится сейсмической волне, чтобы вернуться к начальной точке?

Ответ

Время перемещения вниз составляет $2000 \text{ м} / (5000 \text{ м/с})$ или 0,4 с. Время, затрачиваемое туда и обратно называется двухсторонним перемещением (TWT от англ. two-way travel) и составляет два раза по 0,4 с, тем самым TWT = 0,8 с.

Сейсмические скорости зависят от физических свойств пород. Соответствующими свойствами породы являются модуль сдвига, объемный модуль породы и массовая плотность среды. Модуль сдвига - это отношение напряжения сдвига к деформации сдвига. Объемный модуль относится к объемной деформации подвергающейся ограничивающему давлению.

P-волна изначально называлась первичной волной, так как P-волна, образуется раньше, чем S-волны. S-волну была названа вторичной волной, потому что она образовалась после первичной волны.

Скорость распространения P-волны V_p в упругой, однородной и изотропной среде равна

$$V_p = \sqrt{\frac{(K_B + (4/3)G)}{\rho}} \quad (7.1)$$

где K_B - объемный модуль, G - модуль сдвига, а ρ - массовая плотность среды. Соответствующая скорость распространения S-волны V_s равна

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} < V_p \quad (7.2)$$

Пример 7.2 Скорости P-волны и S-волны

Доломит имеет объемный модуль $K = 95 \text{ гПа}$, модуль сдвига $G = 46 \text{ гПа}$ и плотность $\rho = 2800 \text{ кг/м}^3$. Вычислить скорость волны сжатия в м/с и скорость волны сдвига в м/с.

Ответ

Последовательный набор единиц получается путем первого преобразования гПа в Π_A (1 гПа = 10^9 Па и 1 Па = $1 \text{ Н/м}^2 = 1 \text{ кг/м}\cdot\text{с}^2$): $K = 85 \text{ гПа} = 85 \times 10^9 \text{ Па}$, а $G = 55 \text{ гПа} = 55 \times 10^9 \text{ Па}$.

$$V_p = \sqrt{\frac{K + (4/3)G}{\rho}} = \sqrt{\frac{85 \times 10^9 + (4/3)55 \times 10^9}{2800}} = 7519$$

Скорость волны сдвига

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} = \sqrt{\frac{55 \times 10^9}{2800}} = 4008$$

7.1.1 Магнитуда землетрясения

Землетрясение происходит, когда кора проскальзывает вдоль подземного разлома. Вибрации сейсмических волн, вызванные скольжением, обнаруживаются сейсмографом, который регистрирует амплитуды движения грунта под инструментом. Чарльз Ф. Рихтер разработал шкалу (Richter, 1935 г.) для измерения силы землетрясений в южной Калифорнии с использованием торсионного сейсмометра Вуда-Андерсона (Wood and Anderson, 1925 г.). Медная масса, подвешенная на тонкой проволоке, будет вращаться при перемещении сейсмометра. Сейсмограмма была сделана, когда луч света отражался на фоточувствительной бумаге от зеркала на массе

меди.

Шкала Рихтера выражает локальную величину ML вибрации на сейсмографе Вуда-Андерсона как

$$M_L = \log \frac{A}{A_0} = \log A - \log A_0 \quad (7.3)$$

где A - максимальная амплитуда, измеренная на сейсмографе, а A_0 - поправочный коэффициент для определенного региона, например, южной Калифорнии. Оба A , A_0 были выражены в мм. Рихтер назначил $ML=3$ амплитуде $A=1$ мм на сейсмографе Вуда-Андерсона, который был записан в 100 км от источника землетрясения.

Пример 7.3 Шкала Рихтера

Каков поправочный коэффициент A_0 , когда $M_L = 3$ и $A = 1$ мм на сейсмографе Вуда-Андерсона, который был записан в 100 км от источника землетрясения?

Ответ

Переставим уравнение 7.3, чтобы найти поправочный коэффициент A_0 :

$$A_0 = A \cdot 10^{-M_L} = 1\text{мм} \cdot 10^{-3} = 0.001\text{мм}$$

Шкала Рихтера имела тенденцию недооценивать размеры крупных землетрясений. Более фундаментальной мерой магнитуды землетрясения является сейсмический момент M_0 , определяемый с точки зрения движения одного блока разлома относительно другого. Если мы определим G как модуль сдвига (Па) породы, d как расстояние, на которое проскальзывает один блок разломов, относительно другого блока разломов (м), а S как оценочную площадь поверхности, которая разрывается на границе раздела между двумя блоками разломов (м^2), то сейсмический момент M_0 равен

$$M_0 = G \cdot d \cdot S \quad (7.4)$$

Единицей сейсмического момента M_0 является $\text{Н}\cdot\text{м}$ в единицах СИ. Сейсмический момент M_0 представляет собой меру силы движения землетрясения, которая связывает сейсмографические измерения с физическим смещением блоков разломов. Энергия E , выделяемая в результате землетрясения, основана на эмпирических отношениях

$$E \approx \frac{M_0}{20\,000} \quad (7.5)$$

Единицей СИ E является Джоуль. Физические единицы сейсмического момента M_0 ($\text{Н}\cdot\text{м}$) и энергии E (Дж) используются для обозначения того, что M_0 и E являются различными физическими величинами.

Величина землетрясения основана на эмпирических отношениях между сейсмический момент M_0 и момент магнитуды M_w . Например, отношение момент-величина (Hanks и Kanamori, 1978 г.)

$$M_w = \frac{2}{3} [\log(M_0) - 9.1] \quad (7.6)$$

связывает сейсмический момент M_0 и момент магнитуды M_w , где M_w безразмерен и M_0 находится в $\text{Н}\cdot\text{м}$.

Таблица 7.1 Классификация землетрясений

Класс	Магнитуда	Комментарий
>8,0	Разрушительное	Способно уничтожить населенные пункты вблизи эпицентра
7,0–7,9	Очень сильное	Наносит серьезный ущерб

6,0–6,9	Сильное	Значительный ущерб в населенных пунктах
5,0–5,9	Значительное	Незначительное повреждение конструкций
4,0–4,9	Умеренное	Очевидные вибрации
3,0–3,9	Слабое	Слабые вибрации
2,0–2,9	Очень слабое	Едва ощущимое

В таблице 7.1 представлена классификация землетрясений по магнитуде. Величины моментов могут быть отрицательными. Например, Варпинский и др. (2012 г.) отметили, что микросейсмические события, связанные с операциями по гидроразрыву в пластах, имеют отрицательные значения моментов порядка от -2 до -3. Операции по гидроразрыву пласта известны как гидравлический разрыв пласта и используются для разрыва пласта с очень низкой проницаемостью. Разрывы остаются открытыми с помощью проппантов, чтобы обеспечить более высокие проницаемые пути потока жидкости к стволу скважины.

7.2 Акустическое сопротивление и коэффициенты отражения

Сейсмические волны обнаруживаются на приемниках после того, как часть вибрационной энергии падающей сейсмической волны отражается геологической особенностью. Часть вибрационной энергии от падающей сейсмической волны передается, а часть отражается, после того как падающая сейсмическая волна сталкивается с отражающей поверхностью. Сейсмическое отражение происходит на границе раздела двух областей с различными акустическими сопротивлениями. Акустическое сопротивление Z является произведением объемной плотности и скорости сейсмической волны в среде. Если скорость является скоростью сжатия (P -волны), акустическое сопротивление скорости P -волны является сопротивлением сжатия:

$$Z_p = \rho_b V_p \quad (7.7)$$

Объемная плотность системы пород - жидкость зависит от плотности породы матрицы ρ_m , плотности жидкости ρ_f и пористости ϕ :

$$\rho_b = (1-\phi) \rho_m + \phi \rho_f \quad (7.8)$$

Плотность жидкости в системе нефть-вода-газ это:

$$\rho_f = \rho_o S_o + \rho_w S_w + \rho_g S_g \quad (7.9)$$

где ρ_ℓ -плотность жидкости фазы ℓ и S_ℓ -насыщение фазы ℓ . Индексы o, w и g обозначают соответственно нефтяную фазу, водную фазу и газовую фазу. Сопротивление сдвигу - акустическое сопротивление, рассчитанное с использованием скорости сдвига:

$$Z_s = \rho_b V_s \quad (7.10)$$

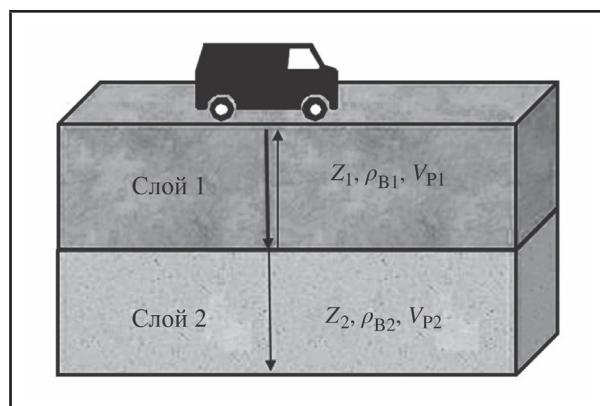


Рис. 7.4 Сейсмические атрибуты для коэффициента отражения.

Рис. 7.4 изображает падающую волну в виде жирной стрелки, направленной вниз в слое 1. Энергия падающей волны разделяется между отраженной волной в слое 1 и проходящей волной в слое 2. Коэффициент отражения RC на границе раздела между слоями 1 и 2 с акустическими сопротивлениями Z_1 и Z_2 , соответственно, является безразмерным отношением

$$RC = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (7.11)$$

Уравнение 7.11 предполагает нулевое смещение между источником и приемником. Смещение - это расстояние между источником и приемником. Коэффициент отражения с нулевым смещением соответствует падающей плоской волне, распространяющейся в направлении, перпендикулярном горизонтальной отражающей границе.

Коэффициент сейсмического отражения RC равен нулю на границе раздела двух образований с одинаковыми акустическими сопротивлениями. Ненулевые значения коэффициентов отражения получаются, когда падающая волна отражается на границе раздела двух сред с разными акустическими сопротивлениями. Акустическое сопротивление изменяется, если происходит изменение объемной плотности или скорости волны при перемещении волны из одной среды в другую.

Пример 7.4 Коэффициент сейсмического отражения

Рассмотрим два слоя горных пород со следующими свойствами:

Верхний слой 1 имеет плотность = 2800 кг/м³ и скорость Р-волны = 3,0 км/с. Нижний слой 2 имеет плотность = 2600 кг/м³ и скорость Р-волны = 2,8 км/с.

- A. Рассчитайте акустическое сопротивление Р-волны для каждого слоя
- B. Рассчитайте коэффициент отражения падающей волны, отраженной на границе раздела между слоями 1 и 2.

Ответ

$$Z_U = (\rho V_p)_U = 2800 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \times 3.0 \frac{\text{км}}{\text{сек}} = 8400 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \frac{\text{км}}{\text{сек}}$$

и акустическое сопротивление Р-волны для нижнего слоя

$$Z_L = (\rho V_p)_L = 2600 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \times 2.8 \frac{\text{км}}{\text{сек}} = 7280 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \frac{\text{км}}{\text{сек}}$$

B. Коэффициент отражения

$$RC = \frac{Z_L - Z_U}{Z_L + Z_U} = \frac{7280 - 8400}{7280 + 8400} = -0.0714$$

7.3 Сейсмическое разрешение

Поверхности, отражающие сейсмические волны, обусловлены изменениями акустического сопротивления между двумя соседними средами. Сейсмическое разрешение - это способность различать две отражающие поверхности, которые расположены близко друг к другу. Качество сейсмического профилирования зависит от ориентации отражающих поверхностей и интерференционных эффектов, которые мы обсудим в этом разделе.

7.3.1 Вертикальное разрешение

Вертикальное разрешение демонстрирует, насколько близко две горизонтальные отражающие поверхности могут находиться и при этом по-прежнему быть разделимыми. Две отражающие поверхности являются верхней и нижней частью тонкого слоя. Максимальное вертикальное разрешение выражается с точки зрения доминирующей длины волны сейсмического импульса λ_d , которая представляет собой отношение скорости волны v_i к доминирующей частоте f_d :

$$\lambda_d = \frac{v_i}{f_d} = v_i T_d \quad (7.12)$$

Доминирующий период T_d является инверсией доминантной частоты f_d . В качестве иллюстрации предположим, что скорость импульса составляет 10 000 фут/с, а доминирующий период составляет 40 мс или 0,040 с, тогда доминирующая частота f_d составляет 25 Гц, а доминирующая длина волны составляет 400 футов.

Максимальное вертикальное разрешение δz_v составляет одну четвертую доминирующей длины волны λ_d :

$$\delta z_v = \frac{\lambda_d}{4} = \frac{v_i}{4f_d} \quad (7.13)$$

Максимальное вертикальное разрешение на рисунке выше составляет около 100 футов. Если расстояние между двумя отражающими поверхностями меньше максимального вертикального профилирования, то трудно или невозможно различить каждую из отражающих поверхностей.

Максимальное вертикальное разрешение может быть увеличено за счет уменьшения преобладающей частоты сейсмического импульса.

7.3.2 Горизонтальное разрешение

Горизонтальное разрешение - это способность различать две точки, разделенные на поперечной или горизонтальной плоскости. Максимальное горизонтальное разрешение оценивается с учетом конструктивной интерференции волн из зоны Френеля. Зона Френеля - это часть отражающей поверхности, которая отражает сейсмическую энергию обратно к приемнику. Радиус r зоны Френеля зависит от глубины z от отражающей границы раздела до приемника и доминирующей длины волны λ_d . Критерий, основанный на анализе волновой интерференции, говорит о том, что две отражающие поверхности можно различить, когда они разделены расстоянием не менее $1/4$ длины волны. Геометрия зоны Френеля для системы отражатель-приемник показана на рис. 7.5.

Радиус зоны Френеля для оценки максимального горизонтального разрешения равен

$$r = \frac{1}{2} \times \frac{\lambda_d}{2} = \frac{\lambda_d}{4} \quad (7.14)$$

Максимальный путь луча волны, поступающей на приемник из зоны Френеля, определяется соотношением Пифагора

$$z^2 + r^2 = \left(z + \frac{\lambda_d}{4} \right)^2 \quad (7.15)$$

Разложение уравнения 7.15 и решение для r дает

$$r^2 = \frac{\lambda_d z}{2} + \frac{\lambda_d^2}{16} \quad (7.16)$$



Рис. 7.5 Геометрия зоны Френеля.

Глубина с точки зрения скорости и времени двустороннего движения Δt равна $z = v_i \Delta t / 2$, а доминирующая длина волны связана с доминирующей частотой $\lambda_d = v_i / f_d$. Подставляя эти соотношения в уравнение 7.16 получаем

$$r = \frac{v_i}{2} \left[\frac{\Delta t}{f_d} + \frac{1}{4f_d^2} \right]^{1/2} \quad (7.17)$$

Радиус r_F зоны Френеля первого порядка получается путем сохранения только членов первого порядка на доминирующей частоте для получения оценки максимального горизонтального разрешения δz_H :

$$r_F = \frac{v_i}{2} \sqrt{\frac{\Delta t}{f_d}} = \delta z_H \quad (7.18)$$

Радиус Френеля r_F составляет около 775 футов для скорости импульса 10 000 футов/с, доминирующей частоты 25 Гц и двухстороннего времени прохождения Δt 0,6 с. Таким образом, две горизонтальные характеристики могут быть решены, если они разделены по меньшей мере 775 футами. Если мы увеличим доминирующую частоту, мы сможем допустить горизонтальные объекты на меньшем расстоянии, потому что максимальное горизонтальное разрешение уменьшается.

Пример 7.5 Сейсмическое разрешение двух отражающих поверхностей

- A. Волна, распространяющаяся со скоростью 1800 м/с, имеет частоту 60 Гц. Какова длина волны волны?
- B. Предположим, что можно различить две отражающие поверхности, если они разделены расстоянием не менее $1/4$ длины волны. Используйте этот критерий и длину волны в части А для оценки минимального расстояния, необходимого для различия двух отражающих поверхностей.

Ответ

- A. $\lambda = \frac{1800 \text{ м/сек}}{60 \text{ Hz}} = 30 \text{ м}$
- B. Разделение $= \frac{\lambda}{4} = \frac{30 \text{ м}}{4} = 7.5 \text{ м}$

7.3.3 Разведочная геофизика и геофизика резервуаров

Исторически главной ролью геофизики в нефтегазовой отрасли была разведка. Сегодня, геофизическая технология имеет ценность как на стадии разведки, так и на стадии разработки месторождения. Разведочная геофизика используется для получения изображения геологических объектов, таких как стратиграфия и структура.

Геофизика резервуаров проводится на месторождениях, где скважины проникли в целевой горизонт. Разрешение, связанное с геофизикой резервуаров, является более количественным, чем разрешение, связанное с разведочной геофизикой.

Виттик (2000 г.) и Пеннингтон (2001 г.) отметили, что разница в разрешении между разведкой и геофизикой резервуаров обусловлена ролью калибровки. Обычно в процессе разведки отсутствуют скважины, поэтому калибровка сейсмических данных с помощью каротажных измерений невозможна. Напротив, данные каротажа скважины могут быть получены в процессе разработки для обеспечения измерений в стволе скважины, которые могут быть использованы для калибровки сейсмических исследований, проводимых на поверхности. Следовательно, геофизика резервуаров может иметь больше информации для улучшения количественных оценок свойств этих резервуаров, если для калибровки сейсмических данных используются соответствующие данные каротажа скважин.

Процесс использования калиброванной сейсмической информации для прогнозирования свойств резервуара называется сейсмической инверсией. Сейсмическая инверсия - это попытка соотнести сейсмические атрибуты, такие как акустическое сопротивление, со свойствами породы. Сейсмические атрибуты перекрестно нанесены на группы свойств пород. Примеры перекрестных графиков для резервуара с проницаемостью K , нефтенасыщенностью S_o и чистой толщиной h_{net} включают в себя акустическое сопротивление в зависимости от пористости ϕ , сейсмическую амплитуду в зависимости от пропускной способности (Kh_{net}) или качества породы (ϕKh_{net}) и сейсмическую амплитуду в зависимости от продуктивной вместимости нефти ($S_o \phi Kh_{net}$).

Один из первых примеров сейсмической инверсии, который включал полевые испытания, был предоставлен Де Буйл и др. (1988 г.). Они прогнозировали свойства резервуаров на двух скважинах, используя сейсмическую инверсию, а затем сравнивали фактические результаты с прогнозируемыми. Аналогичное сравнение было сделано между измерениями на скважинах и прогнозами, подготовленными с использованием только каротажных диаграмм. Прогнозы, сделанные с помощью сейсмической инверсии, были, по меньшей мере, такими же точными, как и прогнозы, сделанные только с данными каротажа скважины, и в некоторых случаях были более точными.

7.4 Сбор, обработка и интерпретация сейсмических данных.

Геологические особенности недр отображаются в отражательной сейсмологии путем измерения времени прохождения акустического сигнала от источника к сейсмическому отражателю, а затем к приемнику. Для анализа сейсмических измерений необходимо выполнить три этапа: сбор, обработка и интерпретация данных.

7.4.1 Сбор данных

Сейсмические исследования проводятся для сбора сейсмических данных. При двумерной сейсмической съемке используется вибрационный источник и одна линия приемников для подготовки изображения разреза в поперечном сечении. Трехмерная сейсмическая съемка использует линию источников с двумерным массивом приемников для подготовки трехмерного изображения недр.

Записанная сейсмическая трасса является функцией времени прохождения и объединяет сигнал источника с последовательностью сейсмических отражателей, известной как последовательность отражательной способности. Отражатели определяются по изменению акустического сопротивления и соответствующего коэффициента отражения. Сейсмическая трасса также включает шум, который всегда присутствует при реалистичном сборе данных. На практике трасса от одного источника записывается на нескольких приемниках. Несколько сейсмических трасс называется сбором.

Интервальная сейсмология, также известная как 4-D сейсмика, представляет собой сравнение двух 3-D сейсмических исследований, проведенных в одном и том же географическом местоположении в разное время. Четвертое измерение в 4-D сейсмики время. Разница между двумя трехмерными сейсмическими обследованиями должна показывать изменения в одном и том же объеме породы, вызванные изменениями в результате операций. Структура должна быть одинаковой при изменении распределений давления и насыщения. Таким образом, 4-D сейсморазведка может быть использована для идентификации движения жидкостей между скважинами, улучшения качества характеристики резервуара и выделения необходимых запасов в резервуарах, где может быть обнаружен сигнал.

7.4.2 Обработка данных

Обработка данных используется для подготовки сейсмических данных к интерпретации. Одной из наиболее важных задач обработки данных является преобразование времени в пути в глубину. Преобразование времени в глубину позволяет рассматривать сейсмические трассы как функции глубины и сравнивать их с геологическими и инженерными измерениями, которые обычно выражаются как функции глубины. Преобразование измерений времени прохождения в глубины зависит от скорости распространения акустического сигнала через Землю. Скорость сейсмики изменяется с глубиной и зависит от свойств среды на пути движения. Набор скоростей, используемых при преобразовании времени в глубину, называется скоростной моделью, а процесс называется глубинной миграцией. Если появятся данные, свидетельствующие о необходимости изменения скоростной модели, может потребоваться повторная обработка сейсмических данных с пересмотренной скоростной моделью.

Вертикальные сейсмические профили (VSP от англ. Vertical seismic profiles) или контрольные снимки в стволях скважин могут улучшить качество скоростных моделей. Контрольный снимок производится путем сброса источника вибрации на поверхность и регистрации сейсмического отклика в скважинном приемнике. Контрольный снимок - это VSP со смещением нуля, если источник вибрации находится вертикально над приемником. Контрольный снимок - это VSP со смещением, если источник вибрациимещен относительно приемника. Обратный ВСП получается путем размещения источника в стволе скважины и приемника на поверхности. Модель скорости может быть проверена или уточнена путем сравнения данных журнала скважин и основных данных VSP и контрольного снимка.

Обработка данных также используется для максимизации отношения сигнал/шум сейсмических данных. В сейсмических данных присутствует шум. Шум возникает от таких источников, как крен грунта, ветер, вибрации от других операций и взаимодействий с другими сейсмическими волнами, которые пересекают путь сигнала. Разработаны различные математические методы для максимизации сигнала и минимизации шума.

7.4.3 Интерпретация данных

Сейсмические данные, которые были подвергнуты обработке, готовы к интерпретации. Обработанные сейсмические данные рассматриваются вместе с данными других дисциплин, чтобы обеспечить лучшее понимание содержания жидкости, состава, протяженности и геометрии подземных пород. Некоторые приложения процесса интерпретации включают разработку геологических моделей, подготовку изображения геологической структуры, выявление разломов и складок и разработку траекторий ствола скважины

7.5 Петроупругая модель

Сейсмические атрибуты могут быть связаны друг с другом с помощью петроупругой модели. Один из примеров петроупругой модели, интегрированная модель потока (IFM от англ. integrated flow model) (Фанчи, 2009, 2010), используется в программном обеспечении для моделирования пластов для проведения исследований потока жидкости в пористых средах. IFM основан на предположениях, что температура существенно не влияет на свойства породы, а свойства породы являются упругими. Предположение об упругости справедливо в областях, где разрушение породы не происходит в диапазоне давления и температуры, встречающихся в течение срока службы резервуара. IFM представлен здесь.

7.5.1 IFM скорости

Сейсмические атрибуты скорости сжатия (V_p), скорости сдвига (V_s) и связанных с ними акустических сопротивлений (Z_p , Z_s) рассчитываются в IFM с использованием соотношений

$$V_p = \sqrt{\frac{S^*}{\rho^*}}, \quad S^* = K^* + \frac{4G^*}{3} \quad (7.19)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{G^*}{\rho^*}} \quad (7.20)$$

где S^* - жесткость, K^* - объемный модуль, G^* - модуль сдвига и ρ^* - объемная плотность. Объемная плотность

учитывает как объем пор, занимаемый жидкостями, так и объем породы в совокупном объеме. Уравнение для объемной плотности

$$\rho^* = (1 - \phi) \rho_m + \phi \rho_f \quad (7.22)$$

где ϕ - пористость, ρ_m - плотность зерна матрицы породы, ρ_f - плотность жидкости. Плотность жидкости для различных жидкостей, занимающих поровое пространство, составляет

$$\rho_f = \rho_o S_o + \rho_w S_w + \rho_g S_g \quad (7.23)$$

где ρ_ℓ - плотность жидкости фазы ℓ , а S_ℓ - насыщенность фазы ℓ . Индексы o, w и g обозначают соответственно нефть, воду и газ.

Отношение V_p/V_s скорости сжатия к скорости сдвига составляет

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{\frac{K^* + (4G^*/3)}{G^*}} = \sqrt{\frac{4}{3} + \frac{K^*}{G^*}} \quad (7.24)$$

Соотношение VP / VS больше чем $\sqrt{4/3}$ поскольку модули K^* и G^* больше нуля

Сейсмические скорости могут быть оценены из корреляций, которые зависят от типа пород. Например, Канстанья и соавт. (1985 г.) представил корреляцию для сейсмических скоростей в песчанике. Скорости зависят от пористости и содержания глины C:

$$V_p = 5.81 - 9.42\phi - 2.21C \quad (7.25)$$

и

$$V_s = 3.89 - 7.07\phi - 2.04C \quad (7.26)$$

7.5.2 IFM модули

Уравнение Гассмана (Gassmann, 1951 г.) было введено для оценки насыщенного объемного модуля, который является объемным модулем породы, насыщенной жидкостями. Уравнение Гассмана широко используется в физике пород, поскольку оно относительно простое и не требует большого количества данных. Насыщенный объемный модуль K^* в IFM приближается как форма уравнения Гассмана.

$$K^* = K_{IFM} + \frac{[1 - (K_{IFM}/K_m)]^2}{(\phi/K_f) + (1 - \phi/K_m) - (K_{IFM}/K_m)^2} \quad (7.27)$$

где K_{IFM} сухая объемная каркас модуля, K_m породой объемной упругости частицы, и K_f объемный модуль жидкости. Термин «сухой» означает отсутствие жидкости в поровом пространстве породы. Порода не будет считаться «сухой», если поровое пространство было заполнено газом, включая воздух; вместо этого порода считается газонасыщенной. Переменные в уравнении 7.27 могут изменяться по мере изменения условий резервуара.

Объемный модуль жидкости является обратным сжатию жидкости c_f :

$$K_f = \frac{1}{c_f} = \frac{1}{(c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g)} \quad (7.28)$$

где сжатие жидкости - средневзвешенная насыщенность фазы сжатия. Объемный модуль породы, насыщенной поровой жидкостью, можно рассчитать по сейсмическим скоростям, изменив уравнения 7.19 и 7.20:

$$K^* = \rho_B \left[V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right] \quad (7.29)$$

Аналогично, эффективный модуль сдвига равен

$$G^* = \rho_{\text{B}} V_s^2 \quad (7.30)$$

Модуль насыщенного объема K^* равен модулю частицы K_m , когда пористость стремится к нулю

7.6 Геомеханическая модель

Механическое поведение пород в недрах можно смоделировать с помощью геомеханических моделей. Параметры, используемые в геомеханическом моделировании, включают коэффициент Пуассона (ν), модуль Юнга (E), одноосное уплотнение (Δh) и горизонтальное напряжение (σ_h). Этот набор геомеханических параметров можно оценить с помощью IFM. Коэффициент Пуассона и модуль Юнга зависят от частоты вибрации. Динамический коэффициент Пуассона и динамический модуль Юнга получены из измерений скоростей сжатия и сдвига. Статический коэффициент Пуассона и статический модуль Юнга измеряются в лаборатории с помощью измерений на стержнях. Статические измерения более точно отражают механические свойства пород - резервуаров. Следовательно, стоит уметь переходить от динамических свойств к статическим.

Динамический коэффициент Пуассона (ν_d) задается в терминах скорости сжатия (P-волны) и скорости сдвига (S-волны) как

$$\nu_d = \frac{0.5V_p^2 - V_s^2}{V_p^2 - V_s^2} \quad (7.31)$$

Как только оценка динамического коэффициента Пуассона известна, его можно объединить с модулем сдвига для оценки динамического модуля Юнга (E_d):

$$E_d = 2(1 + \nu_d)G^* \quad (7.32)$$

Статический коэффициент Пуассона (ν_s) рассчитывается по динамическому коэффициенту Пуассона с использованием алгоритма

$$\nu_s = a\nu_d^b + c \quad (7.33)$$

где a , b , c - безразмерные коэффициенты. Коэффициенты a , b являются функциями эффективного давления p_e , которое можно выявить из IFM как

$$p_e = p_{\text{con}} - \alpha p \quad (7.34)$$

где p - поровое давление. Ограничивающее давление p_{con} на глубине z оценивается по градиенту перегрузки давления γ_{OB} как

$$p_{\text{con}} = \gamma_{\text{OB}} z \quad (7.35)$$

Коэффициент Биот α представляет собой отношение изменения объема пор к изменению совокупного объема пористого материала в сухом состоянии (Mavko и соавт. 2009 г.). Коэффициент Биот α оценивается в IFM по изменениям Гиртсма-Скемптона

$$\alpha = 1 - \left(\frac{K_{\text{IFM}}}{K_m} \right) \quad (7.36)$$

Статический коэффициент Пуассона равен динамическому коэффициенту Пуассона при $a=1$, $b=1$, $c=0$

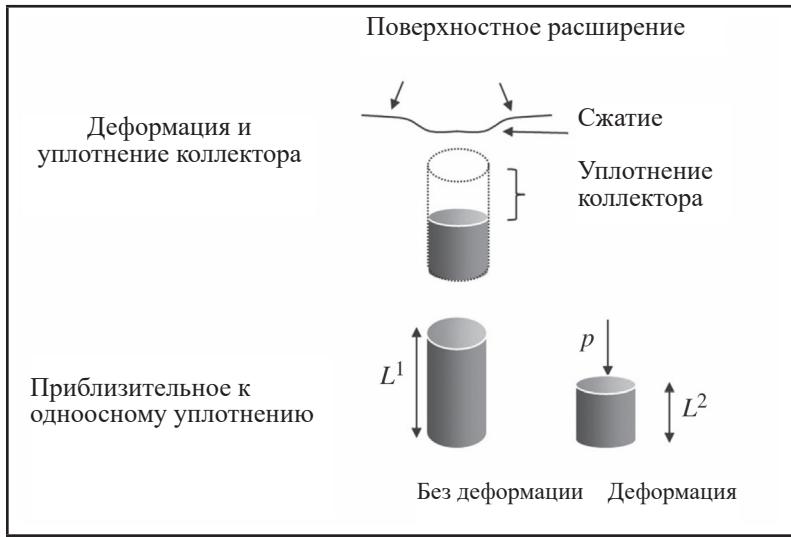


Рис. 7.6 Схема объектов уплотнения резервуара. (Источник: Фанчи (2010). Использовано с разрешения Elsevier-Gulf Professional Publishing.)

Статический модуль Юнга (E_s) вычисляется из динамического модуля Юнга с использованием алгоритма

$$E_s = a'E_d^{b'} + c' \quad (7.37)$$

где a' , b' - безразмерные коэффициенты, а c' имеет ту же единицу, что и модуль сдвига. Если функциональная зависимость a' , b' от эффективного давления p_e не известна, статическая

Модуль Юнга устанавливается равным динамическому модулю Юнга при $a'=1$, $b'=1$, $c'=0$.

Расширение поверхности, сжатие и уплотнение резервуара, показанные в верхней половине рисунка 7.6, происходят при деформации резервуара. Деформация может возникнуть при изъятии жидкостей из резервуара. Эффекты деформации можно выразить с помощью модели одноосного уплотнения, представленной в нижней половине рисунка 7.6. Одноосное уплотнение Δh является уплотнением объекта вдоль одной оси и определяется в IFM из статического коэффициента Пуассона как

$$\Delta h = \frac{1}{3} \left[\frac{1+v_s}{1-v_s} \right] \phi c_\phi h_{\text{net}} (p - p_{\text{init}}) \quad (7.38)$$

где ϕ - пористость, c_ϕ - сжимаемость пористости, h_{net} - толщина нетто, p_{init} - начальное поровое давление, а p - поровое давление.

Горизонтальное напряжение в резервуаре оценивается в IFM как

$$\sigma_h = \frac{v_s}{1-v_s} (p_{\text{con}} - \alpha p) + \alpha p \quad (7.39)$$

для порового давления p , давления ограничения p_{con} , статического коэффициента Пуассона v_s и коэффициента Биот α . Вертикальное напряжение в резервуаре выражается ограничивающим давлением p_{con} .

7.7 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

7.7.1 Дополнительная литература

Для получения дополнительной информации см. Селли и Зонденберг (2015 г.), Тиаб и Дональдсон (2011 г.), Джонстон (2010 г.), Бёрлик (2010 г.), Пеннингтон (2007 г.), Шон (1996 г.) и Шеритт (1992 г.).

7.7.2 Верно/Неверно

7.1 Сейсмические измерения используют вибрации для получения изображений недр.

7.2 S-волна быстрее P-волны.

7.3 Для проведения временного сейсмического анализа достаточно одной сейсморазведки.

7.4 Модуль сдвига - это отношение деформации сдвига к напряжению сдвига.

7.5 Сопротивление сжатию является произведением объемной плотности и скорости сжатия.

7.6 Единица деформации - длина

7.7 Сейсмическое разрешение-это способность различать два объекта.

7.8 Скоростная модель используется для преобразования сейсмического времени в глубину.

7.9 Коэффициент сейсмического отражения RC на границе раздела двух резервуаров с равными акустическими сопротивлениями равен 0.

7.10 Уравнение Гассмана может быть использовано для оценки насыщенного объемного модуля.

7.7.3 Упражнения

7.1 Образец из песчаника имеет объемный модуль $K = 20,0 \text{ ГПа}$, модуль сдвига $G = 19,9 \text{ ГПа}$ и плотность $\rho = 2500 \text{ кг}/\text{м}^3$. Рассчитать скорость волны сжатия V_p в м/с и скорость поперечной волны V_s в м/с, где

$$V_p = \sqrt{\frac{K + (4G/3)}{\rho}}; \quad V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}}$$

Чтобы получить скорость в м/с, выразите K и G в Па и плотность в $\text{кг}/\text{м}^3$. Совет: сначала преобразуйте ГПа в Па ($1 \text{ ГПа} = 10^9 \text{ Па}$, $1 \text{ Па} = 1 \text{ Н}/\text{м}^2 = 1 \text{ кг}/\text{м}\cdot\text{с}^2$).

7.2 Образец пласта имеет объемный модуль $K = 20,8 \text{ гПа}$, модуль сдвига $G = 13,4 \text{ ГПа}$ и плотность $\rho = 2600 \text{ кг}/\text{м}^3$. Вычислить скорость волны сжатия V_p в м/с и скорость сдвиговой волны V_s в м/с, где

$$V_p = \sqrt{\frac{K + (4G/3)}{\rho}}; \quad V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}}$$

Чтобы получить скорость в м/с, выразите K и G в Па и плотность в $\text{кг}/\text{м}^3$. Совет: сначала преобразуйте ГПа в Па ($1 \text{ ГПа} = 10^9 \text{ Па}$ и $1 \text{ Па} = 1 \text{ Н}/\text{м}^2 = 1 \text{ кг}/\text{м}\cdot\text{с}^2$).

7.3 A. Вычислите отношение скорости P-волны к скорости S-волны (V_p/V_s), когда $V_p = 18\ 736 \text{ футов}/\text{с}$ и $V_s = 10\ 036 \text{ футов}/\text{с}$.

B. Сколько времени необходимо P-волне для преодоления 10 000 футов?

C. Сколько времени необходимо S-волне для преодоления 10 000 футов?

D. Какова разница между временем прохождения P-волны и S-волны в пунктах B и C?

7.4 A. Предположим, что при $V_p = 5.81 - 9.41\phi - 2.21C$ и $V_s = 3.89 - 7.07\phi$

используется для оценки скорости P-волны и скорости S-волны для конкретного песчаника. Скорости в км/с, пористость-фракция, а C - объемная доля глины. Оценить скорость P-волны для песчаника с 20% пористостью и объемной долей глины $C = 0,05$. Выразите ответ в км/с.

B. Определить скорость S-волны для песчаника с 20% пористостью и объемной долей глины $C = 0,05$. Выразите свой ответ в км/с.

C. Используйте части А и В для вычисления отношения скоростей V_p/V_s .

7.5 Скорость P-волны в среде $V_p = 12500 \text{ футов}/\text{с}$. Каково время двухстороннего перемещения (TWT) для P-волны, чтобы пройти вертикально вниз от поверхности до глубины 10 000 футов, а затем обратно на поверхность?

7.6 Модуль Юнга (E) и коэффициент Пуассона (v) связаны с объемным модулем (K) и модулем сдвига (G) уравнениями $K=E/(3(1-v))$ и $G=E/(2+2v)$. Вычислить объемный модуль (K) и модуль сдвига (G) при $E=4,4 \times 10^6 \text{ фунт}/\text{кв. дм}$ абс. и $v = 0,25$.

7.7 Объемный модуль K и модуль сдвига G и модуль упругости, связанные с модулем Юнга E и коэффициента Пуассона ν уравнениями $E=9KG/(3K+G)$ и $(3K-2G)/(2(3K+G))$. Предположим, что объемный модуль $K=4,19\times10^6$ фунт/кв. дм абс. и модуль сдвига $G=2,28\times10^6$ фунт/кв. дм абс.. Вычислите сейсмический момент в Н•м.

7.8 Сжатие является обратной величиной модуля упругости. Вычислить сжатие жидкости для раствора, который имеет модуль 2.97×10^5 фунт/кв. дм абс.. Выразите ответ в фунт/кв. дм абс.-1.

7.9 А. Землетрясение вызвано проскальзыванием блока разлома. Модуль сдвига породы составляет 15 ГПа, а блок разломов смещается на 1м относительно соседнего блока разломов. Площадь разлома составляет 2650 м^2 . Вычислите сейсмический момент в Н•м?

- В.** Сколько энергии было выделено?
- С.** Какова магнитуда землетрясения?

8

БУРЕНИЕ

Доступ к резервуарным жидкостям осуществляется путем бурения скважины и последующей подготовки скважины к добыче или закачке жидкостей. В этой главе мы обсудим правила бурения и связанные с этим вопросы, опишем роторные буровые установки и основы процесса бурения, а также исследуем различные типы скважин. Скважины обсуждаются в главе 10.

8.1 Разрешение на бурение

ДДобыча нефти и газа из подземного пласта требует доступа к запасам. Бурение – это один шаг в этом направлении. Но перед началом бурения оператор должен разрешение для размещения оборудования на поверхности буровой площадки. В Соединенных Штатах права на добычу полезных ископаемых дают доступ к подземным минералам и жидкостям и разрешают проведение рациональных операций на поверхности для добычи.

В Соединенных Штатах компания должна арендовать права на добычу полезных ископаемых у владельца прав до начала бурения. В обмен на аренду владелец прав на добычу полезных ископаемых может получить авансовый бонус в дополнение к регулярным лицензионным платежам за полезные ископаемые по мере их добычи. Примером лицензионных платежей является 12,5% валового дохода от производства за вычетом налогов. Оператор получает право на разведку и бурение, добычу нефти и газа, а также продажу добываемой нефти и газа на рынок.

Арендные соглашения на добычу нефти и газа в США включают два или более условий. Например, арендное соглашение может иметь первичный и вторичный срок. Основной срок аренды может составлять 1-5 лет и считается периодом разведки. Вторичный срок аренды охватывает производственный период. Если арендатор (добывающая компания) не проводит бурение в течение основного срока аренды, срок аренды может истечь, и арендатору придется пересмотреть условия, чтобы получить разрешение на добычу запасов. Если государство является арендодателем, оно может продать арендное соглашение новой компании, если срок аренды истекает. Компании, как правило, уделяют приоритетное внимание проектам на основе условий их аренды. Арендные соглашения определяют, сколько ресурсов должно быть добыто, чтобы подтвердить «производство» для удовлетворения юридического соглашения.

Стоимость бурения и завершения скважины может составлять миллионы долларов США. Финансирование расходов по проекту часто включает в себя совместное операционное соглашение (JOA от англ. Joint Operating Agreement) с несколькими участниками. Данное соглашение определяет права и обязанности каждого участника. Оно также назначает оператора, который будет отвечать за повседневные операции и определяет, как будет разделено производство. Соглашением также определяется оператор, который будет нести ответственность за повседневные операции, а также определяется, как будет распределено производство. Оператор не обязательно должен являться основной стороной соглашения.

Рассмотрим ситуацию, когда несколько операторов производят из одного пласта по нескольким смежным арендным соглашениям. Операторы могли бы извлечь финансовую выгоду, объединив эти несколько договоров аренды в одну единицу с одним оператором. Большая часть единичных соглашений распределяет добычу между различными участниками на основе доли запасов, которая относится к каждому из отдельных договоров аренды.

За пределами Соединенных Штатов владельцами прав на добычу полезных ископаемых чаще всего являются правительства стран. Баланс контроля между правительствами и межнациональными компаниями, которые стремятся добывать нефтегазовые ресурсы, меняется с начала XX века. Сегодня страны гораздо больше контролируют свои права на полезные ископаемые. Характер соглашений, которые смягчают баланс контроля между владельцами и операторами, продолжает развиваться.

8.2 Роторные буровые установки

Буровые установки сильно изменились с тех пор, как первая коммерческая нефтяная скважина в Тайтусвилле, штат Пенсильвания, была пробурена с помощью кабельного бурового инструмента. Кабельные буровые установки поднимают и опускают для того, чтобы пробить отверстие в породе. По мере необходимости удары прекращались, с целью извлечения воды и мусора с помощью «черпака» на кабеле, а после удары возобновлялись. Кабельные буровые установки могут бурить от 25 до 60 футов в день. Кабельное бурение, которое также известно как ударное бурение, использовалось для всех месторождений США в 1800-х годах, но этот метод крайне медленный, он также не предотвращает заваливание неустойчивой породы в ствол скважины и не эффективно контролирует подземное давление. Следовательно, неконтролируемое добыча жидкостей, известное как выброс, было обычным явлением.

Роторное бурение было введено в конце девятнадцатого века и стало основным методом бурения к началу двадцатого века. Современные роторная буровая установка показана на рис. 8.1. Роторное снаряжение имеет несколько систем: электрическая система, система подъемника для подъема и опускания бурильной трубы, система вращения для того чтобы повернуть бурильную трубу, и система циркуляции для того чтобы обеспечить циркуляцию бурового раствора или «грязи». Кроме того, роторная буровая установка имеет систему управления скважиной во время аварийных ситуаций.

Персонал буровой установки включает «человека компании» (представителя оператора), команду бурового подрядчика и обслуживающий персонал. Команда бурового подрядчика включает прораба, бурильщика, помощника бурильщика и рабочих буровой бригады. Цепочка командования начинается с прораба и переходит к бурильщику, помощнику бурильщика и остальным рабочим бригады. Обслуживающий персонал включает подрядчиков, которые работают с буровым раствором, буровыми коронками, цементом, корпусными колоннами, скважинными инструментами и так далее.

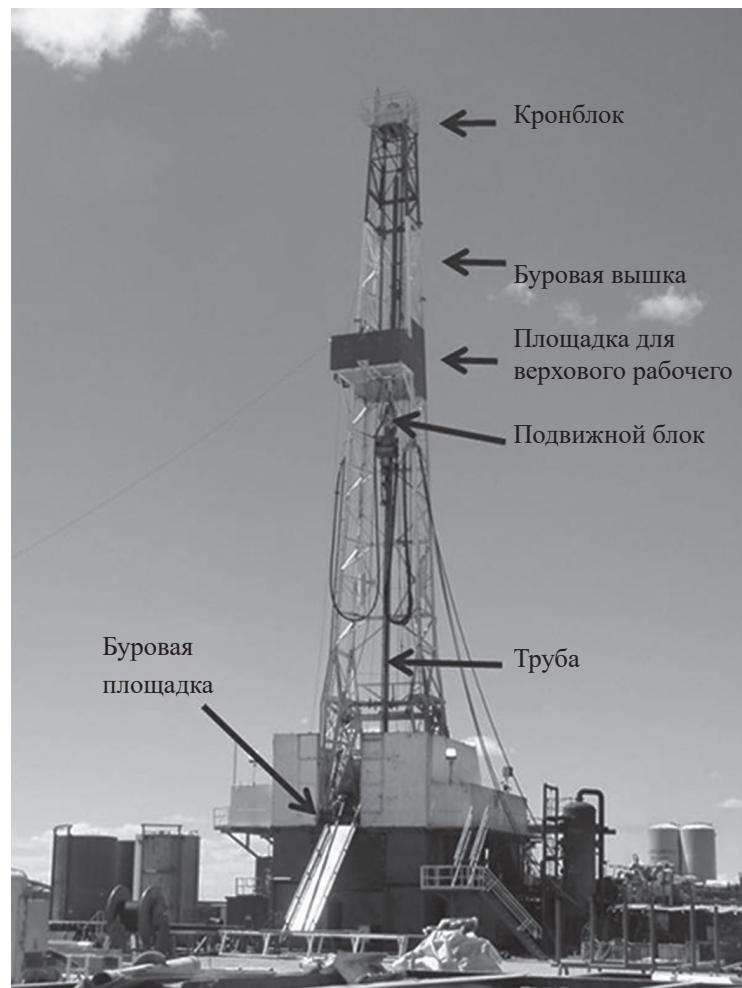


Рис. 8.1 Современная буровая установка.

Размер роторной буровой установки зависит от веса и требований к мощности, связанных с глубиной скважины. Более крупная буровая установка используется для более глубокой скважины. Береговые буровые установки могут быть перемещены по частям и собраны на месте или установлены на грузовике. Морские буровые установки бывают разных форм в зависимости от глубины воды.

Баржи можно использовать для мелководий или болот. Баржи могут быть использованы в воде, которая является относительно мелкой до нескольких сотен футов воды. Установки с возможностью полупогружения используются в паре тысяч футов воды. Буровые корабли используются в водах с глубиной в нескольких тысячах футов.

8.2.1 Системы электропитания

На буровых установках используются различные системы электропитания, включая механические системы, дизельно-электрические триодные тиристоры (SCR от англ. Silicon-Controlled Rectifiers) и системы кондиционирования. Механические буровые установки имеют двигатель внутреннего сгорания, соединенный с муфтами и трансмиссиями к буровым насосам и так далее. Дизельно-электрические системы SCR, которые заменили большинство механических систем, используют двигатели внутреннего сгорания для выработки электроэнергии, которая преобразуется в постоянный ток с помощью SCR. Электричество DC приводит моторы в действие для того чтобы запустить буровые насосы, роторы или верхний привод, насосы, и так далее. Системы дизельно-электрические триодные тиристоры переменного тока с частотно-регулируемыми приводами (VFD от англ. Variable Frequency Drives) являются предварительными системами SCR. Частотно-регулируемый привод управления двигателем превосходит управление двигателем постоянного тока. Вместо дизельного топлива для горючего некоторые установки могут использовать природный газ, а некоторые установки в

населенных пунктах подключены непосредственно к электросети.

Общий КПД двигателя можно рассчитать по входной мощности и выходной мощности вала. Мощность вала P_{sp} составляет

$$P_{sp} = \omega T \quad (8.1)$$

где ω - угловая скорость вала, а T - выходной крутящий момент. Общая энергоэффективность η_{sp} составляет

$$\eta_{sp} = \frac{\text{выходная мощность}}{\text{входная мощность}} \quad (8.2)$$

Выходная мощность - мощность на валу P_{sp} . Потребляемая мощность для двигателей внутреннего сгорания зависит от расхода топлива m_f и теплотворной способности топлива H , следовательно

$$P_{in} = m_f H \quad (8.3)$$

Следовательно, общая энергоэффективность

$$\eta_{sp} = \frac{P_{sp}}{P_{in}} = \frac{\omega T}{m_f H} \quad (8.4)$$

Пример 8.1 Мощность на валу

Дизельный двигатель вращает вал со скоростью 1000 об/мин, обеспечивая выходной крутящий момент 1500 фт·lbж. Какова мощность вала в hp?

Ответ

$$\text{Угловая скорость } \omega = 2\pi \times \text{RPM} = 2\pi \times 1000 \frac{\text{об.}}{\text{мин}} = 6283 \frac{\text{рад}}{\text{мин}}$$

Выходная мощность

$$P_{sp} = \omega T = \left(6283 \frac{\text{рад}}{\text{мин}} \right) \times 1500 \text{фт}\cdot\text{lbж} = 9.42 \times 10^6 \frac{\text{фт}\cdot\text{lbж}}{\text{мин}}$$

$$P_{sp} = 9.42 \times 10^6 \frac{\text{фт}\cdot\text{lbж}}{\text{мин}} \times \frac{1 \text{hp}}{33000 \text{ft}\cdot\text{lbf}} = 286 \text{ hp}$$

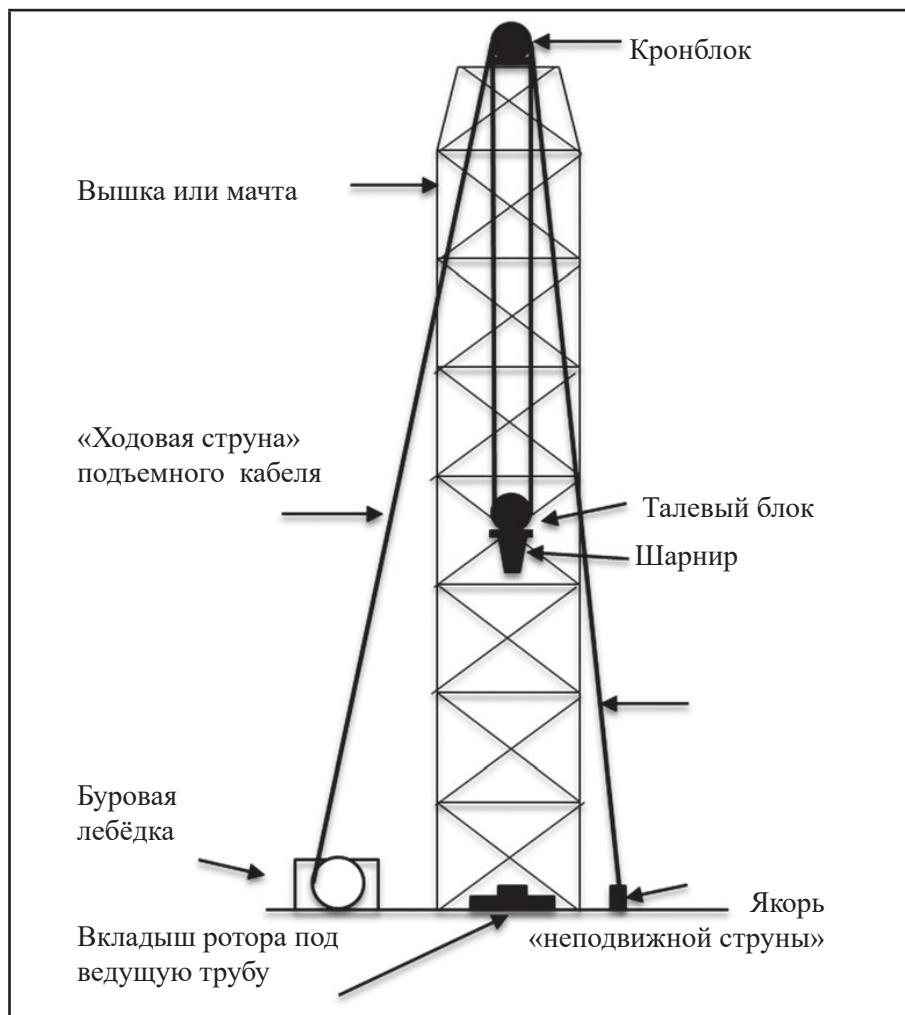


Рис. 8.2 Иллюстрация подъемной системы.

8.2.2 Подъемная система

На рис. 8.2 показаны ключевые компоненты подъемной системы. Подъемная система используется в основном для перемещения колонн бурильных труб или обсадных труб вверх и вниз в стволе скважины. Вышка или мачта, обеспечивает высокую механическую поддержку. Трос от катушки работает петлями через кронблок в верхней части вышки и под талевым блоком, висящим под кронблоком. Вертулги под талевым блоком можно соединить к бурильной трубе. Вес колонны бурильных труб плюс силы трения на трубе может достигать одного миллиона фунтов, вся конструкция поддерживается вышкой.

Для ремонта или замены частей бурильной колонны, бригада должна поднять, или «извлечь», его из отверстия. Во время извлечения, стойки трубы хранятся между буровой площадкой и площадкой верхового рабочего, как показано в диаграмме 8.3. Верховой рабочий находится на мачте для того чтобы направить трубу. Стойка трубы состоит из 2 или 3 соединенных труб. Две трубы в стойке называются «парой». Три трубы в стойке - это «тройка». Двойные вышки достаточно высоки для «пары», а тройные вышки достаточно высоки для «тройки».

8.2.3 Роторная система

Схема на рис. 8.4 показывает основные компоненты роторной системы. Кабель от лебедок проходит через кронблок и талевый блок и заканчивается на якоре. Талевый блок соединяется к вертулгу, которая соединяется к ведущей бурильной трубе. Ведущая бурильная труба - это квадратная или шестиугольная труба, которая соединяется вкладышем ротора под ведущей трубой (KB от англ. kelly bushing) на роторе. Шланг бурового раствора соединяется с вертулгой, как показано на рис. 8.5. Буровой раствор от насоса выходит через верхнюю часть ведущей бурильной трубы, проходит по шлангу с помощью вертулга. Вертулг не вращается, но он позволяет ведущей бурильной трубе и прикрепленной трубе вращаться, будучи подвешенной в скважине.

Нижний конец ведущей трубы соединен под полом буровой с бурильной колонной, которая включает бурильную трубу, утяжелённые бурильные трубы и долото. Ротор вращается в ведущей бурильной трубе, которая вращает бурильную трубу и бурильную колонну. Вращающееся долото разбивает выбуренную породу на частицы.



Рис. 8.3 Буровая вышка с трубной эстакадой

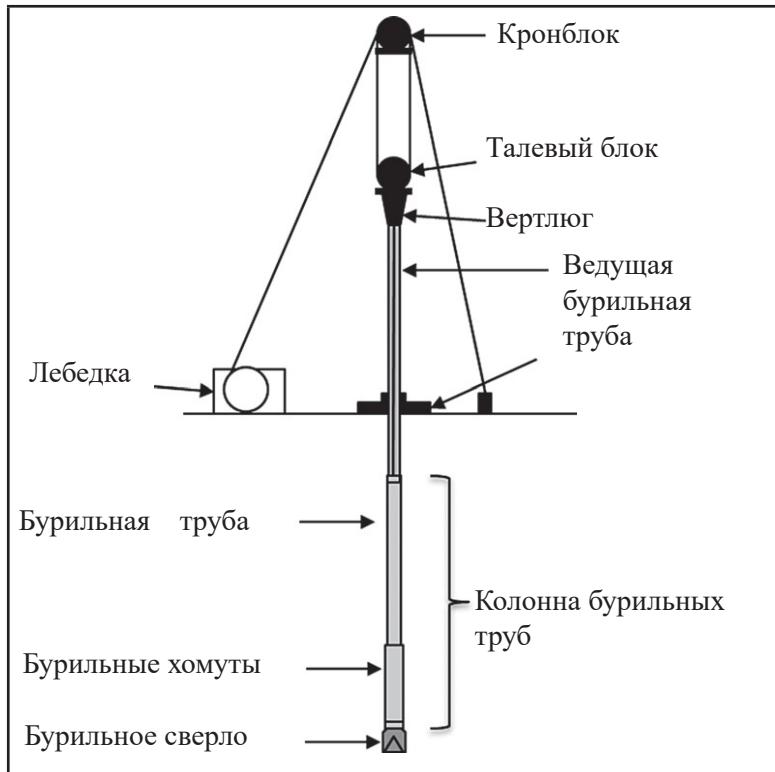


Рис. 8.4 Роторная система с упрощенной системой подъема



Рис. 8.5 Буровая вышка, вид снизу.

Более новые системы снаряжения используют верхний привод для того чтобы повернуть колонну труб. Верхний привод может быть гидравлическим или электрическим. Верхний привод в роторной системе исключает необходимость ведущей бурильной трубы и стола бурового ротора. Верхний привод уменьшает количество ручного труда во время отключений и опасностей, связанных с работой на буровой площадке. Верхний привод буровых установок предназначен для работы с меньшей площадью, чем другие буровые установки, что снижает его воздействие на окружающую среду, особенно в городских условиях, где пространство для участков ограничено.

8.2.4 Бурильная колонна и буровое долото

Бурильная колонна состоит из следующих компонентов: бурильная труба, бурильные хомуты, буровое долото и дополнительные насадки. Бурильные хомуты являются толстостенными бурильными трубами, которые придают вес на буровом долоте во время фактического бурения и фиксируют бурильную трубу в напряжении для предотвращения потери устойчивости и сгиба бурильной трубы. Бурильные хомуты являются частью нижней бурильной колонны (BHA от англ. Bottom Hole Assembly), которые включают все, начиная с бурильной трубы и заканчивая буровым долотом. Буровое долото используется для того чтобы смолоть, сломать или срезать породу на дне скважины. Дополнительные крепления на бурильной колонне могут включать стабилизаторы, канистры, шламоуловители, грязевые двигатели, амортизаторы и так далее.

Бурильная труба и хомуты оцениваются по их размеру (внешнему диаметру), весу на единицу длины, марке (стальной материал и производственный процесс) и соединениям, используемым для скручивания колонны. Рейтинги указаны по международным стандартам. Соединения бурильной трубы и бурильной трубы сравниваются на рис. 8.6. Соединения из одной трубы в другую называются коробочными и резьбовым соединениями.

Буровая колонна подвергается вращению, вызванному крутящим моментом, связанным с вращательным бурением. Напряжение сдвига при кручении трубы τ , подвергаемой врачающему моменту, определяется Хиббелером (Hibbeler, 2011 г.)

$$\tau = \frac{Tr_{\text{outer}}}{J} \quad (8.5)$$

где T - крутящий момент, r_{outer} - внешний радиус трубы, а J - полярный момент инерции. Полярный момент инерции равен

$$J = \frac{\pi}{2} (r_{\text{outer}}^4 - r_{\text{inner}}^4) \quad (8.6)$$

для трубы с внутренним и внешним радиусом r_{inner} и r_{outer} . Угол закручивания равен

$$\phi = \frac{TL}{GJ} \quad (8.7)$$

где ϕ - угол закручивания, L - длина трубы (или колонны трубы), а G - модуль сдвига.

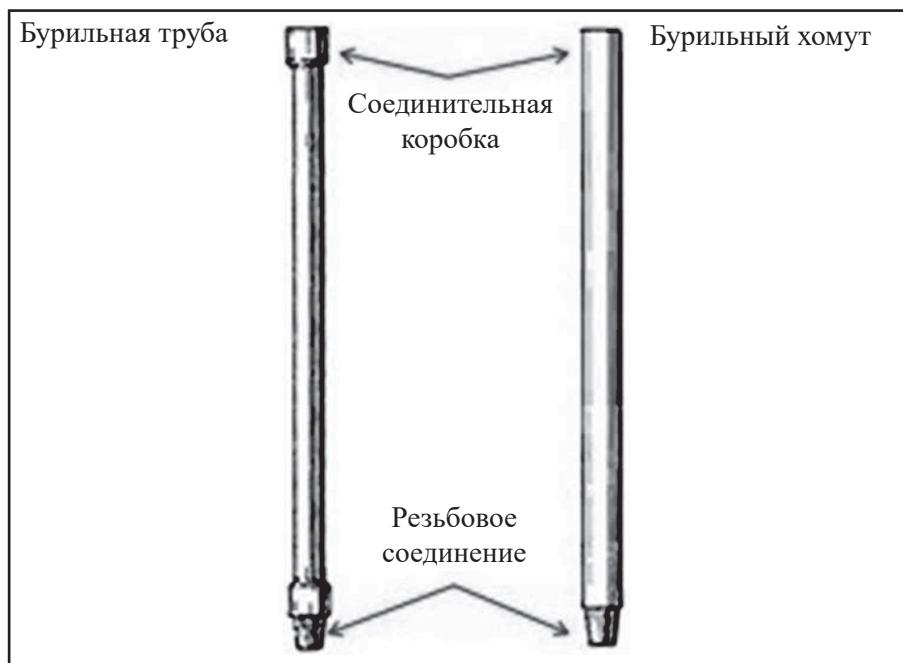


Рис. 8.6 Бурильная труба и бурильный хомут.

Пример 8.2 Вращение в бурильной колонне

Вращение в бурильной колонне вызвано крутящим моментом (он же крутящий момент T). Рассчитайте угол закручивания (в градусах) для трубы длиной 9,144 м, подвергнутой врачающему моменту = 5400 Нм. Модуль упругости при сдвиге составляет 75 ГПа, а полярный момент инерции бурильной колонны составляет $1,0 \cdot 10^5 \text{ м}^4$.

$$\text{Угол закручивания } \phi = \frac{TL}{GJ} = \frac{5400 \text{ Н} \cdot \text{м} (9.144 \text{ м})}{75 \times 10^9 \text{ Па} (1.0 \times 10^{-5} \text{ м}^4)} = 0.0658 \text{ рад} \times \frac{360^\circ}{2\pi} = 3.77^\circ$$

Роторное долото может либо шарошечным (трехконусными), либо спиральными. Материалы, используемые для резки поверхностей долота, зависят от типа пласта, которое будет обрабатываться буровым долотом. Шарошечное долото может быть оснащено стальными зубьями или наконечники из карбида вольфрама, как показано на рис. 8.7. Стальных зубьев достаточно для более мягких пластов, в то время как наконечники из карбида вольфрама используются для более жестких пластов. Алмаз используется в двух различных формах для бурового долота: цельный алмаз и дробленый алмазный песок, также известный как компактный поликристаллический алмаз (PDC от англ. Polycrystalline Diamond Compact). PDC долото имеет диски из поликристаллического алмаза, прикрепленные к стойкам из карбида вольфрама, установленным на поверхности долота. PDC долото подходит для бурения твердых пластов. Импрегнированными алмазами кусочки имеют цельные алмазы, связанные с поверхностью долота. Этот тип долота может быть использован для самых сложных образований.

В дополнение к режущим поверхностям долото должно иметь насадки для очистки стружки от поверхности породы. Насадки позволяют буровым растворам проходить через бурильную колонну и буровое долото в ствол скважины. Шарошечное долото также имеет подшипники. Долото работает в жестких условиях интен-

сивного трения, что приводит к значительному износу режущих поверхностей, насадок и подшипников, что в конечном итоге приводит к выходу из строя долота, о чем свидетельствует снижение скорости проникновения (ROP от англ. Rate Of Penetration). Замена долота является дорогостоящим процессом, поэтому рациональные операторы пытаются продлить срок службы долота за счет регулирования состава бурового раствора и скорости циркуляции, а также оборотов долота в минуту и нагрузки на долото (WOB от англ. Weight On Bit).

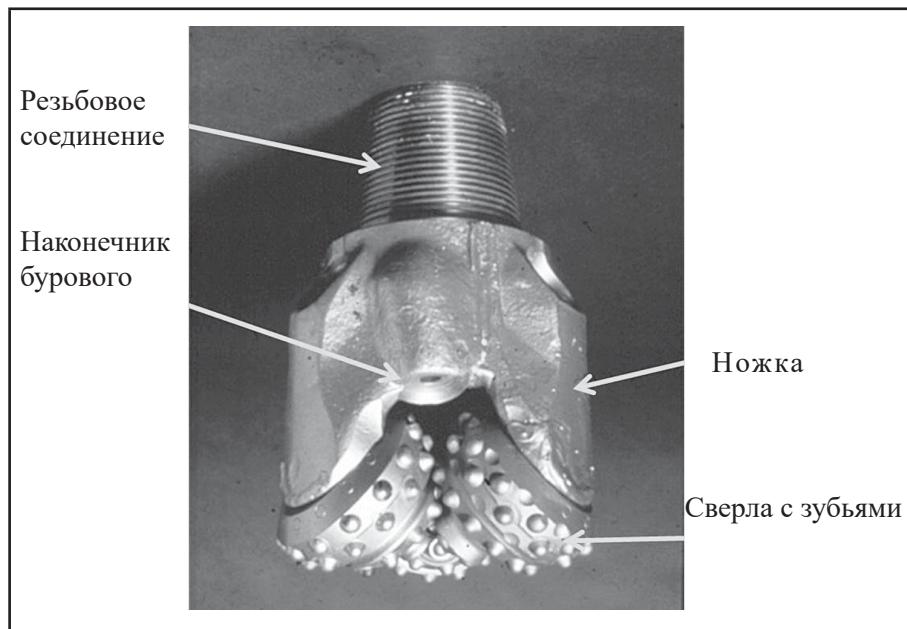


Рис. 8.7 Роторное или трехконусное долото.

WOB измеряется с помощью датчиков на буровой площадке и в некоторых измерениях во время бурения (MWD от англ. Measurement While Drilling) в нижней бурильной колонне (BHA от англ. Bottom Hole Assembly). Когда бурильная колонна находится над поверхностью и вращается, датчик WOB на буровой площадке обнуляется. Затем, когда вращающаяся бурильная колонна опускается до дна, датчик считывает фактический WOB. Бурильщики выполняют тесты, чтобы найти подходящую нагрузку на долото, при которой скорость проникновения увеличивается до максимума. Производители долота указывают максимальный WOB для предотвращения повреждения. Высокое WOB и низкая скорость вращения могут привести к застреванию и скольжению долота, что может привести к разрушительным вибрациям. Низкий WOB и высокая скорость вращения могут привести к завихрению долота без резания, а также к более разрушительным вибрациям. Стабильная зона для «плавного бурения» имеет умеренный WOB и скорость вращения. Оптимальная WOB и скорость вращения зависят от типа долота, BHA, веса бурового раствора и бурильной породы. Замена долота (или любой части BHA) - это длительный и дорогостоящий процесс.

Оно требует извлечения всей бурильной колонны из ствола скважины (отключение), замены бурового сверла и опускания бурильной колонны обратно в ствол скважины (запуск). В зависимости от квалификации экипажа скорость погружения установки составляет тысячу футов в час. Для бурильной колонны длиной 8000 футов время в пути составит около 8 часов. Более того, скачки давления чаще происходят во время отключения или запуска.

Эффективное бурение отражается на стоимости за каждый пробуренный фут. Время простоя буровой установки должно быть сведено к минимуму, чтобы минимизировать эту стоимость. Время простоя включает время на ремонт электрогенераторов и буровых насосов, время на замену сверла или ремонт других частей в бурильной колонне, а также задержки в связи с застрявшей трубой или отсутствие инвентаря. Используя опыт бурения в данной области, операторы узнают, как максимизировать ROP и срок службы сверла. Управление буровой установкой для минимизации затрат - сложная задача, требующая широкого спектра навыков, в том числе организационных.

8.2.5 Система циркуляции

Система для циркуляции бурового раствора показана на рис. 8.8. Этот процесс можно повторять возобновлять,

так что оператор может повторно использовать буровой раствор. Раствор смешивается в надземном резервуаре, а затем перекачивается через бурильную колонну и бурильную трубу. Буровой раствор проходит через наконечники на буровом долоте и вверх через кольцевой зазор между бурильной трубой и каменной стенкой ствола скважины. Частицы выбуренной породы переносятся с буровым раствором на поверхность, где геолог может оценить образцы. Частицы выбуренной породы предоставляют информацию о геологической среде. Раствор попадает через вибросито к первому из нескольких резервуаров для раствора, которые разделены между собой перегородками. Насосы (не показаны) пропускают буровой раствор через пескоотделители и шламоотделители для удаления нежелательных твердых частиц. Наконец, восстановленный буровой раствор возвращается через вертлюг и ведущую бурильную трубу в верхнюю часть бурильной колонны.

Буровой раствор имеет несколько функций. Он поднимает шлам и содержимое пробуренных пластов на поверхность, контролирует пластовое давление, смазывает бурильную колонну и долото, охлаждает долото, механически поддерживает ствол скважины и передает гидравлическую энергию. Буровой раствор может также предотвратить движение жидкостей от одного образования к другим.

Существует несколько видов бурового раствора. Выбор зависит от производительности, воздействия на окружающую среду и стоимости.

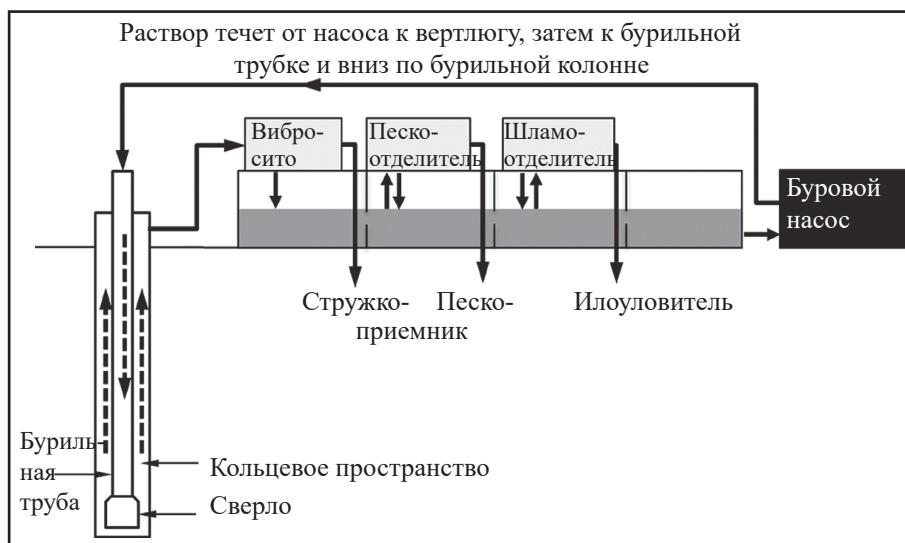


Рис. 8.8 Иллюстрация системы циркуляции.

Состав и свойства бурового раствора, используемого для бурения первой скважины в новом регионе, обычно являются экспериментальным. Со временем, раствор может быть изменен, чтобы повысить его эффективность.

Таблица 8.1 Плотность бурового раствора

Компонент	Плотность
Вода	8.3 фунтов/галлон (1 г/см ³ или 62.4 фунт/фут ³)
Неутяжеленный раствор	9–10 фунтов/галлон
Раствор утяжеленный баритом	11–20 фунтов/галлон

Вода основной компонент в водном буровом растворе, наиболее часто используемый буровой раствор. Бентонитовая глина добавляется для увеличения режущей способности воды. Для регулирования свойств глины добавляют водорастворимые химические вещества. Другие твердые вещества, такие как барит, добавляются для увеличения плотности раствора. Буровой раствор на водной основе может привести к набуханию подземных глин и отрицательно повлиять на свойства резервуара. Таблица 8.1 иллюстрирует плотность двух типов растворов и сравнивает плотность бурового раствора с плотностью воды.

Дизельное топливо используется в буровых растворах на нефтяной основе. Разработанные для обеспечения стабильности при высоких температурах, системы на масляной основе используются для защиты сланца и могут помочь сохранить бурильную трубу от застревания. Они также могут быть использованы для бурения

с отбором керна, которое необходима для получения образцов породы в ее естественном состоянии. Системы на масляной основе являются небрежными и могут оказывать негативное воздействие на окружающую среду в случае разлива.

Синтетическое масло можно использовать для бурого раствора на синтетической основе. Синтетические буровые растворы действуют как растворы на масляной основе, но являются более экологически чистыми. Они дороги и, как правило, используются в экологически уязвимых областях.

В некоторых случаях для бурения скважины можно использовать пену, воздух и водяную пыль. Это увеличивает ROP, но не контролирует движение пластовых жидкостей в стволе скважины. Кроме того, этот тип бурого раствора обеспечивает достаточную механическую опору для ствола.

В большинстве случаев оператор выбирает закачку бурого раствора с достаточной плотностью для того, чтобы давление в стволе скважины превышало пластовое давление. Это «избыточное» состояние выталкивает скважинные жидкости в пласт. Более крупные частицы в буром растворе не могут проникнуть в поры пласта, и поэтому они накапливаются на стенке бурого раствора, образующего глинистую корку. Жидкости и очень мелкие частицы в буром растворе могут проникать в пласт и изменять свойства породы, прилегающей к скважине. Оператор может выбрать бурение скважин на депрессии путем перекачки бурого раствора малой массы. В этом случае пластовые жидкости будут перемещаться в ствол скважины. Если масса бурого раствора слишком мала, может произойти выброс или образование шлама и разрушение пласта. Если вес бурого раствора слишком велик, могут произойти непреднамеренные трещины и потеря бурого раствора в пласте.

Если скважина неактивна или закрыта, твердые частицы в буром растворе могут осесть на дно скважины и затвердеть. Этот процесс называется «просадка». Если бурильная труба все еще на месте, твердеющий раствор может привести к затвердению.

Пример 8.3 Объем бурого раствора в трубе

Какой объем бурого раствора необходим для заполнения участка трубы с внутренним диаметром 3,5 дюйма. Длина L = 6000 футов? Выразите свой ответ в футах³.

Ответ

$$V = \pi r^2 L, \quad ID = 0.2917 \text{ ft}, r = \frac{ID}{2} = 0.1458 \text{ ft}$$
$$V = \pi r^2 L = 3.14159 (0.1458 \text{ ft})^2 6000 \text{ ft} = 400.9 \text{ ft}^3$$

8.2.6 Система управления скважинами

Правильный вес бурого раствора - главная защита от выбросов. Другие части системы управления скважиной являются противовывбросовым предохранителем. (BOP от англ. Blowout Preventer), линия глушения, линия дросселя и дроссельный коллектор. BOP используется для закрытия скважины в чрезвычайных ситуациях. Как показано на рис. 8.9, BOP представляет собой сложенную последовательность из клапанов в количестве от двух до четырех или предохранитель с гидравлическим приводом. Верхний предохранитель представляет собой кольцевой предохранитель, который во многом похож на резиновый рукав для измерения кровяного давления. Кольцевой предохранитель может сжиматься вокруг бурильной трубы или ведущей бурильной трубы, чтобы перерыть кольцевое пространство. Следующий предохранитель - это пара трубных цилиндров, которые скользят с противоположных сторон BOP и перекрывают трубы. Уплотнительные элементы полукруга на трубных плашках должны иметь такой же диаметр, что и труба, чтобы обеспечить надлежащее уплотнение. Заглушки предназначены для перекрытия отверстия и не могут закрывать скважину, если труба находится в отверстии. Последний фактор, предотвращающий сдвиг, - таран. Срезные цилиндры предназначены для резки любой трубы в отверстии и герметизации скважины. Буровая бригада устанавливает BOP сверху головки колонны, которая прикрепляется к верхней части колонны после ее цементирования на месте.

В дополнение к BOP, линия глушения и линия дросселя соединены на устье скважины. Линия глушения может использоваться для проведения испытаний на герметичность скважины и закачки в ствол скважины высокоплотного бурого раствора для блокирования потока жидкости вверх по стволу скважины. Линия дросселя имеет коллектор дросселя с различными дросселями в линии. Дроссельная линия может использоваться

для управления скважинами, которые сталкиваются с более высокими давлениями, чем буровой раствор. В этом случае скважина выходит из равновесия, поскольку пластовое давление превышает гидростатическое давление, оказываемое буровым раствором, и дроссели выпускают жидкости под давлением контролируемым образом. Для того чтобы возобновить нормальное бурение, буровая команда обеспечивает циркуляцию более тяжелого раствора вниз по бурильной трубе и вверх по кольцу. Гидростатическое давление в тяжелом буровом растворе должно превышать пластовое давление и бурение возобновиться в обычном режиме.

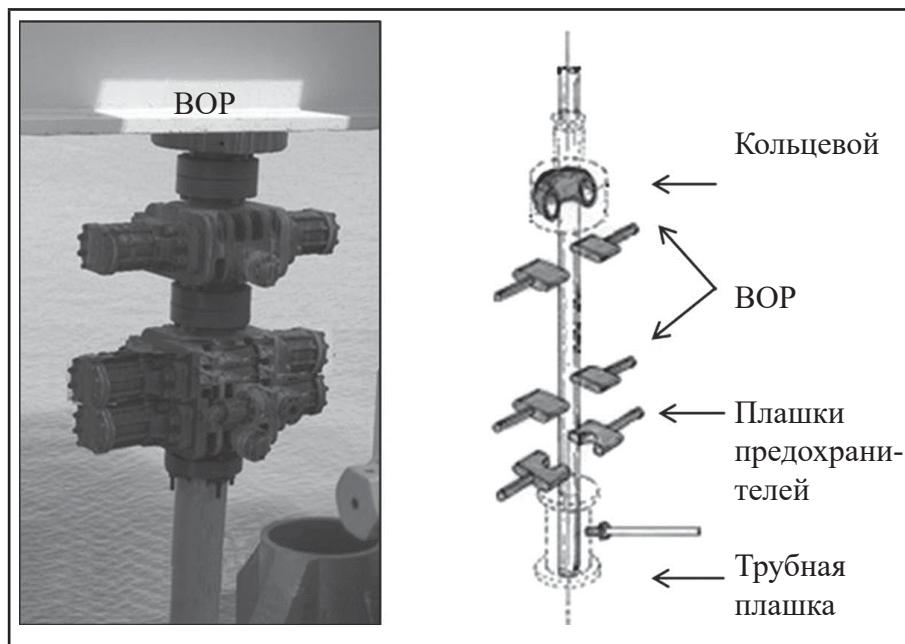


Рис. 8.9 Противовыбросовым предохранителем.

8.3 Процесс бурения

Процесс бурения начинается за месяцы, а часто и за годы до того, как буровая установка прибывает на место. Далее будут рассмотрены следующие пять этапов процесса: планирование, подготовка площадки, бурение, геофизические исследования (каротаж) и установка эксплуатационной колонны. Планирование является самым долгим из этих пяти этапов, а каротаж и настройка обсадной колонны - самые короткие, чаще затрачивается всего 1-3 дня для каждого из этих этапов.

8.3.1 Планирование

Планирование начинается с определения целевых образований и их глубины. Данные, используемые для определения цели, могут включать данные со близлежащих скважин, сейсмические данные и другие геологические данные. Данные близлежащих скважин включают все записи о бурении, каротаже, завершении и добыче.

Проектирование скважины начинается после определения цели. Для некоторых целей вертикальная скважина является правильным выбором, а для других может потребоваться направленная скважина. Этот выбор зависит от рельефа поверхности, поверхностных зданий, озер и подземных формаций, сквозь которых будет проходить скважина. Проектирование включает в себя буровые и обсадные работы. Разрешение на расходы (AFE от англ. Authorization For Expenditure) подготавливается после завершения детального плана бурения. В целом глубина и сложность скважины окажут наибольшее влияние на общую стоимость. Сложность относится к изменениям свойств пласта, которые встречаются во время бурения скважины. Затраты на завершение работ обычно доминируют в стоимости бурения неглубоких скважин. Затраты на завершение работ и бурение часто сопоставимы для скважин средней глубины. В стоимости бурения глубоких скважин обычно преобладают затраты на бурение. AFE включает материальные и нематериальные затраты, затраты на сухую скважину, затраты на завершенную скважину, накладные расходы и непредвиденные расходы.

После завершения AFE производственная компания должна получить поддержку от всех, кто связан с работой и финансированием скважины. К числу заинтересованных сторон относятся члены группы по управлению активами, различные уровни управления внутри компании, другие партнеры, владельцы прав на территорию,

регулирующие органы, группы общественных интересов и все, кто имеет право голоса в отношении того, что происходит со скважиной. Различные заинтересованные стороны имеют различные проблемы или интересы в проекте, которые должны быть решены. Чтобы получить разрешение на бурение в Соединенных Штатах, заявка на разрешение на бурение должна быть подана в соответствующие руководящие органы, такие как федеральное правительство и государственное агентство, регулирующее разработку нефти и газа. Получение этого разрешения может быть медленным процессом, включая посещения участка. Буровые работы должны ждать получения разрешения.

Большинство добывающих компаний не бурят скважины, используя собственный персонал и оборудование, в связи с этим они должны найти бурового подрядчика. Контракт на бурение будет указывать дату начала или момент начала бурения скважины и затраты на бурение. Буровой подрядчик будет бурить скважину в соответствии со спецификациями контракта. Существует три типа контрактов на бурение. Контракт под ключ будет иметь фиксированную цену на бурение и оснащение скважины. Весь риск в этом случае ложится на бурового подрядчика, с целью исполнения условий контракта. Контракты, основанные на стоимости за фут и общую глубину (TD от англ. Total Depth). В этом случае производственная компания и буровой подрядчик разделяют риск бурения скважины. Суточные контракты основаны на затратах в сутки на бурение и завершение скважины, и все риски ложатся на добывающую компанию.

8.3.2 Подготовка участка

Следующим шагом после получения всех разрешений является подготовка участка к буровым работам. Этот шаг включает в себя строительство дороги к местоположению, расчистку и строительство местоположения, бурение и установку трубы проводника, и установку якорей (обычно четыре) для поддержки буровых установок.

Размер площадок варьируется от 2 до 5 акров, в основном в зависимости от доступного места, необходимого для оборудования во время операций по завершению. Верхний слой почвы на участке переносится в сторону и сохраняется для последующих действий по восстановлению участка. Бермы (насыпи) часто строятся для контроля разливов. Вырываются одна или две ямы для использованных буровых растворов и буровых растворов которые далее обкладываются в соответствии с требованиями руководящих органов.

Проводящая труба является первой обсадной колонной самого большого диаметра, которая должна быть зацементирована на месте для скважины. Она служит основой для начала буровых работ. Небольшая буровая установка, часто монтируемая на грузовике, сверлит отверстие и устанавливает обсадную колонну. Диаметр трубопровода варьируется от 18 дюймов до 3 футов; его длина составляет 40–80 футов. Два других меньших отверстия, ответвление ствола скважины и шурф для двухтрубки, часто бурятся в пределах 10 футов от отверстия для проводящей трубы. Эти отверстия предназначены для временного хранения трубы в процессе бурения.

8.3.3 Бурение

После того, как локация полностью подготовлена, буровая установка, соответствующее оборудование, корпус и материалы перемещаются на локацию и «сооружаются». В отдаленных районах это перемещение (или мобилизация) может составлять 5–10% от общей стоимости скважины. Первой задачей буровой установки является бурение до глубины, необходимой для обсадных труб, обычно 500–2000 футов, как указано учреждением, которое предоставило разрешение на бурение скважины. Обсадная колонна выполняет две функции: во-первых, она защищает воду от загрязнения; во-вторых, она обеспечивает механическую поддержку скважины. Для бурового раствора поверхностного отверстия обычно используется пресная вода. Когда требуемая глубина достигнута, обсадная колонна опускается на место и цементируется путем откачки цемента вниз по колонне и вверх по кольцевому пространству между колонной и окружающими пластами. Последний шаг в процессе цементирования состоит в том, чтобы продвинуть цементную пробку с буровой жидкостью вниз по обсадной колонне, до того момента когда, пока она не достигнет нижней части колонны.

После затвердевания цемента, верхняя часть обсадной трубы прикрепляется к верхней части обсадной колонны, а ВОР - к верхней части обсадной колонны. ВОР используется для перекрытия скважины в чрезвычайных ситуациях.

Чтобы продолжить бурение, буровая бригада подает нижнюю бурильную колонну и бурильную трубу через верхнюю часть ВОР и обсадную колонну, опуская к верхней части цементной пробки. Насадка на нижней бурильной колонны должна быть достаточно маленькой, чтобы соединиться с обсадной колонной. После начала

циркуляции бурового раствора буровая бригада может просверлить пробку и цемент, чтобы проникнуть через нижнюю часть обсадной колонны.

Следующей целью бурения является погружение целевого пласта. При бурении до этой глубины экипаж будет регулировать состав бурового раствора по мере необходимости для очистки скважины и поддержания контроля давления. На протяжении всего процесса бурения сотрудник компании ежедневно представляет отчеты руководству буровых работ и расходов. В некоторых случаях план бурения может нуждаться в поправках, в случае непредвиденных обстоятельств.

В какой - то момент после установки поверхности обсадной колонны на место прибывает отдельный подрядчик для создания непрерывной табличной записи, или журнала, процесса бурения и результатов для скважины. Этот подрядчик является рабочим буровой бригады, ответственный за контроль бурового раствора, в основном геолог. Ответственный за контроль бурового раствора устанавливает оборудование и программное обеспечение для того чтобы контролировать деятельность по запросу производственной компанией. Оборудование обычно включает компьютерные отображения журнала в кабине на буровой установке, в офисе работника компании, и на рабочем месте ответственного за контроль бурового раствора.

Журнал бурового раствора состоит из четырех-шести столбцов данных. В первой колонке таблицы, фиксируется скорость проникновения (ROP от англ. Rate Of Penetration) долота, как правило, в течение нескольких минут на каждый фут. Другие операционные параметры (такие как скорость вращения, нагрузку на долото, скорость откачки, массу и плотность бурового раствора, и его состав) включены в эту колонку в качестве примечаний. Во второй колонке литология (песчаник, известняк и др.) шлама фиксируется на месте геологом с интервалом 10 футов. Геолог также вводит в другой столбец подробные описания шламов, собранных в вибросите. Эта колонка включает заметки о нефтяных или газовых показателях. Состав углеводородного газа, выделяющегося из бурового раствора, постоянно фиксируется в последней колонке. Организация и записи журнала бурового раствора меняют от компании к компании. В качестве первого источника данных из подземных формаций, журнал бурового раствора имеет критически важное значение для управления бурением и завершения планирования.

Когда процесс бурения достигает целевой глубины, буровая бригада циркулирует буровой раствор до тех пор, пока отверстие не станет чистым, а затем извлекает бурильную трубу из скважины. После этого скважина готова к следующему этапу процесса бурения.

Пример 8.4 Бурильная колонна

Сколько стоек бурильной трубы необходимо для подготовки бурильной колонны длиной 10 000 футов? Стойка состоит из трех труб, и каждая труба имеет длину 30 футов. Предположим, что одна стойка бурильной трубы не учитывает удлинение трубы.

Ответ

Длина бурильной колонны = 10000 фут = длина утяжеленной бурильной трубы + длина бурильной трубы
Длина утяжеленной бурильной колонны = 90 фут

Тем самым

Длина бурильной колонны = 10 000 фут = 90 фут + длина бурильной трубы

Длина бурильной трубы 9910 фут

Одна стойка бурильной трубы 90 фут

Следовательно требуется 9910 фут / (90 фут/стойка) = 110,1 стоеч бурильной трубы 110 стоеч бурильной трубы будет недостаточно, значит необходимо 111 стоеч

8.3.4 Геофизические исследования (каротаж)

После бурения до заданной глубины оператору необходимо принять следующее решение: установить эксплуатационную обсадную колонну и завершить обработку скважину или закрыть и покинуть скважину. Прежде чем принять это решение, оператор собирает еще больше данных о пластах, вскрытых при бурении. Данные с наименьшей стоимостью выявляются при каротаже скважины с помощью инструментов, установленных на кабельной линии, состоящей из стального кабеля, обмотанного вокруг нескольких электропроводных проводов. Геофизическим исследованием на этой стадии процесса бурения является каротаж в открытом стволе,

потому что в скважине нет обсадной колонны.

При надлежащем толкованием геофизические исследования открытых скважин показывают литологию, пористость и водонасыщенность в породе вокруг скважины от дна до верха каротажного интервала. В журнал также вносится диаметр отверстия, измеряемый скважинным профилометром снизу-вверх. Диаметр отверстия важен по двум причинам. Во-первых, деятельность и эффективность быстро снижается, если диаметр отверстия не постоянен. И, во-вторых, диаметр используется для оценки количества цемента, необходимого для обмывки или забивания скважины. Более подробная информация об интерпретации каротажа обсуждается в следующей главе.

Подрядчик талевого каната прибывает на участок с каротажной станцией на шасси грузовика вместе с одним или двумя пикапами с 10-20 футовыми инструментами и лубрикатором. Несмотря на широкий ассортимент доступных инструментов, наиболее часто используемые инструменты являются прибор гамма-каротажа, инструмент измерения плотности образования, инструмент измерения плотности нейтрона, и скважинный профилометр. Когда эти инструменты собраны и готовы к использованию, полная длина талевого каната достигает 80-120 футов. Лубрикатор представляет собой трубу достаточной длины и диаметра для удержания бурильной колонны. Каротажная бригада собирает лубрикатор с кабелем, проходящим через сальниковую узел в ее верхней части, а затем через открытое дно, прикрепляет кабель к верхней части каротажной колонны, тянет каротажную колонну в лубрикатор и использует подъемник буровой установки, чтобы поднять лубрикатор к верхней части ВОР.

С лубрикатором, прикрепленным к верхней части ВОР, каротажная бригада осторожно опускает инструмент к дну колодца, используя индикатор веса получения сигнала о стыковке инструмента. Длина подвесного кабеля также измеряется по мере его разматывания с барабана кабельной тележки. Одним из первых основных измерений, выполненных с помощью каротажной колонны, является общая глубина скважины. Эта глубина сравнивается с глубиной, зафиксированной бурильщиком на основании длины бурильной колонны. После проверки общей глубины и устранения любых различий экипаж медленно поднимает инструмент и записывает все данные, полученные от инструментов. Данные собираются не по нисходящему пути, а по восходящему пути, поскольку восходящий путь дает более надежные измерения глубины. Время, необходимое для каротажа, варьируется от 6 до 24 часов, в зависимости от регистрируемого диапазона глубины и допустимой скорости инструментов каротажа. В течение этого времени бурильная бригада должна быть готова к появлению признаков ударов, которые могут произойти во время каротажа, особенно при движении вверх.

В дополнение к каротажу в открытых скважинах операторы могут использовать другие тесты для оценки открытых пластов. Используя бурильную колонну, диагностика бурильной колонны (DST от англ. Drill Stem Test) может измерить продуктивность пластов. Используя проводную линию, опробователь пласта многократного действия (RFT от англ. Repeat Formation Tester) может измерять давление в пластах и собирать небольшие объемы пластовых жидкостей. Оба эти теста могут повлечь за собой заклинивание инструмента в отверстии. Действительно, RFT называется «инструментом для повторной рыбалки» среди некоторых рабочих данной сферы деятельности.

Когда каротаж в открытом стволе и другие тесты выполнены, оператор должен решить, что делать дальше. Несмотря на то, что было получено значительное количество данных, риск неправильного выбора не был устранен.

8.3.5 Установка эксплуатационной обсадной колонны

Если оператор решает отказаться от скважины, необходимо соблюдать процедуру отказа, указанную в первоначальном разрешении на скважину. Этот процесс будет включать установку пробок и перекачку цемента для герметизации скважины. Если, с другой стороны, оператор выбирает обустройство и заканчивает скважину, тогда команда установит эксплуатационную колонну с буровой установкой, следуя процедурам, аналогичным тем, которые используются для установки обсадной колонны. Независимо от того, подключены ли они к обсадной колонне, настало время перейти (RDMO от англ. rig down and move out) к следующему месту бурения.

На рис. 8.10 показана диаграмма ствола вертикальной скважины. Обсадная колонна предотвращает движение жидкости между пластами и предотвращает обрушение ствола скважины. Поверхностная колонна помещается внутри проводника и защищает пресноводные пласти. В некоторых скважинах имеется одна или несколько колонн промежуточных обсадных труб внутри обсадной колонны, каждая из которых имеет меньший диаметр. Промежуточный корпус защищает пласти над целевой зоной. Промежуточная колонна может пройти большую часть пути общей глубины. Эксплуатационная колонна имеет наименьший диаметр. Эксплуатационная колонна или инжекционная труба должна быть в состоянии помещаться внутри эксплуатационной

колонны.

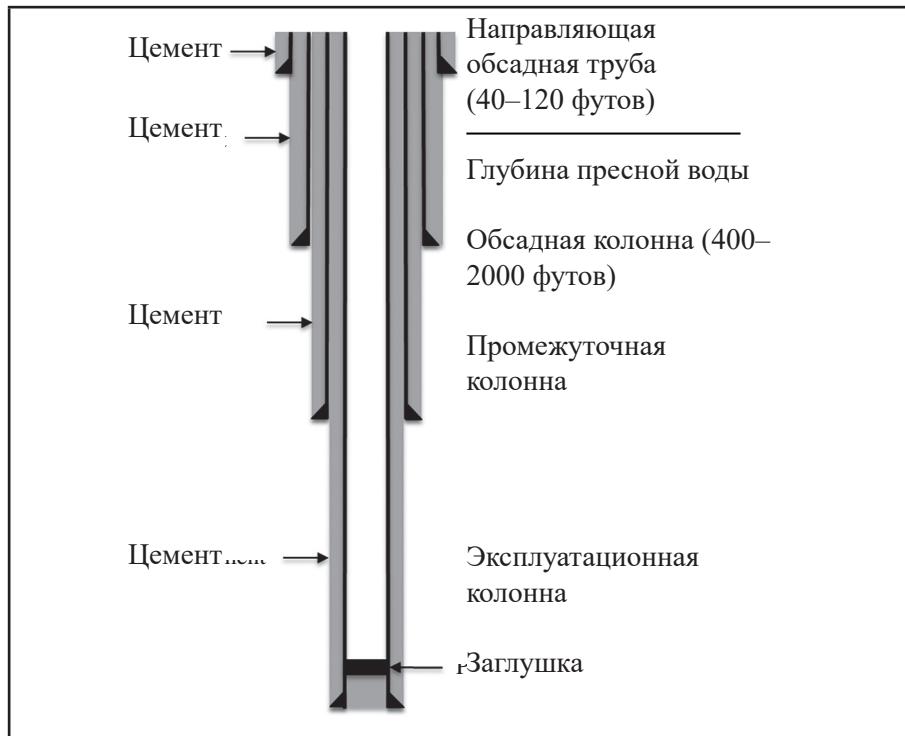


Рис. 8.10 Диаграмма ствола вертикальной скважины

Обсадная колонна установлена на цементе, чтобы зафиксировать обсадную колонну к пласту и предотвратить движение жидкости за обсадной колонной. Возможны утечки или трещины в цементе. Цемент должен быть подвергнут испытаниям, чтобы убедиться, что он функционирует должным образом до завершения скважины. На стадии завершения перфорации (отверстия) должны быть пробиты через обсадную колонну на целевом пласте, чтобы позволить жидкостям течь в эксплуатационную трубу.

Корпус проверяется производителем для определения его способности противостоять силам, которые на него воздействуют. Силы натяжения растягивают верхнюю часть корпуса, силы сжатия прижимают к наружной поверхности корпуса, а силы разрыва от жидкостей в корпусе толкают внутрь. Оболочка и стыки обсадной колонны не должны расщепляться или отделяться во время воздействия жидкости под высоким давлением, поскольку повреждение может привести к загрязнению пластов.

Пример 8.5 Объем в кольцевом пространстве

Вычислите объем в затрубном пространстве между участком трубы с наружным диаметром 4,5 дюйма, длиной L=1500 футов и корпусом с внутренним диаметром 7 дюймов. Выразите свой ответ в футах³.

Ответ

Радиус обсадной колонны = r_c и радиус трубы r_p :

$$\begin{aligned}V &= \pi r_c^2 L - \pi r_p^2 L \\&= \pi (r_c^2 - r_p^2) L \\&= 3.14159 (0.292 \text{ фут}^2 - 0.188 \text{ фут}^2) \times 1500 \text{ ft} \approx 235.2 \text{ фут}^3\end{aligned}$$

8.4 Типы скважин

Скважины бурятся для разведки или разработки. Разведочные скважины включают в себя поисковые скважины, которые используются для испытания геологической ловушки, которая ранее не производилась, для испытания нового резервуара на известном месторождении или для расширения известных пределов добыва-

емых резервуаров. Поисково-разведочная скважина предоставляет новую область для дальнейшего бурения. Скважины для оценки размера месторождения включают оценочные скважины, разграничивающие скважины и ступенчатые скважины. Разведочные скважины бурятся в известном пространстве на добывающем месторождении. Заполняющая скважина пробурена между добывающими скважинами на установленном месторождении.

Скважины могут быть классифицированы также по их функционалу. Добывающая скважина может добывать нефть, газ и воду или тепловую энергию в геотермальных скважинах. Нагнетательная скважина используется для закачки воды или газа и включает в себя скважины для отвода и изоляции воды. Она также может быть использована для подачи пара для затопления резервуаров с тяжелой нефтью.

8.4.1 Интервальное бурение и бурением с заполнением

Расстояние между скважинами и областью, охватывающей скважиной, устанавливает соотношение между скважинами (рис. 8.11). В Соединенных Штатах интервал выражается в акрах. Например, термин «расстояние 40 акров» относится к вертикальным скважинам, которые могут охватывать площадь в 40 акров. Квадратная миля содержит 640 акров, таким образом, одна квадратная миля содержит 16 областей с 40 акрами. Следовательно, число скважин, которые можно пробурить на квадратную милю с шагом 40 акров, составляет 16.

Вертикальные нефтяные скважины, как правило, производят бурение ближе друг к другу, чем вертикальные газовые скважины, поскольку вязкость газа (около 0,02 СИ) намного меньше вязкости нефти. Например, вертикальные газовые скважины могут быть пробурены на расстоянии 160 акров, что означает, что только четыре скважины должны быть пробурены, чтобы осушить квадратную милю. Если для адекватного осушения резервуара необходимы дополнительные скважины, в пространстве между существующими скважинами может быть пробурено больше скважин. Это называется бурением с заполнением.

Пример 8.6 Интервальное бурение

Сколько вертикальных добывающих скважин необходимо для осушения месторождения, которое покрывает 20 миль²? Предположим, что расстояние составляет 40 акров.

Ответ

16 скважин необходимы для того, чтобы осушить 1 миль² (1 миля²=640 акр.) на расстоянии 40 акров. Следовательно, количество необходимых вертикальных добывающих скважин составляет $20 \text{ миль}^2 \times 16 \text{ скважин/миль}^2 = 320$ скважин.

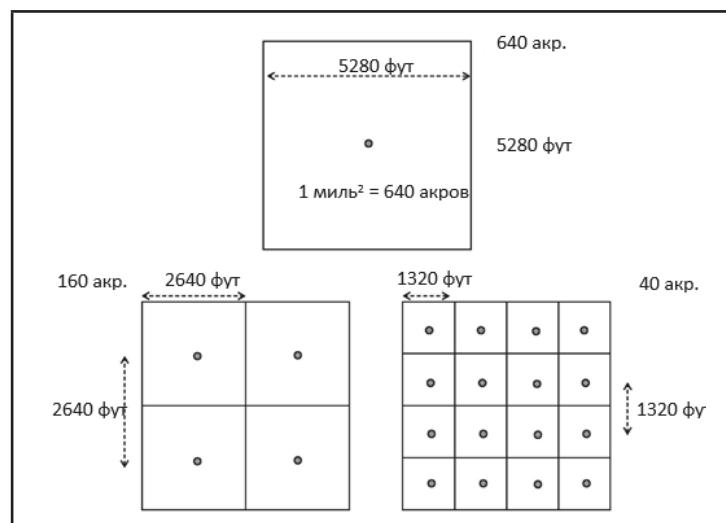


Рис. 8.11 Интервальное бурение.

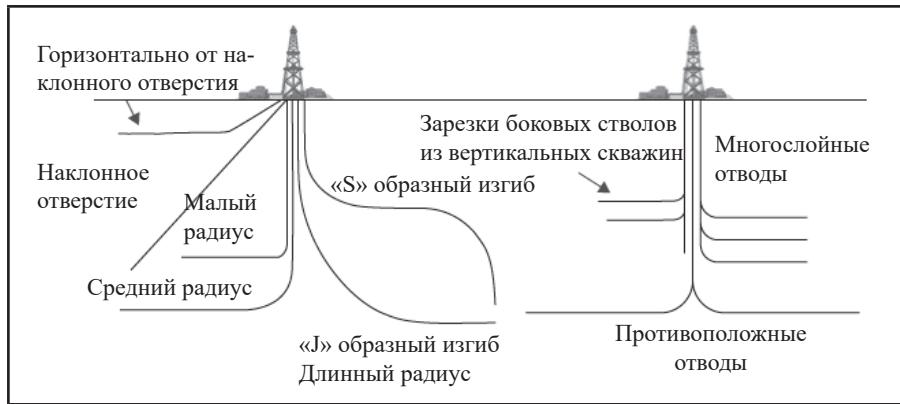


Рис. 8.12 Наклонно-направленные и многоствольные скважины.

8.4.2 Наклонно-направленные скважины

Современные технологии позволяют бурить скважины с различными траекториями, как показано на рис. 8.12. Две общие формы для наклонно-направленных скважин - это «S» и «J» образные изгибы. Обе формы имеют точку начала (КОР от англ. Kickoff Point), которая является глубиной, на которой траектория ствола скважины начинает отклоняться от вертикали. S-образный изгиб предназначен для смещения позиции бурения перед возвратом в вертикальное положение в целевой пласт. «J» образный изгиб дает отклоненную траекторию ствола в целевую формацию.

Наклонно-направленные скважины могут быть пробурены, чтобы следовать ориентации геологической формации. Это улучшает доступ к пласту, когда эксплуатационная труба перфорирована внутри пласта. Горизонтальные скважины являются примерами этого. Участок горизонтальной скважины, ближайший к вертикальному участку скважины, является пятой, а конец горизонтальной скважины - носком. Горизонтальный разрез часто называют отводом или ветвями.

Отвод отклоняет направление скважины. Это может быть сделано по многим причинам, таким как избежание куска сломанной бурильной трубы или попадание в другой резервуар. Многосторонняя скважина имеет несколько сегментов, отходящих от первоначальной скважины. Первоначальный колодец называется стволов, а сегменты - отводами или ветвями.

Многоствольные скважины используются в морских условиях, где количество отверстий скважин ограничено количеством места, доступного на платформе. Они также используются для добычи жидкостей из пластов с множественными участками. Участок пласта – это объем, который изолирован от других частей пласта барьерами от потока жидкости, такими как изолированные складки. До современного наклонно-направленного бурения пласти, который был разбит на несколько участков, требовал большого количества вертикальных скважин для отвода жидкостей из каждого участка. Сегодня меньшее количество скважин может быть использовано для доступа к отдельным участкам пласта.

В последние 30 лет технология бурения наклонно-направленных скважин получила быстрое развитие. Одним из ключевых достижений является технология измерений во время бурения (MWD от англ. Measurement While Drilling). Технология MWD передает информацию о направлении от ВНА путем создания импульсов давления, которые проходят через буровой раствор на поверхность и там декодируются. Передняя часть ВНА, как правило, включает датчики направления, пульсирующие пульверизаторы, двигатель бурового раствора, изгиб 0–4 ° и буровое долото. MWD предоставляет буровой команде частые обновления о наклоне от вертикали и азимуте или направлении в горизонтальной плоскости ВНА. С помощью этой информации команда может отрегулировать направление бурения, часто называемое геонавигацией. При геонавигации существует три варианта выбора угла: угол наклона ориентирует скважину к горизонту, угол падения ориентирует ее к вертикали, а поддерживающий угол продолжает существующую траекторию скважины.

Оснащенным соответствующим образом ВНА MWD также может обеспечить изменения скорости вращения и скорости вращения, тип и степень вибрации ВНА, температуру, крутящий момент и вес на сверле, а также расход бурового раствора. Бурильщики используют эту информацию для корректировки операций, чтобы максимизировать ROP и уменьшить износ сверла. ВНА также может включать инструменты для каротажа пластов, которые предоставляют данные в процессе, называемом каротаж во время бурения (LWD от англ. Logging While Drilling). Инструменты LWD работают с системой MWD для передачи информации на поверхность.

Пример 8.7 Время необходимое для бурения

Вершина интересующего пласта находится на глубине 5000 футов, а скорость вращения бурового сверла составляет 250 футов в сутки. Сколько времени потребуется, чтобы просверлить до верхней части формации?

Ответ

Время для бурения = 5000 фут (250фт/день) = 20 дней

8.4.3 Бурение с расширенным радиусом действия

Бурение с расширенным радиусом действия (ERD от англ. Extended reach drilling) относится к бурению на участке с целью достижения места на расстоянии до 10 км, которое в ином случае может быть недоступным или очень дорогим для бурения. ERD скважины оправданы в нескольких обстоятельствах. Например, скважина ERD может быть в состоянии получить доступ к морская точка бурения из берегового местоположения, она может быть пробурена из местоположения скважины, которое минимизирует воздействие на окружающую среду, или она может быть пробурена из местоположения скважины, которое минимизирует ее воздействие в густо населенной местности.

Горизонтальные скважины, скважины увеличенной досягаемости и многоствольные скважины, которые следуют за подземными пластами, обеспечивают доступ к большему количеству частей коллектора из меньшего количества скважин. Это позволяет минимизировать воздействие на окружающую среду, связанное с бурением и добычей, на суше или на море. Скважины увеличенной досягаемости позволяют добывать нефть из-под экологически или коммерчески чувствительных областей путем бурения из мест за пределами экологически чувствительных областей. Кроме того, добыча из морских месторождений может быть осуществлена с береговых буровых площадках при снижении воздействие бурения на окружающую среду за счет уменьшения поверхности места бурения.

8.5 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

8.5.1 Дополнительная литература

Для получения дополнительной информации о бурении см. Гин (2012 г.), Денехи (2011 г.), Митчел и Миска (2010 г.), Раймонд и Леффлер (2006 г.) и Бургоин и соавт. (1991 г.).

8.5.2 Верно/Неверно

8.1 Проверка целостности скважины может проводиться путем изменения плотности бурового раствора.

8.2 Поверхностный корпус используется для защиты питьевой воды.

8.3 Производственный корпус имеет меньший диаметр, чем эксплуатационная труба.

8.4 Утяжелённые бурильные трубы используются для предотвращения изгиба и разрушения бурильной трубы путем наложения веса на дно бурильной колонны.

8.5 Буровой шлам не удаляется из бурового раствора до его рециркуляции в скважину.

8.6 Траектории «S «и»J « образных скважин имеют начальные точки.

8.7 Верхний привод - это моторизованный поворотный механизм, расположенный под подвижным блоком и используемый для поворота бурильной колонны.

8.8 Расстояние между скважинами может быть уменьшено за счет бурения с заполнением.

8.9 Оконтуривающие скважины бурят до открытия скважин.

8.10 AFE используется для получения разрешения на расходование денег.

8.5.3 Упражнения

8.1 A. Предположим, колонна труб весит 15 фунтов / фут длины. Если труба используется для формирования колонны труб длиной 10 000 футов, каков общий вес колонны труб?

B. Предположим, что длина колонны труб составляет 10000 футов. 6000 футов колонны труб изготавливается из трубы, которая весит 15 фунтов/фут. 4000 футов колонны труб весит 18 фунтов/фут. Каков вес колонны труб?

8.2 A. Какой объем бурового раствора необходим для заполнения участка трубы с внутренним диаметром 4,5 дюйма, длиной 30 футов? Выразите свой ответ в футах³ и галонах.

B. Рассчитайте объем в кольцевом пространстве между участками трубы с наружным диаметром 7 дюймов и длиной 1200 футов, и корпусом с внутренним диаметром 10 дюймов Выразите свой ответ в футах³.

8.3 Вкладыш ротора находится на высоте 30 футов над землей. Скважина пробурена на общую вертикальную глубину 6000 футов под землей. Сколько соединений трубы необходимо для достижения от вкладыша ротора до дна скважины? Предположим, что каждое соединение трубы длиной 30 футов.

8.4 A. Верхняя часть резервуара находится на глубине 4000 футов SS (SS = ниже уровня моря). Вкладыш ротора на буровой установке находится на высоте 5280 футов над уровнем моря. Какова глубина до верха водоема относительно вкладыша ротора? Выразите свой ответ в футах.

B. Определите ограничивающее давление pson на глубине в Пункте А, используя градиент давления пород 0,43 фунт/кв. дм абс./фут. Выразите свой ответ в фунт/кв. дм абс..

8.5 Требуется пробурить скважину общей длиной 4000 футов. Из предыдущего опыта в этой области мы знаем, что буровое долото будет результативным в течение 36 часов, прежде чем его нужно будет заменить. Среднее буровое долото будет проходить через 20 футов породы за каждый час бурения. Мы ожидаем, что в среднем время на замену бурового долота займет около 8 часов. Замена - это снятие бурильной трубы, замена бурового долота, а затем возврат нового бурового долота на дно отверстия. Учитывая эту информацию, оцените, сколько времени займет бурение 4000 футов. Подсказка: подготовьте таблицу следующим образом:

Инкрементное время (ч)	Инкрементная длина (фут)	Совокупное время (ч)	Совокупная длина (фут)

8.6 Рассмотрим следующие типы труб: проводниковая труба, поверхностный корпус, промежуточные корпус, эксплуатационный корпус и эксплуатационная труба. Какой этап цементируется последним?

8.7 Если газовая скважина может осушить 160 акров, сколько газовых скважин необходимо, чтобы осушить 3 мили²?

8.8 Радиус изгиба - это расстояние, необходимое для поворота трубы на 90°. Предположим, что траектории горизонтальной скважины требуется четверть мили, чтобы пройти от точки начала в конце вертикального сегмента траектории до начала горизонтального сегмента. Сколько стыков трубы необходимо для установления изгиба от вертикального сегмента до горизонтального сегмента, если длина каждого стыка трубы составляет 30 футов?

8.9 Предположим, что дизельный двигатель вращает вал со скоростью 1100 об/мин, потребляя дизельное топливо со скоростью 28 галлон/час, чтобы обеспечить выходной крутящий момент 1560 футов/фунт. Предположим, что плотность дизельного топлива составляет 7,0 фунт/галлон при теплотворной способности 18 000 БТЕ/фунт.

- A .** Какова выходная мощность P_{sp} в л.с.?
B. Какова мощность на входе P_{sp} в л.с.?
C. Какова общая эффективность η_{sp} двигателя?

8.10 A. Учитывая следующую информацию, рассчитайте количество соединений трубы, необходимых для завершения бурильной колонны:

Вес трубы	654 фунт каждая
Длина трубы	30 фут каждая
Длина бурильной колонны	6000 фут = 1828.8 м
Количество стыков трубы	
Общий вес трубы	фунт

- B.** Высчитайте полный вес трубы для числа соединений трубы в пункте А. Выразите ваш ответ в фунтах.
C. Вычислите полярный момент инерции бурильной колонны $J = (\pi/2)(r_{outer}^4 - r_{inner}^4)$ для наружного радиуса = 2,25 дюйма, а внутреннего радиуса = 1,75 дюйма. Выразите свой ответ в m^4 . Подсказка: сначала преобразуйте дюймы в м.
D. Роторный врачающий момент составляет 4000·фут/фунт. Какой врачающий момент в Н·м?
E. Вычислите напряжение сдвига Trouter /J. выразите свой ответ в МПа.
F. Предположим, что модуль упругости E бурильной колонны составляет 200 ГПа, а коэффициент Пуассона v равен 0,3. Вычислить модуль упругости при сдвиге $G = E/(2+2v)$. Выразите свой ответ в ГПа
G. Преобразуйте длину бурильной колонны L в метры и используйте этот результат для вычисления угла изгиба ϕ в градусах, где $\phi = TL/(GJ)$.
H. Какой угол изгиба в соединение трубы? Используйте результаты из пункта А.

9

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИНЫ

Скважина является важным источником для оценки пласта. Цели оценки пласта включают оценку размера ресурса, поддержку размещения скважин и интерпретацию производительности коллектора в процессе разработки. Каротажи скважин предоставляют ценную информацию о пласте в нескольких футах от ствола скважины. Данные о пласте могут быть получены путем изучения бурового шлама, образцов керна и свойств жидкости. Другая информация может быть измерена каротажными приборами скважины, опущенными в ствол скважины. Каротажные приборы могут быть предназначены для измерения таких физических величин, как электромагнитные и звуковые сигналы, которые проходят через участок пласта и обнаруживают элементарные частицы, испускаемые породой пласта. Данные используются для оценки свойств пласта. В этой главе описывается среда каротажа скважин, описываются различные типы каротажных диаграмм, объясняется, почему используются комбинации каротажных диаграмм, а также обсуждаются методы и ограничения интерпретации каротажных диаграмм.

9.1 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ КАРОТАЖА

Каротаж скважины создается путем спуска электрического каротажного инструмента на кабеле в скважину и измерения различных откликов на инструментах, при подъеме инструмента обратно на поверхность. Каротажные инструменты могут измерять температуру, диаметр ствола скважины, электрическое сопротивление, радиоактивность, звуковые колебания и многое другое. Длина инструмента варьируется от 40 до 140 футов, в зависимости от плана каротажа.

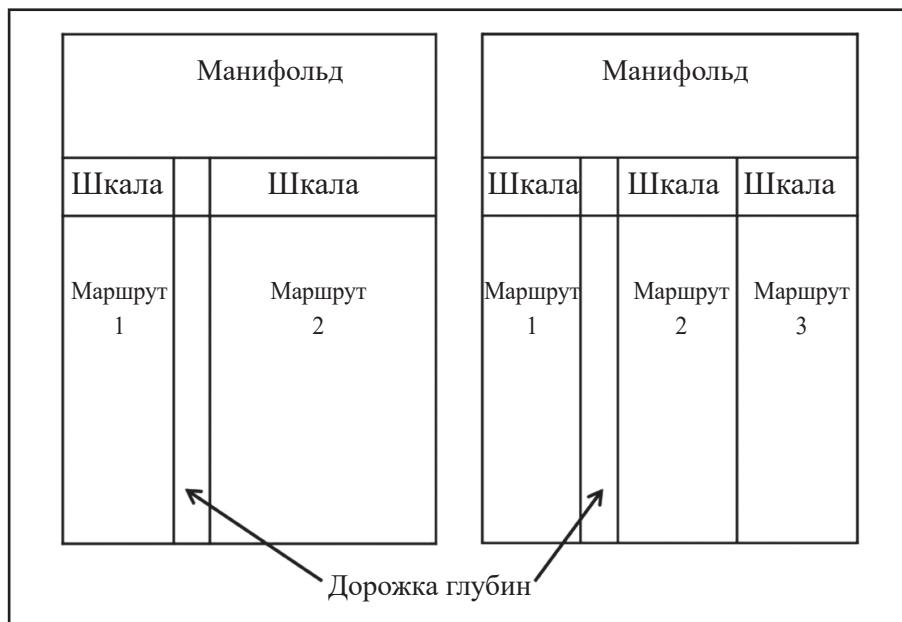


Рис. 9.1 Формат картотажа скважины.

Каротажные измерения записываются как функция глубины, как показано на рис. 9.1. В левой части рисунка показан каротаж скважины с двумя измерительными дорожками, а другой с тремя измерительными дорожками. Обе скважины имеют дорожку для глубины. Дорожки измерений отображают значения измерений относительно шкалы, которая подходит для измерения. На каждой дорожке измерений может отображаться более одного измерения. Манифольд содержит информацию о скважине (например, название, местоположение и владелец), прогон каротажа (например, дату, регистрирующую компанию и описание инструмента), а также шкалы для измерений в верхней части дорожек.

Производительность каротажных инструментов зависит от условий проведения каротажа. Условий проведения включают в себя такие факторы, как тип и структура породы, жидкости в скважине и прилегающем плате, температура и давление. Некоторые особенности условий проведения каротажа обсуждаются ниже.

9.1.1 Ствол скважины и пласт

Ствол скважины и прилегающие пластины представляют собой сложную среду для каротажа. Требуемая форма скважины представляет собой цилиндр с диаметром, равным или немного большим, чем буровое долото. На практике форма скважины может существенно отличаться от цилиндра из-за обрушения стенки скважины или наличия полостей в пласте. Шероховатость или кавернозность ствола скважины особенно сложна для каротажных измерений. Кавернограмма измеряет фактическую форму скважины с помощью кавернометра с гибкими ручками, которые прижимаются к стенке скважины. Ручки перемещаются внутрь или наружу при изменении формы стенки скважины.

Кавернограмма имеет два основных использования. Во-первых, это показатель качества других геологических разрезов. Когда диаметр ствола скважины отличается от диаметра долота, качество других геологических разрезов быстро снижается. Во-вторых, диаметр в кавернограмме используется для оценки количества цемента, необходимого для цементирования обсадной колонны.

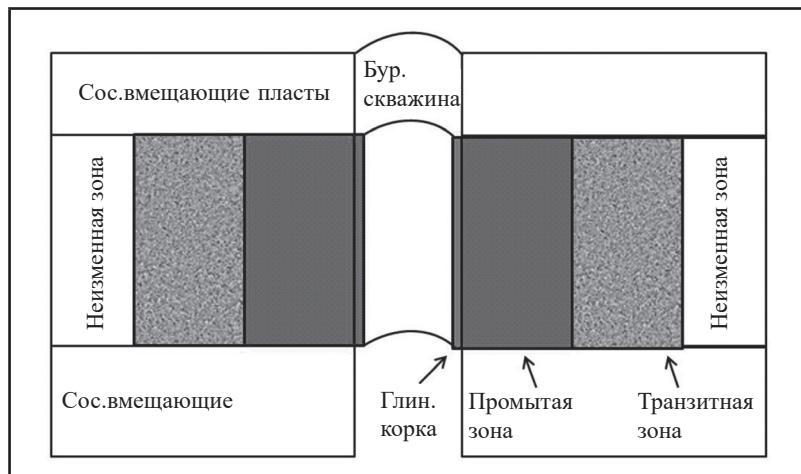


Рис. 9.2 Схема зон проникновения.

Схематизированное представление ствола скважины и пласта показано на рис. 9.2. Оно используется для того, чтобы сделать анализ отклика каротажа скважины более удобным. На рисунке показаны четыре зоны вблизи ствола скважины: глинистая корка, промытая зона, зона транзита и неизмененная зона. Если давление в стволе скважины во время бурения больше, чем давление в пласте, перепад давления приведет буровой раствор в проницаемый пласт. Более крупные частицы в буровом растворе будут отфильтровываться на поверхности породы в стволе скважины, и образовывать глинистую корку, примыкающую к скважине. Жидкость с мелкими частицами, которые проходят через глинистую корку, называется фильтратом бурового раствора. Глинистая корка может уменьшить поток жидкости между пластом и скважиной. Повреждение пласта, вызванное глинистой коркой и фильтратом, может быть определено количественно путем тестирования скважины, которое дает параметр, называемый «призабойной коркой».

Во время бурения порции жидкости, первоначально находящиеся в промытой зоне, вытесняются проникающим фильтратом бурового раствора и выталкиваются в транзитную зону. Во время каротажа жидкости в промытой зоне включают в себя фильтрат бурового раствора с любыми взвешенными твердыми частицами,

немного природного раствора и любую оставшуюся нефть и газ. Свойства пластовой породы и жидкости в неизменённой зоне не меняются по сравнению с их первоначальным состоянием от жидкостей буровых работ.

9.1.2 Каротаж обсаженной или необсаженной скважины?

Каротаж необсаженной скважины относится к каротажу перед установкой обсадной колонны в скважину. Боковой отбор керна или удаление керна из стенки скважины необходимо производить в необсаженной скважине. Большинство каротажных инструментов предназначены для необсаженной скважины. Каротаж необсаженной скважины, который является наиболее широко используемым методом каротажа, позволяет оценить коммерческую жизнеспособность пласта, прежде чем тратить деньги на строительство скважины. Диаграммы каротажа необсаженной скважины можно использовать для определения контактов жидкости в пласте, получения геологических свойств, таких как пористость и тип породы, измерения порового давления и получения образцов пластовой жидкости. Примерами диаграмм каротажа необсаженной скважины являются диаграммы каротажа сопротивлений, диаграммы радиоактивного каротажа, диаграммы акустического каротажа и построения изображений скважин.

Некоторые инструменты предназначены для каротажа обсаженной скважины. Например, каротаж качества цементирования используется после установки обсадной колонны для определения качества скрепления обсадной колонны с цементом. Если скрепление недостаточно, тогда необходимы корректирующие операции, прежде чем приступить к выполнению каких-либо операций по завершению. После каротажа качества цементирования следующим каротажем обсаженной скважины является каротаж гамма-излучения для корреляции глубин целевых пластов для операций заканчивания в обсадных скважинах. Термокаротажи и каротажи расхода жидкости могут использоваться для определения источников жидкостей в законченных скважинах. Вертучечный расходомер может измерять расход жидкости в разных местах в стволе скважины. Углеродно-кислородные каротажи используют гамма-спектроскопию для измерения содержания углерода в углеводородах и содержания кислорода в воде. Низкое отношение углерода к кислороду подразумевает присутствие воды, в то время как высокое отношение углерода к кислороду подразумевает присутствие углеводородов.

9.1.3 Глубина исследования

Некоторые каротажные инструменты измеряют свойства в первых нескольких дюймах пласта, в то время как другие инструменты измеряют свойства глубже в пласте. Эта глубина исследования обычно характеризуется как мелкая, средняя или глубокая и может варьироваться от нескольких дюймов до нескольких футов. Литология или минеральный состав пласта может быть определен мелкими измерениями. Одной из целей диаграммы каротажа сопротивлений является оценка насыщенности соляного раствора в пласте как показателя наличия нефти и газа в пласте. Чтобы эти оценки были полезны, необходимы глубокие измерения, которые выходят за пределы транзитной зоны.

9.2 ЛИТОПЛОТНОСТНОЙ КАРОТАЖ

Литоплотностные каротажи указывают тип породы. Большая часть скоплений углеводородов находится в осадочных породах. Наиболее важными обычными коллекторными породами являются осадочные породы, классифицированные как терригенные отложения и карбонаты (рис. 9.3). Терригенные отложения состоят из обломков или фрагментов ранее существовавших пород или минералов. Песчаники - уплотненный осадок, в то время как сланцы или глинистый камень - слоистый осадок. Карбонаты производятся химическими и биохимическими источниками. В одной скважине можно встретить несколько различных типов пород, как показано стратиграфическим столбцом на рисунке. Стратиграфическая колонка изображает расслоение породы в колонне пород. В этом разделе мы рассмотрим три типа литоплотностного каротажа: гамма-каротаж, диаграмма потенциалов самопроизвольной поляризации (SP) и каротаж фотоэлектрического эффекта (PE).

9.2.1 Гамма-каротаж

Прибор гамма-каротажа обнаруживает гамма-излучение от радиоактивных изотопов. Гамма-каротаж подразумевает наличие сланца при высоком отклике гамма-излучения. Чистые (не содержащие сланцев) пески или карбонаты имеют низкую гамма-реакцию. Глубина исследования составляет около 1,5 фута.

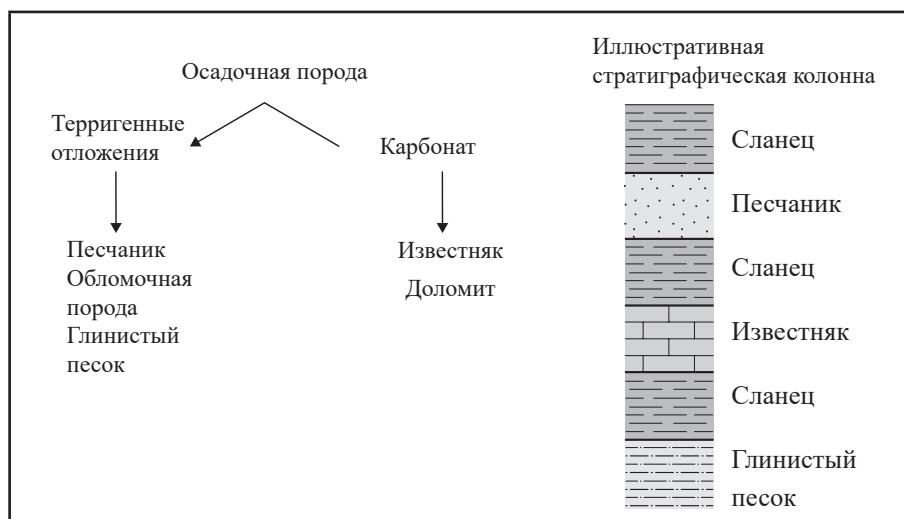


Рис. 9.3. Типовые коллекторные породы и иллюстративная стратиграфическая колонна.

Естественная радиоактивность включает в себя альфа, бета и гамма-лучи. Альфа-лучи - это ядра гелия, бета-лучи - это электроны, а гамма-лучи - это фотоны. Альфа- и бета-лучи имеют низкую энергию. Гамма-лучи, испускаемые ядрами, имеют энергию в диапазоне от 103 эВ (электрон-вольт) до 107 эВ и могут проникать через несколько футов породы. Природные радиоактивные материалы (ПРМ) - это минералы, которые содержат радиоактивные изотопы элементов урана, тория, калия, радия и радона. Распад природных радиоактивных изотопов производит гамма-лучи.

Угли и эвапориты, такие как соль NaCl и ангидриты, обычно испускают низкие уровни гамма-излучения. Ангидриты состоят из безводного сульфата кальция и обычно образуются в виде эвапорита, когда испаряется тело изолированной морской воды. Некоторые из самых высоких уровней гамма-излучения наблюдаются в сланцах и калийных удобрениях (хлорид калия). Сегмент гамма-каротажа показан на рис. 9.4.

9.2.2 Диаграмма потенциалов самопроизвольной поляризации

SP является одним из самых старых методов каротажа. SP представляет собой электрический каротаж, который регистрирует разницу напряжения постоянного тока (электрического тока) между двумя электродами. Один электрод заземлен на поверхности, а другой электрод на каротажном инструменте движется вдоль поверхности пластов в стволе скважины.

Диапазон напряжения на дорожке регистрации SP обычно составляет до 200 мВ. Напряжение SP для сланцев в конкретной скважине является довольно постоянным и образует «базовую линию сланца» для интерпретации каротажа SP для этой скважины. SP для несланцевых пластов отрицателен на 50–100 мВ относительно базовой линии сланца и образует «песчаную базовую линию». Эти две границы обеспечивают правило для интерполяции количества глины или сланца в пласте на основе его SP.

SP возникает в результате диффузионных процессов в пористой породе, обусловленных различиями в ионном составе фильтрата водного бурового раствора и раствора на месте образования. В результате SP не может работать с буровым раствором на воздушной или масляной основе. В пористых пластах с меньшим количеством глины или сланца напряжение ниже, потому что ионы могут распространяться более свободно.

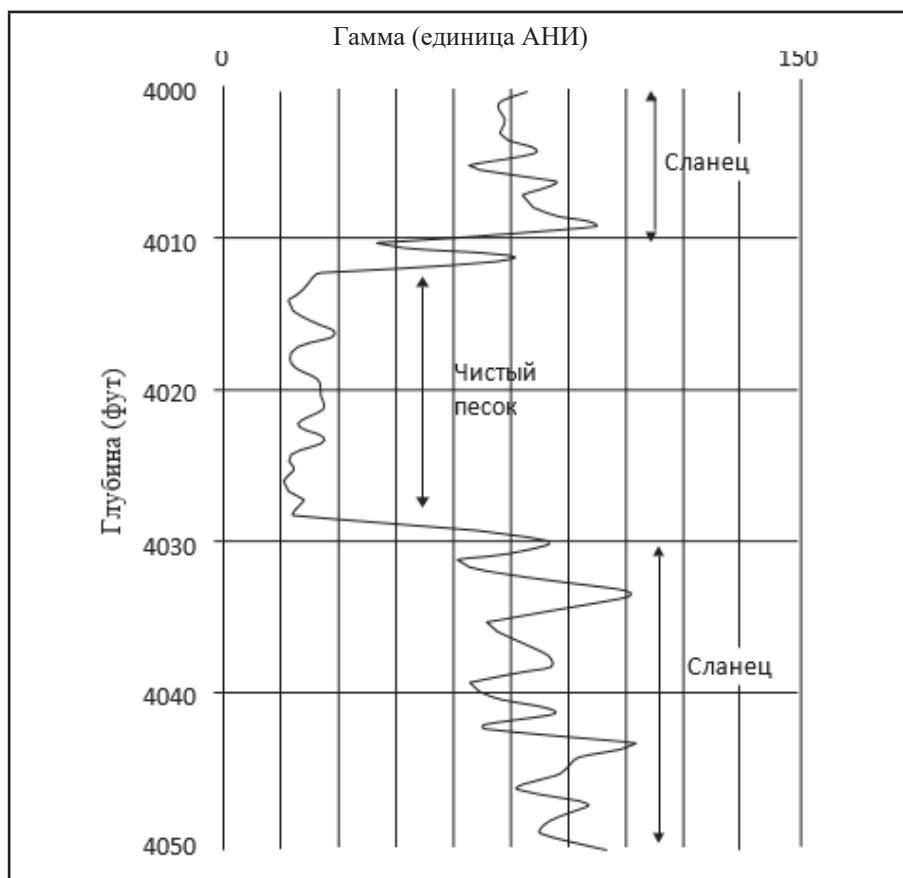


Рис. 9.4. Иллюстрация отклика гамма-луча (ГЛ). Сравните с каротажем пористости на рис. 9.5 и диаграммой каротажа сопротивлений на рис. 9.6.

Таким образом, отклонение SP от базовой линии сланца до более низкого напряжения указывает на увеличение проницаемости. Если концентрация солей, растворенных в фильтрате бурового раствора, равна концентрации в растворе *на месте образования*, тогда SP равен нулю. Для большинства скважин концентрация фильтрации меньше, чем концентрация раствора *на месте образования*, и базовая линия сланца является более положительной, чем базовая линия песка. Однако базовая линия сланца может дрейфовать по мере изменения состава раствора *на месте образования*. Изменение температуры с глубиной также может вызвать смещение базовой линии.

Увеличение или уменьшение кривой SP указывает на границу между одним типом породы и другим. Границы между типами пород, которые появляются вдоль кривой SP, можно использовать для оценки чистой и полной толщины интервала обработки. В некоторых случаях форма кривой SP может дать информацию о среде осадконакопления в сочетании с другими каротажами. Форма кривой SP используется для корреляции структуры среди скважин.

Присутствие нефти и природного газа в поровом пространстве вместе с пластовой водой уменьшает количество ионов в поровом пространстве. Следовательно, кривая SP изменяет значение на контакте углеводород-вода, то есть границу между породой, заполненной пластовой водой (водная зона), и породой, содержащей как углеводород, так и пластовую воду (углеводородная зона).

ТАБЛИЦА 9.1 Фотоэлектрические факторы

Литология	Приблизительный ИФП (бн/э)
Песчаник (кварц)	2
Доломит	3
Сланец	3.5
Соль	4.5
Известняк или ангидрит	5

Пример 9.1 SP каротаж

При SP, если базовая линия сланца составляет +40 мВ, а базовая линия песка составляет -80 мВ, каково содержание сланца в пласте с SP, равным -30 мВ?

Ответ

Разница между базовыми линиями составляет $40 \text{ мВ} - (-80 \text{ мВ}) = 120 \text{ мВ}$. Разница между базовой линией песка и SP пласта составляет $-30 \text{ мВ} - (-80 \text{ мВ}) = 50 \text{ мВ}$, поэтому содержание сланца составляет $(50 \text{ мВ})/(120 \text{ мВ}) = 0,42$ или 42%.

9.2.3 Фотоэлектрический каротаж

РЕ дает другой взгляд на литологию. РЕ относится к поглощению низкоэнергетического гамма-излучения внутренними орбитальными атомными электронами. Степень этого поглощения зависит от атомного номера атома. Инструмент для каротажа РЕ является частью прибора плотностного каротажа. Инструмент РЕ измеряет поглощение или спад низкоэнергетической энергии гамма-излучения. Падение энергии гамма-излучения количественно определяется как индекс РЕ (индекс фотоэлектрического поглощения- ИФП). ИФП зависит в первую очередь от атомного номера пласта. Углеводороды и вода вносят очень незначительный вклад в ИФП, потому что их атомные номера низки по сравнению с породами в пласте. С другой стороны, атомные номера разных типов породы могут быть соотнесены с ИФП, так что ИФП служит хорошим индикатором литологии или типа породы, как указано в таблице 9.1. ИФП не очень чувствителен к пористости. Дорожка каротажа РЕ часто масштабируется от 0 до 10 в единицах барн на электрон (бн/э). Барн - это мера площади поперечного сечения, а 1 барн равен 10^{-28} м^2 . Глубина исследования для инструмента каротажа РЕ обычно составляет от 1 до 2 футов.

9.3 КАРОТАЖ ПОРИСТОСТИ

Каротажи пористости включают каротажи плотности, акустические каротажи и нейтронные каротажи. Эти каротажи описаны в данном разделе.

9.3.1 Каротаж плотности

Прибор для измерения плотности использует гамма-лучи промежуточной энергии, испускаемые радиоактивным источником в инструменте, чтобы вызвать рассеяние Комптона в пласте. В этом процессе гамма-фотоны из инструмента сталкиваются с электронами в пласте и передают часть своей энергии электронам.

Оставшаяся часть энергии рассеивается как фотоны гамма-излучения с более низкой энергией. Инструмент каротажа плотности затем обнаруживает некоторые из этих рассеянных фотонов. Скорость счета гамма-излучения на инструменте зависит от электронной плотности пласта, которая пропорциональна объемной плотности пласта ρ_b . Объединение ρ_b из каротажа плотности с плотностью материнской породы ρ_{ma} и плотностью флюида ρ_f дает пористость ϕ :

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (9.1)$$

Объемная плотность пласта ρ_b может быть получена путем перестановки уравнения 9.1:

$$\rho_b = (1 - \phi) \rho_{ma} + \phi \rho_f \quad (9.2)$$

Результаты работы с инструментом плотности представлены в виде трех дорожек на каротаже: объемная плотность, коррекция плотности и пористость. Дорожка коррекции плотности показывает поправки к объемной плотности из-за неравномерности диаметра ствола скважины. Это показатель качества отклика объемной плотности. Для поправок плотности, превышающих $0,2 \text{ г}/\text{см}^3$, значения объемной плотности являются подозрительными. Глубина исследования для инструмента плотности обычно составляет 1-2 фута.

Пример 9.2. Каротаж плотности

Каротаж плотности показывает, что объемная плотность ρ_b пласта составляет 2,30 г / см³. Плотность материнской породы ρ_{ma} составляет 2,62 г / см³, а плотность флюида ρ_f в пласте - 0,869 г / см³. Рассчитайте пористость.

Ответ

$$\text{Исполь. } \phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} = \frac{2.62 - 2.30}{2.62 - 0.869} = 0.183 \text{ или } 18.3\%$$

9.3.2 Акустический каротаж

Прошедшее время распространения звуковой волны от источника на каротажном инструменте через пласт и обратно к приемнику на инструменте зависит от пористости пласта. Инструмент, который посылает и принимает звуковые волны, называется акустическим каротажем или эхолотом.

Звуковые волны - это вибрации в среде, такой как воздух или камень. Скорость звука в среде зависит от плотности среды. В случае породы плотность зависит от плотности матрицы породы и плотности флюидов, занимающих поровое пространство в породе. Плотность жидкости обычно намного меньше плотности материнской породы. Следовательно, объемная плотность пласта с относительно большим объемом пор меньше объемной плотности пласта с относительно небольшим объемом пор, если флюиды в объеме пор одинаковы в обоих пластах.

Оценка скорости звука v в пласте дается уравнением Уилли. Если написать скорость звука в жидкостях, занимающих объем пор камня, как v_f , а скорость звука в материнской породе как v_{ma} , в уравнение Уилли

$$\frac{1}{v} = \frac{\phi}{v_f} + \frac{(1-\phi)}{v_{ma}} \quad (9.3)$$

где ϕ - пористость породы. Можно записать скорость звука в каждой среде как пройденное расстояние, поделенное на время прохождения. Если предположить, что пройденное расстояние в каждой среде одинаково, то уравнение Уилли можно записать в виде

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + (1-\phi) \Delta t_{ma} \quad (9.4)$$

где Δt - время прохождения в суммарном объеме, Δt_f - время прохождения в промежуточной жидкости, а Δt_{ma} - время прохождения в материнской породе. Пористость в суммарном объеме получается перестановкой уравнения 9.4:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (9.5)$$

В дополнение к обеспечению измерения пористости, акустические каротажи могут быть использованы для калибровки сейсмических измерений. Сравнение измерений времени акустического и сейсмического прохождения в пласте может повысить точность преобразования времени прохождения сейсмических сигналов в глубины.

Глубина исследования акустических каротажей обычно составляет 1–4 фута.

Пример 9.3. Акустический каротаж

Акустический каротаж измерил время прохождения $75 \text{ мкс} = 75 \times 10^{-6} \text{ с}$ в пласте. Материнская порода пласта имеет время прохождения $50 \text{ мкс} = 50 \times 10^{-6} \text{ с}$, а время прохождения жидкости составляет $185 \text{ мкс} = 185 \times 10^{-6} \text{ с}$. Используйте уравнение 9.5 для расчета пористости.

Ответ

$$\text{Испол. } \phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{ма}}}{\Delta t_f - \Delta t_{\text{ма}}} = \frac{75 - 50}{185 - 50} = 0.185 \text{ или } 18.5\%$$

9.3.3 Нейтронные каротажи

Нейтронные каротажи предоставляют информацию о пласте, испуская нейтроны из радиоактивного источника в каротажном приборе. Испускаемые нейтроны теряют энергию в результате столкновений с атомными ядрами в пласте, превращаясь в более медленные тепловые нейтроны. Более медленные нейтроны могут быть захвачены ядрами в пласте. Ядра водорода особенно эффективны при захвате тепловых нейtronов. Пластовые жидкости (нефть, вода и углеводородный газ) содержат водород, в то время как пластовая порода обычно не содержит. Следовательно, обнаружение захваченных нейtronов с помощью прибора для регистрации нейtronов указывает на пористость.

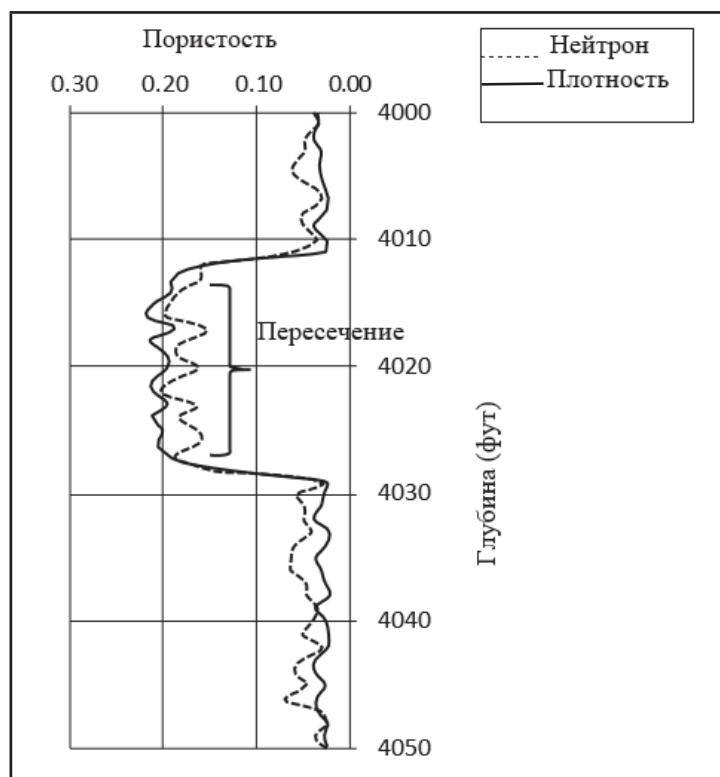


Рис. 9.5. Иллюстрация пересечения пористостей каротажами плотности и нейтронными каротажами. Сравните с каротажем ГЛ на рис. 9.4 и каротажами сопротивления на рис. 9.6.

Поровое пространство, заполненное природным газом, имеет относительно небольшую плотность водорода по сравнению с жидкой водой и нефтью. Следовательно, более низкая пористость нейтронного каротажа может указывать на заполнение порового пространства природным газом. Пористость по данным нейтронного и плотностного каротажа часто наносится на одну и ту же дорожку. Пористость по данным нейтронного каротажа обычно выше, чем пористость по данным плотностного каротажа, за исключением случаев, когда природный газ занимает часть порового пространства. В этом случае пористость по данным нейтронного каротажа меньше пористости по данным плотностного каротажа. Это «пересечение» сверху вниз по пористости по данным плотностного каротажа указывает на присутствие природного газа и показано на рис. 9.5.

9.4 КАРОТАЖ СОПРОТИВЛЕНИЙ

Сопротивление пласта измеряется с помощью каротажа сопротивления. Зерна породы в пласте, как правило, являются непроводящими, поэтому сопротивление пласта зависит в первую очередь от электрических свойств жидкости, содержащейся в поровом пространстве. Углеводородные жидкости обычно обладают высокой резистентностью, поскольку они не содержат ионов в растворе. В пластовой воде, напротив, содержатся ионы в растворе, которые могут поддерживать электрический ток и имеют относительно небольшое сопротивление. Каротажи сопротивления могут использоваться для различения раствора и углеводородных жидкостей в поровых пространствах пласта. Каротаж сопротивления показан на рис. 9.6.

Конрад, Марсель Шлюмберже и Анри Долл впервые применили каротаж сопротивления к оценке пласта в 1927 году. С тех пор технология значительно изменилась. Здесь мы представляем электрические свойства ионной среды, взаимосвязь между сопротивлением пласта и насыщением фазы смачивания, а затем обсуждаем два типа каротажей сопротивления: каротажи электродов и индукционные каротажи.

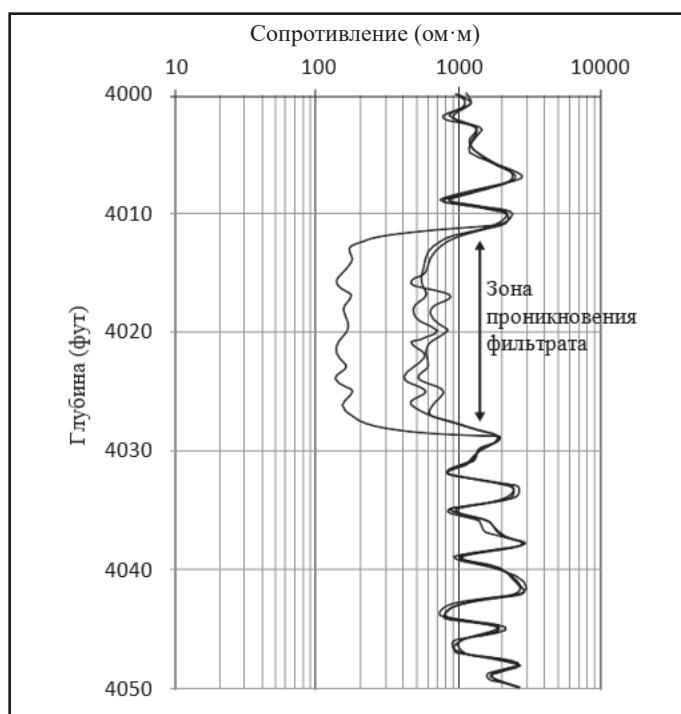


Рис. 9.6 Иллюстрация каротажа сопротивления. Три кривых сопротивления предназначены для измерений поверхностного, среднего и глубокого сопротивления. Сравните с каротажем ГЛ на рис. 9.4 и каротажем пористости на рис. 9.5.

Раствор на месте образования в пласте содержит несколько неорганических солей, которые ионизируются в воде. Наличие ионов в растворе значительно повышает электропроводность. Чистая вода - плохой проводник электричества. Присутствие растворенных солей значительно увеличивает проводимость воды. Проводимость материала обратно пропорциональна его сопротивлению. Проводимость S в сименсах определяется как

$$S = 1/R \quad (9.6)$$

где R - сопротивление в омах. Единицы измерения связаны 1 Сименс = 1 мо = 1 / Ом. Сопротивление R (Ом) - это коэффициент пропорциональности между напряжением V (Вольт) и током I (Ампер) в линейной зависимости

$$V = IR \quad (9.7)$$

где уравнение 9.7 - закон Ома.

Сопротивление часто используется для количественного определения ионной среды. Если рассматривать однородную проводящую среду с электрическим сопротивлением R_c (Ом), длиной L (м) и площадью попереч-

ного сечения A (м^2), сопротивление проводящей среды ρ (Ом) равно

$$\rho = R_e \frac{A}{L} \quad (9.8)$$

Сопротивление ρ (Ом) обратно пропорционально электропроводности σ ($\text{мо} / \text{м} = \text{С} / \text{м}$):

$$\sigma = 1 / \rho \quad (9.9)$$

Жидкость с высокой проводимостью имеет низкое сопротивление. Напротив, жидкость с низкой проводимостью, такая как нефть или газ, будет иметь высокое сопротивление. Инструмент, который может измерять сопротивление пласта, указывает тип жидкости, которая присутствует в поровом пространстве. Сопротивление в поровом пространстве, содержащем углеводородную жидкость, будет больше, чем сопротивление в том же поровом пространстве, содержащем раствор.

Пример 9.4. Закон Ома, сопротивление и проводимость

- A. 0,006 С заряда проходит по цепи за 0,1 с. Какой ток?
- B. Батарея 6 В поддерживает ток в цепи 0,06 А. Используйте закон Ома, чтобы рассчитать сопротивление цепи.
- C. Предположим, что длина цепи составляет 1 м, а площадь поперечного сечения - 1,8 м². Какое сопротивление цепи?
- D. Какова электрическая проводимость цепи?

Ответ

A. Ток [Ампер] = Кулон = $0.006\text{C} / 0.1\text{s} = 0.06\text{A}$

B. Закон Ома: Напряжение (V) = ток * сопротивление = $I(\text{A}) * R$ (ом) или $V = IR$
Рассчитайте $R = V/I = 6 / 0.06\text{A} = 100$ ом

C. $P = R_e A/L = 100 \text{ ом} \cdot 1.8\text{м}^2 / 1\text{м} = 180 \text{ ом} \cdot \text{м}$

D. $\sigma = 1/\rho = 1/(180 \text{ ом} \cdot \text{м}) = 0.0056 \text{ мо}/\text{м} = 5.6 \text{ ммо}/\text{м}$ где ммо = милли-мо

Сопротивление R_0 пористого материала, насыщенного ионным раствором, равно сопротивлению R_w ионного раствора, умноженному на коэффициент сопротивления пласта F пористого материала, таким образом,

$$R_0 = F R_w \quad (9.10)$$

Коэффициент сопротивления пласта F иногда называют пластовым коэффициентом. Это можно оценить из эмпирических отношений

$$F(a, m) = a \phi^{-m} \quad (9.11)$$

где ϕ - пористость, m - показатель цементации, a - коэффициент удлинения пробега. Показатель цементации m зависит от степени уплотнения породы и

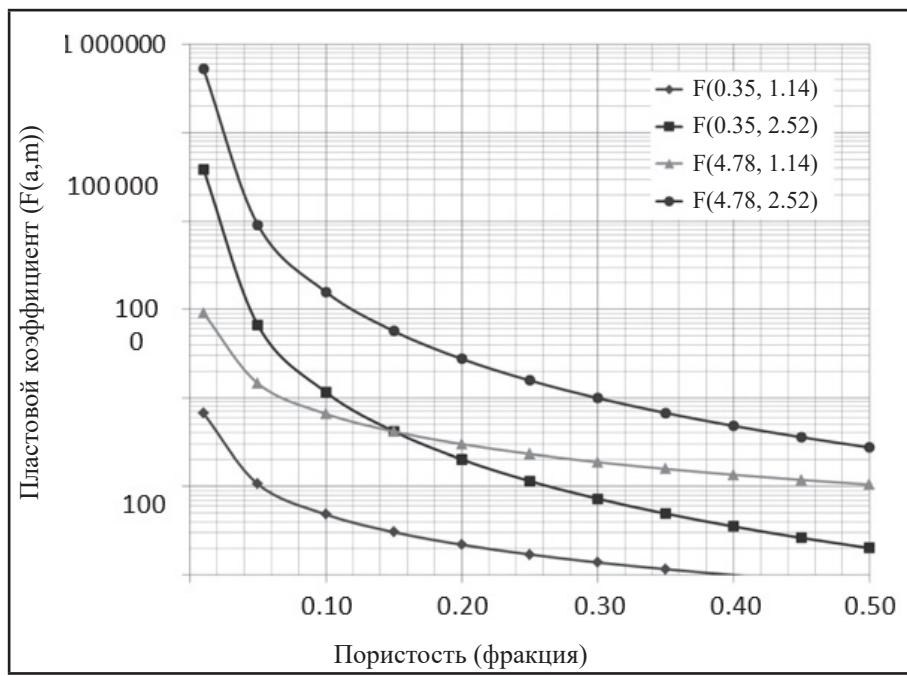


Рис. 9.7. Схема коэффициента электрического сопротивления пласта для песков.

варьируется с 1,14 до 2,52. Коэффициент удлинения пробега a зависит от геометрии пор. Коэффициент электрического сопротивления пласта $F(a, m)$ представлен как функция пористости для песков на рис. 9.7. В случае песков эмпирические параметры m и a варьируются от 1,14 до 2,52 и от 0,35 до 4,78 (Bassiouni, 1994 г.), соответственно.

Уравнение Арчи представляет собой эмпирическое соотношение для сопротивления пласта R_t пористой среды, которая частично насыщена электропроводящей фазой смачивания с насыщением S_w . Уравнение Арчи

$$R_t = R_0 S_w^{-n} \quad (9.12)$$

где эмпирический параметр n - показатель насыщенности. Если пористая среда полностью насыщена фазой смачивания, так что $S_w = 1$, то $R_t = R_0$ из уравнения Арчи. Уравнение Арчи для насыщения смачивающей фазы

$$S_w = \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/n} \quad (9.13)$$

получается объединением уравнений с 9.10 по 9.12. Насыщенность фазы смачивания часто является водонасыщенностью.

Пример 9.5 Каротаж сопротивления

У сцементированного песчаника коэффициент удлинения пробега = 0,81, коэффициент цементации = 2 и пластовой коэффициент = 90. Какова пористость породы?

Ответ

Решите $F(a, m) = a\phi^m$ для $\phi = (a/F)^{1/m}$, чтобы получить $\phi = (0,81/90)^{1/2} = 0,095$

Было много изменений в конструкции инструментов регистрации сопротивления. Вариации можно разделить на две категории: электрические зонды и индукционные зонды. Ток от электрода в электрическом зонде проходит через пласт и возвращается к другому электроду. «Латеролог» - это название современного варианта электрических зондов. Напротив, индукционные зонды имеют два набора катушек с проволокой: катушки для генерации магнитных полей, которые индуцируют ток в пласте, и катушки для измерения магнитного поля, соз-

даваемого индуцированным током в пласте. Исторически, электрические зонды использовались для буровых растворов на водной основе, в то время как индукционные зонды использовались для буровых растворов на нефтяной основе. Эти ограничения исчезли с современной конструкцией. Некоторые латерологи могут измерять сопротивление пласта в обсаженных скважинах.

Глубина исследования зависит от конструкции электродов в латерологе или конструкции катушек в индукционном зонде. Большинство зондов могут одновременно измерять поверхностное, среднее и глубокое сопротивление, как показано на рис. 9.6. Некоторые зонды, зонды с несколькими приёмниками, сообщают об измерениях на пяти глубинах от 1 до 7 футов.

9.5 ДРУГИЕ ВИДЫ КАРОТАЖЕЙ

В предыдущих разделах были выделены наиболее часто используемые каротажи. Несколько других каротажей представлены здесь. Эти каротажи иллюстрируют разнообразие каротажей, которые разрабатываются и используются для решения отраслевых задач.

9.5.1. Построения изображений буровой скважины

Методы построения изображений скважины предназначены для получения изображений в сантиметровом масштабе пород, составляющих стенку скважины. Они включают оптические, акустические и электрические методы построения изображений. Следовательно, изображение скважины не используется в обсаженной скважине. Изображения скважины могут быть использованы для выявления трещин и ориентации трещин, наблюдения структурного и стратиграфического провала, обнаружения прорывов в стенке скважины, анализа мелкомасштабных осадочных особенностей и оценки эффективной мощности в тонких пластах.

9.5.2 Диаграмма спектрального гамма-каротажа

Уран, торий и калий являются основными источниками естественного гамма-излучения. В стандартном инструменте регистрации гамма-излучения гамма-лучи всех трех элементов и любых других радиоактивных элементов объединяются. Энергия или длина волн гамма-излучения от этих элементов различаются и могут восприниматься отдельно. Спектральные датчики гамма-излучения могут отличать излучение от урана, тория и калия. Эта информация может быть полезна для анализа некоторых пластов.

9.5.3 Глубинный каротаж

Наклономер предназначен для определения направления и угла падения пластов породы, прилегающих к скважине. Пространственная ориентация плоскости требует измерения высоты и географического положения не менее трех точек на плоскости.

В приборе для пластовой наклонометрии используется три или более датчика микросопротивления, установленных на кронштейнах суппорта, для проведения измерений на разных сторонах стенки скважины. Информация, записанная прибором для пластовой наклонометрии, рекомбинируется компьютером, чтобы обеспечить плоскостную ориентацию, включая погружение в пласт. Акустические и оптические инструменты для визуализации скважины могут предоставить аналогичную информацию о падении залегания, предоставляя изображения стенки скважины.

9.6 КАЛИБРОВКА КАРОТАЖНОЙ ДИАГРАММЫ С ОБРАЗЦАМИ ПОРОДЫ

Выводы, полученные из каротажных данных, подвержены различным уровням ошибок. Чтобы уменьшить эту ошибку и повысить достоверность интерпретации каротажей, полезно сравнивать каротажи с образцами из пласта. Шлам, собранный во время процесса шламокаротажа, дают один набор образцов. Другие образцы могут быть собраны с помощью керна.

9.6.1 Шламокаротаж

Шламокаротаж получают во время операции бурения. Он включает в себя несколько дорожек: скорость проникновения, глубина, состав газа, выделившегося на поверхности из бурового раствора, а также описание

кодовой и ленточной диаграмм образец бурового шлама.

Геолог буровой площадки (технолог по буровым растворам) обычно собирает образцы шлама каждые 10 футов хода бурения. Геолог исследует шлам, чтобы определить литологию и наличие какой-либо нефти для пластов, контактирующих с буровым долотом. Для этого геолог должен учитывать время прохождения или задержки от долота до вибрационного сита, когда буровой раствор переносит шламы на поверхность. Эти образцы вибрационного сита могут также содержать куски породы из более мелких пластов. Следовательно, образец может не быть полностью характерным для окружающей среды, с которой сталкивается буровое долото в определенном месте, но они являются первым прямым доказательством литологии, полученной из скважины. Частью обязанности технолога по буровым растворам является идентификация той части образца, которая была недавно вырезана долотом. Эти описания образцов, а также сами образцы обычно сравниваются с диаграммами каротажа необсаженной скважины.

Скорость проходки дорожки показывает количество времени, которое требуется для бурения сквозь толщу породы, и показывает твердость пласта. Твердость породы, определяемая по скорости проходки, дает информацию о типе породы, которую можно сравнить с данными литологического каротажа.

Показатели нефти и газа в шламокаротаже можно сравнить с показаниями углеводородов в каротажах пористости и сопротивления.

9.6.2 Полноразмерный керн

Образцы керна получают заменой бурового долота кольцеобразным колонковым долотом. Колонковое долото сверлит породу и захватывает цилиндрический объем породы через отверстие в долоте. Образец породы собирается в пробоотборнике в нижней части компоновки низа бурильной колонны (КНБК). Необходимость замены бурового долота колонковым долотом, получения керна, а затем замены колонкового долота буровым долотом для возобновления бурения означает, что кернование является длительным и дорогостоящим процессом. Следовательно, только из нескольких скважин отбирают керн. Отбор керна обычно производится на ограниченном участке скважины, где образцы керна могут предоставить наиболее полезную информацию.

Керновые материалы особенно полезны для характеристики продуктивных пластов. Каждый керновый материал из пласта представляет собой небольшой образец пластовой породы. Керновый материал можно использовать для определения важных свойств коллектора, таких как литология, пористость и проницаемость. Свойства керна могут быть с ущербом изменены во время процесса отбора керна, потому что снижение температуры и давления при подъеме керна к поверхности изменяет содержание жидкости в керне. Образцы керна могут быть получены с использованием процесса, известного как отбор керна в естественном состоянии, который предназначен для поддержания образцов керна в исходных условиях на месте. Более сложный процесс отбора керна в естественном состоянии увеличивает стоимость и имеет тенденцию ограничивать выборку керна в естественном состоянии в особых ситуациях.

Керновые материалы и любые результаты анализа керна обычно сравниваются с каротажами необсаженных скважин как способ улучшить интерпретацию каротажей.

9.6.3 Боковой керн

Образцы пластов также могут быть собраны с помощью устройств, спущенных на кабельном тросе. В некоторых из этих устройств используются ударные средства для забивания пробоотборного стакана в пласт. Другие устройства используют вращающиеся пилы для резки образцов. В то время как ударный отбор быстрее, роторное бурение обеспечивает лучшие образцы.

9.7. ИЗМЕРЕНИЕ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И КАРОТАЖ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Измерение в процессе бурения (MWD) относится к измерениям хода бурения в реальном времени с помощью датчиков в КНБК. MWD позволяет лучше контролировать процесс бурения для эффективного достижения целей. Изначально датчики MWD измеряли только направление бурения, но в настоящее время они также могут измерять вес на долоте, крутящий момент, число оборотов в минуту и другие параметры, связанные с бурением. Датчики естественного гамма-каротажа включены в некоторые сборки MWD. Вся эта информация передается на поверхность с помощью импульсов давления в буровом растворе. Открытие и закрытие клапана в КНБК генерирует импульсы. Частоты 1-3 ударов в секунду являются общими. Аккумулятор или небольшая турбина, приводимая в движение буровым раствором, обеспечивает электроэнергию для оборудования MWD.

С годами все больше и больше датчиков каротажа были включены в КНБК, что привело к созданию аббревиатуры LWD для каротажа в процессе бурения. Многие из инструментов каротажа, доступных для каротажа необсаженной скважины, доступны для LWD. Информация каротажа передается на поверхность с помощью импульсных систем давления в узлах MWD. В некоторых случаях информация о каротаже сохраняется в устройствах памяти для последующего поиска. Вместо гидроимпульсной телеметрии в некоторых операциях MWD и LWD используются электромагнитные системы, которые обмениваются данными со скоростью примерно 10 бит в секунду. Глубина MWD и LWD привязана к глубине бурильщика. Бурильщики определяют глубину путем суммирования длин стыков бурильных труб в скважине относительно втулки Келли.

9.8 ВОПРОСЫ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ

Каротажи скважины являются основным источником данных о пласте. Таблица 9.2 представляет собой краткое изложение основных применений некоторых широко используемых каротажных диаграмм. Столбцы в таблице 9.2 показывают, что каротажи скважин предоставляют информацию о типе породы, содержании жидкости, пористости, прогнозе давления, а также структурном и осадочном падении. Эта информация важна для определения характеристик пласта. Некоторые общие вопросы построения геологической модели залежи представлены ниже.

9.8.1 История каротажа скважины

Технология каротажа скважины менялась в течение приблизительно столетия. Каротажи скважин, полученные в течение этого периода времени, представляют собой наследие данных, которое имеет ценность как интеллектуальная собственность, поскольку старые каротажи скважин могут по-прежнему предоставлять полезную информацию о пласте на момент приобретения каротажа скважины. Однако во многих случаях изменения в инструментах для каротажа скважин требовали изменений в методах анализа.

9.8.2 Граница пропускания

Измерения каротажа скважины могут предоставить информацию о породе коллектора по ряду свойств, которые включают экономически производимые продуктивные зоны и зоны, которые вносят очень мало нефти и газа в производственный поток. Расчеты запасов более точны, когда анализ каротажных скважин включает в себя только продуктивные зоны. Границы пропускания каротажа скважины определяют минимальное значение измеряемого свойства, чтобы непродуктивный объем породы не учитывался в жидкости на месте и в расчетах запасов.

Проиллюстрируем использование границ пропускания при расчете запасов, напомнив, что объем запасов VR является продуктом исходного углеводородного сырья и коэффициента извлечения нефти RF. Поэтому объем резервов VR составляет

$$V_R = A h S_h R_F \quad (9.14)$$

ТАБЛИЦА 9.2 Основные применения каротажных диаграмм

Тип каротажа	Литология	Углеводороды	Пористость	Давление	Падение
Электрический					
SP	X				X
Сопротивление	X		X		
Радиоактивный					
Гамма-луч	X				
Нейтронный		X	X		
Плотности		X	X		
Акустический	X	X	X	X	
Глубинный					X

Источник: After Selley and Sonnenberg (2015), стр. 86.

где ϕ - пористость, A - площадь, h - толщина нетто, а S_h - насыщенность углеводородом. Определение пористо-

стии и насыщенности часто сопровождается спецификацией пределов пористости и насыщенности. Толщина интервала породы, который имеет значения пористости или насыщенности ниже соответствующих пределов, не включается в чистую толщину продуктивного интервала.

9.8.3 Графики зависимости

График зависимости представляет собой график зависимости одного параметра каротажа скважины от другого. Например, уравнение Арчи для насыщения фазы смачивания можно записать в виде

$$R_t = \phi^{-m} R_w S_w^n \quad (9.15)$$

где коэффициент $a=1$ в эмпирическом соотношении принимается для коэффициента сопротивления пласта $F(a, m)$. Уравнение Арчи связывает электрическую проводимость осадочной породы с ее пористостью и насыщенностью раствором. Логарифм обеих сторон уравнения Арчи дает

$$\log R_t = -m \log \phi + \log R_w - n \log S_w \quad (9.16)$$

Получаем график зависимости Пикетта путем построения $\log R_t$ по логарифму сопротивления по сравнению с $\log \phi$ по логарифму плотности. График зависимости Пикетта является наглядным представлением уравнения Арчи.

Другим полезным графиком зависимости является график зависимости времени прохождения звука от акустического каротажа от плотности пласта из каротажа плотности. Полученный график зависимости указывает на литологию.

Пример 9.6 График зависимости пористость-проницаемость

График зависимости пористость-проницаемость ($\phi-K$) связывает пористость и проницаемость. График зависимости для скважины, полученный из измерений керна, равен $K = 0,0007 \exp(71,7\phi)$, где K - в мд, а ϕ - фракция. Используйте график зависимости $\phi-K$, чтобы найти пористость среза к проницаемости среза = 1 мД.

Ответ

Решите график зависимости $\phi-K$ для пористости: $\phi = 0,139 \ln(1428 / K)$. Подстановка среза проницаемости на графике зависимости $\phi-K$ дает $\phi = 0,139 \times \ln(1428/1) = 0,10$. В этом случае порода с пористостью менее 10% не будет считаться продуктивной, поскольку проницаемость будет слишком низкой.

9.8.4. Выдержанность пластов между скважинам

Как показано на рис. 9.8, выдержанность пластов между каротажными скважинами может быть проиллюстрирована пространственным монтажем сейсмических разрезов по сети профилей, которая отображает двумерные стратиграфические разрезы в трех измерениях. Пространственный монтаж сейсмических разрезов по сети профилей составляется путем предварительного позиционирования каротажных диаграмм в их правильных пространственных положениях. Затем проводятся корреляции между соседними каротажами скважин для формирования двумерных стратиграфических сечений. Поперечное сечение обеспечивает трехмерное

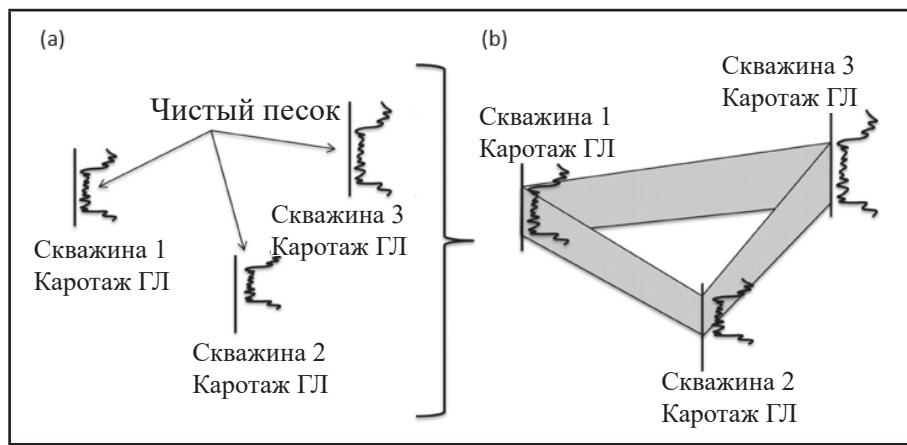


Рис. 9.8. Иллюстрация пространственного монтажа сейсмических разрезов по сети профилей, показывающая соотношение интервала чистого песка.

(а) Интервал чистого песка указывается в каротаже ГЛ. (б) Пространственный монтаж сейсмических разрезов по сети профилей, показывающий соотношение чистого песка.

представление стратиграфии пласта. Пространственный монтаж сейсмических разрезов по сети профилей могут показать геологические разрывы, такие как выклинивание пласта и несоответствия. Следует помнить, что стратиграфические разрезы, проведенные между местоположениями каротажа скважины, являются экстраполяциями и могут быть неверными.

9.8.5 Комплекс каротажных диаграмм

Часто желательно объединить разные и дополнительные каротажные инструменты в одном рейсе каротажного прибора. Анализ комбинации каротажных диаграмм повышает вероятность того, что характеристика коллектора является правильной. Например, инструмент нейтронно-плотностного каротажа объединяет инструмент нейтронного каротажа и инструмент плотностного каротажа. Оба инструмента предоставляют информацию о пористости пласта, но по-разному реагируют на присутствие углеводородного газа. Присутствие углеводородного газа в поровом пространстве увеличивает пористость по данным плотностного каротажа и уменьшает пористость по данным нейтронного каротажа.

Инструмент гамма-каротажа может быть включен в набор инструментов для каротажа скважин, потому что инструмент гамма-излучения измеряет естественную радиоактивность. Инструмент гамма-каротажа может указывать содержание сланца, определять литологию, коррелировать стратиграфические зоны и корректировать измерения каротажа пористости в пластах, несущих сланцы.

На рис. 9.9 показана комбинация каротажных диаграмм для трех скважин: скважины 7, 3 и 9. Скважины 7 и 9 - это сухие скважины, а скважина 3 - производитель нефти. Скважина 3 находится в центре линии, которая простирается от скважины 7 до скважины 9. Каротажами скважины на рисунке являются каротаж SP, коэффициенты сейсмического отражения (RC) и каротаж сопротивления. Каротаж SP и каротаж сопротивления представлены в произвольных единицах. Глубина в футах.

Региональное падение от скважины 7 до скважины 9 можно оценить, сопоставив SP-каротаж и сейсмическое RC в верхней части продуктивного интервала (на глубине ~ 8450 футов). Сопротивление в верхней части продуктивного интервала в скважине 3 уменьшается примерно на 8550 футов.

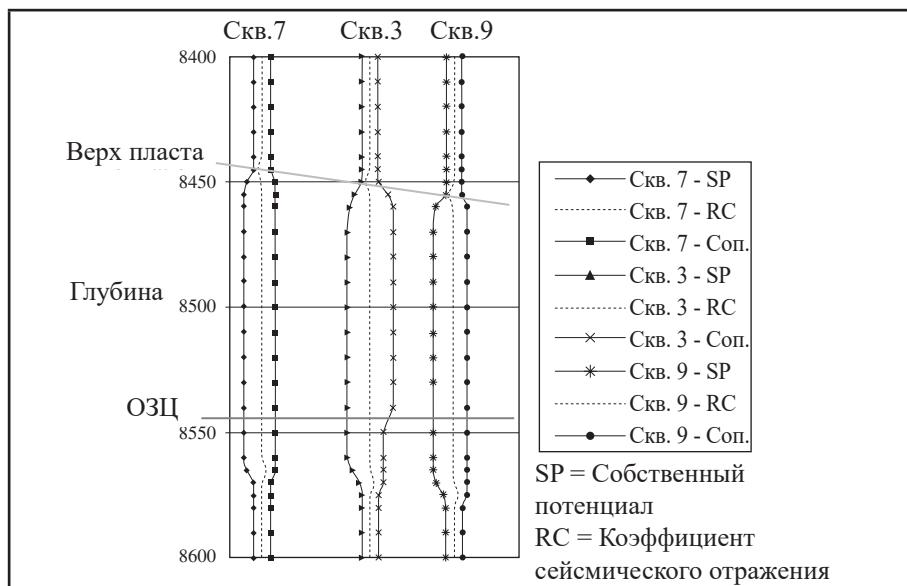


Рис. 9.9 Комбинация каротажей скважин (глубина в футах).

Снижение сопротивления в нижней части продуктивного интервала в скважине 3 свидетельствует о повышении электропроводности, что можно интерпретировать как увеличение водонасыщенности. Это указывает на наличие контакта нефти с водой (ВНК- водо-нефтяной контакт).

Пример 9.7 Каротаж сопротивления и ВНК

Оцените ВНК, используя каротажи скважины для скважины 3 на рис. 9.9.

Ответ

Дорожка SP указывает на проницаемый пласт от 8450 до 8570 футов. Однако кривая сопротивления указывает на падение сопротивления на 8550 футов, что указывает на присутствие пластовой воды, которая содержит растворенные соли (ионы). Поэтому ВНК в скважине 3, по-видимому, находится между 8540 и 8550 футами.

9.8.6 Шкала информации о резервуаре

Измеренные свойства породы зависят от масштаба измерительной техники. Пористость обычно измеряется в колонках породы. Измеренная пористость относится к относительно небольшому объему пласта. В отличие от этого, инструменты для каротажа скважин могут измерять от нескольких дюймов до нескольких футов в пласте. Следовательно, каротаж скважины обеспечивает свойства породы в большем масштабе, чем колонки породы. Рис. 9.10 иллюстрирует методы измерения, которые варьируются от сантиметровой шкалы для кернов до декаметровой шкалы для сейсмических измерений.

При сейсмических исследованиях отбирается большая часть недр, но поверхностные сейсмические данные считаются «недостоверными данными», поскольку сейсмические колебания обнаруживаются на поверхности после

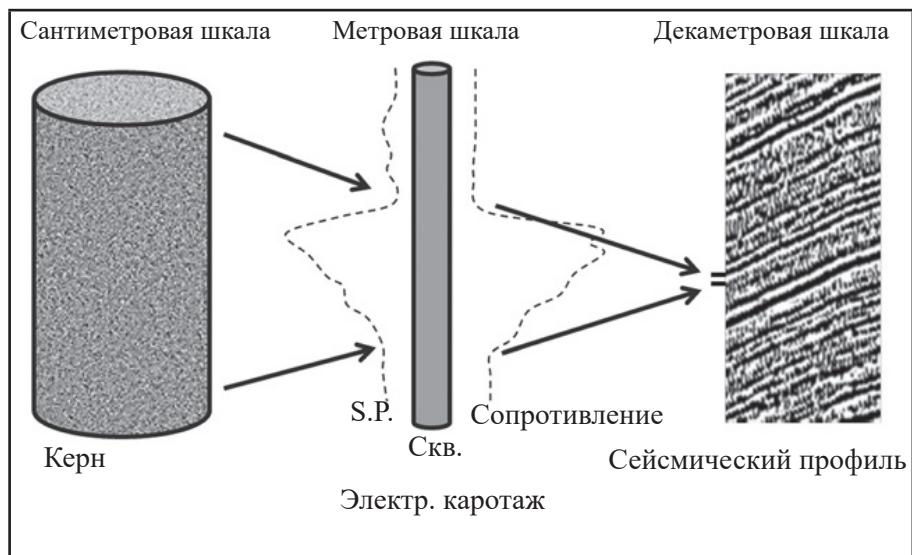


Рис. 9.10 Диапазон методов выборки данных

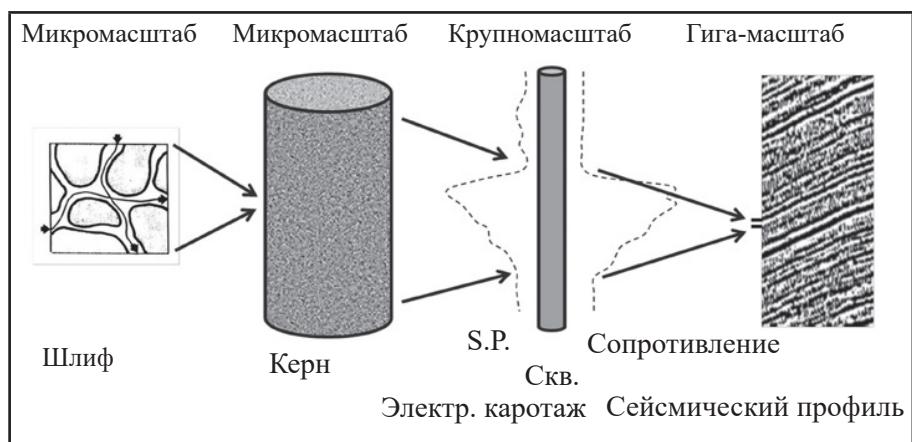


Рис. 9.11 Шкалы резервуара.

распространения в различных средах. Звуковые каротажи могут быть использованы для калибровки наземных сейсмических данных в определенном месте скважины и повышения нашей уверенности в точности сейсмических измерений.

На рис. 9.11 показана схема классификации масштаба методов, используемых при характеристике пласта. Четыре масштаба варьируются от микро до гигамасштаба. Методы выборки данных, показанные на рис. 9.10, соответствуют макромасштабу, мегаскале и гигашкале. Микромасштаб - это наименьший масштаб, примером которого является исследование образца породы на микроскопическом уровне. Тонкий срез - это обломок поверхности породы, помещенный на предметное стекло микроскопа. Его часто рассматривают с помощью микроскопа, через луч света, отражаемого от поверхности породы, а не луч света, проходящего через обломки породы. Сканирующие электронные микроскопы также могут быть использованы для исследования пористой среды и могут быть отнесены к микромасштабной классификации.

9.9 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

9.9.1. Дополнительная литература

Для получения дополнительной информации о каротаже скважины см. Селли и Зоненберг (2015 г.), Гин (2012 г.), Джонстон (2010 г.), Районд и Леффлер (2006 г.), Аскуит и Криговски (2004 г.) и Бассиуни (1994 г.).

9.9.2 Верно/Неверно

- 9.1 Набор каротажа представляет собой комбинацию инструментов для каротажа скважин.
- 9.2 График зависимости Пикетта представляет собой график зависимости пористости от импеданса.
- 9.3 Гамма-каротаж обнаруживает сланец по радиоактивности на месте образования.
- 9.4 Для оценки коэффициента Дикстры – Парсонса можно использовать каротаж скважины и график зависимости пористости-проницаемости.
- 9.5 График зависимости каротажа скважины представляет собой график зависимости одного параметра каротажа скважины от другого.
- 9.6 Кавернometрия дает информацию о форме скважины.
- 9.7 Каротажи электродов, индукционные и акустические каротажи являются каротажами сопротивления.
- 9.8 Метод акустического каротажа по скорости измеряет время прохождения звука в пористой среде.
- 9.9 Гамма-каротаж регистрирует гамма-лучи от РМПП.
- 9.10 Уравнение Арчи связывает насыщение фазы смачивания с сопротивлением.

9.9.3 Упражнения

- 9.1 А. Типовые значения пласта для сжимаемости породы, нефти, воды и газа:

$$c_r = 3 \times 10^{-6} / \text{фунтов на кв. дюйм} \quad c_o = 10 \times 10^{-6} / \text{фунтов на кв. дюйм}$$
$$c_w = 3 \times 10^{-6} / \text{фунтов на кв. дюйм} \quad c_g = 500 \times 10^{-6} / \text{фунтов на кв. дюйм}$$

Предположим, что нефтенасыщенность составляет 0,8 в системе нефть-вода. Рассчитайте общую сжимаемость жидкости, используя вышеупомянутые сжимаемости. Подсказка: сначала рассчитайте насыщенность водой и газом, а затем рассчитайте общую сжимаемость жидкости.

В. Рассчитайте объемный модуль жидкости. Отметим, что объемный модуль $K_f = 1 / c_f$

- 9.2 График зависимости гидростатического давления от глубины для колонны бурового раствора в скважине, которая пробурена до глубины 5000 футов. Градиент давления бурового раствора в скважине составляет 0,48 фунтов на кв.дюйм / фут.

- 9.3 Предположим, что каротаж плотности проводит измерения в пласте, где плотность песчаника составляет 2,70 г/см³, а плотность жидкости в растворе - 1,03 г/см³. Используйте уравнение 9.1, чтобы построить график зависимости пористости от объемной плотности для каротажа плотности. Предположим, объемная плотность составляет от 2 до 2,70 г / см³.

- 9.4 Предположим, акустический каротаж проводит измерения в водонасыщенном известняковом пласте. Известковый скелет породы имеет время прохождения на фут $44 \text{ мкс} / \text{фут} = 44 \times 10^{-6} \text{ с} / \text{фут}$, соответствующее акустической скорости 23 000 фут / с. Время прохождения раствора на фут составляет $189 \text{ мкс} / \text{фут} = 189 \times 10^{-6} \text{ с} / \text{фут}$, соответствующий акустической скорости 5300 фут / с. Используйте уравнение 9.5, чтобы построить график зависимости пористости от времени прохождения для акустического каротажа. Предположим, что время пробега каротажа на фут составляет от 40 до 100 мкс / фут.

- 9.5 Заполните следующую таблицу, используя уравнение 9.11, чтобы рассчитать коэффициент сопротивления пласта F для каротажа сопротивления.

	Песок	Карбонат		
a	0,81	0,81	1	1
m	2	2	2	2
Пористость	0.1	0.2	0.1	0.2
F				

9.6 А. Плотность жидкости для объема с газовой и водной фазами можно оценить, используя $p_f = S_g \times P_g + S_w \times P_w$, где ρ_g, ρ_w относятся к плотности газа и плотности воды, S_g, S_w относятся к газонасыщенности и водонасыщенности, а $S_g + S_w = 1$. Оцените плотность жидкости, если плотность газа составляет 0,00086 г / см³, плотность воды - 1,03 г/см³, а водонасыщенность - 30%. Подсказка: преобразуйте водонасыщенность во фракцию и рассчитайте газонасыщенность из $S_g + S_w = 1$.

Б. Предположим, что объемная плотность ρ_b составляет 2,20 г/см³ по плотности каротажа, а плотность матрицы породы рта составляет 2,62 г/см³. Используйте плотность жидкости ρ_f из Части А и Уравнение 9.1 для оценки пористости.

9.7 Оцените региональное падение, используя каротаж скважин на рис. 9.9. Подсказка: заполните таблицу следующим образом. Используйте дорожку RC, чтобы определить вершину продуктивного пласта, а затем оценить угол падения, используя тангенс (угол падения) = (разница в глубине между вершиной продуктивного пласта в скважинах 7 и 9), разделенную на (расстояние между скважинами 7 и 9) .

Номер скважины	Вершина RC(фут)	Расстояние от скважины 7 (фут)
7		0
3		800
9		1400

9.8 Масштаб отбора проб из резервуара может быть оценен путем сравнения отношения площади пробоотбора к площади дренажа скважины. Доля площади отбора проб (fAS) может быть записана как отношение площади отбора проб / площади дренажа скважины.

А. Какова площадь вертикального круглого ствола скважины с радиусом 6 дюймов?

Б. Если площадь дренажа скважины составляет 40 акров, то какая доля (fAS) этой площади непосредственно отбирается скважиной?

С. Предположим, что сигнал каротажа скважины проникает в пласт на расстоянии до 5 футов от ствола скважины. Какая часть площади сейчас отбирается?

10

ЗАВЕРШЕНИЕ РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СКВАЖИНЫ

Завершение работы по подготовке (заканчивание скважины) скважины включает в себя все этапы, необходимые для подготовки вновь пробуренной скважины к добыче. Оно часто начинается с размещения обсадной колонны рядом с добывающим пластом и заканчивается установкой эксплуатационных труб и поверхностного оборудования. Тем не менее, особенности завершения скважины довольно разнообразны, так как зависят от пласта и оператора.

Завершение формирования происходит после завершения каротажа необсаженной скважины и других испытаний пробуренной скважины. Если анализ каротажа необсаженной скважины и другие испытания показывают, что экономическая добыча нефти или газа невозможна, скважина будет заброшена путем закачки цемента в скважину для изоляции пластов и предотвращения загрязнения поверхностных вод. Непосредственно под поверхностью системы обсадных колонн будет закрыта, и местоположение скважины будет восстановлено до состояния предбурения. Процедура ликвидации должна быть одобрена государственным органом, который разрешил процесс бурения.

С другой стороны, если анализ показывает коммерческую перспективу, скважина будет продолжена. Затраты на завершение включены в AFE (утверждение расходной сметы) бурения. Мы начинаем следующее обсуждение процесса работы по завершению, вводя понятие «призабойная корка» и показывая, как оно связано с продуктивностью скважин. Затем мы опишем различные варианты завершения: обсадная колонна и гильзы, методы перфорирования, подкисления и гидроразрыва пласта. В заключение приводим описание скважинного и наземного оборудования, необходимого для производства.

10.1 ПРИЗАБОЙНАЯ КОРКА

В процессе бурения жидкости и частицы в буровом растворе проникают в пласт непосредственно вокруг скважины. Фильтрат бурового раствора может изменить относительную проницаемость или привести к выпадению минералов и образованию накипи, когда фильтрат реагирует с твердыми частицами пласта и природным раствором. Частицы в буровом растворе могут закупорить поры в пласте. Степень проникновения жидкостей и твердых частиц варьируется, но общим результатом является снижение пропускной способности. Инженеры-нефтяники называют это повреждением пласта и количественно описывают степень повреждения проницаемости с безразмерным количеством «призабойной корки». Цель завершения скважины состоит в уменьшении призабойной корки.

Чтобы исследовать концепцию призабойной корки, рассмотрим радиальный поток через безопасную цилиндрическую зону радиуса r вокруг скважины с радиусом r_w . Закон Дарси для радиального установившегося режима потока

$$p - p_w = \frac{141.2q\mu B_o}{kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (10.1)$$

Константа 141.2 в Уравнении 10.1 включает в себя коэффициенты преобразования, так что полевые единицы могут использоваться для различных параметров. В частности, p_w - это давление (фунт / кв.дюйм) на радиусе ствола скважины r_w (фут), p - давление (фунт / кв.дюйм) на радиусе r (фут), q - расход жидкости (STB / D (нормальных баррелей в сутки), μ - вязкость (cП). B_o - коэффициент объема пласта (RB / STB (баррель нефти в

пластовых условиях на баррель нефти в стандартных условиях), k - проницаемость (мд), а h - толщина пласта (фут). Представьте себе, что эта цилиндрическая зона теперь повреждена так, что ее проницаемость k_d меньше неповрежденной проницаемости k . Падение давления при той же скорости потока q через поврежденную зону составляет

$$p - p_{wd} = \frac{141.2q\mu B_o}{k_d h} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (10.2)$$

Здесь p_{wd} - это давление в стволе скважины, когда пласт поврежден. Падение давления $p - p_{wd}$ должно быть больше, чем $p - p_w$, когда k_d меньше, чем k . Другими словами, p_{wd} должно быть меньше p_w . Решение предыдущих уравнений для изменения давления в результате изменения проницаемости дает

$$p_w - p_{wd} = \frac{141.2q\mu B_o}{k_d h} \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (10.3)$$

или

$$p_w - p_{wd} = \frac{141.2q\mu B_o}{2\pi h} s \quad (10.4)$$

в которой призабойная корка s представляет собой безразмерный перепад давления, определяемый следующим выражением:

$$s = \left(\frac{k}{k_d} - 1 \right) \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) \quad (10.5)$$

Радиус r_d - это радиус поврежденной зоны. Уравнение 10.5 - это формула Хокина для призабойной корки. Это показывает, что призабойная корка зависит от изменения проницаемости, а также от размера поврежденной зоны относительно скважины. Фактические значения призабойной корки вокруг скважин обычно определяются из анализа скважинных тестов.

Пример 10.1. Призабойная корка из формулы Хокина

Используйте формулу Хокина, чтобы оценить поверхность поврежденной зоны вокруг скважины с радиусом 4 дюйма, $k=20$ мд и $k_d=2$ мд. Поврежденная зона простирается на 2 дюйма за радиусом скважины

Ответ

Подставим физические значения в уравнение 10.5:

$$s = \left(\frac{20 \text{ мд}}{2 \text{ мд}} - 1 \right) \ln\left(\frac{6 \text{ дюйм}}{4 \text{ дюйм}}\right) = 3.6$$

Наша следующая цель - описать, как призабойная корка влияет на продуктивность. Рассмотрим скважину в большой цилиндрической зоне радиуса r_e и толщины h . Здесь r_e - радиус дренажа, а p_{ave} - среднее давление в зоне. Например, для скважины по схеме в 40 акров p_{ave} составляет 745 футов. Разница в давлении между средним давлением в зоне дренажа и давлением в скважине составляет

$$p_{ave} - p_w = \frac{141.2q\mu B_o}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + s \right) \quad (10.6)$$

для установившегося потока. Единицами измерения являются полевые единицы: давление (фунт / кв.дюйм), расход (STB / D), вязкость (cП), коэффициент объема пласта (RB / STB), проницаемость (мД) и толщина пласта (фут). Инженеры-нефтяники часто перестраивают это уравнение, чтобы получить выражение для индекса производительности J :

$$J = \frac{q}{(p_{ave} - p_w)} = \frac{kh}{141.2\mu B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + s \right)} \quad (10.7)$$

Индекс продуктивности зависит от свойств и размеров пласта, свойств жидкости и призабойной корки. Индекс продуктивности - удобный термин для сравнения показателей любой группы скважин. Должно быть ясно, что увеличение призабойной корки приведет к снижению индекса продуктивности. Величина призабойной корки зависит от степени повреждения скважины. Серьезное повреждение может привести к призабойной корке около 20. Призабойная корка для умеренного повреждения может быть 5 или около того. Призабойная корка может быть отрицательной, как отмечено в обсуждении гидроразрыва. Отрицательная призабойная корка соответствует повышенной проницаемости в призабойной области.

Пример 10.2. Индекс производительности

Рассчитайте J для следующих значений: радиус скважины =0,33 фута и $r_e = 745$ футов, толщина пласта $h = 100$ футов, проницаемость= 8 мд, вязкость нефти =1,5 сП, коэффициент объема пласта $B_o = 1,05$ RB / STB и призабойная корка= 4,5.

Ответ

Подставим физические значения в уравнении 10.7:

$$J = \frac{(8 \text{ мд})(100 \text{ фут})}{141.2(1.5 \text{ сП})(1.05 \text{ RB/STB}) \left(\ln \frac{745 \text{ фут}}{0.33 \text{ фут}} - \frac{1}{2} + 4.5 \right)} = 0.31 \text{ фунт/кв. дм}$$

10.2 ЭКСПЛУАТАЦИОННАЯ КОЛОННА И ПОТАЙНАЯ ОБСАДНАЯ КОЛОННА

Обычно первая задача завершения заключается в установке эксплуатационной колонны или другого оборудования в скважине, прилегающей к целевому пласту. Колонна представляет собой трубу, обычно стальную, которая простирается от продуктивного пласта до поверхности. Рис. 8.10 иллюстрирует размещение колонны в скважине. Если оператор выбирает установку обсадной колонны, она обычно цементируется на месте, при этом цемент покрывает любые открытые пласти и продолжается вверх к ранее установленной поверхности или промежуточной обсадной колонне. Когда цементируется на месте, обсадная колонна механически поддерживает пласт, окружающий отверстие. Кроме того, это позволяет избирательно соединяться с окружающим пластом с помощью перфораций. После того, как цемент застынет, на кабельной линии ведется каротаж качества цементирования для оценки качества и местоположения цемента в затрубном пространстве. Наряду с датчиком сцепление цемента каротажный узел имеет гамма-датчик и локатор муфты обсадной колонны. Гамма-отклик необходим для сопоставления графика глубины переходной муфты с интервалами пласта, которые будут перфорированы позже. В дополнение к каротажу качества цементирования, обсаженная и зацементированная скважина будет испытываться под давлением для оценки механической целостности. Характер испытаний под давлением варьируется, но, как правило, оборудование устья скважины испытывается на максимальное номинальное рабочее давление, а обсадная колонна испытывается на максимальное давление, которое ожидается в течение оставшейся части работ по завершению.

Если добывающий пласт достаточно сильный, оператор может оставить открытый отверстие без обсадной колонны. Вся добываемая жидкость смешивается в необсаженной скважине.

Потайная обсадная колонна является альтернативой между зацементированной обсадной колонной и необсаженной скважиной. Это стальная труба, которая перфорирована прорезями или отверстиями, и она прикреплена к нижней части кондукторной или промежуточной колонны. Потайная обсадная колонна проходит вниз через продуктивный пласт. Потайная обсадная колонна не обеспечивает такой большой механической поддержки, как опора, обеспечивающая цементированной обсадной колонной, но потайная обсадная колонна может улавливать твердые частицы, которые выпадают из ствола скважины. Нежелательные части пласта могут быть изолированы путем размещения потайной колонны без отверстий с пакерами. Эти пакеры имеют расширяемые рукава, которые герметизируют кольцевой зазор между потайной колонной и пластом. Резиновая муфта может быть расширена различными

способами, включая вращение потайной колонны для приведения в действие механического сжатия муфты против пласта.

Некоторые углеводородные пласты состоят из плохо уплотненного песка. Этот песок может повредить насосно-компрессорные трубы или обсадную трубу, а также привести к закупорке наземного оборудования. Чтобы предотвратить добычу песка, используются различные экранированные потайные колонны, иногда в сочетании с «гравийной набивкой» в кольцевой области между потайной колонной и пластом. «Гравий» состоит из песка, который примерно в шесть раз больше среднего размера песка в пласте.

Многие скважины с угольным метаном обсаживаются, цементируются, а затем перфорируются. Некоторые укомплектованы открытыми забоями. Некоторые открытые забои расширяются за счет очень высокой скорости добычи газа, которая выдувает фрагменты угля и порошок из скважины и образует большую полость.

Для нефтяных и газовых скважин в сланцевых пластах, скважины обычно пробурены горизонтально, чтобы максимизировать контакт между скважиной и пластом с очень низкой проницаемостью. Некоторые операторы обрабатывают и цементируют горизонтали, а некоторые обсаживают без цементирования.

10.3 ПЕРФОРАЦИЯ

Если скважина обсаживается или законтурируется, а затем цементируется, связь между внутренней частью обсадной колонны и окружающим пластом устанавливается путем пробивания отверстий через обсадную колонну и цемент в пласт. В 1930-х и 40-х годах перфорации пробивались пулями большого калибра. Но разработки в области взрывчатых веществ во время Второй мировой войны привели к кумулятивным зарядам в перфорации. Несколько операторов использовали водяные струи с абразивами для перфорации обсадной колонны.

Для подготовки к перфорации чашки с кумулятивным зарядом устанавливаются на стальную полосу или трубку в виде спирали с шнуром детонатора, идущим сверху донизу полосы или трубы. Шнур детонатора оборачивается, чтобы касаться запального устройства на каждой чашке. Затем полоса или трубка монтируются в стальной трубе или в полом держателе для завершения «пулевого перфоратора». В верхней части пулового перфоратора капсюль -детонатор присоединяется к детонационному шнуру. Капсюль -детонатор может быть активирован электрическим сигналом по проводной линии на поверхность или реле давления. Длина перфорационных пуловых перфораторов варьируется от 1 до 20 футов, но пуловые перфораторы могут быть соединены для формирования более длинных перфорирующих узлов. Диаметр пулового перфоратора составляет от 2 до 7 дюймов. Пуловые перфораторы большего диаметра могут нести большие кумулятивные заряды.

Для подготовки к перфорации чашки с кумулятивным зарядом устанавливаются на стальную полосу или трубку в виде спирали с шнуром детонатора, идущим сверху донизу полосы или трубы. Шнур детонатора оборачивается, чтобы касаться запального устройства на каждой чашке. Затем полоса или трубка монтируются в стальной трубе или в полом держателе для завершения «пулового перфоратора». В верхней части пулового перфоратора капсюль -детонатор присоединяется к детонационному шнуру. Капсюль -детонатор может быть активирован электрическим сигналом по проводной линии на поверхность или реле давления. Длина перфорационных пуловых перфораторов варьируется от 1 до 20 футов, но пуловые перфораторы могут быть соединены для формирования более длинных перфорирующих узлов. Диаметр пулового перфоратора составляет от 2 до 7 дюймов. Пуловые перфораторы большего диаметра могут нести большие кумулятивные заряды.

Перфорирующие пуловые перфораторы могут быть опущены к целевому пласту на кабеле или трубопроводе. Гравитационной силы достаточно, чтобы протянуть пуловой перфоратор на тросе для вертикальных и умеренно отклоненных скважин. Для горизонтальных скважин, тракторы часто используются, чтобы протянуть пуловой перфоратор на проводной линии. При использовании проводной линии узел пулового перфоратора обычно включает локатор муфты обсадной колонны. Данные о глубине муфты от локатора на пуловом перфораторе соотносятся с глубиной муфты, наблюданной во время контроля качества цементирования, которые коррелируют с гамма-каротажем от каротажа качества цементирования до каротажа необсаженной скважины. Когда пуловой перфоратор находится в правильном месте, оператор проводной линии активирует кумулятивные заряды электрическим сигналом.

Прежде чем пробурить скважину, инженеры-нефтяники отвечают за несколько проектных решений. Сначала они должны определить, какая зона или зоны будут перфорированы. Это решение зависит от результатов из каротажей бурового раствора и необсаженных скважин, а также опыта соседних скважин. Они также должны учитывать размер отверстия перфорации и длину проникновения, количество выстрелов на фут, угловое фазирование (например, 30, 60, 90 или 180 °) между соседними выстрелами в спирали зарядов, установленных в пуловом перфораторе, и длину пулового перфоратора. Сервисные компании взрывают заряды и измеряют длину проникновения и диаметр отверстия для многих образцов пород. Персонал сервисной компании может оказать поддержку в оценке длины проникновения и диаметра скважины для конкретного пласта с его уникальными механическими свойствами.

В 1997 году Брукс опубликовал метод прогнозирования производительности перфорированной вертикальной скважины как функции длины проникновения перфорации L_p , диаметра туннеля перфорации d_p , длины повреждения пласта L_d , количества выстрелов на фут n , отношения горизонтальной и вертикальной проницаемости k_h/k_v , и призабойной корки s_p перфорации. Только часть этого метода описана здесь. Брукс предложил безразмерное описание перфорации N_{pd} :

$$N_{pd} = \frac{N_{pd1}}{N_{pd2}} \quad (10.8)$$

$$N_{pd1} = \frac{(L_p - L_d) n^{3/2} d_p^{1/2}}{(k_h / k_v)^{5/8}} \quad (10.9)$$

$$N_{pd2} = (s_p + 1) \left(1 + \frac{(s_p + 1)}{N_{pd1}} \right) \quad (10.10)$$

Брукс пришел к выводу, что $N_{pd} \geq 100$ является эффективно перфорированной скважиной. Для $N_{pd} < 100$ эффективность конструкции перфорации может быть увеличена путем увеличения длины проникновения и плотности выстрела. Для $N_{pd} < 10$ конструкция перфорации очень неэффективна. Соотношение Брукса для безразмерной эффективности производительности N_{pe} это

$$N_{pe} = 0.97 \left(1 - \exp(-0.57 N_{pd}^{0.38}) \right) \quad (10.11)$$

Эта корреляция показана на рис. 10.1. Использование метода Брукса продемонстрировано в следующих примерах.

Пример 10.3 Безразмерная перфорация Брукса, N_{pd}

Рассчитайте N_{pd} для следующих значений: длина проникновения перфорации $L_p = 16$ дюймов; диаметр перфорационного канала $d_p = 0,4$ дюйма; длина повреждения пласта $L_d = 5$ дюймов; количество выстрелов на фут $n = 4$ выстрела / фут; отношение горизонтальной и вертикальной проницаемости $k_h / k_v = 5$; и призабойная корка перфорационного туннеля $s_p = 5$.

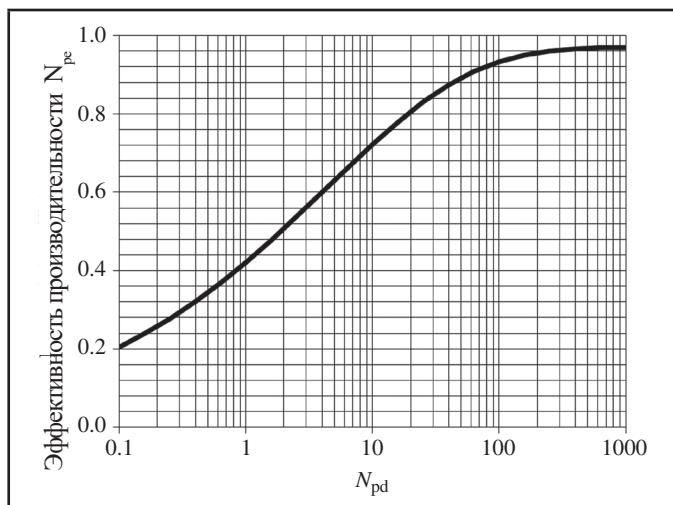


Рис. 10.1. Корреляция Брукса для повышения производительности перфораций.

Ответ

Подставьте физические значения в уравнения 10.9 и 10.10, а затем в уравнение 10.8:

$$N_{pd1} = \frac{(16 \text{ дюйм}-5 \text{ дюйм}) (4 \text{ выстрела/фут})^{3/2} (0,4 \text{ дюйм})^{1/2}}{5^{5/8}} = 0.49$$

$$N_{pd2} = (5+1) \left(1 + \frac{(5+1)}{0.49} \right) = 79.5$$

$$N_{pd} = \frac{0.49}{79.5} = 0.006.$$

Безразмерное описание перфорации Брукса в предыдущем примере теперь используется для оценки эффективности производительности.

Пример 10.4. Производительность Брукса, N_{pe}

$$N_{pe} \text{ для } N_{pd} = 0,006.$$

Ответ

Подставьте $N_{pd}=0,006$ в уравнение 10.11:

$$N_{pe} = 0.97(1-\exp(-0.57(0.006)0.38))=0.08$$

По словам Брукса, этот план перфорации очень неэффективен. Его можно улучшить, увеличив длину проникновения и плотность выстрела, а также очистив перфорацию, чтобы уменьшить толщину призабойной корки.

10.4 КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА

Следующим шагом после перфорации является очистка от мусора и других повреждений в обсаженном и цементированном забое. Если пластовое давление достаточно высокое, открытия скважины и начала добычи может быть достаточно для очистки перфораций. Кислотная обработка является еще одним вариантом очистки перфораций. В любое время в течение срока службы скважины кислоты можно использовать для удаления минеральных отложений в скважине и призабойной зоне в пласте, которые ограничивают норму отбора.

Часто используются четыре кислоты. Соляная (HCl), муравьиная и уксусная кислоты воздействуют на карбонатные минералы, такие как кальцит ($CaCO_3$), доломит ($CaMg(CO_3)_2$) и сидерит ($FeCO_3$). Смеси соляной и плавиковой (HF) кислот используются при обработке силикатных минералов, таких как кварц, различные полевые шпаты и глины. Объемное количество минерала, которое может потребляться этими кислотами, зависит от стехиометрии реакции и может быть рассчитано. Таблицы 10.1 и 10.2 показывают результаты этих расчетов. Объемная растворяющая способность - это отношение объема потребляемого минерала к объему раствора кислоты. Объем кислоты, необходимый для обработки, равен объему удаляемого минерала, деленному на объемную мощность растворения для этой кислоты и ее концентрации, как показано в следующем примере.

Таблица 10.1. Растворяющая способность (объем минерала на объем раствора кислоты) для карбонатных минералов

Минерал	Кислота	Объемная сила растворения			
		5 % масс. Кислота	10 % масс. Кислота	15 % масс. Кислота	30 % масс. Кислота
Карбонат кальция	HCl	0.026	0.053	0.082	0.175
	Муравьиная	0.020	0.041	0.062	0.129

	Уксусная	0.016	0.031	0.047	0.096
Доломит	HCl	0.023	0.046	0.071	0.152
	Муравьиная	0.018	0.036	0.054	0.112
	Уксусная	0.014	0.027	0.041	0.083

Источник: по материалам Schecter (1992).

Таблица 10.2. Растворяющая способность (объем минерала на объем раствора кислоты) для минералов в песчанике

Минерал	Кислота	Объемная сила растворения				
		2 % масс. кислота	3 % масс. кислота	4 % масс. кислота	6 % масс. кислота	8 % масс. кислота
Кварц	HF	0.006	0.010	0.018	0.019	0.025
Альбит	HF	0.008	0.011	0.015	0.023	0.030

Источник: по материалам Schecter (1992).

Пример 10.5. Объем HCl для удаления карбоната кальция

Оцените объем 15% HCl, необходимый для удаления карбоната кальция в перфорированной зоне вокруг вертикальной скважины в пласте песчаника со следующими свойствами: 18% пористости и 12% объема зерна - это CaCO_3 . Обработка должно распространяться на 1 фут за пределы радиуса скважины (0,33 фута).

Ответ

Во-первых, используйте объемные отношения, чтобы найти объем CaCO_3 в пределах радиуса обработки на фут пласта:

$$\begin{aligned} \text{Объем } \text{CaCO}_3/\text{фут} &= \pi(r_t^2 - r_w^2)(1-\phi)f_{\text{CaCO}_3} \\ &= \pi(1.33^2 - 0.33^2)\text{фут}^2(1-0.18)(0.12) = 0.51\text{фут}^3/\text{фут} \end{aligned}$$

Во-вторых, используйте растворяющую способность карбоната кальция из таблицы 10.1 для 15% HCl, чтобы определить скорость обработки кислотой:

$$\text{Объем } \text{HCl}/\text{ft} = \frac{0.5\text{ фунт}^3/\text{фут}}{0.082} = 6.26\text{фунт}^3/\text{фут} = 47$$

Есть несколько усложняющих факторов, которые следует учитывать при разработке кислотных обработок, особенно в пластах из песчаника. Например, растворение железной ржавчины в обсадной колонне может привести к выпадению в пласт гидроксида железа Fe(OH)_3 . Кислоты могут взаимодействовать с асфальтенами в нефти пласта с образованием шламов. Испытания с образцами пластовой нефти перед кислотной обработкой имеют важное значение. Если образуются шламы, то впрыск ароматического растворителя для вытеснения нефти из призабойной области является возможным вариантом. В пластах из песчаника можно избежать осаждения фторида кальция с помощью предварительной промывки соляной кислотой для растворения и вытеснения любого карбоната кальция в призабойной области. Осаджение коллоидного кремнезема Si(OH)_4 является еще одним осложнением подкисления песчаника. Чтобы предотвратить значительное осаждение коллоидного кремнезема, некоторые инженеры рекомендуют вводить HF с высокой скоростью, после чего следует быстрое производство отработанной кислоты.

Исторически принятой кислотной обработкой песчаников являлось следующее: 50 галлонов / фут 15% предварительной промывки HCl, 50–200 галлонов / фут 3/12% HF / HCl («грязевая кислота») и 200 галлонов / фут последующей промывки раствором; затем немедленный поток обратно. В последнее время используются более низкие концентрации кислоты. Считается, что более низкие концентрации приведут к меньшему количеству осадков и снижению риска неуплотнения пласта. В принципе, испытания кислот с образцами породы пласта должны

помочь в проектировании; но это, вероятно, происходит не очень часто.

10.5 ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА

Целью гидравлического разрыва пласта или фрекинга является увеличение количества и пропускной способности путей потока между стволом скважины и окружающим пластом. Фрекинг увеличивает добычу нефти или газа в скважине так же, как автострада увеличивает поток транспорта в город или из города. Пропускная способность гидроразрыва связана с шириной



Рис. 10.2 Работы по гидроразрыву пласта в Мэнсфилде, штат Техас.

трещины и проницаемостью проппантов, которые удерживают трещину открытой. Проницаемость проппантов увеличивается с размером проппантов и примерно аналогична скорости на автостраде. Ширина трещины аналогична количеству полос автострады. Желаемая пропускная способность гидроразрыва равна или немноголибо превышает пропускную способность окружающего пласта, так же как необходимый размер автострады относится к пропускной способности окружающего сообщества.

Проще говоря, гидроразрыв состоит из закачки жидкой суспензии (обычно воды) и твердого расклинивающего агента (песка или керамики) в скважину с достаточной скоростью, чтобы забойное давление повышалось до точки расщепления, а затем распространяло трещину в пласте. Операция фрекинга показана на рис. 10.2. Контейнеры для хранения, показанные на рисунке, необходимы для хранения инъекционных жидкостей и расклинивающего агента. Автоцистерны необходимы для смешивания смеси с образованием суспензии и закачки суспензии в скважину. Автоцистерны, показанные на рисунке, подъезжают к устьям скважин. Суспензия должна вводиться под давлением, достаточным для того, чтобы противостоять нагрузкам и прочности пласта. Таким образом, описание напряжений в пластах является хорошей отправной точкой для понимания фрекинга.

Напряжение в вертикальном направлении σ_v в пласте является следствием веса вышележащих пластов и может быть оценено следующим образом:

$$\sigma_v = \rho gh \quad (10.12)$$

где ρ - плотность породы, g - гравитационное ускорение, а h - глубина пласта. Если пористый пласт содержит жидкости под давлением, мы можем думать об эффективном вертикальном напряжении следующим образом:

$$\sigma_{ve} = \sigma_v - \alpha p \quad (10.13)$$

в которой p - давление жидкости в порах пласта, а α - постоянная Био со значениями в диапазоне от 0,7 до 1,0. Постоянная Био приближается к 1,0 для умеренно и высокопроницаемых пород. (Этот Био относится к Морису Энтони Био, который умер в 1985 году, и не совпадает с тезкой числа Био в теплопередаче - это был Жан-Батист Био, который умер в 1862 году.)

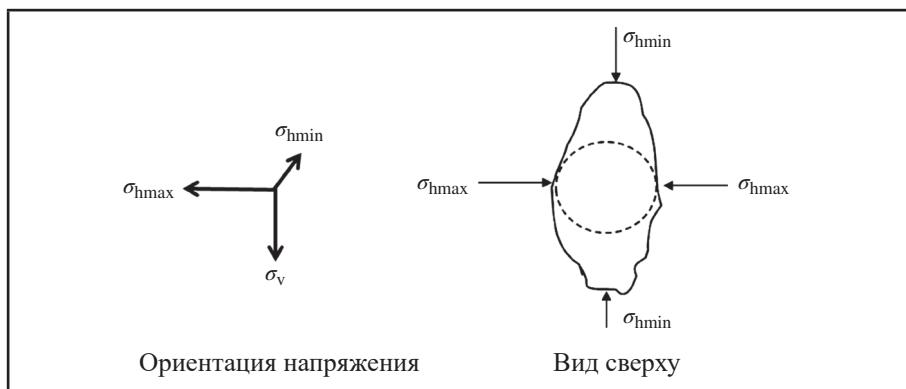


Рис. 10.3 Ориентация трех основных напряжений и вид сверху на прорыв скважины

Помимо вертикальных напряжений, нам необходимо описать напряжения в горизонтальных направлениях. Как правило, существует два горизонтальных напряжения: меньшее горизонтальное напряжение - это минимальное горизонтальное напряжение σ_{hmin} , и большее горизонтальное напряжение - максимальное горизонтальное напряжение σ_{hmax} . На рис. 10.3 показана ориентация трех основных напряжений и вид сверху разрыва ствола скважины, известного как обрушение стенки скважины для вертикальной скважины.

Обрушение стенки скважины происходит в направлении минимального основного напряжения и может быть обнаружено с помощью кавернометрии. Ориентация обрушения стенки скважины может использоваться для указания ориентации основных горизонтальных напряжений.

Эффективное горизонтальное напряжение можно найти по эффективному вертикальному напряжению, используя коэффициент Пуассона ν :

$$\sigma_{he} = \frac{\nu \sigma_{ve}}{1 - \nu} \quad (10.14)$$

Коэффициент Пуассона представляет собой отношение радиальной и осевой деформации для цилиндрического образца на растяжение. Для несжимаемого материала коэффициент Пуассона равен 0,5. Коэффициент Пуассона составляет около 0,3 для карбонатов, около 0,2 для песчаников и более 0,3 для сланцев. Фактическое горизонтальное напряжение можно выразить с помощью постоянной Бюо:

$$\sigma_h = \sigma_{he} + \alpha p \quad (10.15)$$

Это горизонтальное напряжение является минимальным горизонтальным напряжением, σ_{hmin} . Чтобы найти максимальное горизонтальное напряжение, нам необходимо включить дополнительный компонент тектонического напряжения:

$$\sigma_{hmax} = \sigma_{hmin} + \sigma_{tectonic} \quad (10.16)$$

«Плоскость» гидроразрыва будет примерно перпендикулярна направлению наименьшего из этих трех напряжений (σ_v , σ_{hmin} и σ_{hmax}), которое обычно составляет σ_{hmin} . Приведенные выше соотношения для напряжения дают оценки первого порядка, но они обычно находятся на низкой стороне. Применение этих отношений демонстрируется на примерах. Первые два примера показывают, как рассчитать градиент напряжения вскрытых пород.

Пример 10.6. Плотность насыщенной раствором породы

Найдите плотность породы, насыщенную соленой водой. Плотность воды составляет 65 фунтов_м / фут³, удельный вес зерен породы составляет 2,65, а пористость породы составляет 0,22.

Ответ

Плотность породы - это средневзвешенное значение плотности воды и зерна:

$$\rho_{\text{порода}} = (0.22)(65 \text{ фунтов}_m / \text{фут}^3) + (1-0.22)(2.65)(62.4 \text{ фунтов}_m / \text{фут}^3) = 143 \text{ фунтов}_m / \text{фут}^3$$

Пример 10.7 Градиент геостатического давления

Найдите градиент геостатического давления, если плотность геостатического давления составляет 160 фунтов_м / фут³. Градиент геостатического давления $\sigma_v/h = \rho g$. Выразите ваш результат в фунтах на кв.дюйм/ фут.

Ответ

Замените плотность геостатического давления на $\sigma_v/h = \rho g$ и переведите единицы измерения:

$$\frac{\sigma_v}{h} = \left[\frac{(160 \text{ lb}_m / \text{фут}^3)(32 \text{ фут}/\text{с}^2)}{\left(\frac{32 \text{ lb}_m \text{ фут}/\text{с}^2}{\text{lb}_f} \right)} \right] \left(\frac{1 \text{ фут}^2}{144 \text{ дм}^2} \right) = 1.11 \text{ фунт}/\text{кв.дм}/\text{фт}$$

В следующем примере показано, как рассчитать горизонтальные напряжения.

Пример 10.8. Набор напряжений

Найдите напряжения в слое песчаника на глубине 10 000 футов. Предположим, градиент геостатического давления составляет 1,0 фунтов на кв.дюйм/фут, пластовое давление 4500 фунтов на кв.дюйм, постоянная Био 0,95, коэффициент Пуассона для песчаника 0,25, а тектоническое напряжение 2000 фунтов на кв.дюйм.

Ответ

Примените уравнения 10.12–10.16 с указанными физическими значениями:

$$\sigma_v = 10000 \text{ фунтов на кв.дюйм}$$

$$\sigma_{ve} = 10000 \text{ фунт}/\text{кв. дм} - 0.95(4500 \text{ фунт}/\text{кв. дм}) = 5725 \text{ фунт}/\text{кв. дм}$$

$$\sigma_{he} = 0.25(5725 \text{ фунт}/\text{кв.дм}) = 1908 \text{ фунт}/\text{кв. дм}$$

$$\sigma_{hmin} = \sigma_h = 1908 \text{ фунт}/\text{кв.дм} + 0.95(4500 \text{ фунт}/\text{кв.дм}) = 6183 \text{ фунт}/\text{кв.дм}$$

$$\sigma_{hmax} = 6183 \text{ фунт}/\text{кв.дм} + 2000 \text{ фунт}/\text{кв.дм} = 8183 \text{ фунт}/\text{кв.дм}$$

Во время процесса фрекинга измерения давления в устье скважины могут обеспечить обратную связь по приведенным выше оценкам напряжения. Одним из значений давления, которое может наблюдаться на предварительных стадиях фрекинга, является давление закрытия трещины. На графике зависимости давления от времени он отображается как быстрая смена наклона. Давление закрытия трещины является ключом к выбору типа расклинивающего агента для трещины. Если давление закрытия превышает прочность расклинивающего

агента, расклинивающий агент будет раздавлен, и выгода от разрыва может быть полностью потеряна. А если расклинивающий агент достаточно силен, чтобы предотвратить раздавливание, встраивание частиц расклинивающего агента в стенки пласта уменьшит выгода от трещины. В таблице 10.3 перечислены категории проппантов и их приблизительные пределы напряжения смыкания. Поскольку существует много типов песочных и керамических проппантов, необходимо знать конкретные ограничения проппанта, прежде чем использовать его в гидроразрыве.

Далее мы рассмотрим развитие трещины, ее связь с проводимостью трещины и пласта, который должен быть разорван, и длину трещины. В 1960 году МакГвайр и Сикора опубликовали небольшую статью на эту тему. Они использовали «электрический анализатор» в своих доцифровых компьютерных исследованиях для изучения производительности квадранта 40-акровой (1320 футов на стороне) дренажной зоны с разрывом на одной стороне. Длина стороны 40-акрового квадранта составляет 1320 футов / 2=660 футов. На рис. 2, который воспроизведен на рис. 10.4, показаны преимущества производительности гидроразрыва на вертикальной оси как функции относительной проводимости трещины на горизонтальной оси и отношения R, которое равно длине трещины L_p деленной на длину стороны квадранта L_q , что составляет 660 футов для 40-акровой области дренажа. Оси и параметр R на рис. 10.4 определяются следующими уравнениями:

Вертикальная ось (левая сторона):

Модифицированный коэффициент индекса производительности

$$= \frac{J}{J_o} \left(\frac{7.13}{\ln(0.472(L_q/r_w))} \right) \quad (10.17)$$

Горизонтальная ось:

$$\text{Относительная проводимость} = \frac{w k_f}{k} \sqrt{\frac{40}{A}} \quad (10.18)$$

ТАБЛИЦА 10.3 Приблизительные пределы давления смыкания для категорий проппанта

Проппант	Предел давления смыкания (фунт/кв. дм)	Предел температуры (°F)
Песок	4000	НП
Песок с полимерным покрытием	8000	250
Керамика средней прочности	10000	НП
Высокопрочная керамика	>12000	НП

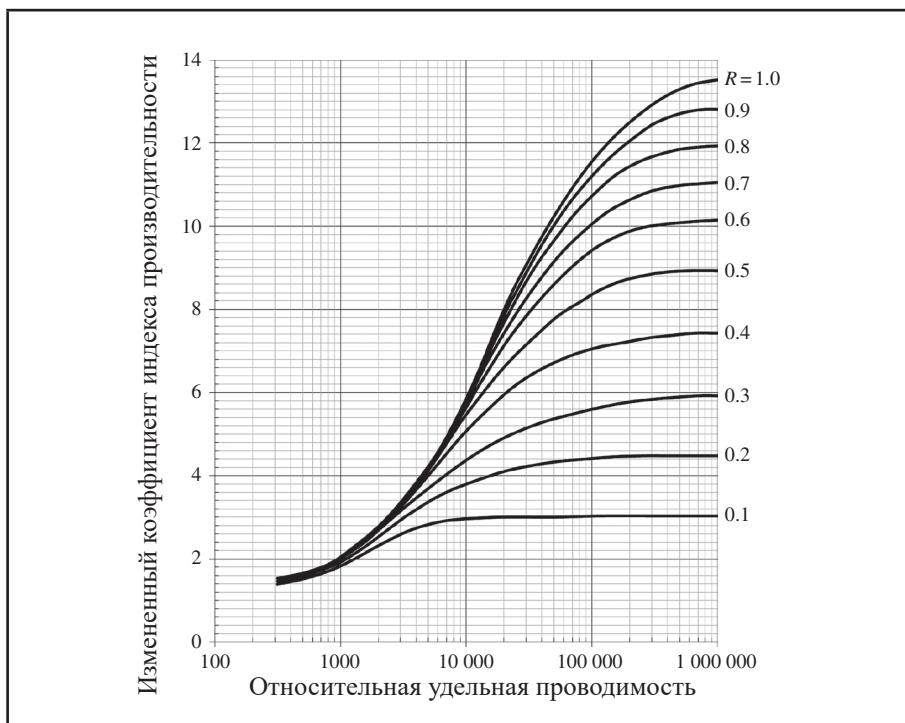


Рис. 10.4. Отношение измененного коэффициента производительности к относительной проводимости. (Источник: адаптировано из рис. 2 McGuire и Sikora (1960 г.).)

Значение R (правая часть рисунка):

$$R = \frac{L_f}{L_q} \quad (10.19)$$

Термины в предыдущих уравнениях и связанных единицах определяются следующим образом:

J_f = коэффициент производительности после фрекинга

J_o = коэффициент производительности до фрекинга

L_q = длина стороны дренажного квадранта, фут

r_w = радиус ствола скважины, фут

w = подпираемая ширина трещины, дюйм

k_f = проницаемость проппанта, мД

k = средняя проницаемость пласта, мД

A = Интервал между скважинами, акры

L_f = длина трещины от ствола скважины, фут

Вертикальная ось объединяет отношение индекса продуктивности с геометрическим фактором (показан в скобках), который авторы добавили для масштабирования результатов по разным участкам дренажа и диаметрам скважины. По мнению авторов (McGuire and Sikora, 1960, стр. 2), модифицированный коэффициент индекса производительности представляет собой «отношение обобщенных индексов производительности для случаев с нарушенными к ненарушенным, умноженное на коэффициент масштабирования». Кроме того, относительная проводимость «выражает способность трещины для проведения жидкости относительно пласта. Это соотношение двух продуктов: проницаемости трещин и ширины трещин, деленное на проницаемость пласта и ширину дренируемой области (радиус дренажа)». Относительная проводимость должна быть безразмерной. Для удобства авторы заменили радиус дренажа на \sqrt{A} где A - расстояние в акрах. Константа 40 в уравнении 10.18 является масштабным коэффициентом. Величина масштабного коэффициента $\sqrt{(40/A)}$ равна 1, когда A составляет 40 акров.

Ключом к использованию рис. 10.4 является строгое соблюдение единиц измерения, указанных ранее. Использование рис. 10.4 иллюстрируется следующими примерами. Мы начнем с вычисления относительной проводимости для заданной схемы и пласта скважины.

Пример 10.9. Относительная проводимость

Найдите относительную проводимость для трещины в 40 акров. Проницаемость пласта составляет 2 мД, проницаемость трещины 150 дарсей, ширина трещины 0,3 дюйма.

Ответ

Подставим данные значения в определение относительной проводимости, используя указанные единицы:

$$\text{Относительная проводимость} = \frac{w k_f}{k} \sqrt{\frac{40}{A}} = \frac{(0,3 \text{ дм})(150000 \text{ мд})}{(2 \text{ мд})} \sqrt{\frac{40}{40 \text{ акр}}} = 22500$$

Соотношения индекса продуктивности для двух разных радиусов скважин теперь сравниваются.

Пример 10.10 Коэффициент индекса производительности

- A. Найдите соотношение показателей продуктивности для пласта с половиной длины трещины 120 футов, используя относительную проводимость и другие входные данные из предыдущего примера. Радиус скважины r_w составляет 3 дюйма.
 B. Повторите предыдущий пример с радиусом скважины r_w , равным 4 дюймам.

Ответ

- A. Соотношение $R = L_f / L_q = 120 / 660 = 0,18$. Для относительной проводимости 22 500 показание по вертикальной оси на рис. 10.4 составляет около 4,0, поэтому соотношение показателей производительности составляет 4,0. Другими словами, продуктивность после фрекинга в четыре раза выше, чем продуктивность необработанного пласта.

Далее, выражение масштабирования производительности

$$7,13 / \text{фунт} (0,472 L_q / r_w) = 7,13 / \text{фунт} (0,472) (660 \text{ футов}) / (0,25 \text{ футов}) = 1,00.$$

- B. Для $L_f / L_q = 0,18$ и относительной проводимости 22 500 показание по вертикальной оси на рис. 10.4 все еще составляет около 4,0. Однако выражение масштабирования производительности немного отличается: $7,13 / \text{фунт} ((0,472) (660 \text{ футов}) / (0,33 \text{ фута})) = 1,04$.

Таким образом, соотношение показателей производительности составляет $4,0 / 1,04 = 3,8$.

Процедура оценки длины трещины иллюстрируется следующим примером.

Пример 10.11 Длина трещины

Если относительная проводимость трещины составляет 1000 дюймов, какую длину следует указать для трещины?

Ответ

Для этой низкой относительной проводимости отношение показателей производительности составляет около 1,8 для $L_f / L_q = 0,1$ и оно очень нечувствительно к увеличению длины трещины. Вместо того, чтобы беспокоиться о длине трещины, было бы лучше найти способы увеличения относительной проводимости - либо путем увеличения трещины, либо путем обеспечения более высокой проницаемости трещины. Если относительная проводимость может быть увеличена до 10 000 дюймов, тогда может иметь смысл L_f / L_q до 0,4, что позволяет соотношение показателей производительности примерно до 5,6.

Относительная проводимость трещины зависит от двух вещей, которые инженер-нефтяник может контролировать или влиять при разработке трещины: проницаемость пакета проппанта и ширина трещины, которая

связана с количеством проппанта, размещенного в трещине. Проницаемость пакета проппанта изменяется в зависимости от размера частиц проппанта. Диапазон размеров проппанта выражается диапазоном сита. В таблице 10.4 приведены размеры отверстий для краткого списка номеров сита. Для проппанта в диапазоне сита 30–50 Американской шкалы для измерения частиц его частицы падают через сито 30 Американской шкалы для измерения частиц и попадают на сито 50 Американской шкалы для измерения частиц; в результате его частицы меньше 0,060 см и больше 0,025 см. Пористость пакета проппанта обычно падает между 35 и 40%.

Инженер может оценить проницаемость k (см^2) чистой проппантной набивки, используя средний диаметр d (см) проппантов и пористость набивки:

$$k = \frac{1}{150} \frac{\phi^3 d^2}{(1-\phi)^2} \quad (10.20)$$

Таблица 10.4. Размеры отверстий для ряда номеров сита Тайлера и Американской шкалы для измерения частиц

Стандарт Американской шкалы	Стандарт шкалы Тайлера	Диаметр расширителя (см)
12	10	0.170
14	12	0.140
16	14	0.118
18	16	0.100
20	20	0.085
30	28	0.060
40	35	0.043
50	48	0.030
60	60	0.025
70	65	0.021
80	80	0.018
100	100	0.015

В трещине проппантная набивка может включать загрязняющие частицы различных размеров плюс любые оставшиеся жидкости для гидроразрыва, которые уменьшают проницаемость ниже, чем в предыдущем уравнении. Проницаемость также будет уменьшаться, если проппанты разрушаются под напряжением, если проппант внедряется в стенки трещины, и если стенки трещины разрушаются в присутствии жидкостей. В результате фактическая проницаемость проппанта в трещине будет ниже, чем оценка из предыдущего уравнения.

Пример 10.12. Проницаемость проппанта

Найдите проницаемость проппантной набивки с пористостью 0,38 и средним диаметром частиц 0,063 см.

Ответ

$$k = \frac{1}{150} \frac{(0.38)^3 (0.063 \text{ см})^2}{(1-0.38)^2} = 3.78 \times 10^{-6} \text{ см}^2$$

Используя единицу преобразования 1 дарси = $9,87 \times 10^{-9}$ см², мы получаем проницаемость проппанта $k = 383$ дарси.

Масса проппанта в трещине обычно составляет от 50 000 до 500 000 фунтов. Эта масса m_p относится к размеру трещины и свойствам проппанта:

$$m_p = \rho_p A w (1-\phi) = \rho_p L_{ee} w h (1-\phi) \quad (10.21)$$

где ρ_p - плотность частиц проппанта, A - площадь разрушения, w - ширина трещины, ϕ - пористость набивки, L_{ee} - сквозная длина трещины, а h - высота трещины. Единицы для Уравнения 10.21 могут быть любым последовательным набором единиц.

10.5.1 Горизонтальные скважины

Горизонтальные скважины в пластах с очень низкой проницаемостью, таких как сланцы, обычно обсаживаются, цементируются и разрываются на 10 или более ступеней, начиная с «носка» скважины и возвращаясь к «пятерке», где скважина наклоняется к поверхности. На каждой стадии обсадная колонна должна быть перфорирована, затем пласт разламывается, и, наконец, заглушка вставляется в обсадную колонну на пятой стороне перфораций, чтобы изолировать интервал разрыва от следующей стадии. Чтобы эффективно завершить все эти этапы, сервисные компании разработали оборудование и методы для быстрого цикла от перфорации до фрекинга и трамбования. В некоторых способах обсадная колонна или потайная обсадная колонна не цементируется. В других методах шаровые заглушки объединяются с обсадной колонной для изоляции одной ступени фрекинга от другой. Без сомнения, технология фрекинга будет продолжать развиваться.

Проницаемость сланцевых пластов находится в диапазоне микродиаметров и ниже. При такой низкой проницаемости относительная проводимость (определенная в уравнении 10.18) расклиниваемой трещины может быть увеличена при меньшей проницаемости трещины.

10.6. ОБОРУДОВАНИЕ СТВОЛА И УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Все предыдущие разделы посвящены подключению пласта к стволу скважины. Кроме того, для завершения скважины, а затем для добычи нефти, газа и попутной воды необходимы оборудование ствола и устья скважины. Оборудование для ствола скважины включает в себя эксплуатационные трубы, штуцеры, подповерхностные предохранительные клапаны, пакеры и насосное оборудование. Оборудование устья скважины включает в себя устьевую арматуру, фонтанную арматуру, привод насоса, сепаратор, резервуары и трубопроводы. В последующем обсуждении мы кратко опишем системы насосно-компрессорных труб, а затем насосные или искусственные подъемные системы и представим наземные сооружения.

Насосно-компрессорная труба состоит из труб длиной 30-40 футов, соединенных вместе. Насосно-компрессорная труба простирается от устья скважины на поверхности до продуктивной зоны. Вес трубы поддерживается устьем скважины. Короткий кусок трубы или посадочный ниппель помещается на или около нижнего конца трубы. Внутренние размеры посадочного ниппеля обработаны так, чтобы соответствовать инструментам и другому оборудованию, используемому во время капитальных ремонтов и других операций на более поздних этапах эксплуатации скважины. На нижнем конце трубы может быть установлен пакер для герметизации кольцевого зазора между трубой и обсадной колонной. В некоторых скважинах подповерхностные предохранительные клапаны установлены в насосно-компрессорных трубах вблизи поверхности, так что поток жидкости может быть остановлен в случае повреждения поверхностных клапанов и другого оборудования.

Насосное оборудование, или оборудование «искусственного подъема», необходимо во многих скважинах для поднятия жидкостей на поверхность, потому что пластовое давление само по себе недостаточно. Обычные методы для искусственного подъема включают штанговые глубинные насосы, электрические центробежные насосы (ЭЦН), газлифт или установки электровинтового насоса (УВН). Эти четыре метода описаны здесь.

Штанговая насосная установка (которая состоит из головки балансира, балансирного станка-ка-чалки, инструмента для выравнивания труб и т. д.) часто встречается в нефтяной местности. Насос-качалка поднимает и опускает насосную штангу, которая приводит в движение поршневой насос вблизи нижней части трубы.

В ЭЦН несколько рабочих колес установлены на валу, приводимом в движение электродвигателем. Питание для двигателя обеспечивается электрическим кабелем, который проходит вдоль стороны трубы к поверхности. Погружные насосы могут использоваться в нефтяных или газовых скважинах для перекачки жидких объемов с высокими скоростями. Они также широко распространены в добыче каменного газа, добыче на море и в экологически чувствительных областях, где площадь наземных сооружений должна быть минимизирована.

В некоторых скважинах газ закачивается на поверхность в межтрубное пространство. Газ проходит через «газлифтные» клапаны в трубопровод, чтобы помочь поднять жидкость на поверхность. Газ смешивается с жидкостью (нефть или вода) и снижает плотность газожидкостной смеси. Если плотность достаточно низкая, пластовое давление может вытолкнуть смесь на поверхность.

Изобретенные Рене Мойно в 1930 году, УВН состоят из винтового стального вала или ротора, который вставляется в спиральный резиновый статор. Когда ротор вращается, полости между ротором и статором про-

двигаются вдоль их оси. Жидкость внутри полостей нагнетается к поверхности. УВН, установленный около конца эксплуатационной трубы, обычно приводится в действие двигателем, установленным на устье скважины и соединенным с ротором УВН стальным валом. Хотя УВН используются для подъема жидкостей на поверхность, они также функционируют как забойные двигатели в операциях бурения.

Как отмечалось ранее, наземные сооружения скважины состоят из устья скважины, фонтанной арматуры, привода насоса, сепаратора, резервуаров и трубопроводов. Приводы насоса были описаны ранее. Устье скважины обеспечивает механическую опору для обсадной колонны и насосно-компрессорных труб и через клапаны обеспечивает доступ к кольцевым пространствам между последовательными обсадными колоннами и насосно-компрессорными трубами. Фонтанная арматура прикреплена болтами к верхней части устья скважины и соединена с насосно-компрессорной трубой. Она используется для контроля жидкостей, добываемых из насосно-компрессорной трубы. Фонтанная арматура обычно разбивается на две или более ветви, укомплектованные клапанами и манометрами.

Нефтяные и газовые скважины добывают нефть, воду и газ в различных количествах и соотношениях. Например, некоторые газовые скважины производят газ с небольшим количеством конденсата и небольшим количеством воды, в то время как другие газовые скважины производят много воды. Подключенные к фонтанной арматуре сепараторы должны справляться с проблемами разделения этих жидкостей. Большинство сепараторов работают при 100-200 фунт / кв.дюйм и зависят от различий в плотности между фазами для разделения жидкостей путем гравитационного разделения. Чтобы облегчить разделение нефти и воды и предотвратить образование льда и газовых гидратов, большинство сепараторов нагревают, особенно в холодную погоду. Выходящий газ из сепаратора проходит через регулятор противодавления, который поддерживает постоянное давление в сепараторе. Уровни жидкости в сепараторе поддерживаются с помощью регулирующих клапанов. По крайней мере, две линии потока выходят из сепаратора: одна подает газ на центральную газовую установку, другая подает жидкости. При малых скоростях потока жидкости линия жидкости идет в резервуары для хранения на участке скважины. Для высоких скоростей жидкости линия жидкости идет к центральному обрабатывающему объекту. При необходимости автоцистерны могут выгружать жидкость из резервуаров на месте.

10.7 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

10.7.1 Дополнительная литература

Для получения дополнительной информации о завершении, см. Экономидес и соавт. (2013 г.), Гин (2012 г.), Денехи (2011 г.), ван Даик (1997 г.), Брукс (1997 г.), Шектер (1992 г.) и МакГире и Сикора (1960 г.).

10.7.2 Верно/ Неверно

10.1 Призабойная корка может быть отрицательной или положительной с единицами в футах.

10.2 Призабойная корка зависит от глубины проникновения нарушения пласта.

10.3 Насосно-компрессорные трубы обычно прикрепляются к стенке скважины.

10.4 Потайные колонны простираются от поверхности до глубины продуктивного пласта.

10.5 Количество выстрелов на фут равно количеству кумулятивных зарядов на фут.

10.6 Если N_{pd} Брукса составляет 40 для плана перфорации, дизайн можно улучшить, выбрав кумулятивные заряды, которые дадут больше проникновения.

10.7 Скважинные перфораторы обычно используются для пробивания отверстий в трубах.

10.8 Уксусная кислота используется для обработки силикатных минералов.

10.9 Проницаемость расклинивающейся трещины увеличивается с размером проппанта.

10.10 Утверждение расходной сметы бурения не включает затраты на завершение.

10.7.3 Упражнения

- 10.1** Оценить призабойную корку для скважины, если поврежденная зона простирается на 4 дюйма за радиусом скважины, который составляет 3 дюйма. Проницаемость естественного пласта составляет 10 мД , а проницаемость поврежденной зоны - 3 мД .
- 10.2** Найдите индекс производительности для скважины со следующими свойствами: радиус скважины 4 дюйма и $r_c = 550$ футов; толщина пласта $h = 20$ футов; проницаемость = 15 мД ; вязкость масла = $0,95 \text{ сП}$; коэффициент объема пласта $B_o = 1,55 \text{ RB / STB}$ и призабойной корки= 6.
- 10.3** Используйте следующие значения, чтобы найти N_{pd} Брукса: длина проникновения перфорации $L_p = 20$ дюймов; диаметр перфорационного канала $d_p = 0,3$ дюйма; длина повреждения пласта $L_d = 4$ дюйма; количество выстрелов на фут $n = 4$ / фут; отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной проницаемости $k_b/k_v = 10$; и призабойная корка перфорационного туннеля $s_p = 2$.
- 10.4** Для конкретного плана перфорации, N_{pd} Брукса =150. Что нужно сделать, чтобы улучшить план?
- 10.5** Найдите относительную проводимость Мак-Гира-Сикора для разлома на 80 акров. Проницаемость пласта составляет $0,01 \text{ мд}$, проницаемость трещины - 50 д , а ширина трещины - $0,2$ дюйма.
- 10.6** Найдите параметр R , использованный на Рис. 10.4 для разлома на 80 акров. Длина трещины от ствола скважины составляет 220 футов.
- 10.7** Как показано на рис. 10.4, если R равно 0,3, а относительная проводимость равна 50000, найдите отношение показателей производительности J / J_o . Скважина осушает 40 акров, а радиус скважины составляет 4 дюйма.
- 10.8** Оцените проницаемость трещины, заполненного проппантом в 100 по Американской шкале для измерения частиц. Пористость составляет 36%.

11

ПРОМЫСЛОВЫЕ УСТАНОВКИ

Нефтегазовую отрасль можно разделить на следующие сектора: установки до завода, установки переработки сырья и изготовления продукции, установки после завода. Установки до завода включают в себя операции, предназначенные для поиска, обнаружения и добычи нефти и газа. Сектор установки после завода состоит из переработки нефти, переработки природного газа, а также сбыт и распределение продуктов, полученных из сырой нефти и природного газа. Переработка сырья и изготовления продукции соединяет эти сектора и состоит из транспортировки, хранения и оптового маркетинга углеводородов. Установки до завода необходимы для того, чтобы управлять добываемой жидкостью, а также для подготовки ее к транспортировке. Данные действия описаны далее.

11.1 БЕРЕГОВЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Поток жидкости проходит через верхнюю часть скважины, которая контролируется фонтанной арматурой, стоящей на верхней части скважины. Фонтанная арматура – это набор клапанов и фитингов для контроля потока жидкости. Устье скважины используется для контроля давления и поддержки обсадных и насосно-компрессорных труб. Оно состоит из головки обсадной колонны и головки трубопровода. На рис. 11.1 изображена фонтанная арматура и устье скважины. Трубопровод соединяет устьевой узел с сепаратором. Потоковая линия может быть закрыта, чтобы уменьшить сезонные колебания температуры и защитить линию от погоды и дикой природы.

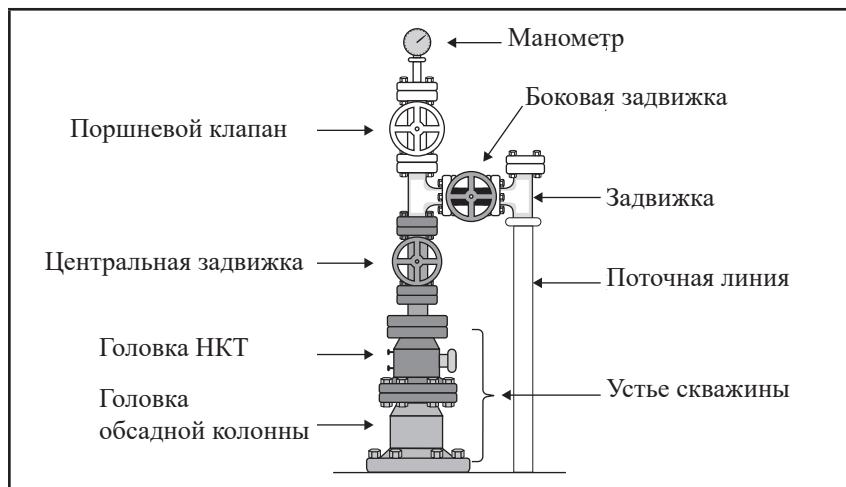


Рис. 11.1 Фонтанная арматура и устье скважины.

Промывочная жидкость поступает из колонной головки и фонтанной арматуры (верхняя часть скважины) для разделения и хранения. Сепараторы используются для разделения газовой, масляной и водной фаз в зависимости от плотности жидкости.

Если газовые, нефтяные и водные фазы находятся в вертикальной колонне, газовая фаза будет в верхней части колонны, водная фаза будет в нижней части колонны, а масляная фаза между газовой фазой и водной фазой. В качестве преимущества сепараторы используют гравитационное разделение для разделения жидкостей после производства.

Двухфазный сепаратор будет использоваться, если производится одна жидккая фаза и одна газовая фаза. Жидкая фаза может быть маслом или водой. Если вода, нефть и газ производятся одновременно, необходим трехфазный сепаратор. Трехфазный сепаратор имеет отдельные выходы для масла, воды и газа. Выходное отверстие для газа находится вблизи верхней части сепаратора, а выходное отверстие для воды - вблизи нижней части сепаратора.

В некоторых случаях вода и масло смешиваются, таким образом образуя эмульсию. Химический разрушитель эмульсии может быть использован для разделения масла и воды. Химический анализ произведенной воды может определить соединения, растворенные в водной фазе. Газосепаратор с подогревом (тепловой сепаратор) - это сепаратор, который использует тепло для разделения масла и воды.

Процесс обработки добываемых жидкостей начинается в устье скважины (колонная головка и фонтанная арматура), где они добываются (рис. 11.2). Жидкость течет по трубам в сепаратор, в котором уже все разделено по фазам. Затем фазовое состояние потока перемещается на свое собственное оборудование для обработки, где она измеряется, тестируется, обрабатывается и / или собирается для транспортировки в другое оборудование.

Другое оборудование включает в себя осушитель, (для удаления водяного пара из газа), резервуары для хранения масла и воды, отводные линии, устья скважин, компрессоры и оборудование для автоматизации. Оборудование автоматизации используется для мониторинга и, в некоторых случаях, для контроля скважин.

Местные резервуары хранят добывую нефть и воду до тех пор, пока жидкости не будут перенесены участка. Парк товарных резервуаров представляет собой набор резервуаров для хранения нефтепродукта. Газ из сепаратора обычно направляется в трубопровод или в компрессор. Компрессор повышает давление газа, чтобы его можно было вводить в трубопровод.

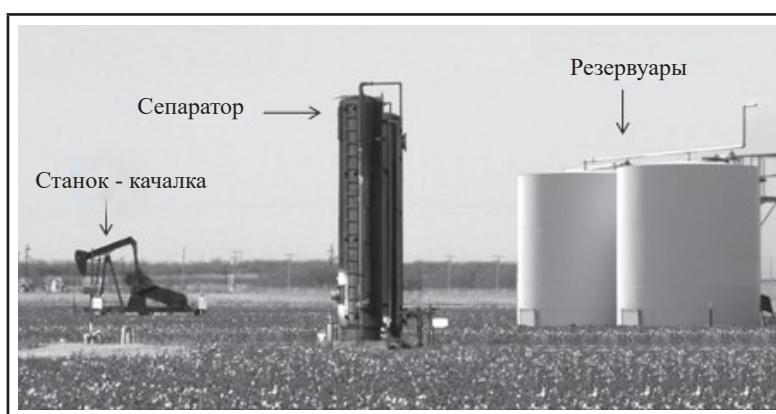


Рис. 11.2 Оборудование для добычи нефти

Центральная перерабатывающая установка или центральный пункт промыслового сбора - это место для сбора флюидов из нескольких скважин. Жидкости, добываемые из всех подключенных скважин, протекают через центральный сепаратор (сепараторы) сбора в смешанные резервуары. Центральный пункт промыслового сбора может сэкономить на обработке жидкостей, но это может уменьшить возможности оператора анализировать продукцию из каждой отдельной скважины.

Наземные объекты, такие как буровые установки, резервуары и компрессорные станции необходимы для бурения и эксплуатирования скважин. Площадь поверхности, необходимая для установки всех объектов, необходимых для разработки ресурса, называется подошвой основания. Размер подошвы основания влияет на экономику проекта и воздействует на окружающую среду. Как правило, желательно минимизировать площади застройки.

Буровые установки могут перемещаться из одного места в другое на грузовиках, судах или морских платформах; или буровые установки могут быть установлены только указанных местах. Объекты могут быть расположены в пустынном климате на Ближнем Востоке, в бурных морских условиях в Северном море, в арктическом климате на Аляске и в Сибири, а также в глубоководных условиях в Мексиканском заливе и у побережья Западной Африки.

Пример 11.1 Пропускная способность трубопровода

- A. Центральный пункт промыслового сбора получает нефть из 16 скважин. Каждая скважина может производить до 5000 баррелей жидкости в день с каждой скважины. Максимальный расход жидкости - это расход, когда все скважины работают с максимальной нефтеемкостью. Какова максимальная скорость потока жидкости?
- B. Трубопровод от центрального пункта промыслового сбора до перерабатывающего предприятия может нести 50000 баррелей жидкости в день. Могут ли все скважины работать с максимальной пропускной способностью жидкости?

Ответ

- A. $16 \text{ скважин} \times (5000 \text{ баррелей / день / скважина}) = 80000 \text{ баррелей / день.}$
- B. Нет. Трубопровод должен быть увеличен или производство скважины должно быть ограничено до 50 000 баррелей в день.

11.2 РАСЧЕТ ЗНАЧЕНИЯ ВСПЫШКИ ДЛЯ СЕПАРАТОРОВ

Поток жидкости, добываемой из скважины, поступает в сепаратор, где разделяется на жидкие фазы. Основное внимание в этом разделе уделяется разделению газовой фазы и жидкой углеводородной фазы. Составы и объемы газовых и жидких фаз можно оценивать с помощью расчета значения вспышки. Расчеты значения вспышки также используются на многих газовых и нефтеперерабатывающих заводах, а также в композиционных моделях коллекторов.

Чтобы понять, как выполняется расчет значения вспышки, рассмотрите возможность добавления F общей суммы молей смеси углеводорода в сосуд, работающий при температуре T и давлении P , как показано на рис. 11.3.

Молярная фракция для каждого компонента в F будет равна z_i , где индекс i обозначает компонент i .

Смесь или нефтяное сырье уравновешиваются в сосуде, чтобы получить газ с молярным количеством G с молярными долями y_i , и жидкость с молярным количеством L с молярными долями x_i . Количество молей в сырье должно равняться сумме молей в газе и жидких фазах. Общий молярный баланс

$$F = G + L \quad (11.1)$$

Аналогично, моли компонента i в сырье должны равняться сумме молей компонента i в газовых и жидких фазах. Материальный баланс по компоненту для компонента i

$$z_i F = y_i G + x_i L \quad (11.2)$$

В состоянии равновесия соотношение y_i к x_i обозначается значением k :

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i F}{k_i G + L} = 1 \quad (11.3)$$

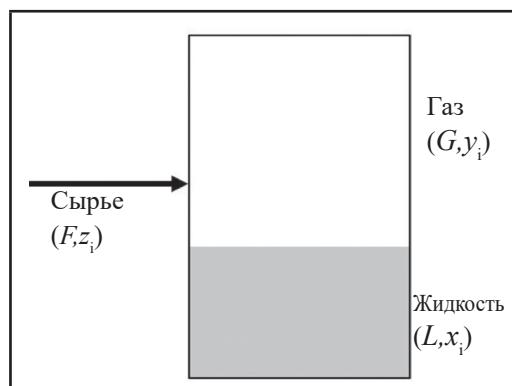


Рис. 11.3 Эскиз и номенклатура для расчета значения вспышки.

Значение k зависит от температуры, давления и состава. Для низких давлений (<100 фунтов / кв.дюйм) значения k равны соотношению давления пара к общему давлению: $k_i = P_{\text{vapi}} / P$. Компоненты с высоким давлением пара будут иметь более высокие значения k , тогда как компоненты с более низким давлением пара имеют более низкие значения k . Для более высоких давлений уравнение фазового состояния могут использоваться для точного значения k . Закон идеального газа является примером уравнения фазового состояния. Диаграммы и таблицы значений k находятся в справочниках. Уравнение Вильсона часто используется для определения степени качества значений k при давлении P и температуре T :

$$k_i = \frac{P_{ci}}{P} \exp \left[5.37 \left(1 + \omega_i \right) \left(1 - \frac{T_{ci}}{T} \right) \right] \quad (11.4)$$

с критическим давлением P_{ci} , критической температурой T_{ci} и ацентрическим фактором ω_i для компонента i . Температуры для уравнения 11.4 должны быть абсолютными.

Пример 11.2 Вычислите значение k Метана

Вычислите значение k для метана при 100°F и 150 фунт/кв.дюйм абс. Используйте $P_c = 666$ фунтов/квадратный дюйм, $T_c = -117^\circ F$ и $\omega = 0.010$.

Ответ

Сначала переведите градусы Фаренгейта в абсолютные температуры в градусах Ранкина

$$\begin{aligned} T &= 100^\circ F + 460 = 560^\circ R \\ T_{ci} &= -117^\circ F + 460 = 343^\circ R \end{aligned}$$

Затем, найдите значение $k_{\text{метан}}$:

$$k_{\text{метан}} = \left(\frac{666 \text{ фунт/кв. дм. абс.}}{150 \text{ psia}} \right) \exp \left[5.37 \left(1 + 0.010 \right) \left(1 - \frac{343^\circ R}{560^\circ R} \right) \right] = 36.3$$

Упорядочив уравнение 11.3, мольная доля y_i компонента i в газовой фазе может быть записана как:

$$y_i = k_i x_i \quad (11.5)$$

Использование этого выражения в уравнении 11.2 дает:

$$z_i F = k_i x_i G + x_i L = (k_i G + L) x_i \quad (11.6)$$

Мольная доля x_i компонента i в жидкой фазе равна:

$$x_i = \frac{z_i F}{k_i G + L} \quad (11.7)$$

Сумма x_i для всех n компонентов в жидкой фазе должна равняться единице; следовательно:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i F}{k_i G + L} = 1 \quad (11.8)$$

Для удобства мы устанавливаем $F = 1$ таким образом, чтобы G и L становились компонентами нефти общих молей подачи в газовой и жидкой фазах. Таким образом, $G+L = 1$. Уравнение 11.8 становится:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i}{1 + (k_i - 1)G} = 1 \quad (11.9)$$

Флэш-расчет состоит из нахождения значения G , которое соответствует предыдущему уравнению для данного набора исходящих композиций z_i и k значений. Решая уравнение 11.9, мы находим состав жидкой фазы, потому что каждый элемент суммы равен x_i . Мы рассчитываем состав газовой фазы y_i по уравнению 11.5.

Когда смесь углеводородов помещается в сосуд под низким давлением, она находится в газовой фазе. В этом случае не получится рассчитать значение вспышки. Аналогичный случай бывает при высоком давлении, тогда смесь может быть полностью жидкой, и расчет значения вспышки будет неудачным. Если выполняются следующие два условия, и участвует смесь в виде двух фаз, то расчет значения вспышки будет удачным:

$$\sum_{i=1}^n z_i k_i > 1$$

и

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i}{k_i} > 1$$

Пример 11.3 Двухфазная проверка для расчета значения вспышки

Смесь метана, пропана и стандартного пентана уравновешивается в сосуде при 100°F и 150 фунт / кв.дюйм. При молярной доле сырья и значениях k из уравнения Вильсона в следующей таблице, будет ли смесь однфазой или разделена на две фазы?

Компонент	Молярная доля	k -значение
Метан	0.55	36.3
Пропан	0.30	1.3
Нормальный пентан	0.15	0.1

Ответ

Использование молярной доли и значений k из предыдущей таблицы в уравнения 11.10 и 11.11 дает 20.4 и 1.8 соответственно. Следовательно, смесь будет разделяться на две фазы, в газообразную и жидкую.

Пример 11.4 Расчет значения вспышки

Завершите расчет значения вспышки для смеси в предыдущем примере. Убедитесь, что $G = 0,89$.

Ответ

Используйте основу уравнения 11.9, чтобы найти молярные доли x_i в жидкой фазе. Затем используйте уравнение 11.4, чтобы найти молярные доли y_i в газовой фазе. Варьируйте G с 0,88 до 0,90 пока суммы x_i и y_i не будут равны 1.000.

Компонент	Молярная доля z_i	k - значение	$x_i = \frac{z_i}{1 + (k_i - 1)G}$	$y_i = k x_i$
Метан	0.55	36.3	0.02	0.62
Пропан	0.30	1.3	0.24	0.31
Нормальный пентан	0.15	0.1	0.74	0.07

11.3 РАСЧЕТНОЕ ДАВЛЕНИЕ ДЛЯ СЕПАРАТОРОВ

В местах расположения скважин сепараторы и резервуары обычно имеют цилиндрическую форму. Резервуары для хранения на нефтеперерабатывающих заводах в основном цилиндрические, но некоторые имеют сферическую форму. Эти резервуары можно рассматривать как тонкостенные сосуды под давлением (Hibbeler, 2011 г.), когда толщина стенки t мала по сравнению с внутренним радиусом цилиндра r_{is} или сферы r_{ic} . Тонкостенный критерий можно записать в виде:

$$\frac{t}{r_{ic}} < 0.1 \text{ or } \frac{t}{r_{is}} < 0.1 \quad (11.12)$$

Основными напряжениями в тонкостенных сосудах под давлением являются окружное напряжение и осевое напряжение, когда внешнее давление мало по сравнению с внутренним давлением в заполненном контейнере (см. Рис. 11.4).

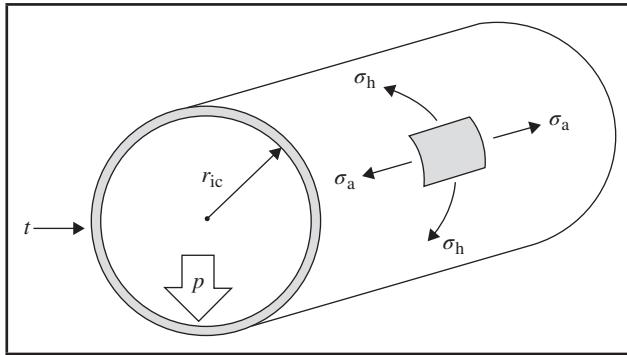


Рис. 11.4 Напряжения на тонкостенном цилиндрическом сосуде под давлением.

Обручное напряжение σ_h тонкостенного цилиндрического сосуда под давлением с внутренним давлением p , толщиной t и внутренним радиусом r_{ic} равен:

$$\sigma_h = \frac{(p - p_a)r_{ic}}{t} \quad (11.13)$$

с p_a , который равен местному атмосферному давлению. Осевая сила на концах закрытого цилиндрического резервуара создает осевое напряжение, которое направлено вдоль продольной оси цилиндра. Осевое напряжение σ_a тонкостенного цилиндрического сосуда под давлением с внутренним давлением p , толщиной t и внутренним радиусом r_{ic} равен:

$$\sigma_a = \frac{(p - p_a)r_{ic}}{2t} \quad (11.14)$$

Осевое напряжение составляет половину кольцевого напряжения.

Поверхностное (тангенциальное) напряжение сферического сосуда под давлением одинаково во всех направлениях из-за сферической симметрии резервуара. Поверхностное напряжение σ_s тонкостенного сферического сосуда под давлением с внутренним давлением p , толщиной t и внутренним радиусом r_{is} равен:

$$\sigma_s = \frac{(p - p_a)r_{is}}{2t} \quad (11.15)$$

Уравнения 11.13–11.15 можно использовать для оценки максимального рабочего давления для тонкостенных сосудов. Максимальное напряжение должно равняться максимальному безопасному рабочему напряжению для стенки сосуда. Стальные сосуды под давлением часто рассчитаны на максимальное напряжение 20000 фунтов на квадратный дюйм. Эта спецификация может варьироваться в зависимости от сплава и производителя. Максимальное рабочее давление для сепаратора должно быть на бирке сосуда.

Пример 11.5 Сепараторный бак

Сепараторный бак с внутренним радиусом 20 дюймов изготовлен из стали толщиной 0,25 дюйма. Для внутреннего давления 250 фунтов на кв. дюйм определите окружное напряжение и осевое напряжение (в фунтах на квадратный дюйм).

Ответ

Решать нужно используя уравнение 11.13. Обратите внимание, что 250 фунтов на кв. дюйм равняется разнице между внутренним давлением и атмосферным или локальным атмосферным давлением:

$$\sigma_h = \frac{(p - p_a)r_{ic}}{t} = \frac{(250 \text{ фунт/кв. дм.})}{0.25 \text{ in.}} = 20\,000 \text{ фунт/кв. дм.}$$

В зависимости от сплава 250 фунтов на квадратный дюйм может быть максимальным безопасным рабочим давлением для сосуда.

11.4 ОДНОФАЗНЫЙ ПОТОК В ТРУБЕ

Трубы широко используются для перемещения нефти, газа и воды по скважине и из разных мест к месту сбора. Мы представляем факторы, которые влияют на поток жидкости в трубе, рассматривая относительно простой случай однофазного потока в трубе. Поток после сепаратора должен быть однофазным.

Движение жидкости в трубе может быть ламинарным или турбулентным. В ламинарном потоке жидкость движется параллельно направлению объемного потока. Напротив к этому, жидкость движется во всех направлениях относительно направления объемного потока, когда поток жидкости является турбулентным. Для жидкости с заданной плотностью и динамической вязкостью, протекающей в трубе фиксированного диаметра, режим потока является ламинарным при низких скоростях потока и турбулентным при высоких скоростях потока.

Одним из параметров, который часто используется для характеристики потока жидкости, является число Рейнольдса N_{Re} . Число Рейнольдса выражает отношение сил инерции (и импульса) к силам вязкости. Для потока жидкости в трубопроводе число Рейнольдса:

$$N_{Re} = \frac{\rho v D}{\mu} \quad (11.16)$$

где ρ - плотность жидкости, v - скорость объемного потока, D - внутренний диаметр трубы, а μ - динамическая вязкость жидкости. Выбор единиц должен быть равен безразмерному числу Рейнольдса. В единицах Système International (SI) безразмерное число Рейнольдса получается, если плотность жидкости в кг м^{-3} , скорость в м/с , диаметр трубы в м и динамическая вязкость в $\text{Па}\cdot\text{s}$. Обратите внимание, что $1 \text{ сп} = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с} = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$.

Число Рейнольдса для потока в цилиндрической трубе можно записать в терминах объемного расхода q . Объемный расход v однофазной жидкости, протекающей в цилиндрической трубе, связан с объемным расходом q как:

$$v = \frac{q}{A} = \frac{4q}{\pi D^2} \quad (11.17)$$

Подставив уравнение 11.17 в 11.16, затем:

$$N_{Re} = \frac{\rho v D}{\mu} = \frac{4\rho q}{\pi \mu D} \quad (11.18)$$

Поток жидкости в цилиндрических трубах является ламинарным, если $N_{Re} < 2000$, и считается турбулентным при больших значениях числа Рейнольдса.

Пример 11.6 Число Рейнольдса

Предположим, что нефть течет по круглой трубе с объемным расходом $q = 1000$ баррелей / день. Плотность нефти составляет $\rho = 0,9 \text{ г/см}^3 = 900 \text{ кг/м}^3$, и динамическая вязкость нефти составляет $\mu = 2 \text{ сп} = 0,002 \text{ Па}\cdot\text{s}$. Внутренний диаметр трубы составляет 3 дюйма. Рассчитайте число Рейнольдса.

Ответ

Сначала выразите все переменные в единицах СИ. Внутренний диаметр в единицах СИ является:

$$D = 3 \text{ дм.} (0.0254 \text{ м/дм.}) = 0.0762 \text{ м}$$

Объемный расход в единицах СИ составляет:

$$q = 1000 \text{ баррель/день} (0.159 \text{ м}^3/\text{баррель}) (1 \text{ день}/86400 \text{ сек}) = 0.00184 \text{ м}^3/\text{с}$$

Число Рейнольдса:

$$N_{Re} = \frac{4\rho q}{\pi \mu D} = \frac{4(900 \text{ кг/м}^3)(0.00184 \text{ м}^3/\text{с})}{\pi(0.002 \text{ Па}\cdot\text{s})(0.0762 \text{ м})} = 13800$$

Соотношение между скоростью потока жидкости и изменением давления вдоль продольной оси цилиндрической трубы получают путем выполнения расчета энергетического баланса. На рис. 11.5 показана геометрия наклонной цилиндрической трубы с длиной L вдоль продольной оси и углом наклона θ . Однофазная жидкость имеет плотность ρ и динамическую вязкость μ . Он течет в гравитационном поле с ускорением g .

Мы делаем два упрощающих предположения в нашем анализе, которые позволяют нам минимизировать внешние факторы и рассматривать только механические термины. Мы предполагаем, что тепловая энергия не добавляется в жидкость и что никакая работа над системой не выполняется, например, никакие механические устройства, такие как насосы или компрессоры, не добавляют энергию в систему. Энергетический баланс с этими допущениями дает уравнение градиента давления:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_{PE} + \left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_{KE} + \left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_{fric} \quad (11.19)$$

где p - давление. Мы записали градиент давления вдоль продольной оси трубы как сумму потенциальной энергии:

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_{PE} = \rho g \sin \theta, \quad (11.20)$$

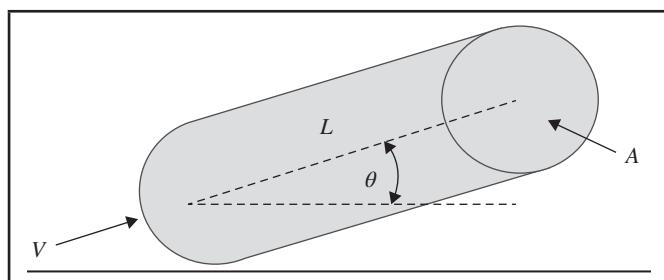


Рис. 11.5 Поток в наклонной цилиндрической трубе.

кинетической энергии

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_{KE} = \rho v \frac{\Delta v}{\Delta L}, \quad (11.21)$$

и трения

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_{\text{fric}} = f \frac{\rho v^2}{2D} \quad (11.22)$$

это зависит от безразмерного коэффициента трения f . Если скорость потока текучей среды в трубе не изменяется существенно, термином кинетической энергии можно пренебречь, и уравнение градиента давления сводится к более простой форме.

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho g \sin \theta + f \frac{\rho v^2}{2D} \quad (11.23)$$

Уравнение 11.23 действует для однофазного потока несжимаемой жидкости. Если мы предположим, что правая сторона постоянна по длине L трубы, изменение давления от одного конца трубы к другому будет:

$$\Delta p = \rho g L \sin \theta + f \frac{\rho v^2}{2D} L \quad (11.24)$$

Фактор трения f зависит от режима потока. Для ламинарного потока с числом Рейнольдса $N_{\text{Re}} < 2000$ фактор трения обратно пропорционален числу Рейнольдса:

$$f = \frac{64}{N_{\text{Re}}} \quad (11.25)$$

Для турбулентного потока фактор трения зависит от числа Рейнольдса и шероховатости трубы. Шероховатость трубы может быть определена количественно в терминах относительной шероховатости ξ , которая является долей, определяемой относительно внутреннего диаметра трубы как:

$$\xi = d_p/D < 1 \quad (11.26)$$

где d_p - расстояние выступа от стенки трубы. Типовые значения относительной шероховатости трубы ξ варьируются от 0,0001 (гладкая) до 0,05 (шероховатая). Длина выступов внутри трубы может меняться в течение периода эксплуатации трубы. Например, накопление накипи или коррозия стенки трубы могут изменить относительную шероховатость трубы. Одна корреляция фактора трения для турбулентного потока является (Beggs, 1991 г., стр. 61)

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.14 - 2 \log \left(\xi + \frac{21.25}{N_{\text{Re}}^{0.9}} \right) \quad (11.27)$$

Пример 11.7 Коэффициент трения

Рассчитайте коэффициент трения для жидкости, протекающей по трубе. Предположим, что относительная шероховатость стенки трубы равна 0,00014, а число Рейнольдса = 13800.

Ответ

Коэффициент трения рассчитывается по уравнению 11.27:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.14 - 2 \log \left(0.00014 + \frac{21.25}{(13800)^{0.9}} \right)$$

$$f = 0.0287$$

11.5 МНОГОФАЗНЫЙ ПОТОК В ТРУБЕ

Описание однофазного потока жидкости в трубах, представленное ранее, является относительно простым по сравнению с многофазным потоком. В частности, двухфазный поток характеризуется наличием режимов потока или структур потока. Структура потока представляет собой физическое распределение газовой и жидкой фаз в обсадной трубе. Силы, которые влияют на распределение фаз, включают плавучесть, турбулентность,

инерцию и поверхностное натяжение. Относительная величина этих сил зависит от скорости потока, диаметра трубопровода, его наклона и жидкостных свойств протекающих фаз.

Режимы для вертикального потока обычно представлены четырьмя режимами потока (Brill, 1987 г.; Brill и Mukherjee, 1999 г.): пузырковый поток, пробковый поток, эмульсионный режим потока и кольцевой поток. Рис. 11.6 иллюстрирует четыре режима потока. Пузырковый поток - это движение пузырков газа в непрерывной жидкой фазе. Пробковый поток - это движение водяных или газовых пробок; каждый блок состоит из газового пузыря, пленки жидкости, окружающей газовый пузырь, который движется вниз относительно газового пузыря, и осадок жидкости с распределенными пузырьками газа между двумя газовыми пузырями. Эмульсионный режим потока является хаотическим движением

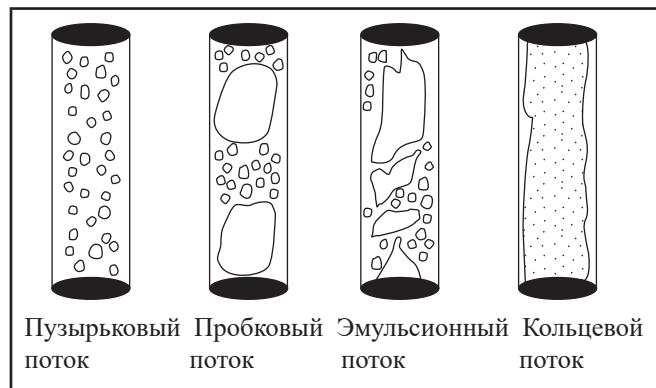


Рис. 11.6 Режимы вертикального двухфазного потока. (Источник: Брилл и Мухерджи (1999 г.).)

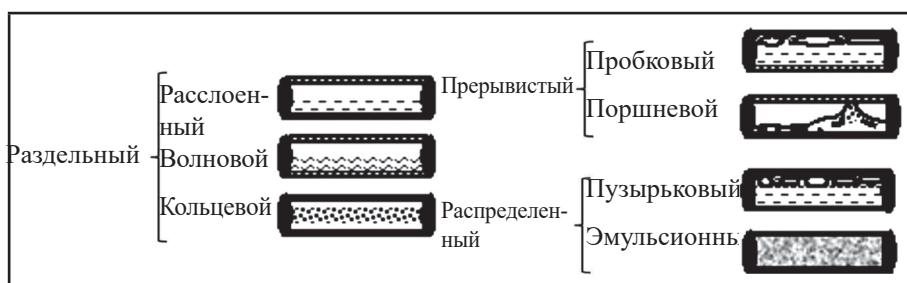


Рис. 11.7 Режимы горизонтального двухфазного потока. (Источник: Брилл и Мухерджи (1999 г.).)

искаженных газовых пузырей и жидких пробок. Кольцевой поток - это восходящее движение непрерывной газовой фазы в центре трубопровода, при этом кольцевая пленка жидкости течет вверх между центральной газовой фазой и стенкой трубопровода и с каплями дисперсной жидкости, которая поднимается газовой фазой.

Беггс и Брилл (1973 г.), Брилл и Мухерджи (1999 г.) представляют многофазный поток в горизонтальных каналах, используя семь режимов потока, которые показаны на рис. 11.7. Эти режимы потока не являются общепринятыми. Например, набор режимов потока, используемых Петалас и Азиз (2000 г.) для моделирования многофазного потока в трубах, включает в себя рассеянный пузырковый поток, стратифицированный поток, дисперсно-кольцевой поток, пузырковый поток, переменный поток и пенистый поток. Пенный поток описывался как переходная зона между рассеянным пузырковым потоком и дисперсно-кольцевой потоком, а также между дисперсно кольцевой потоком и пробковым потоком

11.5.1. Моделирование многофазного потока в трубах

Идентификация качественных режимов потока, обсуждавшаяся ранее, влияет на структуру аналитических и численных моделей, используемых для количественного определения многофазного потока в трубах. Режимы потока используются для построения карт режимов потока, также называемых картами потоков, которые представляют собой логарифмические графики расхода газа на единицу сечения потока против поверхности скорости жидкости. На рис. 11.8 показана карта потоков.

Исторически, предсказания многофазного потока в трубах начались в 1950-х годах, когда исследователи использовали данные из лабораторных испытательных центров и, в меньшей степени, промышленные данные для

подготовки эмпирических карт распределения потоков (Brill, 1987 г.; Brill и Arirachakaran, 1992 г.). Ранние модели многофазного потока были экстраполяции моделей однофазного потока. Однофазные члены в уравнении градиента давления, введенном ранее, были заменены со смешанными переменными. Таким образом, члены в уравнении градиента давления для однофазного потока, заданного уравнением 11.19, становятся

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_{\text{PE}} = \rho_m g \sin \theta$$

для потенциальной энергии,

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_{\text{KE}} = \rho_m v_m \frac{\Delta v_m}{\Delta L}$$

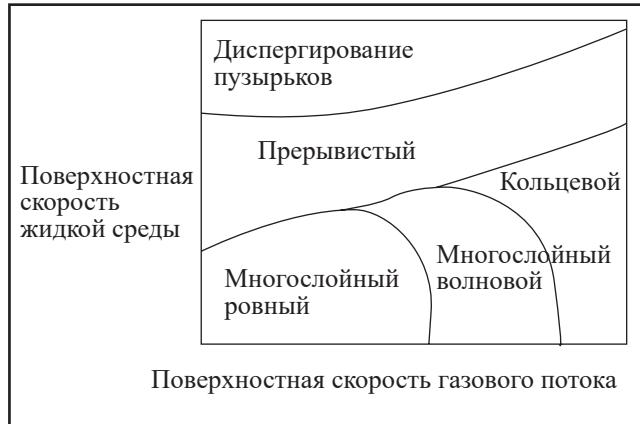


Рис. 11.8 Иллюстрация карты режимов потока. (Источник: Брилл и Арирахакаран (1992 г.).)

для кинетической энергии и для трения.

$$\left[\frac{\Delta p}{\Delta L} \right]_{\text{fric}} = f \frac{\rho_m v_m^2}{2D} \quad (11.30)$$

Индекс m , прикрепленный к переменным в правой части уравнений с 11.28 по 11.30 означает, что соответствующая переменная рассчитывается для смеси.

Модели, основанные на смешанных переменных, называются однородными моделями. В дополнение к однородным моделям часто используются два других подхода: эмпирические корреляции и механистические модели. Эмпирические корреляции зависят от подгонки экспериментальных данных и промышленных данных к моделям, которые содержат группы физических параметров. Подход эмпирических корреляций может быстро дать полезные и точные результаты, но не обеспечивает научную основу для экстраполяции в существенно разные системы. Напротив, механистические модели основаны на физических механизмах, которые описывают все существенные механизмы потока. Современное механистическое моделирование все еще требует некоторого эмпиризма для определения малоизвестных или трудно измеримых параметров.

Однородные модели не учитывают проскальзывание между жидкими фазами. Модели Drift-flux (приведенная скорость дрейфа) предназначены для моделирования проскальзывания между текучими фазами, протекающими в трубе, а также для моделирования противотока. Встречный поток - это движение тяжелой и легкой фаз в противоположных направлениях, когда поток жидкости медленный или в трубе нет чистого потока жидкости.

11.6 РАСПОЛОЖЕНИЕ СКВАЖИН

Эффективность процесса извлечения углеводородов зависит от многих факторов, включая факторы, которые находятся вне нашего контроля, такие как глубина, структура и тип жидкостей. Однако можно контролировать другие факторы, влияющие на эффективность. Они включают в себя количество и тип скважин, дебиты скважин и их расположение. Выбор плана развития зависит от сравнения экономики альтернативных концепций развития. Модели водохранилища являются особенно полезными инструментами для выполнения этих исследований.

Во многих пластах программа закачки используется для выталкивания нефти из нагнетательных скважин в добывающие скважины. Во многих резервуарах закачиваемой жидкостью является вода, которая не смешивается с нефтью. Перемещение не смешиваемой жидкости между одной нагнетательной скважиной и одной добывающей скважиной является наиболее простой схемой, включающей нагнетательные и эксплуатационные скважины. Может быть определено множество других шаблонов. Некоторые примеры показаны на рис. 11.9. Типовой элемент шаблона с пятью точками идентифицируется использованием затененных скважин.

Соотношение количества добывающих скважин к количеству нагнетательных скважин показано в таблице 11.1 для общих схем скважин. Образцы в таблице 11.1 и на рис. 11.9 являются симметричными фигурами, которые особенно эффективны для коллекторов с относительно небольшим выщерпыванием и большой протяженностью. Инжекторы и производители, как правило, не группируются вместе. Другие модели, в которых инжекторы и производители группируются вместе, могут потребоваться для залежей. Например, для эффективного заполнения антиклинального пласта может потребоваться схема периферической или боковой инъекции.

Помимо геометрии пласта и процесса вытеснения, схема скважины зависит от распределения и ориентации существующих эксплуатационных скважин и желаемого расстояния между скважинами. Скважины могут быть ориентированы вертикально, горизонтально или под некоторым углом отклонения между горизонталью и вертикалью. Ориентация скважины зависит от таких особенностей пласта, как ориентация пласта и, если имеются трещины, ориентация трещины. Например, если пласт содержит много трещин, которые ориентированы в определенном направлении, добыча часто оптимизируется путем бурения горизонтальной скважины в направлении, которое пересекает как можно больше трещин. Подъем оптимизирован, потому что извлечение из трещиноватых коллекторов обычно происходит путем добычи жидкости, которая течет из матрицы в трещины в ствол скважины.

Расстояние между скважинами зависит от площади, осушаемой эксплуатационной скважиной. Уменьшение расстояния между скважинами требует увеличения плотности эксплуатационных скважин. Плотность добывающих скважин - это количество добывающих скважин в указанном районе. Плотность скважины может быть увеличена путем бурения дополнительных скважин в пространстве между скважинами в процессе.

11.6.1 Интеллектуальные скважины и интеллектуальные поля

При управлении современным месторождением часто бывает необходимо изменить интервал завершения скважин. Эти корректировки необходимы для изменения соотношений добываемых жидкостей, таких как соотношение воды и нефти или соотношение газа-нефти. Одним из способов минимизации затрат, связанных с корректировкой интервала окончания, является проектирование скважины, которая может автоматически изменять интервал завершения. Это пример «интеллектуальной скважины».

Интеллектуальные скважины предназначены для того, чтобы предоставить оператору дистанционное управление подземных скважин, такими как интервал завершения. Кроме того, интеллектуальные скважины разрабатываются для предоставления оператору информации с использованием скважинных измерений

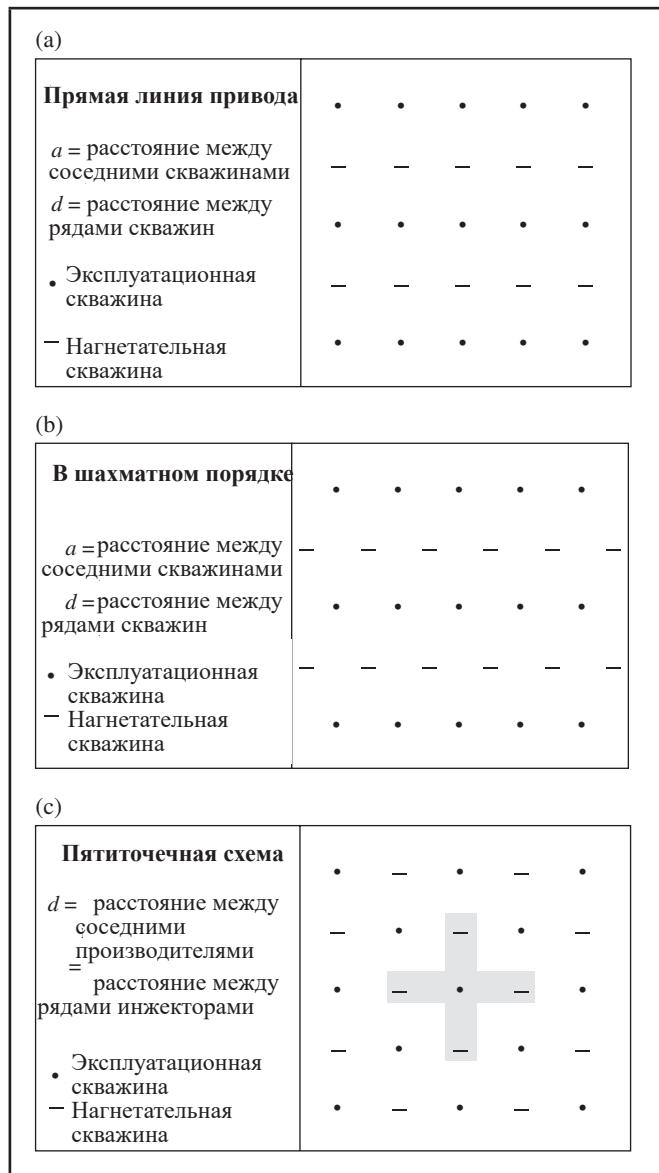


Рис. 11.9 (а) Расположение скважин в прямолинейной схеме. (б) Расположение скважин в шахматном порядке. (в) Расположение скважин в пяти точках.

физических свойств, таких как давление, температура и сейсмические колебания. Одной из целей технологии интеллектуальных скважин является передача непрерывной информации в режиме реального времени оператору, который может отслеживать и вносить корректизы, необходимые для достижения целей управления пластом.

ТАБЛИЦА 11.1 Соотношения между производителями и инжектором для общих моделей скважин

Система расстановки скважин	Соотношения производителя к инжектору для моделей общих скважин
четыре интервала	2
пять интервалов	1
прямая линия вытеснения	1
рядное заводнение по шахматной сетке	1
семь интервалов	1/2
девять интервалов	1/3

Интеллектуальные скважины можно найти в интеллектуальном поле, которое называется (i-field). I-field - это интегрированная операция, в которой для управления полем используются улучшенные информационные и компьютерные технологии. Операция использует диспетчерский контроль и сбор данных (SCADA), который представляет собой компьютерную технологию, предназначенную для мониторинга на местах. Операторы могут использовать эту технологию для реагирования на изменяющиеся условия в режиме реального времени. Капитальные вложения в технологии полевых работ могут быть больше, чем в полях без полевых технологий, но хороший дизайн может привести к снижению эксплуатационных расходов за счет повышения автоматизации поля и обеспечения возможности дистанционного управления полем в трудной среде. Желаемый результат - менее прямое вмешательство человека.

11.7 ПРИБРЕЖНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Добыча углеводородов с использованием морских буровых установок на мелководье началась в начале двадцатого века. Сегодня существует много типов морских платформ, как показано на рис. 11.10. Буровые установки могут быть установлены на разной глубине воды. Буровые установки могут быть перемещены в места бурения, где опоры опущены на морское дно. Неподвижные платформы установлены на опорных блоках, которые сидят на морском дне. Подкладки, вбитые в скалу под морским дном, могут использоваться для поддержки блоков и платформы. Уступчивой башни есть платформа, установленная на эшафоте. Нижняя платформа в сухом доке показана на рис. 11.11. Платформа имеет вышку и должна использоваться на относительно мелкой воде.

Колонная головка и фонтанная арматура могут быть установлены на морском дне. Текущая среда, добываемая через подводные устья скважин, направляется либо на платформу, либо через отводные трубопроводы в стояке к плавучей установке или судну. Если глубины скважины недоступны для людей-водолазов, для установки и обслуживания оборудования необходимо использовать дистанционно управляемые транспортные средства (ROV). Определение глубоководья для классификации добычи нефти и газа в глубоководных условиях зависит от оператора. Сеитз и Яносек (2015 г.) определили глубоководную добычу как добычу на глубине более 450 м (1500 футов). Подводные скважины могут быть использованы в глубокой воде. Подводные сооружения в глубоководных районах эксплуатируются с помощью ROV.

Ключевым фактором при выборе морской платформы является глубина воды. Гравитационные платформы могут использоваться в воде длиной до 1000 футов. Стальные опорные платформы обычно используются на глубине до 1500 футов. Соответствующие вышки могут использоваться на высоте до 3000 футов. Натяжные платформы могут использоваться на глубинах до 5000 футов. Производственные лонжероны могут использоваться на

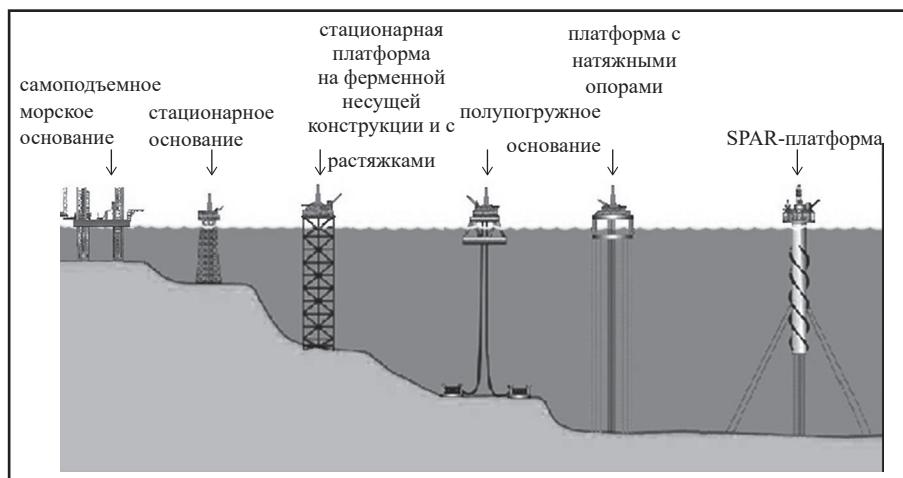


Рис. 11.10 Примеры морских платформ



Рис. 11.11 Морская платформа в сухом доке, Галвестон, Техас. Источник: energy.fanchi.com (2003 г.).

глубине до 7500 футов, а также плавучие промысловые разгрузки (FPO) суда и подводные эксплуатационные оборудования скважин могут использоваться на произвольных глубинах. Технология ROV накладывает практическое ограничение на глубину, поскольку ROV могут быть единственным способом доступа к оборудованию на морском дне.

Подводное бурение имеет много общего с наземным бурением. Оба используют технологию вращательного бурения, и на морской буровой установке можно использовать буровую установку. Верхний привод вращает бурильную колонну и в то время как прикреплен к подвижному блоку, поэтому он может двигаться вверх и вниз по мере необходимости так как

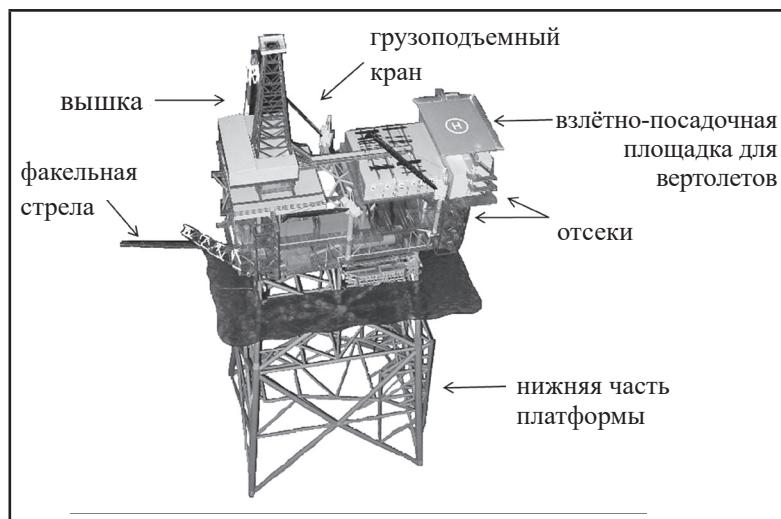


Рис. 11.12 Ключевые компоненты морской платформы

труба поднимается и опускается. Ключевое различие между наземным и морским бурением заключается в ограниченном объеме морского пространства для таких операций, как хранение труб, установка устьев скважин с помощью пластов ВОР и хранение бурового раствора в резервуарах. Морские буровые установки часто поддерживаются сервисными судами и вертолетами. Вертолеты могут перевозить персонал, а служебные суда обычно используются для перевозки материалов и оборудования на платформу, а также с нее.

Платформы часто включают в себя вышку, кран, палубу, модули и иногда вертолетную площадку (рис. 11.12). Сборные модули содержат офисы, помещения для экипажа, диспетчерские и тяжелое оборудование.

Они могут быть добавлены и удалены по мере необходимости. У буровых кораблей есть вышки, выровненные над буровыми шахтами в центре корабля. Буровая шахта - это отверстие в корпусе, которое обеспечивает доступ к воде под кораблем из просверленного пола. Буровые судна являются мобильными буровыми платформами и особенно полезны для разведочного бурения.

Пример 11.18 Морское основание

Нефтяной резервуар имеет длину 30 км и ширину 20 км. Можно ли использовать одну платформу для разработки месторождения такого размера? Предположим, что бурение с расширенным радиусом действия ограничено - 10 км.

Ответ

Одна платформа не может разрабатывать поле. Зона действия платформы - круглая с радиусом 10 км. Другие альтернативы должны быть рассмотрены, чтобы достичь неразработанных частей поля. Например, варианты второй платформы, спутниковой платформы или подводных модулей, подключенные обратно к платформе с помощью трубопроводов.

11.8 ГОРОДСКИЕ ОПЕРАЦИИ: БАРНЕТТ ШЕЙЛ

Сочетание гидравлического разрыва пластика, горизонтального бурения и разумной цены на газ стимулировало рост индустрии добычи сланцевого газа. В 2002 году Mitchell Energy внедрили горизонтальное бурение в Барнетт Шейл в Северном Техасе. Барнетт Шейл в Соединенных Штатах имеет толщину до 450 футов и охватывает площадь более 5000 морских миль². Вертикальная скважина, которая может проходить через 400 футов сланца, может добывать газ из гораздо меньшего объема, чем горизонтальная скважина, которая может проходить через две мили или более. На рис. 11.13 видно, что горизонтальная скважина может пересекать большую часть пластика, когда площадь распространения пластика значительно превышает толщину водоема. Ориентация техногенных трещин, связанных с гидроразрывом, частично зависит от ориентации скважины, а также от вида коллектора.

Гидроразрыв пластика использовался годами, но результаты имели ограниченный успех. Горизонтальное бурение позволило горизонтальным стволам скважины контактировать с гораздо большим объемом пластика, чем вертикальное бурение. Сочетание гидравлического разрыва пластика и горизонтального бурения увеличило скорость добычи газа, как богатый газом сланец с низкой проницаемостью. Многократные скважины, пробуренные из одной скважинной площадки, уменьшают потребность в большом количестве потенциально шумных и эстетически непривлекательных участков поверхностных скважин. На многолуночных буровых площадках количество мест, в которых должны быть трубопроводы для транспортировки жидкостей и которые должны эксплуатироваться и обслуживаться, сводится к минимуму, экономя время и деньги для операторов. Горизонтальное бурение позволяет найти место расположения скважины за пределами густонаселенного района и провести бурение под населением, чтобы его не видели и не слышали. Это развитие еще больше увеличило интерес к сланцевому газу, потому что большой объем сланцевого газа находится под крупными городами. Небольшой оперативный след увеличивает общественную поддержку бурения в городах.

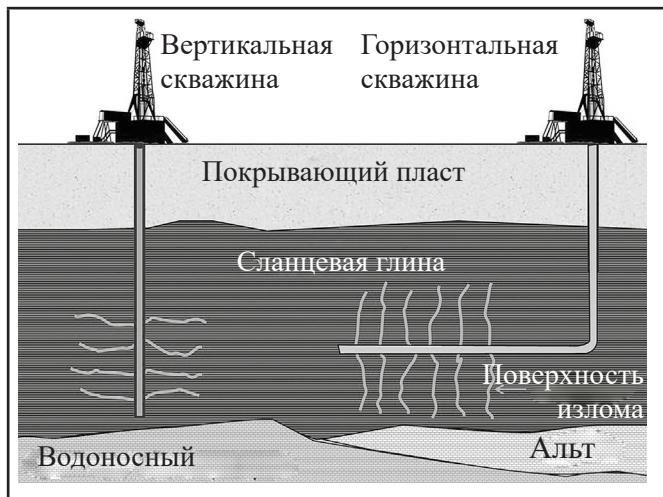


Рис. 11.13 Схема поперечного сечения Барнетт Шейл.

11.9 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

11.9.1. Дополнительная литература

Для получения дополнительной информации о наземных сооружениях см. Гин (2012 г.), Раймонд и Леффлер (2006 г.) и ван Даик (1997 г.).

11.9.2 Верно / Неверно

- 11.1 Полупогружная платформа - это глубоководная буровая платформа, которая плавает на понтонах.
- 11.2 Динамическое позиционирование используется для удержания морской буровой установки на станции компьютер.
- 11.3 Баржа, домкрат или полупогружная платформа часто используются для работы над глубокой водой скважины.
- 11.4 В двухфазном сепараторе газ поднимается к верхней части сепаратора, в то время как жидкость падает на дно.
- 11.5 Устьевое отверстие скважины включает головку обсадной колонны, головку насосно-компрессорной трубы и направляющую трубу
- 11.6 Вертолетные площадки требуются на всех морских платформах.
- 11.7 Резервуары для хранения нефти и газа считаются сосудами под давлением.
- 11.8 Сырая нефть превращается в транспортное топливо в сепараторе.
- 11.9 Расход жидкости в трубе зависит от трения в трубе.
- 11.10 Число Рейнольдса - безразмерное отношение сил инерции к силам вязкости.

11.9.3. Упражнения

- 11.1 Оцените значение k для пропана при 100°F и 150 фунтов на квадратный дюйм.
Используйте $P_c = 616$ фунтов на квадратный дюйм, $T_c = 206\text{F}$ и $\mu = 0.15$.

11.2 Выполните двухфазную проверку смеси с 80 моль% метана, 15 моль% пропана и 5 моль% н-пентана, используя значения k в примере 11.3 для 100 °F и 150 фунтов на квадратный дюйм.

11.3 Выполните двухфазную проверку смеси с 1 моль% метана, 9 моль% пропана и 90 моль% н-пентана, используя значения k в примере 11.3 для 100 °F и 150 фунтов на квадратный дюйм.

11.4 Сферический бензобак изготавливается путем скрепления двух стальных полусфер толщиной 0,5 дюйма. Если газ находится под давлением 500 фунтов на квадратный дюйм, определите внутренний и внешний радиус сферического резервуара, если максимально допустимое поверхностное напряжение составляет 10 фунтов на квадратный дюйм (1 фунт / кв.дюйм на 1000 си).

11.5 Рассчитайте объем в сечении цилиндрической трубы с внутренним диаметром ID=6 дюймов и длиной $L=30$ футов. Выразите свой ответ в фут³

11.6 A. Платформа может пробурить до 32 скважин с производительностью 12 000 баррелей жидкости / сутки / скважина. Какова максимальная скорость потока жидкости, если все скважины будут работать на полную мощность?

B. Трубопровод от платформы до пункта сбора на суше может пропускать 400 000 баррелей жидкости в день. Может ли платформа производить при полной пропускной способности жидкости?

11.7 Предположим, что вода течет по круглой трубе с объемным расходом $q=1000$ баррелей/день. Плотность воды составляет $p=1\text{g/cc}=1000 \text{ кг/m}^3$, а динамическая вязкость воды составляет $\mu=1\text{cp}=0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$. Длина трубы составляет 8000 футов и имеет внутренний диаметр 5 дюймов. Рассчитайте число Рейнольдса.

11.8 Рассчитать коэффициент трения для жидкости, протекающей по трубе. Предположим, что относительная шероховатость стенки трубы равна 0,000144, а число Рейнольдса = 18 400.

11.9 A. Цилиндрическая стальная труба с внутренним диаметром 48 дюймов составляет 0,25 дюйма. Труба несет воду под внутренним давлением p 50 фунт/кв. дм. Окружное напряжение в стали составляет $S = pd / 2t$, где p - внутреннее давление, d - внутренний диаметр трубы, а t - толщина трубы. Рассчитайте окружное напряжение в стали C .

B. Если давление повышается до 100 фунтов на кв. дюйм, какая толщина стали необходима для допустимого окружного напряжения $S=10000$ фунтов на квадратный дюйм? Подсказка: Решите $S = pd / 2t$ для t .

C. Стоит ли заменить стальную трубу?

11.10 A. Предположим, что в море разлито 100000 галлонов нефти. Сколько баррелей нефти было разлито?

B. Если удельный вес масла составляет 0,9, определите массу разлитой нефти. Выразите свой ответ в кг и фунтах. Подсказка: найдите плотность нефти ρ_o от удельного веса нефти γ_o и плотности воды ρ_w ($1\text{g/cc}=1000 \text{ кг/m}^3$), где $p_o=p_w\gamma_o$. Масса разлитой нефти = объем разлитой × плотность.

C. Оцените площадь, покрытую утечкой, если толщина разлива 1мм. Выразите свой ответ в м², км², ми² и акрах. Используйте площадь, покрытую разливом = пролитый объем / толщина разлива.

12

ИСПЫТАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СКВАЖИНЕ

В ходе проведения гидродинамических исследований в скважинах (ГДИС) на неустановившихся режимах фильтрации осуществляется измерение изменений величин пластового давления, которые связаны с изменениями дебита скважин. Такого рода измерения и расчет времени реагирования на изменение давления позволяют получить информацию о строении пласта и ожидаемом движении жидкости в пласте. Изменения в режимах эксплуатации скважин или методах управления эксплуатацией месторождений зачастую обусловлены результатами ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации. В данной главе рассматриваются методы проведения ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации в нефтяных и газовых скважинах, а также описываются способы использования данных, полученных в ходе проведения ГДИС.

12.1 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ С ПЕРЕМЕННЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Испытание скважины с переменным давлением является широко используемым методом получения информации о пласте, находящемся на расстоянии от скважины. Данный метод основан на измерении изменений величин давления в стволе скважины в зависимости от времени, которое затрачивается на изменение движения жидкости в стволе скважины. Изменение давления также известно, как процесс быстрого изменения давления. Например, дебит в добывающей или нагнетательной скважине может быть увеличен или уменьшен. Манометры измеряют возникающие изменения давления в зависимости времени. Составляются графики давления и производных по времени. Интерпретация графиков позволяет получить информацию о потоке жидкости через различные участки пласта.

Испытания скважин с переменным давлением можно использовать для оценки пропускной способности (проницаемость, умноженная на мощность пласта) в скважине, среднего пластового давления в области питания скважины, расстояния до контура пласта и разломов скважины, а также повреждения продуктивного пласта в окрестности скважины.

Обобщение информации, полученной в результате проведения испытания скважины с переменным давлением, и данных из других источников может быть использовано для характеристики пласта. Например, изменения дебита в одной скважине могут привести к изменениям давления, которые могут наблюдаться в другой скважине, если в пласте между двумя скважинами не существует непроницаемого барьера. Это дает представление о непрерывности пути движения флюидов между двумя скважинами. Другим примером обобщения данных является обобщение данных о пропускной способности при исследовании скважин методом кривой восстановления давления с толщиной пласта. В этом случае оценка проницаемости пласта в месте нахождения скважины, изученной в ходе такого рода исследования, оценивается путем деления значения пропускной способности, полученного в ходе испытания скважины с переменным давлением, на значение эффективной толщины пласта, отображенное на каротажной диаграмме скважины.

12.1.1 Режимы течения жидкости

На рис. 12.1 показаны различные режимы течения жидкости в скважине, возникающие в результате изменения дебита. Окружность на оси давления в скважине является начальным давлением p_i . При раннем реагировании преобладает влияние ствола скважины и околоскважинного пространства. Влияние ствола скважины связано с объемом ствола скважины, в то время как влияние околоскважинного пространства связано с качеством стенки ствола скважины. Объем ствола скважины обозначается как влияние ствола скважины, а качество стенки ствола скважины количественно определяется переменной, известной как скин-фактор.

Переходная зона – это промежуток времени между потоком внутри ствола скважины и областью бесконечного действия. Область бесконечного действия – это период времени, когда на время реагирования на изменение давления не влияет ни ствол скважины (внутренний контур), ни внешний контур. Отклонение от нормы области бесконечного действия, указывает на то, что на переходный процесс давления влияет контур пласта.

12.1.2 Типы испытания скважины с переменным давлением

Дебит скважины может быть увеличен или снижен как в эксплуатационных скважинах, так и в нагнетательных скважинах. Соответственно, четыре возможных типа испытания скважины с переменным давлением, связанные с изменениями дебита в добывающих и нагнетательных скважинах, приведены в таблице 12.1.

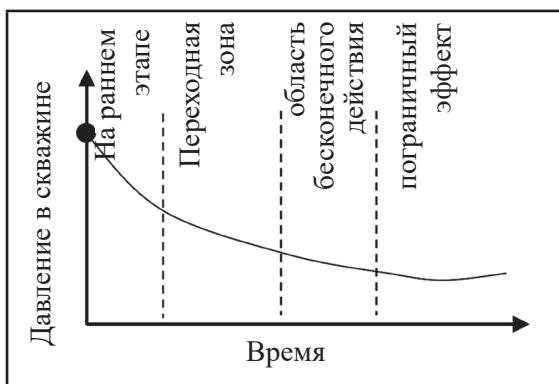


РИС. 12.1 Режимы течения жидкости

ТАБЛИЦА 12.1 Типы испытания скважины с переменным давлением

Тип скважины	Изменение дебита скважины	Испытания скважин с переменным давлением
Эксплуатационная скважина	Снижение	Восстановление давления
Нагнетательная скважина	Увеличение Снижение	Депрессия на пласт (на забое скважины) Резкое снижение забойного давления

В эксплуатационных скважинах давление в стволе скважины ниже пластового давления. В случае закрытия эксплуатационной скважины, давление в стволе скважины возрастет. Соответствующие испытания скважины с переменным давлением называются исследованиями скважины методом восстановления давления. Если дебит эксплуатационной скважины увеличивается, то давление в стволе скважины уменьшается. В этом случае соответствующее испытание скважины с переменным давлением называется исследованиями скважин при пониженном давлении в стволе скважины.

Что касается нагнетательных скважин, то давление в стволе скважины превышает пластовое давление. В случае закрытия нагнетательной скважины, давление в стволе скважины будет уменьшаться. Соответствующее испытание скважины с переменным давлением называется исследованием нагнетательной скважины методом падения давления. В тоже время, испытание скважины на приемистость выполняется путем увеличения скорости закачки и отслеживания связанного с этим повышения давления в стволе скважины. Испытания

скважины на приемистость проводятся для подтверждения того, что нагнетательная скважина может достичь желаемой скорости нагнетания.

Многие ГДИС на неустановившемся режиме фильтрации отличаются в зависимости от того, как изменяется дебит. Дебит может изменяться постепенно или неожиданно. Снижение существующего дебита скважины до закрытия скважины считается резким изменением скорости и происходит во время проведения исследования скважины методом восстановления давления и методом падения давления. С другой стороны, постепенные изменения дебита используются при проведении исследования газовой скважины на продуктивность. В результате исследования газовых скважины на продуктивность мы получаем информацию о пропускной способности, что будет описано далее в данной главе.

Исследования, предназначенные для измерения изменения величин давления в одной скважине в результате постепенного изменения дебита в другой скважине, называются исследованиями пульсового колебания давления или исследованиями скважин на интерференцию. В этом случае изменение дебита в одной скважине может вызвать изменение давления в другой скважине, если между скважинами имеется гидродинамическая связь. Наличие гидродинамической связи между скважинами означает, что изменение давления в одной скважине может быть обнаружено в другой скважине

12.2 ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИНЫ С ПЕРЕМЕННЫМ ДАВЛЕНИЕМ НА НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ

Быстрое изменения давления, произошедшее в результате изменения дебита скважины в пласте, характеризуется использованием уравнения диффузии для однофазной жидкости в однородной среде. Уравнение диффузии с радиальными координатами является дифференциальным уравнением в частных производных

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p}{\partial r_D} = \frac{\partial p}{\partial t_D} \quad (12.1)$$

где p – давление жидкости, r_D – безразмерный радиус, а t_D – безразмерное время. Безразмерный радиус определяется как

$$r_D \equiv \frac{r}{r_w} \quad (12.2)$$

где r – радиальное расстояние от оси скважины (футы), а r_w – радиус скважины (футы). Безразмерное время определяется в зависимости от группы параметров, а именно:

$$t_D \equiv 0.000264 \frac{kt}{\phi(\mu c_T) r_w^2} \quad (12.3)$$

где k – проницаемость пласта (мД), t – время (ч), ϕ – пористость (фракция), μ – вязкость подвижного однофазной жидкости (cП), а c_T – общая сжимаемость (фунт на квадратный метр $^{-1}$), группа параметров $k/\mu c_T$ называется коэффициентом диффузии. Индекс i используется для того, чтобы показать, что вязкость жидкости μ и общая сжимаемость c_T вычисляются при начальном давлении. Безразмерный радиус увеличивается с увеличением радиального расстояния, а безразмерное время увеличивается с увеличением времени.

Уравнение диффузии основано на нескольких допущениях: уравнение применяется к однофазному потоку слабо сжимаемой жидкости; жидкость течет только в горизонтальном и радиальном направлениях; изменения в пласте и свойствах жидкости являются незначительными. На практике свойства пласта и жидкости зависят от давления и могут подвергаться небольшим изменениям при изменении давления. Для обеспечения последовательности начальные значения используются для анализа испытания скважины с переменным давлением. Допущение горизонтального потока подразумевает, что влияние силы тяжести игнорируется. Кроме того, предполагается, что дебит скважины зависит от градиента давления, поэтому применяется закон Дарси. Следствием допущений является то, что скважина предназначена для добычи или закачивания жидкости по всей толщине пласта, так что поток осуществляется только в радиальном направлении. Полная сжимаемость системы

$$c_T = c_r + c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g \quad (12.4)$$

где c_r – сжимаемость породы, а сжимаемость в жидкой фазе – средневзвешенное значение насыщенности для

нефтяной, водной и газовой фаз.

Далее обсуждение относится к любым скважинам, удовлетворяющим предыдущие допущения. В нашем случае мы ориентируемся на испытания скважины с переменным давлением в нефтяных скважинах, но аналогичные методы могут быть применены к РТТ в водяных скважинах. Описание газовых скважин приведено в следующих разделах.

Уравнение диффузии решается, если скважина принимается за линейный источник с постоянным дебитом. Допущение линейного источника подразумевает, что объем реальной скважины не оказывает существенного влияния на нашу модель испытания скважины с переменным давлением. В целом, данное допущение является обоснованным, так как обычно диаметр скважин составляет всего несколько дюймов, и испытания скважины с переменным давлением позволяет исследовать пласт на радиальном расстоянии в сотни футов. Объем скважины влияет на раннее реагирование на изменение давления, как отмечалось ранее, и должен учитываться при интерпретации результатов испытания скважины с переменным давлением.

Решение уравнений диффузии зависит от заданных граничных условий. В области бесконечного действия дебит пласта указывает на отсутствие внешней границы, и пласт можно рассматривать как область бесконечного действия. Решение уравнения диффузии для потока нефти в пористой среде с внешней границей при $r_D \rightarrow \infty$

$$p_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2} \left[Ei\left(\frac{r_D^2}{4t_D}\right) \right] \quad (12.5)$$

Понятие $Ei(\dots)$ является интегралом показательной функции

$$-Ei(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \quad (12.6)$$

Безразмерное давление p_D на нефтяном месторождении

$$p_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} (p_i - p_{wf}) \quad (12.7)$$

где k – проницаемость (мД), h – мощность пласта (фут), q – дебит (баррелей в нормальных условиях в сутки), В объёмный коэффициент нефти или газа в пластовых условиях (баррелей в пласте/баррелей в нормальных условиях), μ – вязкость (cП), p_i – начальное пластовое давление (абсолютное давление в фунтах на квадратный дюйм), and p_{wf} – давление на забое при добыче из скважины (фунты на квадратный дюйм).

Уравнение 12.5 справедливо для наружного диаметра скважины при безразмерном радиусе $r_D = 1$ до наружных границ пласта при $r_D \rightarrow \infty$. Если мы используем приближенное значение экспоненциального интегрального решения, которое верно, когда $t_D/r_D^2 > 10$ при $r_D = 1$, и выражаем переменные в единицах месторождения, мы получаем

$$p_{wf} = p_i - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \left(\log t + \log \frac{k}{\phi\mu c_T r_w^2} + 0.87S - 3.23 \right) \quad (12.8)$$

Значение скин-фактора обычно колеблется в пределах от $-5 < S < 50$. Положительное значение скин-фактора S указывает на наличие повреждения скважины. Если скин-фактор S имеет отрицательное значение, это говорит о том, что осуществляется стимулирование скважины.

Пример 12.1 Безразмерное время

Рассчитайте безразмерное время, учитывая следующие данные: радиус ствола скважины $r_w = 0,25$ фута,

проницаемость $k = 150$ мД, время

$t = 2$ часа, пористость $\phi = 0,14$, начальная вязкость жидкости $\mu = 0,9$ cП и начальная общая сжимаемость $c_T = 8 \times 10^{-6}$ абсолютное давление в фунтах на квадратный дюйм $^{-1}$

Ответ

$$\text{Рассчитайте } t_D = 0,000264 \frac{kt}{\phi(\mu c_T) r_w^2} \text{ используя имеющиеся данные}$$

$$t_D = 0,000264 \frac{150 \text{ мд} \times 2\text{ч}}{0,14 \times 0,9 \text{ ср} \times (8 \times 10^{-6} \text{ фунт на кв.дм.}) \times (0,25 \text{ фут}^2)} = 1,26 \times 10^6$$

12.2.1 Исследование скважины методом восстановления давления

Концепции анализа испытания скважины с переменным давлением можно продемонстрировать, приведя краткий обзор исследования методом восстановления давления. В ходе исследования методом восстановления давления определяется время реагирования на изменение давления в скважине, когда скважина закрывается после того, как была произведена добыча из скважины. Необходимо учитывать средний дебит скважины за период эксплуатации. Дебит в реальных скважинах имеет тенденцию колебаться. Средний дебит q определяется путем вычисления объемов добычи скважины за период t_F ; таким образом

$$q \text{ (баррелей в норм. условиях/Д)} = \frac{\text{сум.объем произ. (бар.в норм.условиях)}}{t_F} \quad (12.9)$$

После закрытия скважины истекшее время, измеренное с момента закрытия скважины, обозначается как Δt . Забойное давление записывается как функция времени в течение периода закрытия.

Испытания скважины с переменным давлением анализируются с использованием принципа суперпозиции. Принцип суперпозиции заключается в том, что общее изменение давления в месте расположения закрытой скважины эквивалентно линейной сумме изменений давления в двух скважинах: фактической скважине и воображаемой скважине. Местоположение фактической и воображаемой скважины совпадает. Изменение давления в реальной скважине обусловлено дебитом скважины q в течение всего периода проведения исследования в сумме с дебитом $-q$ воображаемой скважины или изображения в течение периода закрытия скважины. Значения дебита при исследовании методом восстановления давления показаны на рис. 12.2. Сплошная линия на рисунке обозначает общий дебит, полученный путем сложения значений реальной и воображаемой скважины.

Безразмерное давление является линейной функцией логарифма времени в области бесконечного действия, как в уравнении 12.8; таким образом

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + \text{константа}] \quad (12.10)$$

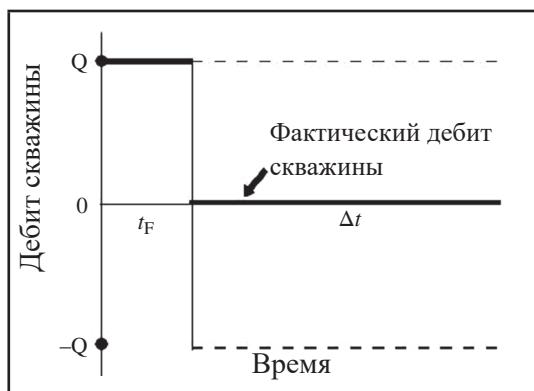


Рис. 12.2 Значение дебита при исследовании методом восстановления давления

Применяя принцип суперпозиции и используя установки нефтяных месторождений, статическое давление в закрытой скважине P_{ws} скважины задается как

$$p_{ws} = p_i - 141,2 \frac{qB\mu}{kh} [p_D([t_F + \Delta t]_D) - p_D(\Delta t_D)] \quad (12.11)$$

где p_i – начальное пластовое давление (фунты на квадратный дюйм), q – стабилизированный дебит (баррелей в нормальных условиях /Д), B – объёмный коэффициент нефти или газа в пластовых условиях (баррелей в

пласте/баррелей в нормальных условиях), μ – вязкость (сП), k – проницаемость (мД) и h – эффективная мощность пласта (футы). Обозначение $p_D ([t_F + \Delta t]_D)$ является безразмерным давлением, измеренным в безразмерное время $[t_F + \Delta t]_D$, а понятие $p_D (\Delta t_D)$ является безразмерным давлением, измеренным в безразмерное время Δt_D . Безразмерное давление в уравнении 12.11 заменяется уравнением 12.10 для получения

$$p_{ws} = p_i - m \log(t_H) \quad (12.12)$$

где t_H – безразмерное время по методу Хорнера

$$t_H = \frac{t_F + \Delta t}{\Delta t} \quad (12.13)$$

Единицей измерения обоих видов времени t_F , Δt является час для соответствия единице времени, используемой при расчете безразмерного времени. Переменная m определяется как

$$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \quad (12.14)$$

Единицей измерения m являются фунты на квадратный дюйм за логарифмический цикл, если давление изменяется в фунтах на кв. дюйм, q – стабилизированный дебит (баррелей в нормальных условиях /Д), B – объёмный коэффициент нефти или газа в пластовых условиях (баррелей в пласте/баррелей в нормальных условиях), μ – вязкость (сП), k – проницаемость (мД), а h – эффективная мощность пласта (футы). Описание концепции логарифмического цикла приведено ниже.

Пример 12.2 Метод Хорнера

В скважине добывается продукция в течение 8 часов при стабилизированном дебите перед закрытием. Расчитайте время по методу Хорнера, если время закрытия равно 12 часам. Подставив вышеуказанные данные, получим

Ответ

$$t_H = \frac{t_F + \Delta t}{\Delta t} = \frac{8 + 12}{12} = 1.667.$$

Уравнение 12.12 является уравнением прямой линии, если мы строим полулогарифмический график зависимости p_{ws} от логарифма времени по методу Хорнера. Наклон прямой линии равен $-m$. Пример полулогарифмического графика для вычисления методом восстановления давления показан на рис. 12.3. График называется графиком Хорнера.

Характеристика графика Хорнера в начальный период времени отображается при раннем периоде Хорнера в правой части графика. Характеристика графика Хорнера в более позднее время соответствует позднему времени по методу Хорнера в левой части графика. Влияние ствола скважины проявляется как быстрое увеличение статического давления в закрытой скважине в ранние периоды на рис. 12.3 и не заканчивается до периода по методу Хорнера ≈ 25 . Область бесконечного действия отображается как прямая линия времени по методу Хорнера в диапазоне от ~ 25 до ~ 4 . Наклон прямой линии, проведенной через область бесконечного действия, представляет собой наклон m , где m измеряется в фунтах на квадратный дюйм/лог. Значение m – это разность давлений за логарифмический цикл. На рис. 12.3 наклон m приблизительно равен 0,8 фунтам/кв. дюйм/логарифмический цикл для логарифмического цикла между временем по методу Хорнера = 10 и 100. В данном примере исследования методом восстановления давления эффект контура пласта наблюдается для времени по методу Хорнера и составляет меньше 4, когда наклон линии области бесконечного действия изменяется.

Дебит в области исследования испытания скважин с переменным давлением вычисляется путем перестановки уравнения 12.14 для получения

$$kh \equiv 162.6 \frac{qB\mu}{m} \quad (12.15)$$

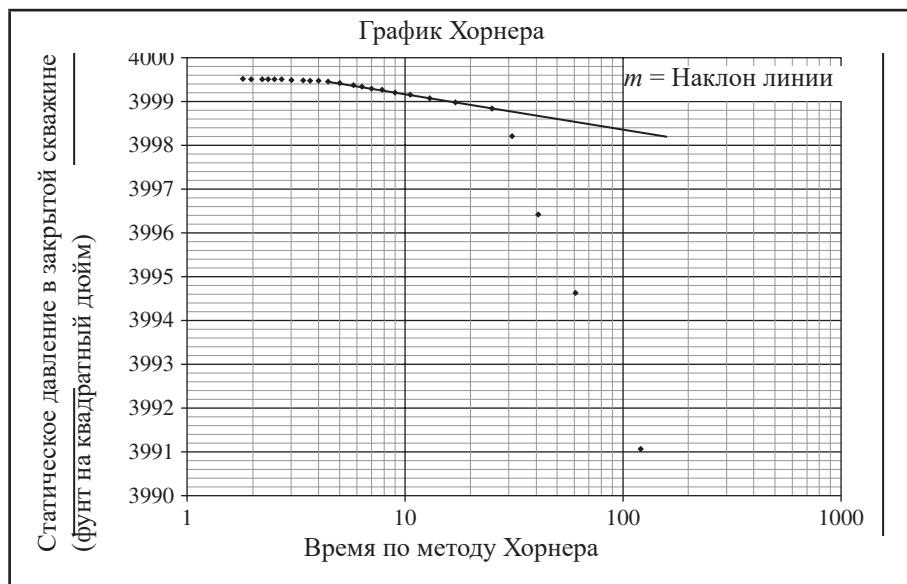


Рис. 12.3 График Хорнера.

Наклон m рассчитывается по графику Хорнера. Эффективная мощность пласта h , взятая из каротажной диаграммы скважины, может использоваться с пропускной способностью kh из уравнения 12.15 для оценки проницаемости в области исследования. Оценка проницаемости, полученная в ходе испытания скважины с переменным давлением, представляет больший объем образца по сравнению с лабораторными измерениями проницаемости с использованием кернов.

Безразмерный скин-фактор S можно определить по графику Хорнера как

$$S = 1.151 \left[\frac{p_{1\text{hr}} - p_{wf}(t_F)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_T r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (12.16)$$

где $p_{wf}(t_F)$ – давление в скважине в конце периода стабилизированного дебита t_F , а $p_{1\text{ч}}$ – давление области бесконечного действия во время закрытия скважины $\Delta t = 1$ час. Часто необходимо перенести прямую линию, проведенную через область бесконечного действия, на время Хорнера во время закрытия $\Delta t = 1$, чтобы определить $p_{1\text{ч}}$.

Пример 12.3 Коэффициент проницаемости по графику Хорнера

Рассчитайте коэффициент проницаемости участка дренажа на основе исследования нефтяной скважины методом восстановления давления при наличии следующих данных: дебит $q = 78$ баррелей в нормальных условиях/день, объёмный коэффициент нефти или газа в пластовых условиях $B = 1,13$ баррелей в пласте/баррелей в нормальных условиях, вязкость нефти $\mu = 0,7$ сП, толщина пласта $h = 24$ фута, а наклон Хорнера на участке $m = 10$ фунтов на квадратный дюйм/логарифмический цикл.

Ответ

Рассчитайте $kh \equiv 162.6 \frac{qB\mu}{m}$ проницаемости; таким образом

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh} = 162.6 \frac{78 \times 1.13 \times 0.7}{10 \times 24} \approx 42 \text{ мД}$$

12.2.2 Интерпретация испытания скважины с переменным давлением

Испытания скважины с переменным давлением могут дать представление о характере движения жидкости в пласте. На рис. 12.4 показана общая характеристика движения жидкости: радиальный поток в горизонтальной пло-

скости, линейный поток в вертикальной плоскости и сферический поток. Дебит зависит от разницы давления в скважине и пласте, а стрелки на рисунке указывают на направление потока.

Характеристика движения жидкости может быть взята на основе диагностического графика в двойном логарифмическом масштабе. Такой вид графика составляется путем построения графика зависимости производной по давлению от времени в логарифмическом масштабе. Он также представляет собой график зависимости, известной как производная давления как функция времени в логарифмическом масштабе. Зависимость «производной давления» представляет собой произведение продолжительности остановки скважины Δt и производной давления в зависимости от времени включения, а именно $\Delta t \cdot dp/d(\Delta t)$ или $dp/d\ln(\Delta t)$. Производная давления является более чувствительным индикатором характеристик пласта и потока, чем время реагирования на изменение давления.

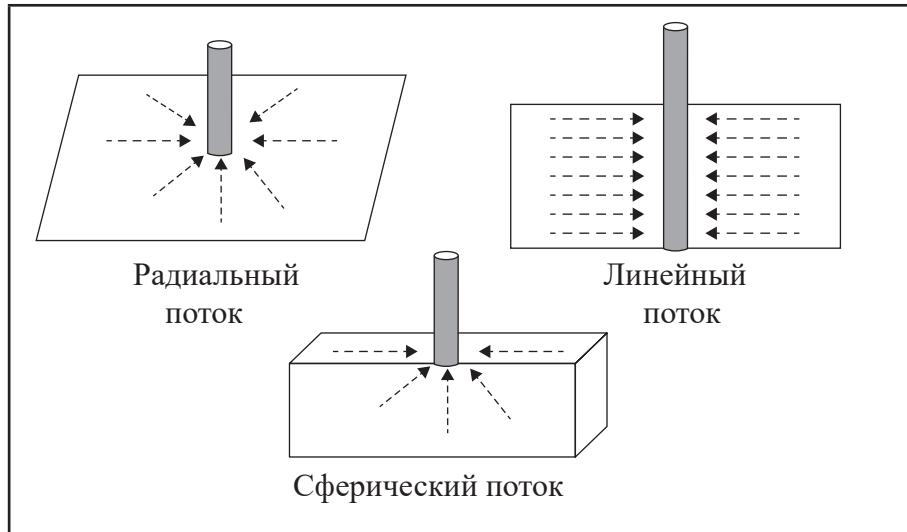


Рис. 12.4 Общие характеристики движения потока

Пример диагностического графика в двойном логарифмическом масштабе представлен на рис. 12.5 для частично завершенной скважины. Схема потока для частичного завершения представлена как схема сферического потока на рис. 12.4. Схема сферического потока составляется после определения времени реагирования на изменение давления. Время реагирования на изменение давления не настолько информативно как реакция на производную давления, обозначенную $dp/d\ln(\Delta t)$. Схема изменяется до конца проведения испытания. В некоторый момент времени сферический поток изменяется на радиальный поток, когда поток жидкости сталкивается с верхней и нижней границами пласта. Схема радиального потока составляется в качестве характеристики производной давления с нулевым наклоном. На рис. 12.6 показан наклон кривой производной давления на графике в двойном логарифмическом масштабе для определения влияния ствола скважины, линейного потока, радиального потока и сферического потока.

Аналитики испытания скважины с переменным давлением рассчитывают эти наклоны, когда интерпретируют результаты испытания скважины с переменным давлением.

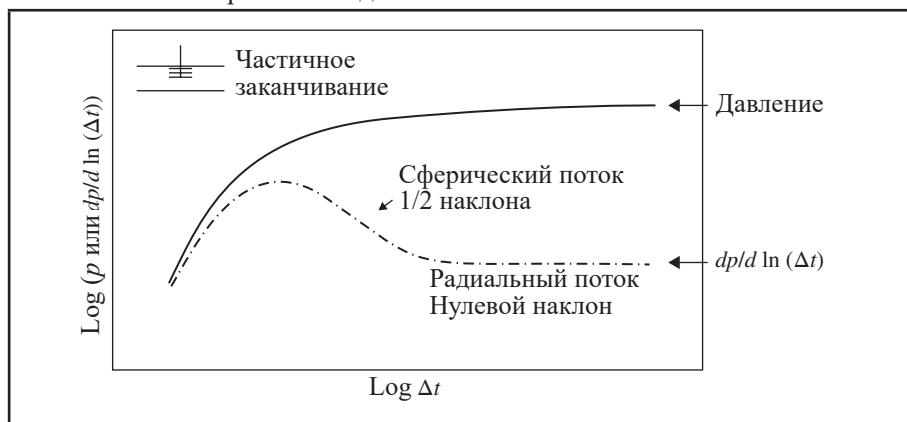


Рис. 12.5 Диагностический график в логарифмическом масштабе по обеим осям частично законченной скважины

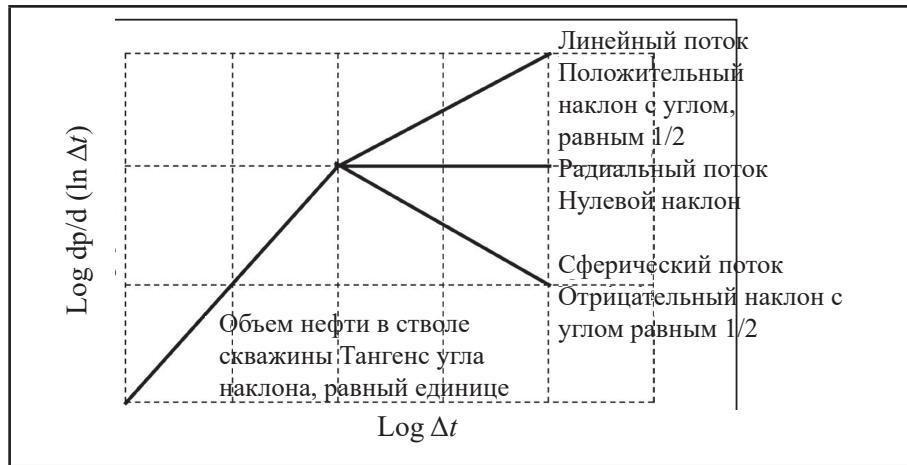


Рис. 12.6 Наклоны кривых схем потока на графике в логарифмическом масштабе по обеим осям

12.2.3 Радиус исследования скважины с жидкой фазой

Изменение давления, вызванное изменением дебита скважины, распространяется по всему пласту со скоростью, которая является зависимостью свойств пластовой породы и жидкости (флюида). Расстояние, пройденное при быстром изменении давления, от ствола скважины, зависит от времени, прошедшего после изменения дебита. Это расстояние известно, как радиус исследования. Методом Хорнера, характеризующим восстановление исследуемого давления, получено следующее уравнение радиуса исследования:

$$r_{\text{исл}} = 0.029 \sqrt{\frac{k \Delta t}{\phi \mu c_T}} \quad (12.17)$$

где $r_{\text{исл}}$ – радиус исследования в футах, Δt – время включения (ч), k – проницаемость (мД), ϕ – пористость (фракция), μ – вязкость (cП) подвижной жидкой фазы и c_T – общая сжимаемость ($1/\text{фунт}/\text{кв. дюйм}$).

Радиус исследования является приблизительной величиной расстояния, пройденного при быстром изменении давления. Его можно использовать при оставлении характеристики пласта, поскольку он используется для оценки расстояния до объекта в пласте, который вызывает изменение наклона давления, измеренного в скважине. Время закрытия, соответствующее изменению наклона, можно использовать для оценки расстояния до элемента, вызвавшего изменение наклона. Для элемента, который может изменить наклон времени реагирования на изменение давления, характерно отсутствие барьеров потока, таких как дефекты уплотнения или ограничения проницаемости. Радиус исследования дает информацию о расстоянии до элемента. Интерпретация функции должна соответствовать всем доступным данным.

Пример 12.4 Радиус исследования нефтяной скважины

Рассчитайте радиус исследования восстановления давления в нефтяной скважине, когда время остановки (Δt) составляет 24 часа. Используйте следующие данные: проницаемость $k = 150 \text{ мД}$, пористость $\phi = 0,14$, начальная вязкость жидкости $\mu = 0,9 \text{ cП}$ и начальная общая сжимаемость $c_T = 8 \times 10^{-6} \text{ фунт}/\text{кв.дюйм}^3$.

Ответ

$$R_{\text{исл}} = 0,029 \sqrt{\frac{k \Delta t}{\phi \mu c_T}} = 0,029 \sqrt{\frac{150 \text{ мД} \cdot 24 \text{ ч}}{0,14 \cdot 0,9 \text{ cП} \cdot 8,0 \cdot 10^{-6} \text{ фунт}/\text{кв.д}}} \approx 1733 \text{ фут}$$

12.3 ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИНЫ С ПЕРЕМЕННЫМ ДАВЛЕНИЕМ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

Испытания с переменным давлением в газовой скважине опираются на те же общие принципы, что и испытания с переменным давлением нефтяной скважины. Скорость потока газа изменяется, и результирующее

изменение давления в скважине записывается как функция времени. Результаты испытания скважины с переменным давлением могут быть использованы для двух целей: для определения характеристик пласта и определения производительности газовой скважины.

Исследования газовой скважины на продуктивность описаны в следующем разделе; в данном разделе приводится описание испытаний с переменным давлением для определения характеристики потока газа в пласте. Коэффициенты пересчета соответствуют стандартной температуре $60^{\circ}\text{F} = 520^{\circ}\text{R}$ и стандартному давлению 14,7 фунтов на квадратный дюйм.

12.3.1 Уравнение диффузии

Испытания скважины с переменным давлением в газовой скважине начинается с вычисления уравнения диффузии. Давление является зависимой величиной в уравнении диффузии при исследовании испытания скважины с переменным давлением в нефтяной скважине. Однако, в ходе решения уравнения диффузии при испытании скважины с переменным давлением в газовой скважине должны учитываться нелинейные характеристики газа. Для этого можно выразить уравнение диффузии для потока газа через псевдодавление реального газа $m(p)$ (фунтов на квадратный дюйм²/сП), которое определяется как

$$m(p) = 2 \int_{p_{\text{ref}}}^p \frac{p'}{\mu Z} dp' \quad (12.18)$$

где p_{ref} – эталонное давление (фунт/кв. дюйм), p' – фиктивная переменная (фунт/кв. дюйм), Z – коэффициент сжимаемости реального газа (фракция), а μ – вязкость газа (сП). Псевдодавление реального газа $m(p)$ рассчитывается с учетом зависимости Z и μ от давления.

Уравнение диффузии для однофазного газового потока в радиальном направлении

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial m(p)}{\partial r_D} = \frac{\partial m(p)}{\partial t_D} \quad (12.19)$$

Безразмерный радиус и безразмерное время определяются как

$$r_D \equiv \frac{r}{r_w}; \quad t_D \equiv 0.000264 \frac{kt}{\phi(\mu c_T)_i r_w^2} \quad (12.20)$$

где r – радиальное расстояние от оси скважины (футы), r_w – радиус скважины (футы), k – проницаемость (мД), t – время (ч), ϕ – пористость (фракция), μ – вязкость газа (сП), а c_T – общая сжимаемость (футов/кв. дюйм). Нижний индекс i указывает на то, что вязкость газа μ и полная сжимаемость c_T измеряются при начальном давлении. Полная сжимаемость системы

$$c_T = c_r + c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g \quad (12.21)$$

где c_r – сжимаемость породы, а сжимаемость в жидкой фазе – средневзвешенное значение насыщенности для нефтяной, водной и газовой фаз. Если присутствуют все три фазы, уравнение диффузии для однофазного газового потока основывается на предположении, что газ является единственной подвижной фазой.

12.3.2 Исследование скважины методом восстановления давления в газовой скважине

Далее приводится описание анализа испытания скважины с переменным давлением в газовой скважине, путем проведения анализа исследования методом восстановления давления в газовой скважине. Дебит газа поддерживается на стабильном уровне в течение времени t_f . Скважина закрывается по истечении периода стабилизированного потока, и время реагирования на изменение давления в скважине записывается как функция времени закрытия Δt . Принцип суперпозиции учитывается наряду с наблюдением, что безразмерное псевдодавление реального газа возрастает линейно при логарифме времени в течение бесконечного периода действия, чтобы найти решение уравнения диффузии реального газа как

$$m(p_{ws}) = m(p_i) + \frac{1637qT}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi(\mu c_T)_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S' \right] \quad (12.22)$$

$$S' \equiv S + D|q|$$

где $m(p_{ws})$ – безразмерное псевдодавление реального газа, оцениваемое при давлении закрытия скважины p_{ws} , $m(p_i)$ - безразмерное псевдодавление реального газа, измеряемое при начальном давлении p_i , q – дебит в поверхностных условиях (тысяча кубических футов газа при нормальных условиях /Д), T – температура пласта ($^{\circ}\text{R}$), k – проницаемость (мД), h – мощность пласта (футы), S – скин-фактор (безразмерный), а D – коэффициент потока, не подчиняющегося закону Дарси ((тысяча кубических футов газа при нормальных условиях/Д) $^{-1}$). Скин-фактор S – это скин-фактор S , характеризующий повреждение пласта, включая коэффициент, пропорциональный дебиту газа q , при котором учитывается турбулентный поток газа при высоких скоростях потока. В ходе применения этих уравнений при исследовании скважины методом восстановления давления получим

$$m(p_{ws}) = m(p_i) + 1637 \frac{qT}{kh} \log(t_h) \quad (12.23)$$

где t_h – безмерное время по методу Хорнера

$$t_h = \frac{t_F + \Delta t}{\Delta t} \quad (12.24)$$

Результаты испытания восстановления давления анализируются путем построения графика зависимости $m(p_{ws})$ от времени по методу Хорнера $(t_F + \Delta t)/\Delta t$ на полулогарифмическом графике Хорнера. Пропускная способность

$$kh = 1637 \frac{qT}{m} \quad (12.25)$$

оценивается в зависимости от наклона m на графике Хорнера. Наклон m не следует путать с псевдодавлением реального газа $m(p)$. Коэффициент скин-фактора S определяется как

$$S' = 1.151 \left[\frac{m(p_{1hr}) - m(p_{wf})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_T r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (12.26)$$

где $m(p_{1hr})$ – псевдодавление реального газа, измененное до статического давления в закрытой за 1 час.

12.3.3 Радиус исследования

Радиус исследования гисл методом восстановления давления в газовой скважине является оценкой расстояния, на которое быстрое изменение давления удаляется от скважины в течение времени закрытия Δt . Рассчитывается по формуле

$$r_{inv} = 0.0325 \sqrt{\frac{k \Delta t}{\phi \mu c_T}} \quad (12.27)$$

для $r_{inv} \leq r_e$, где r_{inv} – радиус исследования (футы), r_e – радиус дренажа (футы), k – проницаемость (мД), Δt – время закрытия (ч), ϕ – пористость (доля), μ – вязкость газа (сП), а c_T – общая сжимаемость (1/фунт/кв. дюйм). Радиус исследования для газовых скважин имеет такую же функциональную зависимость, что и радиус исследования для нефтяных скважин, но коэффициент для газовой скважины больше, чем для нефтяной скважины.

Пример 12.5 Радиус исследования газовой скважин

Рассчитайте радиус исследования методом восстановления давления в скважине из сланцевого газа, если истекшее время (t) составляет 1, 7, 30 и 365 дней. Используйте следующие данные: проницаемость $k = 0,0001$ мД, пористость $\phi = 0,05$, начальная вязкость газа $\mu = 0,02$ сП и начальная общая сжимаемость $c_r = 1 \times 10^{-4}$ на фунт/кв.дюйм.

Ответ

$$R_{\text{исл}} = 0.0325 \times \sqrt{\frac{k \Delta t}{\phi \mu c_r}} = 0.0325 \sqrt{\frac{0.0001 \text{ мД} \times 24 \text{ ч}}{0.05 \times 0.02 \text{ сП} \times 1.0 \times 10^{-4} / \text{фунтов/кв.д}}} \approx 5 \text{ фут}$$

Радиус исследования через 7 дней = 168 ч составляет 13 фут.

Радиус исследования через 30 дней = 720 ч составляет 28 фут.

Радиус исследования через 365 дней = 8760 ч составляет 96 фут.

Обратите внимание, что радиус исследования в сланце по исследованию скважины при пониженном давлении небольшой, даже после относительно продолжительного пройденного периода.

12.3.4 Исследование скважины при пониженном давлении в стволе скважины и определение границ пласта

Процедура, аналогичная исследованию методом восстановления давления, используется для анализа результатов исследования скважины при пониженном давлении в стволе газовых скважин. В ходе данного исследования осуществляется измерение реагирования давления на дебит газа q в газовой скважине, которая закрыта на протяжении достаточно долгого времени для достижения статического давления, то есть давления, которое не изменяется. Изменение псевдодавления реального газа

$$\begin{aligned} \Delta m(p) &= m(p_i) - m(p_{wf}) \\ &= 1637 \frac{qT}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_T r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869 S' \right] \\ S' &\equiv S + D|q| \end{aligned} \quad (12.28)$$

где t – время, когда жидкость в скважине течет при дебите q . Результаты исследования скважины при пониженном давлении в стволе анализируются сначала с помощью построения графика зависимости $\Delta m(p)$ от $\log t$. Пропускная способность

$$kh = 1637 \frac{qT}{m} \quad (12.29)$$

измеряется в зависимости от наклона m .

Исследование скважины при пониженном давлении в стволе может использоваться для оценки пределов газового резервуара. Определение границ пласта – это исследование скважины при пониженном давлении в стволе, которое продолжается до тех пор, пока не будет достигнут квазистационарный режим потока газа. Начало квазистационарного режима потока газа начинается во время

$$t_s \approx 380 \frac{\phi \mu c_T A}{k} \quad (12.30)$$

где t_s – время стабилизации в часах, ϕ – пористость (фракция), μ – вязкость газа (сП), c_T – общая сжимаемость (фунт/кв.дюйм), k – проницаемость (мД), а A – площадь дренажа скважины в фут². Площадь дренажа для радиальной системы может быть приблизительно равной площади круга $A = \pi r_e^2$, где r_e – радиус дренажа. Время стабилизации t_s является приблизительным, так как радиус дренажа не известен

Пример 12.6 Время стабилизации газовой скважины

- A. Время стабилизации обратно пропорционально проницаемости. Предположим, что время стабилизации в обычном газовом коллекторе 10 мД составляет 1 час. Как долго длится стабилизация в плотном газовом пласте с проницаемостью 1 микродарси = 0,001 мД?
- B. Как долго длится время стабилизации в сланцевом газовом коллекторе при проницаемости 1 нанодарси = 1×10^{-6} мД?

Ответ:

- A. Если мы предположим, что все другие факторы равны, мы имеем соотношение

$$(t_s k)_{\text{обычный}} / (t_s k)_{\text{плотный}} = 10 \text{мД/ч} / 1 \text{нмД/ч}$$

Время стабилизации в плотном газовом коллекторе составляет 10 000 часов.

- B. Если мы предположим, что все другие факторы равны, мы имеем соотношение

$$(t_s k)_{\text{обычный}} / (t_s k)_{\text{сланцевый газ}} = 10 \text{мД/ч} / 1 \text{нмД/ч}$$

Время стабилизации в сланцевом газовом коллекторе составляет 10 млн. часов.

Эти результаты показывают, что время стабилизации наиболее целесообразно в обычных газовых коллекторах.

12.3.5 Анализ переходного процесса

В ходе анализа переходного процесса для прогнозирования дебита пластов с очень низкой проницаемостью используется дебит скважины и гидродинамическое давление в стволе скважины. Анализ переходного процесса – это механистический метод, который объединяет закон Дарси, уравнение состояния и материальный баланс для нахождения решений, которые зависят от различных граничных условий. Граничные условия представляют различные положения скважин и формы коллекторов. Решение, которое наилучшим образом соответствует данным добычи, используется для расчета характеристик пласта, таких как проницаемость и исходные пластовые запасы газа. Качество совпадения зависит от качества данных, на которое могут влиять искаженные данные и частота выборки данных. Искаженные данные вводятся механизмами, которые не включены в анализ переходного процесса, такими как многофазный поток, помехи от других скважин и указания дебита для разных геологических слоев.

Время стабилизации и радиус исследования зависят от проницаемости. Плотные газовые коллекторы и сланцевые газовые коллекторы имеют проницаемость, которая на порядок меньше проницаемости обычных газовых коллекторов. Зачастую на проведение испытания скважины с переменным давлением в плотных газовых коллекторах или сланцевых газовых коллекторах затрачивается слишком большое количество средств до тех пор, пока не будет достигнута граница пласта, потому что время стабилизации слишком велико или радиус исследования слишком мал для продолжительности реалистичных испытаний скважины.

12.3.6 Исследование с учетом двух дебитов

Коэффициент турбулентности D определяется путем проведения двух ГДИС в скважинах на неустановившихся режимах фильтрации с учетом двух разных дебитов $\{q_1, q_2\}$. В ходе каждого исследования получено значение скин-фактора $\{S'_1, S'_2\}$. Два уравнения для вычисления скин-фактора решаются при двух неизвестных S и D в выражении $S' = S + D |q|$ для заданных дебитов $\{q_1, q_2\}$ и скин-факторов $\{S'_1, S'_2\}$.

12.4 ПРОДУКТИВНОСТЬ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

Исследование газовой скважины на продуктивность проводится для прогнозирования дебита газа при снижении пластового давления (Канадский совет по энергоресурсам, 1975 г.; Беггс, 1984 г.; Ахмед, 2000 г.; Ли, 2007 г.). Результатом исследования является связь между измерениями давления и соответствующими дебитами.

Изменения дебитов газа приводят к изменениям давления, измеренного в скважине. Выбор результатов исследования зависит от времени, необходимого для стабилизации изменений давления. Стабилизированное пластовое давление p_r достигается путем закрытия скважины, пока давление в резервуаре не перестанет меняться. Время стабилизации представлено формулой

$$t_s = 1000 \frac{\phi \mu r_e^2}{k p_r} \quad (12.31)$$

где переменными являются время стабилизации t_s (ч), стабилизированное пластовое давление p_r (фунт/кв. дюйм), пористость ϕ (фракции), вязкость газа μ при p_r (сП), внешний радиус области дренажа r_e (фут) и эффективная проницаемость k (мД). Время стабилизации t_s увеличивается с уменьшением проницаемости пласта.

Исследование газовой скважины на продуктивность представляют обычное испытание методом противодавления, исследование скважины изохронным методом и исследование скважины модифицированным изохронным методом. Обычное испытание методом противодавления состоит из нескольких равных периодов притока. Испытание начинается при давлении в пласте p_r . Приемлемое количество периодов притока составляет четыре раза, как показано на рис. 12.7. Дебит увеличивается от одного периода производства к следующему.

Дебит потока поддерживается в каждом периоде до тех пор, пока давление в скважине не стабилизируется. Давление в скважине не снижается до $p_{\text{пласт}}$, пока испытание не будет завершено.

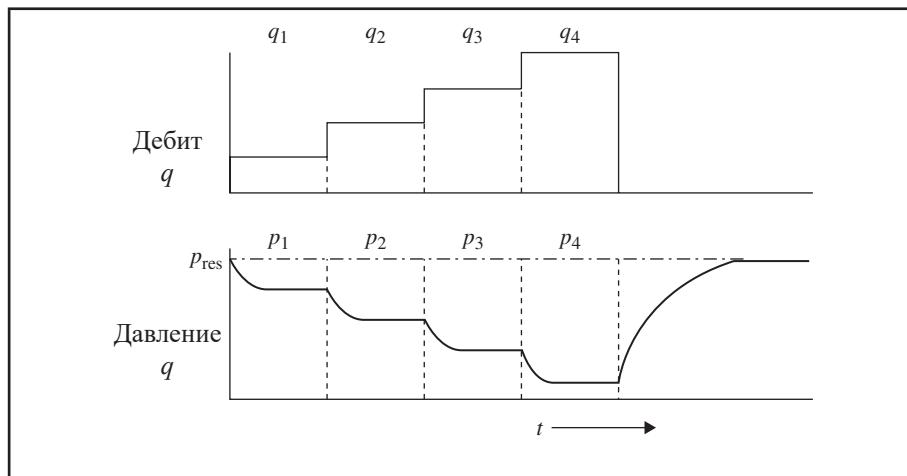


Рис. 12.7 Обычное испытание методом противодавления.

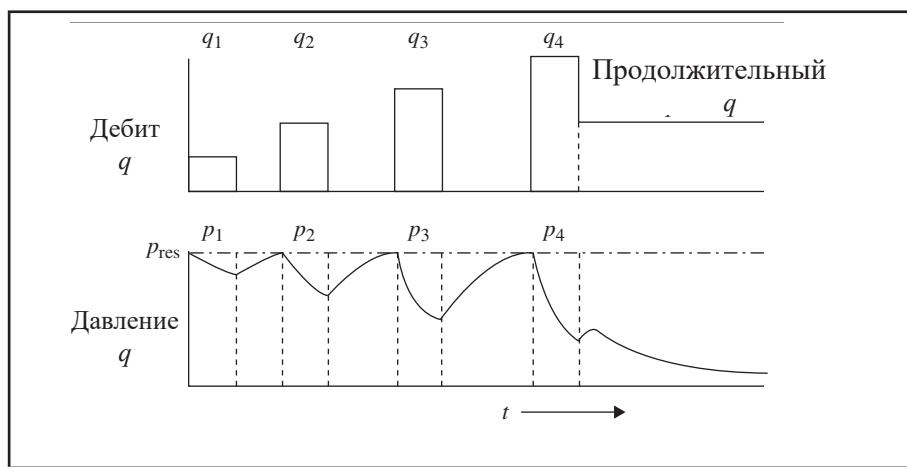


Рис. 12.8 Исследование скважины изохронным методом

Исследование скважины изохронным методом может проводиться быстрее, чем обычное испытание методом противодавления, и оно применимо в пластах с низкой проницаемостью и длительным временем стабилизации. Для проведения исследования скважины изохронным методом также используются равные периоды притока, и скорость потока увеличивается от одного производственного периода к следующему. Разница между

исследованием скважины изохронным методом и обычным испытанием методом противодавления заключается в периоде останова скважины, который следует за каждым периодом притока, показанным на рис. 12.8. Период остановки обеспечивает время для возврата давления в скважине к давлению $p_{\text{пласт}}$, наблюдаемому в начале испытания. Продолжительный период притока сохраняется после последнего равного периода продолжительности потока.

Время добычи не учитывается во время проведения исследования скважины изохронным методом, когда скважина закрыта.

Исследование скважины модифицированным изохронным методом проводится быстрее, но является менее точным, чем исследование скважины изохронным методом. В этом случае периоды притока и время остановки одинаковы, как показано на рис. 12.9.

Время останова слишком непродолжительное при исследовании скважины модифицированным изохронным методом, что позволяет давлению при закрытии вернуться к значению $p_{\text{пласт}}$ в начале исследования.

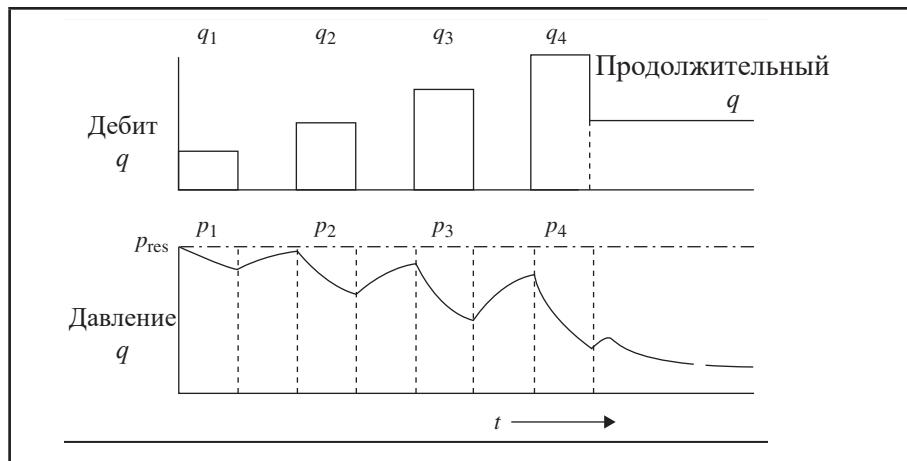


Рис. 12.9 Исследование скважины модифицированным изохронным методом

Два метода могут быть использованы для оценки испытаний на продуктивность газовой скважины: упрощенное исследование методом противодавления и анализ ламинарно-инерционно-турбулентного потока. В ходе упрощенного анализа методом противодавления учитывается давление, в то время как в ходе анализа ламинарно-инерционно-турбулентного потока используется псевдодавление реального газа. Согласно Ли (2007, стр. 758), упрощенное исследование методом противодавления действителен при низких давлениях (<2 000 фунтов на квадратный дюйм). Исследование ламинарно-инерционно-турбулентного потока действительно для всех типов давлений.

12.4.1 Упрощенное исследование методом противодавления

Для расчета упрощенного исследования методом противодавления используется уравнение противодавления

$$q_{\text{sc}} = C \left(p_r^2 - p_{\text{wf}}^2 \right)^n \equiv C (\Delta p^2)^n \quad (12.32)$$

где C и n – эмпирические параметры, q_{sc} – скорость потока газа в стандартных условиях (млрд. нормальных кубических футов в день), p_r – стабилизированное пластовое давление (фунт/кв. дюйм), а p_{wf} – давление в эксплуатационной скважине (фунт/кв. дюйм). Логарифм уравнения противодавления для измерения i дает

$$\log q_{\text{sc}} = n \log (\Delta p^2)_i + \log C \quad (12.33)$$

График зависимости $\log q_{\text{sc}}$ от $\log (\Delta p^2)_i$ дает прямую линию. Значения C и n определяются с помощью анализа методом наименьших квадратов, чтобы уравнение 12.33 соответствовало данным исследования скважины на продуктивность. Наклон линии обозначается n , а точка пересечения обозначается $\log C$. Абсолютно свободный дебит газовой скважины – это скорость при текущем давлении в скважине $p_{\text{wf}} = 0$.

Пример 12.7. Упрощенное исследование методом противодавления

Применение данного метода к данным испытания методом противодавления газовой скважины дает $C = 5,89 \times 10^6$ и $n = 0,3477$. Вычислите абсолютно свободный дебит для скважины при стабилизированном пластовом давлении, равном 1 815 фунт/кв. дюйм. В ходе испытания на продуктивность используются показатели скважины в млрд. нормальных кубических футов/день.

Ответ

Абсолютно свободный дебит – дебит, когда $p_{wf} = 0$ фунтов на квадратный дюйм

$$q_{sc} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4bm(p_r)}}{2b} = 12.9 \text{ млрд. нормальных куб. фут. в день}$$

12.4.2 Исследование ламинарно-инерционно-турбулентного потока

Любое испытание на продуктивность скважины может быть проанализировано с использованием метода ламинарно-инерционно-турбулентного потока. Данные испытания продуктивности соответствуют уравнению ламинарно-инерционно-турбулентного потока

$$m(p_r) - m(p_{wf}) \equiv \Delta m = aq_{sc} + bq_{sc}^2 \quad (12.34)$$

где q_{sc} – дебит газа в нормальных условиях (млрд. нормальных кубических футов в день), $m(p_r)$ – псевдодавление реального газа, соответствующее p_r (фунт/кв.дюйм/сП), а $m(p_{wf})$ – псевдодавление реального газа, которое соответствует p_{wf} (фунт/кв. дюйм/ф).

Обозначение q_{sc} обозначает однородный ламинарный поток. Более хаотичный инерционный и турбулентный поток представлен bq_{sc}^2 . Уравнение 12.34 можно изменить

$$\frac{\Delta m_i}{q_{sci}} = bq_{sci} + a \quad (12.35)$$

для измерения индекса i . Это прямая линия с наклоном b , которая пересекает точку a , когда мы строим график зависимости $\Delta m_i/q_{sci}$ от q_{sci} . Значения a и b получены в ходе анализа данных методом наименьших квадратов при исследовании скважины на продуктивность дает. Квадратичная формула используется для изменения уравнения 12.34 для выражения скорости потока q_{sc} как

$$q_{sc} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b\Delta m}}{2b} \quad (12.36)$$

В зависимости от псевдодавления реального газа и эмпирических параметров a , b . Условие для определения абсолютно свободного дебита с использованием метода ламинарно-инерционно-турбулентного потока равно $m(p_{wf}) = 0$.

Пример 12.8 Метод ламинарно-инерционно-турбулентного потока

Применение метода ламинарно-инерционно-турбулентного потока к данным испытания на продуктивность газовой скважины дает $a = 3,19 \times 10^{-6}$ фунтов/кв. дюйм/млрд. нормальных кубических футов в день и $b = 1,64 \times 10^{-6}$ фунтов/кв. дюйм/сП/ (млрд. нормальных кубических футов в день). Вычислите абсолютно нормальный дебит для скважины при $p_r = 1\ 948$ фунтов на квадратный дюйм с псевдодавлением m (p_r) = $3,13 \times 10^8$ фунтов/кв. дюйм/сП. В испытании на продуктивность используются показатели скважины в млрд. нормальных кубических футов в день

Ответ

$$q_{sc} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4bm(p_r)}}{2b} = 12.9 \text{ млрд. нормальных куб. фут. в день}$$

12.5 ВЫВОДЫ ПО ИСПЫТАНИЮ СКВАЖИНЫ С ПЕРЕМЕННЫМ ДАВЛЕНИЕМ

В ходе испытания скважины с переменным давлением может быть получена информация о производительности отдельных скважин, повреждении ствола скважины, пластовом давлении, пропускной способности пластовой жидкости и прогнозах добычи жидкости. Испытания скважины с переменным давлением могут быть использованы для оценки проницаемости пласта, скин-фактора скважины, расстояния до границ пласта, структурных неоднородностей и связи между скважинами. В ходе испытания на продуктивность определяется взаимосвязь между дебитом и давлением в стволе скважины, которые могут использоваться для оценки абсолютно свободного дебита скважин.

Многие испытания скважины с переменным давлением проводятся на одной скважине, в то время как для проведения других испытаний требуются значения дебита или контроль давления в двух или более скважинах. Скважины могут иметь различное месторасположение и могут находиться во многих различных геологических средах, включая как обычные, так и 'нетрадиционные' пласти. Количество исследований ограничено такими факторами, как стоимость и желанием продолжать добычу без перерыва.

Достоверность испытаний зависит от качества измеренных данных добычи, а также данных, используемых в расчетах, таких как данные о свойствах жидкости, сжимаемости породы, толщине пласта и пористости. Одним из способов улучшить интерпретацию результатов исследований скважин является сравнение результатов испытаний скважины с переменным давлением с геологическими и геофизическими моделями пласта. Должна наблюдаться последовательность в интерпретациях.

12.6 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

12.6.1 Дополнительная литература

Для получения дополнительной информации о испытании с переменным давлением см. Экономидис и соавт. (2013 г.), Саттер и соавт. (2008 г.), Хорн (1995 г.), Иялейфер (1977 г.) и Мэттьюс и Рассел (1967 г.).

12.6.2 Верно/Неверно

12.1 Анализ ламинарно-инерционно-турбулентного потока – это испытание на продуктивность ламинарно-инерциальном-турбулентного потока газа.

12.2 В ходе измерения давления в нагнетательной скважине после её закрытия измеряется повышение давления после закрытия нагнетательной скважины.

12.3 В ходе исследования скважины методом восстановления давления измеряется повышение давления после закрытия добывающей скважины.

12.4 Гидродинамическая связь давления между скважинами означает, что изменение давления в одной скважине может быть обнаружено в другой скважине.

12.5 Исследование скважины методом восстановления давления и исследование скважины методом понижения уровня проводятся в эксплуатационных скважинах.

12.6 Диагностический анализ ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации начинается с построения графика зависимости давления от времени на графике в декартовых координатах.

12.7 Время по методу Хорнера измеряется в единицах времени.

12.8 Положительный скин-фактор представляет собой стимуляцию.

12.9 Влияние ствола скважины зависит от объема ствола скважины.

12.10 Радиус исследования пропорционален проницаемости.

12.6.3 Упражнения

12.1 Рассчитайте время по методу Хорнера для каждого из периодов остановки, представленных в следующей таблице. Жидкость в скважине может течь в течение 8 часов, прежде чем скважину закроют.

Продолжительность остановки скважины (ч)	Время по методу Хорнера
1	
12	
24	
36	

12.2 Рассчитайте радиус исследования при повышении давления в нефтяной скважине, когда истекшее время (Δt) составляет 25 часов? Используйте данные о повышении давления из следующей таблицы.

$$r_{\text{inv}} = 0.029 \sqrt{\frac{k \Delta t}{\phi \mu c_t}}$$

Исследование скважины методом восстановления давления	Время по методу Хорнера
Продолжительность эксплуатации (tF)	100,0 ч
Первоначальное давление (pi)	2 300 фунт/ кв. дм
Начальное время	0,0 ч
Температура пласта (T)	180,0 °F
Пористость (ϕ)	0,18
Мощность (h)	24,0 фут
Общая сжимаемость (c)	1.0×10^{-5} фунт/ кв. дм -1
Вязкость (μ)	0,90 сантипуаз
Коэффициент пластового объема (B)	1.30 баррелей в пластовых условиях /баррелей в нормальных условиях на поверхности
Дебит скважины (q)	180.0 S баррелей в нормальных условиях на поверхности /Д
Тип флюида	Жидкость

12.3 А. Самая ближайшая граница к скважине, находится на расстоянии приблизительно 1 500 футов от скважины. Используйте информацию из упражнения 12.2 для расчета минимального времени (в часах), необходимого для исследования этого расстояния с использованием исследования методом восст-

новления пластового давления.

B. Достаточно ли 25 часов времени остановки, чтобы увидеть граничный эффект?

12.4 A. Используйте график Хорнера, изображенный на рис. 12.3, чтобы вычислить наклон m .

B. Используйте данные о повышении давления в следующей таблице и наклон m для расчета пропускной способности $kh = \text{проницаемость} \times \text{мощности}$.

C. Используйте kh для вычисления k .

ПОКАЗАТЕЛИ ДОБЫЧИ

Добыча начинается сразу после завершения скважины, тогда же и устанавливается наземное оборудование. Показатели добычи оцениваются множеством методов. Сначала необходимо получить эксплуатационные данные. Данные используются для того, чтобы оценить запасы и определить производительность пласта. Некоторые методы оценки показателей добычи включают пузырьковую диаграмму, анализ кривых падения и анализ материального баланса. В этой главе мы будем рассматривать указанные методы.

13.1 ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ

База данных должна включать как можно больше данных об эксплуатационных характеристиках. Источники определения эксплуатационных характеристик включают сейсмические обзоры, основной анализ (геологический и петрофизический), каротаж скважин, анализ неустановившегося давления, производство и мониторинг нагнетания и индикация геофизических данных. Добыча и данные нагнетания включают расходы жидкости и объемы всех скважин. Данные могут быть собраны в коробки на полках комнаты или оцифрованы в компьютерной системе. База данных должна быть доступной и может существовать во многих формах.

Данные необходимы для описания и управления показателями пласта. Сейсмические данные – это источник данных о структуре пласта. Эти данные можно калибровать по данным скважины, включая каротаж скважин и результаты анализа керна. Структуру пласта можно спрогнозировать по данным скважин, которые коррелировались между скважинами и принять во внимание преобладающую модель осадконакопления. Разработка и структура пласта должны быть последовательными. Исследования потока по керну дают информацию о проницаемости. Каротаж скважин является основным источником информации об эффективной мощности, межфлюидных контактах, пористости и водонасыщенности. В некоторых случаях, по данным отложений на стенках промыслового оборудования получают информацию для одной и той же характеристики.

Данные, полученные из многочисленных источников, должны быть логически связанными. Например, каротаж скважин и сейсмические данные предоставляют информацию о глубинах межфлюидных контактов. Если есть отличие между двумя источниками данных, они должны быть выверены. Аналогично, отличия в показателях проницаемости, полученных в результате испытаний потока по керну и в показателях проницаемости, полученных в результате гидродинамических исследований в скважинах на неустановившихся режимах фильтрации, вероятнее всего, также нужно будет выверять.

Эксплуатационные данные получают из множества источников. Сейсмические данные получают по результатам сейсмической разведки, выполняемой геофизиками. Данные каротажа скважин, как правило, получают и анализируют специалисты и инженеры в области наук о Земле. База данных должна включать показатели давления и данные каротажа скважин, характеризующих работу глубинного и наземного оборудования. Глубинное оборудование представлено такими компонентами как обсадная колонна, трубы, подводные опорные плиты и электрические погружные насосы (ESP). Наземное оборудование представлено такими компонентами

ми как устьевое оборудование скважины, линии подачи жидкости, сепараторы, компрессоры и другим оборудованием, как например, морские платформы.

Данные должны быть достоверными. В некоторых случаях можно выявить неопределенность, сочетанную с данными. Например, возможно использовать несколько измерений свойств, таких как пористость и проницаемость, чтобы выполнить статистический анализ, если такие данные имеются. Поддержание полной, актуальной и достоверной базы данных является трудной задачей.

Пример 13.1 Коэффициент продуктивности (PI) скважины и капитальный ремонт скважины

- A. Предположим, что скважина первоначально производит 10000 STBO/день при снижении забойного давления до 10 фунтов на квадратный дюйм (фунт/кв. дм абс.). Каков будет PI скважины?
- B. PI скважины снижается на 5% за первые 2 года работы. Каков будет PI скважины в конце 2-го года?
- C. PI скважина в начале 3 года – 750 STBO/фунт/фунт/кв. дм абс. Тест скважины показал увеличение призабойной корки, и тест на корку положительный. Необходим ли капитальный ремонт скважины?

Ответ

$$A. PI = \frac{10\,000 \text{ (STBO/день)}}{10 \text{ фунт/кв.дм.абс.}} = 1000 \frac{\text{ (STBO/день)}}{\text{фунт/кв.дм.абс.}}$$

$$B. 1000 \frac{\text{ (STBO/день)}}{\text{фунт/кв.дм.абс.}} \times (1 - 0.05) \times (1 - 0.05) = 902.5 \frac{\text{ (STBO/день)}}{\text{фунт/кв.дм.абс.}}$$

C. Да. S > 0 означает, что стимуляция скважины может улучшить поток.

13.1.1 Пузырьковая диаграмма

Пузырьковая диаграмма может быть применена к пространственно распределенным переменным, таким как расход жидкости, давление пласта, свойства флюида и породы, суммарное производство. Такая процедура позволяет выполнить визуальное сравнение пространственно-распределенных переменных величин в исследуемом участке. Например, суммарную нефтедобычу по скважине в конкретной временной точке можно нанести на график в виде круга (или пузырька), отцентрированного по месторасположению скважины, как показано на диаграмме. Если диаграмма строится для нескольких скважин (как на рис. 13.1), то по карте можно провести графическое сравнение относительного объема суммарной нефтедобычи для каждой скважины. Месторасположение скважин, показанных на рисунке, указано по коэффициентам I, J. Радиус круга обозначает величину переменной. В нашем примере большой круг указывает на большую суммарную нефтедобычу относительно других скважин с меньшими кругами.

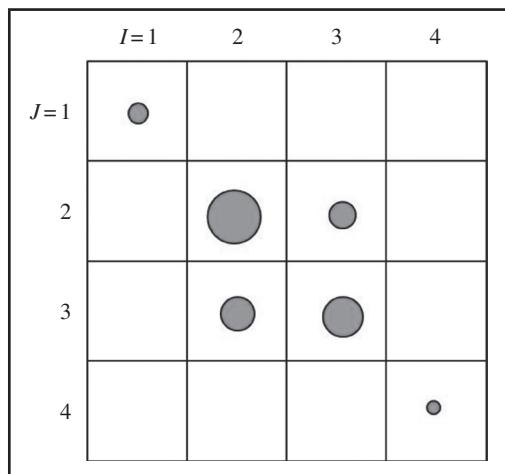


Рис. 13.1 Изображение пузырьковой диаграммы

Пузырьковые диаграммы можно использовать для определения трендов распределения переменной величины. Например, если небольшой пузырек представляет дебит газа в скважине и окружен рядом крупных пузырьков на участке, небольшой пузырек может означать аномальное измерение или скважину, которая повреждена. В этом случае, капитальный ремонт скважины поможет увеличить дебит газа в скважине.

13.2 Анализ кривых падения добычи

Анализ кривых падения добычи (DCA) – это эмпирический метод прогнозирования производительности нефтяных и газовых скважин. (Арпс, 1945 г; Тулер, 2002 г; Экономидис и соавт., 2013 г.). Этим методом выполняется приведение кривой по замерам расхода потока в качестве временной функции. В некоторых пластах, таких как нефтяных пластах-коллекторах, с сильным прорывом воды образуется достаточно энергии для поддержания относительно постоянного показателя производительности нефти в течение более длительного периода. Как правило, скорость производственного потока со временем снижается после завершения скважины, и начинается добыча.

Экспоненциальное уравнение используют для прогнозирования будущей добычи, путем приведения экспоненциального уравнения к историческим данным показателя падения для многих эксплуатационных скважин. Тогда как экспоненциальным уравнением возможно выполнить должное приведение параметров производительности в качестве временной функции для одних скважин, гиперболическим уравнением достигается улучшенное приведение падения производительности в качестве временной функции для других скважин.

ТАБЛИЦА 13.1 Кривые падения Арпс

Кривые падения	n	Коэффициент
Экспоненциальная	0	$q = q_i e^{-at}$
Гиперболическая	$0 < n < 1$	$q^{-n} = nat + q_i^{-n}$
Параболическая	1	$q^{-1} = at + q_i^{-1}$

Следующее уравнение представляет как и экспоненциальные, так и гиперболические отношения (Арпс, 1945 г.):

$$\frac{dq}{dt} = -aq^{n+1} \quad (13.1)$$

Уравнение предполагает, что давление притока является постоянным и факторы a и n являются эмпирически определяемыми постоянными. Эмпирическая постоянная n находится в диапазоне от 0 до 1. Процесс приведения (уравнение 13.1) величин к данным производительности называют «анализом кривой падения добычи КПД (DCA от англ. Decline curve analysis)».

Форма кривой падения зависит от значения n как показано в таблице 13.1. Член q_i соответствует исходному показателю.

Неизвестные параметры кривых падения определяются приведением кривых падения по историческим данным. Например, натуральный логарифм экспоненциальной уравнение кривой падения равен:

$$\ln q = \ln q_i - at \quad (13.2)$$

Уравнение 13.2 – это уравнением прямой линии $y=mx+b$ с наклоном m и точкой пересечения b , если мы определяем независимую переменную x как время t и зависимую переменную y как $\ln q$. В этом случае, значение $\ln q_i$ является точкой пересечения b , и наклон m прямой линии это $-a$.

Показатель общего объема производства во временном интервале называют суммарным производством для того или иного промежутка времени. Суммарное производство для каждой кривой падения (таблица 13.1) может быть вычислено аналитически. Показатель интегрируется относительно времени от исходного показателя q_i во времени $t=0$ до показателя q во времени t . Покажем суммарное производство N_p для экспоненциального уравнения падения как:

$$N_p = \int_0^t q dt = \frac{q_i - q}{a} \quad (13.3)$$

Преобразуя уравнение 13.2, получаем фактор экспоненциального падения добычи:

$$a = -\frac{1}{t} \ln \frac{q}{q_i} \quad (13.4)$$

Будущая добыча вычисляется экстраполяцией кривой падения к полученному итоговому показателю. Итоговый показатель, как правило, определяется как самый низкий показатель, который остается экономически целесообразным. По этой причине, полученный итоговый показатель называют «экономическим показателем» или «показателем закрытия». Запасы представляют собой разницу между суммарным производством при закрытии и текущим суммарным производством.

Пример 13.2 Экспоненциальное падение добычи нефти

- A.** Начальный дебит нефти нефтяной скважины составляет 4800 баррелей в стандартных условиях (STB)/день. Дебит падает до 3700 STB/день через два года непрерывной добычи. Предположите, что дебит экспоненциальный. Каков фактор падения?
- B.** Когда дебит нефти спадет до 100 STB/день? Выразите свой ответ в годах с момента начала добычи.

Ответ

A. Преобразуем $q = q_i e^{-at}$ для вычисления фактора падения a :

$$a = -\frac{1}{t} \ln \left(\frac{q}{q_i} \right) = -\frac{1}{2} \ln \left(\frac{3700}{4800} \right) \approx 0.130/\text{ур}$$

B. Находим время, когда дебит падает до 100 STB/день от исходного показателя: 4800 STB/день:

$$t = -\frac{1}{a} \ln \left(\frac{q}{q_i} \right) = -\frac{1}{0.130} \ln \left(\frac{100}{4800} \right) \approx 29.7 \text{ ур}$$

13.2.1 Альтернативные модели DCA

Экспоненциальная модель Арпс не всегда адекватно моделирует показатель падения добычи из нетрадиционной залежи. Волко и Ли (2010 г.) ввели растянутую экспоненциальную модель падения (SEDM) в DCA в качестве обобщения экспоненциальной модели Арпс. SEDM основана на идеи, что несколько систем падения включают единую систему падения (Филлипс, 1996 г.; Джонстон, 2006 г.). Если мы принимаем добычу из пласта в качестве сбора систем падения в состав единой системы падения за падение добычи из нескольких зон, то SEDM может рассматриваться как модель снижения скорости потока. SEDM включает три параметра q_i, τ, n (или a, b, c):

$$q = q_i \exp \left[-\frac{t^n}{\tau} \right] = a \exp \left[-\left(\frac{t}{b} \right)^c \right] \quad (13.35)$$

Параметр q_i является скоростью потока в исходное время t . Экспоненциальная модель падения Арпс – это конкретный случай, где $n=1$.

Вторая модель кривой падения основана на логарифмической связи давления и времени в системе радиального потока. Логарифмическая модель падения включает параметры a и b :

$$q = a \ln(t) + b \quad (13.36)$$

Называется модель «LNDM».

Пример 13.3 Модель «SEDM» падения добычи сланцевого газа

SEDM применили к модели вычисления показателя добычи газа из скважины сланцевого газа. Параметры SEDM падения добычи сланцевого газа в данной скважине составили $q_i = 8 \times 10^4$ млн станд.куб.фут (MSCF) / мес, 0.3мес и $n = 0.2$. Вычислите показатель добычи газа через 3 года работы. Выразите время в месяцах, так как параметры в SEDM вычислялись на основе ежемесячной добычи газа.

Ответ

Добыча газа при $t=3$ года = 36 месяцев

$$q = q_i \exp \left[-\left(\frac{t}{\tau} \right)^n \right] = 8 \times 10^4 \exp \left[-\left(\frac{36}{0.3} \right)^{0.2} \right] = 5911 \text{ MSCF/мес}$$

13.3 ВЕРОЯТНОСТНЫЙ DCA

Вероятностное вычисление запасов представлено процедурой Монте-Карло, в которой используется рабочий процесс, показанный на рис. 13.2 (Фанчи и соавт., 2013 г). Каждый шаг вероятностного метода DCA (рис. 13.2) кратко описан ниже.

Шаг 1: Осуществляется сбор данных добычи-времени

Получают производительность в качестве временной функции. Исключают длительные периоды приостановок, таким образом, данные добычи-времени будут представлять непрерывную добычу.

Шаг 2: Выбирается модель DCA и указывается распределение входных параметров

Количество входных параметров зависит от выбранной модели DCA. Модель SEDM требует три параметра, модель LNDM – два. Распределение параметров может иметь вид либо равномерного распределения, либо распределения по треугольнику.

Шаг 3: Указываются ограничения

Доступные исторические данные добычи-времени используются для того, чтобы решить, какие исследования DCA являются приемлемыми. Каждый прогон модели DCA, в котором используется полный набор входных параметров модели, составляет исследование. Затем результаты каждого исследования сравнивают с заданными пользовательскими критериями. Варианты критериев включают объективную функцию, показатель добычи по окончании истории и суммарное производство по окончании истории. Объективная функция подсчитывает качество соответствия путем сравнения разницы показателей модели и полученных данных наблюдений. Объективная функция с меньшими значениями считается лучшим соответствием, нежели чем объективная функция с наибольшими значениями, так как неопределенность уменьшается, и прогнозы лучше группируются.

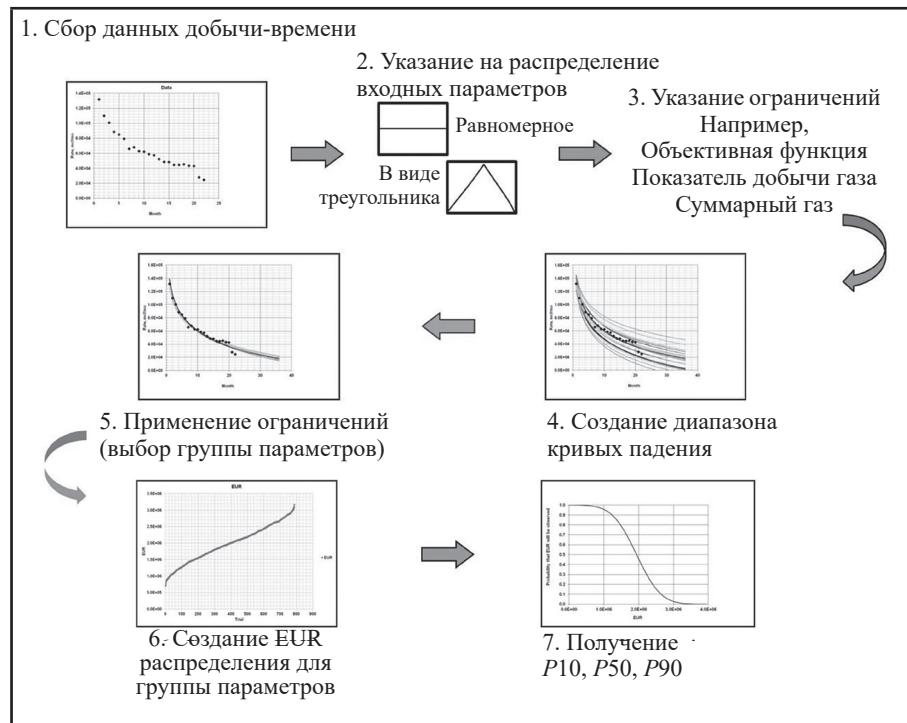


Рис. 13.2 Вероятностное вычисление рабочего процесса DCA.

Шаг 4: Создается исследование кривой падения

Исследование кривой падения получают прогнозами модели DCA. Количество исследований указывает аналитик.

Шаг 5: Определяется группа параметров приемлемых исследований

Исследования, созданные в шаге DCA4, сопоставляются с критериями, указанными в шаге DCA3. Каждое исследование, которое удовлетворяет пользовательские критерии включается в группу параметров приемлемых исследований.

Шаг 6: Создается процентильное распределение результатов выполнения

10-е (PC10), 50-е (PC50) и 90-е процентили (PC90) определяются по распределению EUR значений для группы параметров приемлемых исследований.

Шаг 7: Создается распределение вероятности результатов выполнения

Каждая EUR процентиль связана с вероятностью, таким образом, фактически преобразованная сумма равна или больше результата расчета, при этом используются отношения $P_{10} = PC_{90}$, $P_{50} = PC_{50}$ и $P_{90} = PC_{10}$.

Рабочий процесс (Рис. 13.2) – это метод Монте-Карло, так как предусматривает следующую процедуру:

1. Определение группы распределения входных параметров.
2. Создание группы значений входных параметров методом случайной выборки из связанных распределений вероятности.
3. Использование значений входных параметров в детерминированной модели для вычисления результата исследования.
4. Сбор результатов для группы исследований.

Пример 13.4 Модель падения добычи сланцевого газа LNDM

Модель LNDM применили к модели вычисления показателя добычи газа из группы скважин добычи сланцевого газа (Фанчи и соавт., 2013г.). Параметры LNDM для газовой скважины с высоким показателем расхода составляют $a = 1.0 \times 10^4$ и $b = 1.5 \times 10^5$. Вычислите показатель добычи газа через 3 года работы. Выразите время в месяцах, так как параметры в LNDM вычислялись на основе ежемесячной добычи газа.

Ответ

Добыча газа при $t = 3$ года = 36 месяцев

$$q = a \ln(t) + b = -1.0 \times 10^4 \times \ln(36) + 1.5 \times 10^5 = 1.14 \times 10^5 \text{ MSCF/мес}$$

13.4 МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Вычисления материального баланса основаны на законе сохранения массы. Они учитывают материал в системе, входящий и выходящий из системы. Пласт рассматривается как большой, гибкий бак материала. Материал может быть введен в бак и произведен из бака. Он может также расширяться и сжиматься вместе с баком. Баланс можно записать в упрощенной форме как:

$$\text{Исходная масса в баке} + \text{масса, поступающая в бак} - \text{масса этого бака} - \text{масса в баке} \quad (13.7)$$

Для вычисления материального баланса используют измеримые количества, чтобы определить количество материала в баке. Измеримые количества включают суммарные объемы получения флюида и суммарные объемы нагнетания флюида для нефтяной, водной и газовой фаз; давление пласта; данные свойств флюида из образцов полученного флюида. В виду того, что данные давления пласта и суммарные объемы нужны для вычисления материального баланса, необходимо иметь данные измерений за достаточно продолжительный период, чтобы получить тренд. Следовательно, вычисление материального баланса может дать более точные результаты, поскольку с истечением времени собирается больше данных.

Вычисления материального баланса предоставляют собой независимый метод расчета исходного объема нефти, воды и газа в пласте. Такие расчеты объема можно сравнить с волюметрическими расчетами исходных объемов. Оба метода независимы и дают сравнение между геологическим методом, который зависит от статических данных и техническим методом, который зависит от динамических, зависящих от времени данных.

Различные методы расчета материального баланса используют для нефтяных и газовых залежей. В этом разделе приведены методы расчета материального баланса нефтяных пластов, а в следующем – для газовых залежей.

13.4.1 Недонасыщенный нефтяной пласт с прорывом воды

Мы изобразили метод расчета материального баланса для анализа нефтяного пласта, получив уравнение материального баланса для ненасыщенного пласта нефти с прорывом воды. Прорыв воды – это вода, поступающая в пласт из естественного источника, такого как водоносный горизонт. Мы упрощаем процесс получения, предполагая, что влияние сжимаемости незначительно. В этом случае, уменьшение объема нефти ΔV_o в условиях пласта, в процессе добычи нефти должно соответствовать увеличению объема воды ΔV_w в условиях пласта так, чтобы

$$\Delta V_w = \Delta V_o \quad (13.8)$$

Изменение объема нефти в условиях пласта

$$\Delta V_o = NB_{oi} - (N - N_p)B_o \quad (13.9)$$

где N – OOIP (STB), и NB_{oi} – начальное значение OIP в условиях пласта (RB) при исходном факторе формирования объема нефти (FVF) B_{oi} (RB/STB). N_p – добытый объем нефти (STB) нефти, поэтому $(N - N_p)B_o$ – оста-

точный OIP в условиях пласта.

Изменение в объеме воды в условиях пласта составит:

$$\Delta V_w = (W + W_e - W_p)B_w - WB_w = (W_e - W_p)B_w \quad (13.10)$$

где W - OWIP (STB), W_e – прорыв воды (STB), W_p – суммарная добыча воды (STB) и B_w - вода FVF (RB/STB), которая, как правило, приближенно выражается как 1.0RB/STB. Прорыв воды – это вода, поступающая в систему из естественного источника, такого как водоносный горизонт, либо путем нагнетания воды.

Уравнение материального баланса для системы нефть-вода получаем, заменив уравнения 13.9 и 13.10 на уравнение 13.8, чтобы дать

$$(W_e - W_p)B_w = NB_{oi} - (N - N_p)B_o \quad (13.11)$$

Это уравнение является одним уравнением для двух неизвестных N и W_e . Решение уравнения 13.11 для N дает

$$N = \frac{N_p B_o + (W_p - W_e)B_w}{B_o - B_{oi}} \quad (13.12)$$

Значение N определяется при помощи данных добычи и принятием модели прорыва вода для вычисления прорыва воды W_e . В отличие от этого, решение Уравнения 13.11 для W_e дает

$$W_e B_w = N(B_{oi} - B_o) + N_p B_o + W_p B_w \quad (13.13)$$

Значение W_e можно рассчитать, используя данные добычи и значение N из мерного анализа.

Пример 13.5 Прорыв воды

Вычислите прорыв воды W_e , используя уравнение материального баланса для системы нефть-вода: $W_e B_w = N(B_{oi} - B_o) + N_p B_o + W_p B_w$. У нас имеется расчет показателя OOIP = $N \approx N_{vol} = 8.5$ MMSTB, где N_{vol} получен волюметрическим анализом. Исходный параметр FVF нефти выражается как $B_{oi} = 1.347$ RB/STB. FVF нефти будет равен: $B_o = 1.348$ RB/STB, если добыто 46 MSTB нефти. Показатель FVF воды примерно постоянный и будет составлять: $B_w = 1.0$ RB/STB. О какой-либо добыче воды не упоминалось.

Ответ

Отсутствие упоминания добычи воды подразумевает, что $W_p = 0$, отсюда, $W_e B_w = N(B_{oi} - B_o) + N_p B_o$. Подставляя значения $W_e B_w = N(B_{oi} - B_o) + N_p B_o$, получаем $W_e B_w = -7.65$ MSTB + 62.02 MSTB, отсюда $W_e \approx 54.37$ MSTB.

13.4.2 УРАВНЕНИЕ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА ШИЛТУИСА

Шилтус (1936г.) представил общее уравнение материального баланса для расчета нефти, воды и газа в системе. Общее уравнение материального баланса получено, исходя из того, что система является изотермической в условиях равновесия давления. Оно также основано на допущении того, что распределение нефтяной, водной и газовых фаз не влияет на результаты псевдостационарной модели фильтрации. После рассматриваемых данных Фанчи (2010 г.), мы записали общее уравнение материального баланса, как

$$\begin{aligned} & N(B_i - B_{ri}) + NmB_{ri}\left(\frac{B_{gi} - B_{gi}}{B_{gi}}\right) + N\frac{B_{ri}S_{wio}}{1 - S_{wio}}\left(\frac{B_{tw} - B_{twi}}{B_{twi}}\right) \\ & + N\frac{mB_{ri}S_{wig}}{1 - S_{wig}}\left(\frac{B_{tw} - B_{twi}}{B_{twi}}\right) + N\left(\frac{1}{1 - S_{wio}} + \frac{m}{1 - S_{wig}}\right)B_{ri}c_f\Delta p \\ & = N_p B_o - N_p R_{so} B_g + [G_{ps} B_g + G_{pc} B_{gc} - G_i B_g'] - (W_e + W_i - W_p)B_w \end{aligned} \quad (13.14)$$

Условия в уравнении 13.7 и связанные единицы указаны в таблице 13.2. Применение общего уравнения мате-

риального баланса предполагает, что данные свойств флюида из образцов флюида являются репрезентативными для флюида пласта резервуара и добыча, нагнетание и данные о давлении являются надежными.

ТАБЛИЦА 13.2 Номенклатура для общего уравнения материального баланса

B_g	Коэффициент объёма газа резервуара (FVF) (RB/SCF)
B_{gc}	Газовая шапка FVF (RB/SCF)
B'_g	Нагнетаемый газ FVF (RB/SCF)
B_o	Нефть FVF (RB/STB)
B_t	$B_o + (R_{si} - R_{so})B_g$ = составная часть нефти FVF (RB/STB)
B_{ti}	Начальное значение B_t (RB/STB)
B_{tw}	$B_w + (R_{swi} - R_{sw})B_g$ = составная часть воды FVF (RB/STB)
B_w	Вода FVF (RB/STB)
c_f	Сжимаемость пласта месторождения (породы) (1/фунт/кв. дм абс.)
G	Начальные запасы газа в пласте (SCF)
G_i	Суммарное количество закачанного газа (SCF)
G_{pc}	Суммарный добытый газ газовой шапки
G_{ps}	Суммарный добытый растворенный в нефти газ, как выделившийся газ (SCF)
m	Соотношение объема газа в пласте к объему нефти в пласте
N	Начальные запасы нефти в пласте (STB)
N_p	Суммарно добытая нефть (STB)
R_{so}	Коэффициент растворимости газа в нефти(SCF/STB)
R_{si}	Начальное газосодержание (SCF/STB)
R_{sw}	Начальное соотношение газоводяного фактора (SCF/STB)
R_{swi}	Газо-водяной фактор исходного раствора (SCF/STB)
S_g	Газонасыщенность (фракция)
S_o	Нефтенасыщенность (фракция)
S_w	Водонасыщенность (фракция)
S_{wi}	Начальная водонасыщенность (фракция)
S_{wig}	Начальная водонасыщенность газовой шапки (фракция)
S_{wio}	Начальная водонасыщенность нефтяной зоны (фракция)
W_e	Суммарный прорыв воды (STB)
W_i	Суммарное количество закачанной воды(STB)
W_p	Суммарно добытая вода(STB)
Δp	Изменение давления $p_i - p$ =пласт (фунт/кв. дм абс.)
P_1	Начальное давление пласта (фунт/кв. дм абс.)
p	Давление пласта, соответствующее суммарному значению флюида (фунт/кв. дм абс.)

Физическая значимость условий в общем уравнении материального баланса показана первым определением условий

$$\begin{aligned}
 D_o &= B_t - B_{ti}, \\
 D_{go} &= mB_{ti} \left(\frac{B_{gc} - B_{gi}}{B_{gi}} \right), \\
 D_w &= \frac{B_{ti}S_{wio}}{1 - S_{wio}} \left(\frac{B_{rw} - B_{twi}}{B_{twi}} \right), \\
 D_{gw} &= \frac{mB_{ti}S_{wig}}{1 - S_{wig}} \left(\frac{B_{rw} - B_{twi}}{B_{twi}} \right), \\
 D_r &= \left(\frac{1}{1 - S_{wio}} + \frac{m}{1 - S_{wig}} \right) B_{ti} c_f \Delta p
 \end{aligned} \tag{13.15}$$

С учетом сделанного определения, уравнение общего материального баланса приобретает вид:

$$N \left[D_o + D_{go} + D_w + D_{gw} + D_r \right] = N_p B_o - N_p R_{so} B_g + \left[G_{ps} B_g + G_{pc} B_{gc} - G_i B_g' \right] - (W_e + W_i - W_p) B_w \quad (13.16)$$

Изменения объема флюида в пласте представлены условиями слева в уравнении 13.16. Добыча флюида и нагнетание представлены условиями справа. Физическая значимость каждого условия приведена в таблице 13.3.

Можно вычислить относительную значимость различных механизмов вытеснения, преобразовав общее уравнение материального баланса. Показатели различных механизмов вытеснения приведены в таблице 13.4 относительно добычи углеводородов D_{HC} , определенные через:

$$D_{HC} = N_p B_o + G_{pc} B_{gc} + \left[G_{ps} - N_p R_{so} \right] B_g \quad (13.17)$$

Сумма показателей вытеснения, показанных в таблице 13.4, равна одному, отсюда:

$$I_{sg} + I_{gc} + I_w + I_i + I_e = 1 \quad (13.18)$$

Можно получить уравнение 13.18, преобразовав уравнение 13.14. Сравнение величин показателей вытеснения указывает на то, какой показатель вытеснения доминирует в работе пласта.

Мы можем изобразить значение показателей вытеснения на примере ненасыщенного нефтяного пласта, примыкающего к водоносному горизонту. Пласт на первой стадии добычи – это пласт, из которого ведется добыча, и нагнетание в него флюидов не имеет места быть. Какие механизмы вытеснения нам нужно рассмотреть? У ненасыщенного нефтяного пласта нет газовой шапки, отсюда, $m = 0$. Кроме того, нет нагнетания флюидов.

ТАБЛИЦА 13.3 Физическая значимость условий материального баланса

Термин	Физическое
ND_o	Изменение в объеме начальной нефти и связанного нефтяного газа
ND_{go}	Изменение в объеме свободного газа
$N(D_w + D_{gw})$	Изменение в объеме начальной реликтовой воды
ND_r	Изменение в объеме формирования пор
$N_p B_o$	Суммарная добыча нефти
$N_p R_{so} B_g$	Суммарный газ добытый с нефтью
$G_{ps} B_g$	Суммарный добытый растворенный в нефти газ, как выделившийся газ
$G_{pc} B_{gc}$	Суммарный добытый газ газовой шапки
$G_i B_g'$	Суммарное нагнетание газа
$W_e B_w$	Суммарный прорыв воды
$W_i B_w$	Суммарное нагнетание воды
$W_p B_w$	Суммарная добыча воды

ТАБЛИЦА 13.4 Показатели истощения пласта по общему уравнению материального баланса

Вытеснение	Показатель
Газ, растворённый в нефти	$I_{sg} = \frac{ND_o}{D_{HC}}$

Газовая шапка

$$I_{\text{gc}} = \frac{ND_{\text{go}}}{D_{\text{HC}}}$$

Вода

$$I_w = \frac{[(W_e - W_p)B_w]}{D_{\text{HC}}}$$

Закачиваемые флюиды

$$I_i = \frac{[W_i B_w + G_i B'_g]}{D_{\text{HC}}}$$

Реликтовая вода и расширение породы

$$I_e = \frac{[N(D_w + D_{gw}) + ND_r]}{D_{\text{HC}}}$$

Таким образом, оставшиеся возможные механизмы вытеснения представлены вытеснением растворенным газом, вытеснением водой из прорыва водоносного горизонта, а также вытеснением реликтовой водой и расширением породы. Необходимо больше информации, чтобы определить, какое вытеснение является доминирующим потоком. Более того, возможно, что относительная значимость механизмов вытеснения будет меняться в течение жизни пласта.

13.5 МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС ГАЗОВОГО ПЛАСТА

Материальный баланс газового пласта можно получить из общего уравнения материального баланса следующим образом. Начальный газ в пласте G выражен переменными, приведенными в таблице 13.2 как

$$GB_{gi} = NmB_{ri} \quad (13.19)$$

Объединив уравнение 13.19 с общим уравнением материального баланса, получим:

$$\begin{aligned} & N(B_t - B_{ri}) + GB_{gi} \left(\frac{B_{gc} - B_{gi}}{B_{gi}} \right) + N \frac{B_{ri} S_{wio}}{1 - S_{wio}} \left(\frac{B_{rw} - B_{rwi}}{B_{rwi}} \right) \\ & + G \frac{B_{gi} S_{wig}}{1 - S_{wig}} \left(\frac{B_{rw} - B_{rwi}}{B_{rwi}} \right) + \left(\frac{NB_{ri}}{1 - S_{wio}} + \frac{GB_{gi}}{1 - S_{wig}} \right) c_f \Delta p \\ & = N_p B_o + [G_{ps} B_g + G_{pc} B_{gc} - G_i B'_g] - N_p R_{so} B_g - (W_e + W_i - W_p) B_w \end{aligned} \quad (13.20)$$

Газовый пласт не включает начальную нефтяную фазу, таким образом, $N = 0$ и $N_p = 0$. Заменяя $N=0$ и $N_p=0$ на Уравнение 13.20, получаем

$$\begin{aligned} & GB_{gi} \left(\frac{B_{gc} - B_{gi}}{B_{gi}} \right) + G \frac{B_{gi} S_{wig}}{1 - S_{wig}} \left(\frac{B_{rw} - B_{rwi}}{B_{rwi}} \right) + \left(\frac{GB_{gi}}{1 - S_{wig}} \right) c_f \Delta p \\ & = [G_{pc} B_{gc} - G_i B'_g] - (W_e + W_i - W_p) B_w \end{aligned} \quad (13.21)$$

Еще больше упрощаем уравнение 13.21, при этом понимая, что сжимаемость воды и сжимаемость пласта месторождения относительно невелики по сравнению с сжимаемостью газа. Исключая сжимаемость воды и пласта месторождения, получаем

$$G(B_g - B_{gi}) = [G_{pc} B_{gc} - G_i B'_g] - (W_e + W_i - W_p) B_w \quad (13.22)$$

Сбрасываем нижний индекс «с», обозначающий газовую шапку, так как в пласте нет нефти.

13.5.1 Режим растворенного газа

Важное, но относительно простое применение материального баланса газового пласта – это анализ добычи газового пласта, содержащего только газ и связанную воду. Если мы производим добычу из газового пласта без нагнетания, то прорыв воды, нагнетание и условия добычи равны нулю, сжимаемость пласта месторождения незначительна, и нет газового нагнетания. Получаем уравнение материального баланса газового пласта с режимом растворенного газа:

$$G(B_g - B_{gi}) = G_p B_g \quad (13.23)$$

где G – это начальный свободный газ и G_p – суммарно добытый свободный газ. Подставляя закон реального газа в FVF газа и преобразуя значения, получаем:

$$G_p = \left[1 - \frac{(p/Z)_t}{(p/Z)_i} \right] G \quad (13.24)$$

где p – давление пласта, Z - реальный газовый фактор сжимаемости. Нижний индекс t указывает, что p/Z нужно вычислять в момент времени t , что соответствует G_p , и нижний индекс i указывает на то, что p/Z нужно вычислять в начальных условиях. Мы можем записать уравнение 13.24 в виде

$$\left(\frac{p}{Z} \right)_t = \left(\frac{p}{Z} \right)_i - \left[\left(\frac{p}{Z} \right)_i \frac{1}{G} \right] G_p \quad (13.25)$$

Уравнение 13.25 является линейным для $(p/Z)t$ и находится в зависимости от G_p . Начальный газ на пласте G – это значение G_p , при $(p/Z)_t$ равном нулю.

Пример 13.6 Режим растворенного газа

Ранние данные режима растворенного газа газового пласта показаны далее. Вычислите OGIP.

G_p (Bscf)	P (абс.дав.фут./кв.дм)	Z	P/Z (абс.дав.фут./кв.дм)
0.015	1946	0.813	2393
0.123	1934	0.813	2378

Ответ

Уравнение прямой линии - $y = mx + b$, где m – это наклон, и b – точка пересечения. Сравнивая уравнение прямой линии с уравнением 13.25, получаем $x=G_p$, $y=(Z/p)_t$. Наклон и точка пересечения $m = -(p/Z)_i \times (1/G) = -138.9$ фунт/кв.дм абс.

и $b = y - mx = 2395$ фунт/кв. дм абс. G – показатель G_p , при $(p/Z)_t$ равным нулю. Что соответствует с $y=mx+b=0$ или $G=x$ при $y=0$, отсюда, $G=-(b/m)=\left(\frac{2395 \text{ фунт/кв.дм абс.}}{138.9 \text{ фунт/кв.дм абс. / Мскф}}\right) \approx 17.2 \text{ Мскф}$. Фактическое значение G , основанное на дополнительных данных более длительного периода добычи: 16.1 Bscf. Дополнительные данные могут дать более точную прямую линию для выполнения анализа OGIP.

13.6 МЕХАНИЗМЫ ЕСТЕСТВЕННОГО РЕЖИМА ДРЕНИРОВАНИЯ ПЛАСТА И КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ

Можно определить естественный режим дренирования пласта, исследовав свойства показателей при добыче, такие как давление пласта и GOR. Естественный режим дренирования пласта имеет место быть, когда добыча выполняется без нагнетания. Удаление флюидов из пласта без замены приводит к спаду давления пласта. Рис. 13.3 показывает профили добычи в трех естественных режимах дренирования нефтяного пласта во время разработки первичными методами.

Вытеснение растворенным газом приводит к значительному увеличению GOR, сопровождаемое спадом GOR по мере добычи имеющегося газа. Ненасыщенный нефтяной пласт включает в себя нефть в условиях минимальной водонасыщенности потока. В процессе добычи в ствол скважины проистекает только однофазный поток нефти. При извлечении нефти давление в пласте спадает, и нефть в пласте расширяется. Показатель давления снижается, когда давление пласта достигает значения выше давления насыщения, что зависит от сжимаемости нефти и пласта месторождения. Если добыча продолжается, это приводит к падению давления ниже показателя давления насыщения. Газ, растворенный в нефти, выпадает из раствора и формирует фазу свободного газа по мере спада давления в пласте. Пузырьки свободного газа расширяются и помогают смещать нефть в скважину. Если объем свободного газа позволяет, пузырьки газа объединяются, при этом увеличивается газонасыщенность. В условиях, когда газонасыщенность превышает критической своей отметки, которая, как правило, составляет от 3 до 5% от объема поры, газ формирует путь проникновения потока для протока свободного газа. GOR (газосодержание) добычи изначально будет оставаться постоянным до тех пор, пока не произойдет спад кривой GOR.

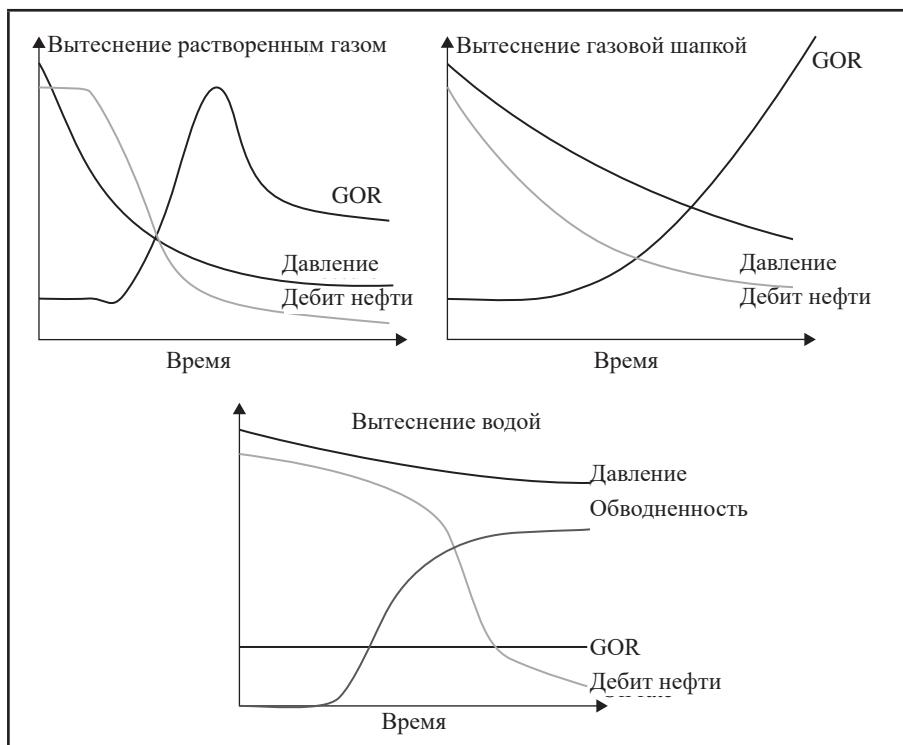


Рис. 13.3 Профиль добычи механизмов вытеснения

Спад GOR демонстрирует собой формирование критической газонасыщенности, что соответствует спаду давления ниже давления насыщения нефти газом. Когда газонасыщенность начинает превышать отметку критической газонасыщенности, свободный газ протекает в скважину, и GOR начинает расти.

Газовая шапка присутствует в пласте, когда объем нефти невелик, чтобы растворить весь вмешаемый газ в условиях начальной температуры и давления пласта. За геологическое время свободный газ мигрирует к перегибу свода пласта и формирует собой газовую шапку. Завершенная скважина в нефтеносной зоне будет извлекать однофазную нефть. При расширении газовой шапки происходит смещение нефти в направлении скважины. GOR добычи изначально будет оставаться постоянным до тех пор, пока газонефтяной контакт не достигнет скважины. Рост GOR демонстрирует собой добычу свободного газа. Вытеснение нефти водой является наиболее эффективным механизмом вытеснения для добычи нефти. Пластовое давление и смещение нефти водой помогает снизить показатель снижения давления пласта. Коэффициенты извлечения, являющиеся наиболее часто используемыми механизмами естественного режима дренирования нефтяного пласта при разработке первичными методами, показаны в таблице 13.5.

В некоторых случаях, спад в пласте может быть настолько велик, что естественное дренирование становится значимым естественным механизмом вытеснения для первичной добычи из ненасыщенного нефтяного пласта. Нефтяное месторождение Ист-Тексас является примером естественного дренирования нефтяного пласта. Месторождение гигантских размеров было открыто в 1930 году, и добыча нефти по настоящее время превышает

пять млрд. баррелей нефти. Месторождение Ист-Тексас формирует собой часть месторождения Woodbine sand (Вудбайн сэнд), которая выклинивается между известняками Остин и Уичито, схематично изображенными на рис. 13.4.

Таблица 13.5 Коэффициент извлечения для разных механизмов истощения

Механизмы режима истощения	Коэффициент извлечения (%OOIP)
Вытеснение водой	35-75
Вытеснение газовой шапкой	20-40
Вытеснение растворенным газом	5-30

Источник: Данные основаны на материалах (Ахмед 2000 г.).

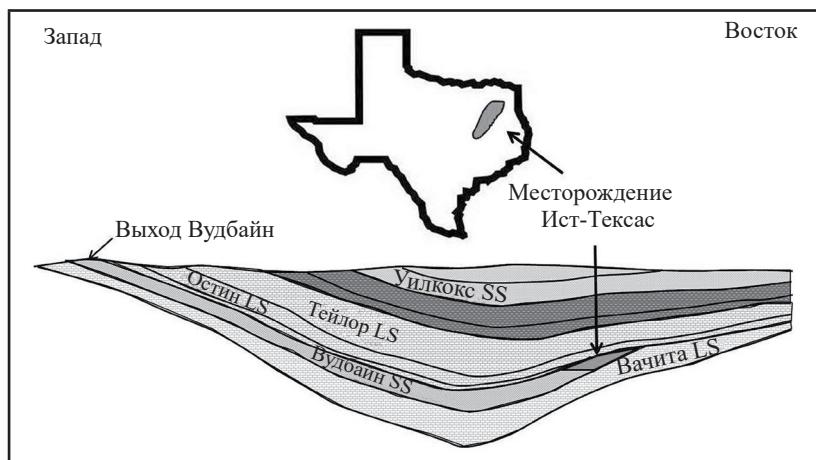


Рис. 13.4 Разрез бассейна Ист-Тексас (Источник: на основе материалов Халбути (2000 г.).)

Участок выхода породы Woodbine sand (Вудбайн сэнд) в направлении нефтяного месторождения Ист-Тексас представляет собой водоносный горизонт, который создает давление в нефтяном месторождении. Через участок выхода породы осуществляется пополнение водоносного горизонта во время выпадения осадков (дождя или снега). Как естественный дренаж, так и вытеснение водой функционируют в качестве естественных механизмов вытеснения при осуществлении первичной добычи.

Комбинированный режим действует, когда два или более естественных механизма вытеснения функционируют одновременно в процессе нефтедобычи из нефтяного пласта. Первичная добыча в режиме естественного дренажа и вытеснения водой на месторождении Ист-Тексас является примером комбинированного дренирования. Относительную значимость механизмов вытеснения можно определить при помощи показателей вытеснения, вычисляемых общим уравнением материального баланса. Профиль добычи комбинированного вытеснения пласта зависит от того, какой механизм вытеснения преобладает в различных точках в течение периода первичной добычи.

Энергетический режим пласта можно дополнять нагнетаемыми флюидами в пласт. Вода и газ являются обычно используемыми флюидами для нагнетания. Вводимые флюиды снижают показатель падения давления, который может произойти при выполнении первичной добычи. Вытеснение водой может стать эффективной мерой смещения нефти в направлении эксплуатационной скважины, независимо от источника притока воды. Таким образом, если в пласте не создается значимого показателя давления от водоносного горизонта, могут быть использованы нагнетательные скважины в качестве дополнения существующих природных источников. Прорыв воды в скважину происходит, когда нагнетаемая вода достигает эксплуатационной скважины. Такой прорыв выражается как существенное увеличение WOR (критический водонефтяной фактор) добычи или WCT (обводненность) добычи. Подобно этому, прорыв нагнетаемого газа признается в качестве значимого показателя увеличения GOR добычи.

Коэффициент извлечения сухого газа при добыче может достигать таких высоких показателей, которые присущи начальному газу в пласте: от 80% до 90% (Ахмед, 2000 г). Коэффициент извлечения при вытеснении газа водой при истощении пласта варьируется от 50% до 70 % начального газа в пласте (Ахмед, 2000 г). Как правило, он ниже коэффициента извлечения газа при добыче сухого газа, так как в процессе обводненности может произойти захват газа.

Пример 13.7 Первичная добыча из ненасыщенного нефтяного пласта

Ненасыщенный нефтяной пласт разрабатывается первичными методами добычи до тех пор, пока давление пласта слегка выше давления насыщения. В пласте нет начальной газовой шапки, и отсутствует связь с гравитационной водой. Вода не добывается. Какие возможны механизмы вытеснения?

Ответ

Так как отсутствует газовая шапка, мы имеем следующие условия: $I_{gc} = 0$. Пласт находится под начальной добычей; поэтому нет гравитационной воды, и не выполняется нагнетания флюидов. Следовательно, мы имеем следующие условия: $I_w = 0$ и $I_i = 0$. Оставшиеся механизмы вытеснения представлены вытеснением растворенным газом, реликтовой водой и расширением породы. Уравнение показателей режима истощения будет таким: $I_{sg} + I_e = 1$. Его можно использовать, чтобы определить подходящее уравнение материального баланса.

13.7 СООТНОШЕНИЕ С ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ПРИТОКА

Приток в ствол скважины представлен потоком флюида из пласта, происходящий в ствол скважины. Поток флюида в пласте можно смоделировать либо аналитическими, либо численными методами. Аналитические методы полагаются на модели соотношения характеристик притока (IPR). Приток привязан к флюиду, поступающему в эксплуатационные НКТ (насосно-компрессорные трубы) из пласта. Отток, наоборот, - к флюиду, происходящему через эксплуатационные НКТ к наземному оборудованию. IPR представляет собой функциональное соотношение между показателем разработки пласта и давления на забое работающей скважины. Закон Дарси является простым примером IPR однофазного потока жидкости. Уравнение избыточного давления газовой скважины является примером IPR однофазного потока газа. На рис. 13.5 изображено соотношение кривой IPR к кривой работы НКТ труб (TPC). Кривая IPR – прямая линия, кривая TPC – пунктирная. Кривые TPC представляют собой истечение оттока, которое можно вычислить, используя модели потока флюида в трубе.

График соотношения IPR к TPC – это график расхода потока флюида q_{fluid} по отношению к давлению на забое работающей скважины p_{wf} . Давление пласта $pres$ – это давление $q_{fluid} = 0$. Пересечение кривых IPR и TPC представляет собой те показатели расхода и давления на забое работающей скважины, которые одновременно удовлетворяют требованиям к притоку в скважину из пласта и оттoku из скважины. Нижний индекс «оп» на рисунке означает рабочий расход $q_{fluid,op}$ при определенном давлении на забое работающей скважины $p_{wf,op}$.

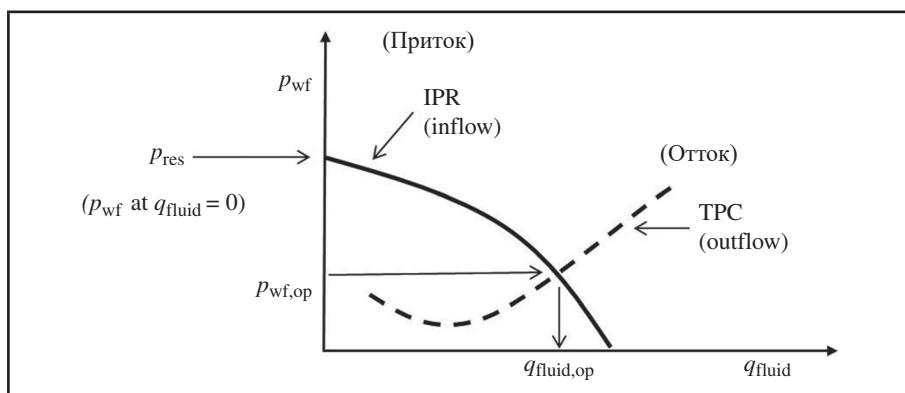


Рис. 13.5 Соотношение IPR к TPC

13.8 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

13.8.1 Дополнительная литература

Для получения дополнительной информации о методах оценки добычи, см. Economides и соавторы (2013 г.), Хайн (2012 г.), Сэттер и соавторы (2008 г.), и Крэфт и соавторы (1991г.).

13.8.2 Верно/Неверно

13.1 Флюиды в пласте при первичной разработке можно независимо просчитать, используя только волюметрический анализ и анализ материального баланса.

13.2 Анализ кривой падения добычи используют для приведения кривой к данным показателя добычи, начертанным в качестве функции расстояния от ствола скважины.

13.3 На кривой падения показатели добычи увеличиваются в зависимости от времени.

13.4 Метод Монте-Карло может привнести неопределенность в анализ кривой падения добычи.

13.5 Сумма материального баланса показателей истощения нефтяного пласта равна одному.

13.6 Обводнение – это первичный механизм добычи.

13.7 Радиус окружности на пузырьковой диаграмме означает значение переменной величины.

13.8 Метод материального баланса предполагает, что изменение давления пласта зависит от объема флюидов, поступающих в пласт и покидающих его.

13.9 Кривая IPR представляет собой поток флюида из пласта к стволу скважины.

13.10 Газовая шапка – это газ, растворенный в нефтяной фазе. .

13.8.3 Упражнения

13.1 Постройте пузырьковую диаграмму по следующим суммарным данным нефтедобычи:

Скважина	Место		Нефть MMSTB
	I	J	
1	2	2	4.0
2	2	3	2.5
3	3	2	2.0
4	3	3	3.0
5	1	1	1.5
6	4	4	1.0

13.2 Уравнение $q \cdot n = nat + q_i^{-n}$ является решением для dq/dt , где a , q_i – постоянные величины. Каково значение q при $t = 0$?

13.3 А. Используя экспоненциальное уравнение падения $q = q_i e^{-at}$, схематично отобразите показатель расхода нефти в качестве временной функции для скважины, которая изначально производит 12 000 STB/день, и фактор падения которой равен $a = 0.05$ в год. Время должно быть выражено в годах и находиться в диапазоне от 0 до 50 лет. Используйте логарифмическую шкалу в области от 100 STB/день до 12 000 STB/день.

Б. Когда скорость потока спадет ниже 1000 STB/день?

13.4 Начальный показатель добычи газа газовой скважины равен 1000 MSCF/день. Показатель спадает до 700 MSCF/день через два года непрерывной добычи. Предположите, как можно будет приближенно выразить показатель падения экспоненциальным уравнением падения $q = q_i e^{-at}$. Когда показатель добычи газа составит 50 MSCF/день? Выразите свой ответ в годах с момента начала добычи.

13.5 Начальная производительность нефтяной скважины равна 100 STB/мес, и начальный фактор падения составляет 10% в год. Вычислите расход, используя модель падения Арпс при n -значениях Арпс: 0,0.5, 1.0, и 2.0 для периода: 1, 5, 10, 25, 50, и 100 лет. Постройте полулогарифмический график расхода в от-

ношении периодов для всех случаев, с построением одного графика.

- 13.6 А.** PI скважины = коэффициент продуктивности скважины = расход деленный на снижение забойного давления. Предположите, что начальная продуктивность скважины составляет 1000 STBO/день при снижении забойного падения 20 psia. Каким будет PI скважины?
- Б.** PI скважины снижается на 6% в год в течение первых двух лет добычи. Какой будет PI в конце второго года?
- С.** PI скважины в начале третьего года составляет 35 STBO/день/psia. Тест скважины показал увеличение призабойной корки, и тест на корку положительный. Необходим ли капитальный ремонт скважины (да или нет)?

13.7 Исторические данные продуктивности нефтяного пласта:

G_p (Bscf)	P (psia)	Z	p/Z
0.015	1946	0.813	2393
0.123	1934	0.813	2378
0.312	1913	0.814	2350
0.652	1873	0.815	2297
1.382	1793	0.819	2190
2.21	1702	0.814	2091
2.973	1617	0.828	1953
3.355	1576	0.83	1898
4.092	1490	0.835	1783
4.447	1454	0.838	1734
4.822	1413	0.841	1679

График G_p – это функция p/Z . Переменная величина на оси x должна соответствовать p/Z по системе координат x y. Выполните приведение линии тренда на графике и определите OGIP.

13.8 А Через волюметрический анализ выполните расчет ООП, используя следующие данные:

Общий объем продуктивного пласта	9250 акр-фт
Нефтенасыщенность	0.70
Пористость	0.228
Начальное давление P_0	3935 psia.
FVF нефти при $P_0 B_{oi}$	1.3473RB/STB
FVF воды при B_w	1.0RB/STB

Б. Для расчета начальной нефти в пласте, используйте уравнение материального баланса ненасыщенного нефтяного пласта с прорывом воды. Для этого случая предположите, что прорыва воды нет, и используйте указанные продуктивные данные:

Время (дни)	Давление (psia)	B_o (RB/STB)	N_p (MSTB)
0	3935	1.3473	0
91	3898	1.3482	46
183	3897	1.3482	9
274	3895	1.3482	137
365	3892	1.3483	183

С. Для расчета прорыва воды W_c , используйте уравнение материального баланса ненасыщенного нефтяного пласта, предполагая начальная нефть в пласте – это значение, полученное в части А. Данные продуктивности приведены в части В

14

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ПЛАСТА

Коммерческий успех разработки пласта зачастую определяется производительностью пласта. В этой главе мы опишем рабочие процессы, используемые для понимания производительности пласта и подготовим прогнозы с использованием моделей потока пласта, а затем представим несколько примеров производительности пласта.

14.1 СИМУЛЯТОРЫ ПОТОКА ПЛАСТА

Анализ кривой падения и материальный баланс - это два метода, которые обычно используются для понимания и прогнозирования производительности пласта. Более сложный анализ производительности пласта предоставляется с использованием симуляторов потока пласта. Симулятор потока пласта - это компьютерная программа, предназначенная для решения уравнений, основанных на физике и химии течения жидкости в пористых средах. Симулятор потока пласта включают в себя компьютерные алгоритмы, которые представляют структуру пласта, свойства породы, свойства флюида, взаимодействия между камнями и флюидом, а также поток флюида в добывающих и нагнетательных скважинах. Модель потока пласта - это данные, введенные в симулятор потока пласта.

Исследования модели потока пласта важны, если рассматриваются значительные варианты управления пласта. Изучая набор сценариев, руководство может предоставить лицам, принимающим решения, информацию, которая может помочь им решить, как передать ограниченные ресурсы действиям, которые могут достичнуть целей управления. Эти цели могут относиться к планированию одиночной скважины или развитию пласта мирового класса. Модель потока пласта должна включать представление пласта, которое часто основано на характеристике пласта, используя единицы потока.

14.1.1 ЕДИНИЦА ПОТОКА

Геологическая характеристика пласта начинается с определения единиц потока. Единица потока была определена как «объем породы, разделенный по геологическим и петрофизическим свойствам, которые влияют на поток текущих сред, проходящих через него» (Эбэнкс, 1987). Геологические свойства включают текстуру породы, минеральное содержание, осадочную породу, расположение и тип контактов подстилки, а также расположение и распределение барьеров проницаемости. Петрофизические свойства включают в себя распределения пористости и проницаемости, сжимаемость и модули, а также распределение насыщенности флюидами. Эбэнкс и его коллеги уточнили определение, заявив, что единица потока - это «отображаемая часть общего пласта, в которой геологические и петрофизические свойства, которые влияют на поток флюидов, согласованы и предсказуемо отличаются от свойств других объемов породы пласта» (Эбэнкс и др., 1993, стр. 282). Они определили несколько характеристик единиц потока. Указанный объем пласта содержит один или несколько типов породы, которые являются качеством пласта и содержат коммерческие жидкости. Указанный объем может также включать типы пород, которые не являются

качеством пласта. Например, объем пласта может включать песчаник и сгруппированные формирования со слоями залегающего сланца. По сравнению с проницаемостью песчаником, проницаемость сланца незначительна. Зоны единицы потока могут быть сопоставлены и нанесены на карту в масштабе, сопоставимом с расстоянием между скважинами. Единицы потока в указанном объеме могут быть в связи с другими единицами потока.

Начальная идентификация единиц потока в пласте основана на статических данных. Статические данные считают данными, которые не изменяются значительно со временем и включают структуру пласта. В отличие от этого, динамические данные – это данные, которые изменяются со временем и включают скорости потока жидкости и давление. Единицы потока, идентифицированные с использованием статических данных, могут быть проверены путем сравнения идентифицированных единиц потока с динамическими данными, такими как измерения фактического потока в тестах потока. Может потребоваться изменить набор единиц измерения потока, чтобы обеспечить согласованность между статическими и динамическими данными.

14.1.2 Характеристика пласта через единицы потока

Единицы потока могут использоваться для того, чтобы охарактеризовать пласт. Цель состоит в том, чтобы составить карты единиц потока и геологических регионов. Стратиграфическое и структурное строение обеспечивает трехмерное представление слоев горных пород. Современные карты готовятся с использованием программного обеспечения геологического моделирования. Полученная геологическая или статическая модель пласта включает его структуру и свойства породы, распределенные по всей структуре.

Свойства породы распределяются путем деления трехмерного объема на множество меньших объемов, называемых блоками сетки, ячейками сетки или просто блоками или ячейками. Свойства пласта и породы включают в себя возвышения или верхние части структуры, общую толщину, нетто-общую толщину, пористость, проницаемость, насыщенность и числовые представления геологических особенностей, таких как разломы, трещины и пустоты. Каждая геологическая модель пласта и свойства породы принимаются за реализацию пласта. Другую реализацию можно подготовить, признав, что данные являются неопределенными, и можно построить другие трехмерные модели, которые согласуются с диапазоном неопределенностей данных.

Симуляторы потока в пласте используются для моделирования потока жидкости, который основан на геологической модели. Численное представление геологической модели используется в симуляторе пласта. Рис. 14.1 иллюстрирует процедуру оцифровки пласта. Верхняя фигура представляет собой вид сверху пласта с четырьмя скважинами. На нижнем рисунке показана сетка, размещенная над видом сверху. Темные блоки на нижнем рисунке – это блоки сетки, также известные как ячейки сетки, которые не содержат нефтяную залежь. Другие блоки содержат нефтяную залежь. Свойства пласта и жидкости указаны для каждого блока сетки. Имитатор пласта предназначен для моделирования потока между ячейками сетки и в ячейки сетки или из них через скважины.

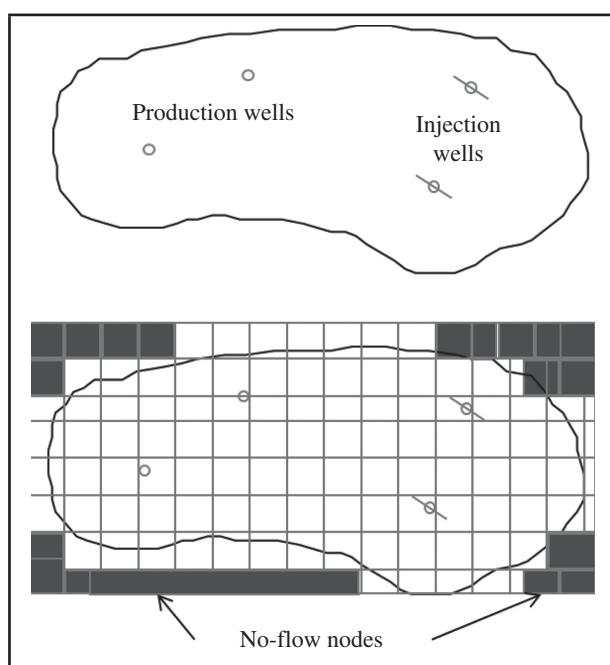


Рис. 14.1 Покрытие сетки пласта

Управление пластом наиболее эффективно, когда собрано максимально возможное количество соответствующих данных и включено в исследование управления пластом. Подготовка модели потока может помочь команде управления активами координировать приобретение ресурсов, необходимых для определения оптимального плана эксплуатации месторождения. Если характеристики модели сверхчувствительны к конкретному параметру, то следует составить план, с учетом сведения к минимуму или определения значения неопределенности в параметре.

Пример 14.1 Размер сетки

- A.** Геологическая модель построена, используя сетку с 300 ячейками в x-направлении и 400 ячейками в y-направлении на основе сейсмической ареальной резолюции и 100 клетками в z-направлении на основе скважины анализа каротажных диаграмм. Сколько ячеек расчетной сетки находится в статической геологической модели?
- B.** Модель потока, масштабированного геологической моделью и сетка с 150 ячейками в x- направлении, 200 ячейками в y- направлении и 10 ячейками в z- направлении. Сколько ячеек расчетной сетки находится в динамической модели потока?

Ответ

- A.** Количество геологических образцовых клеток:

$$NB_{\text{geo}} = NX \times NY \times NZ = 300 \times 400 \times 100 \times 12\ 000\ 000 \text{ блоков.}$$

- B.** Количество динамических клеток модели потока:

$$NB_{\text{поток}} = NX \times NY \times NZ = 150 \times 200 \times 10 \times 300\ 000 \text{ блоков.}$$

Пример 14.2 Размер расчетной сетки

- A.** Предположим, скважина закончилась в ячейке расчетной сетки со следующими свойствами: $\Delta x = \Delta y = 100$ футов, чистая толщина = 16 футов и пористость=0.14. Каков объем поры ячейки сетки в баррелях пласта? Укажите: 1 мбж=5.6146си фт.
- B.** Если скважина производит 100 RB/сут. жидкости, какой процент объема поры ячейки расчетной сетки производится в 5-дневном такте?

Ответ

- A.** Объем поры ячейки - $V_p = \Delta x \times \Delta y \times \Delta z_{\text{net}} \times \phi$; π ; поэтому

$$V_p = 100\text{фут} \times 100\text{фут} \times 16\text{фут} \times 0.14 = 22400\text{фут}^3 = 3990\text{RB}$$

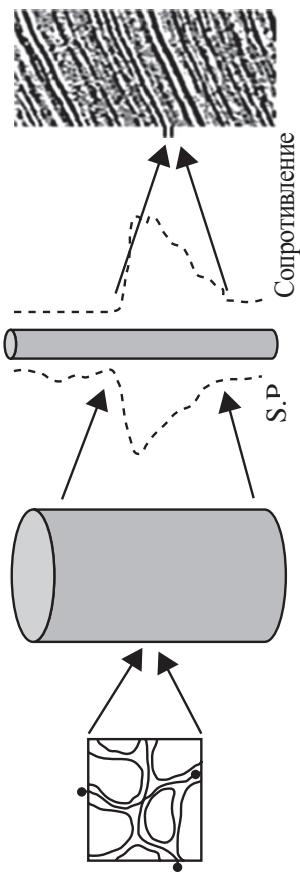
- B.** Количество произведенной жидкости из ячейки – 100RB/сут.х 5 сут.= 500 R B, которая составляет приблизительно 12% объема поры ячейки , произведенного во время такта.

14.2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОТОКА ПЛАСТА

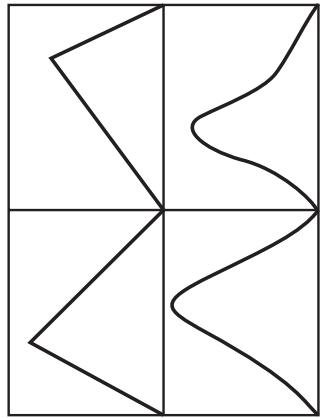
Различные технологические процессы существуют для проектирования, внедрения и осуществления расчетом пласта. Современное моделирование потока пласта полагается на два типа технологических процессов: технологический процесс зеленых месторождений и технологический процесс бурых месторождений. Зеленые месторождения включают выявленные, неразработанные месторождения и месторождения, которые были обнаружены и очерчены, но не разработаны. Бурые месторождения – области со значительной историей развития. Оба рабочих процесса предназначены для систематических процедур количественной оценки неопределенности.

Технологический процесс для проведения вероятностного прогноза функционирования зеленых месторождений, представленный через модель потока пласта, показан на рис. 14.2. Технологический процесс начинается со сбора данных для исследования. Определены основные параметры и связанная неопределенность. Например, распределение проницаемости и местоположение межфлюидных контактов могут быть неизвестными. Распределения вероятности могут использоваться, чтобы характеризовать неопределенность параметра. Набор прогнозов добычи генерируется путем выборки распределений вероятностей и разработки реализации пласта для каж-

Соберите данные



Определите параметры и
неопределенность

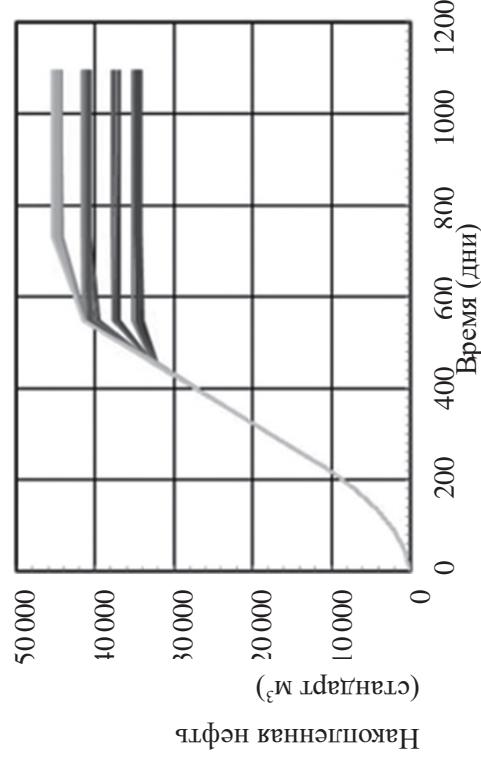
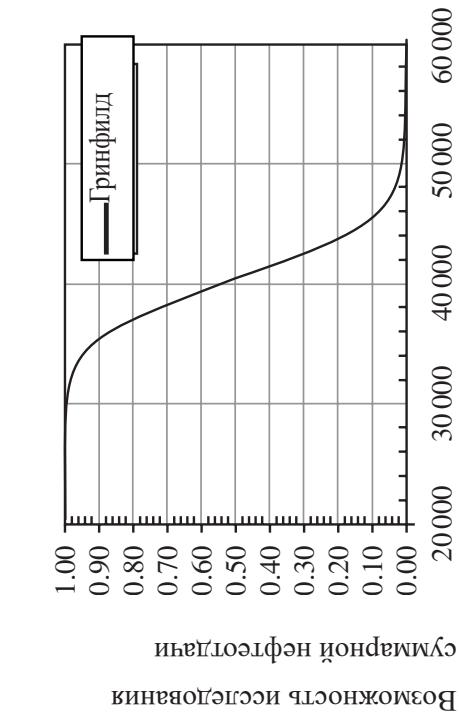


Шлиф Керн Электр. каротаж

Сейсмический
профиль

Сопротивление
Скважина

Сейсмический
профиль



Произведите прогнозы и
производственного нагнетания

ТАБЛИЦА 14.2 Технологический процесс моделирования потока гринфилда.

дого набора значений параметров выборки. Производительность пласта вычисляется для каждой реализации, и подготавливается распределение результатов отдачи. В случае зеленых месторождений результаты являются относительно доступными, исходя из исторических показателей.

ТАБЛИЦА 14.1 Технологический процесс моделирования потока браунфилда

Этап	Задача
B1	Собрать данные
B2	Определить основные параметры и связанную неопределенность
B3	Определить критерии адаптации данных истории и переменные адаптации данных истории
B4	Произвести прогноз полевых исполнительных результатов
B5	Определить качество адаптации истории
B6	Произвести распределение полевых исполнительных результатов
B7	Проверить технологический процесс

Источник: Фанчи (2010 г.)

Технологический процесс для буровых месторождений отличается от технологического процесса зеленых, потому что доступны исторические данные, чтобы ограничить набор результатов, используемых для генерации прогнозов отдачи. В настоящее время в промышленности используются два рабочих процесса буровых месторождений: детерминистическое прогнозирование и вероятностное прогнозирование пласта. При детерминистическом прогнозировании выбирается единая реализация пластов, которая соответствует историческим характеристикам. Историческое совпадение используется для калибровки модели потока до того, как будет сделан прогноз. При прогнозировании вероятностных пластов выполняется сбор статистически значимых данных или совокупность реализаций пластов. Динамические модели запускаются для каждой возможной реализации, а затем результаты динамических моделей сравниваются с историческими характеристиками пласта. Технологический процесс в таблице 14.1 представляет этапы для проведения вероятностного технологического процесса моделирования потока буровых месторождений.

Пример 14.3 Запасы по модели браунфилда

Вычислите объем запасов P_{10} , P_{50} , P_{90} для браунфилда с нормальным распределением объема запасов. Распределения составляют 255 MSTBO и стандартное отклонение 25 MSTBO.

Ответ

Доказанные объемы запасов = $P_{90} = \mu - 1.2\sigma = 223$ MSTBO

Доказанные объемы запасов = $P_{50} = \mu = 255$ MSTBO

Доказанные объемы запасов = $P_{10} = \mu + 1.28\sigma = 287$ MSTBO

14.3 ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ

Мы представили много факторов, которые влияют на производственные показатели пластов в предыдущих главах. Например, первичное истощение нефтяных пластов зависит от естественных механизмов вытеснения, обсужденных в Главе 13. В этом разделе мы рассмотрим примеры производительности обычных нефтегазовых пластов.

14.3.1 УИЛМИНГТОН-ФИЛД, КАЛИФОРНИЯ: несмешиваемое смещение при обводнении

Для обводнения пласта используются нагнетательные скважины. Закачиваемая вода обеспечивает поддержку давления и может вытеснить нефть. Типовой поток воды используется в нагнетательных и добывающих скважинах по повторяющейся схеме. Производительность Уилмингтонского месторождения в Калифорнии (см.

Рис. 14.3) иллюстрирует несмешиваемое смещение в результате обводнения.

Уилмингтон-филд находится в бассейне Лос-Анджелеса и было обнаружено в 1932 г. в рамках разработки месторождения Торранс. Уилмингтон-филд было сначала признано отдельной областью в 1936 г. Торранс-филд – от северо-запада к юго-восточной отклоняющейся антиклинали, которая составляет приблизительно 13 миль долготы и 3 мили широты. Это – поперечный разрез в тектонических блоках, который вертикально отделен обычновенными разломами, перпендикулярными продольной оси антиклинали. Юго-восточная часть области находится ниже Гавани Лонг-Бич и называется Лонг-Бич Юнит (LBU). Оттуда Кларк (1996г.) описывают, что Уилмингтон-филд содержал около 8,8 млрд. баррелей первичной нефти (OOIP). OOIP LBU Уилмингтон-филд достигает свыше 3 млрд. баррелей.

Семь стратиграфических зон были определены между 2000 и 7500 футами начальной вертикальной подводной глубиной (TVDSS). От самой мелкой до самой глубокой зоны - Сланцевая нефть, Рэйнджер, Верхний Терминал, Нижний Терминал, Юнион Пасифик, Форд, и «237». Несоответствие залегания горных пород находится выше зоны Сланцевой нефти, а другое несоответствие находится ниже «237» зоны. Зоны и некоторые блоки разломов показаны на рис. 14.4 (Фанчи и соавт., 1983 г.; Кларк и Филиппс, 2003 г.).

Верхние шесть зон состоят из неуплотненных или слабо уплотненных песчаников, смешанных со сланцами, и обладают высокими характеристиками уплотнения. Поверхностное понижение до 29 футов наблюдалось в результате добычи на береговой части Уилмингтонского месторождения (области, не относящейся к LBU) в результате понижения давления с 1936 по 1950 годы. Основным приводным механизмом был привод в виде газа. Некоторые береговые зоны опустились ниже уровня моря, но были защищены дамбами. Как следствие проседания, область LBU не может быть развита, пока не будет достигнуто соглашение с управляющими агентствами, которое предотвратит дальнейшее проседание. Обводнение выполнено в области LBU с самого начала.

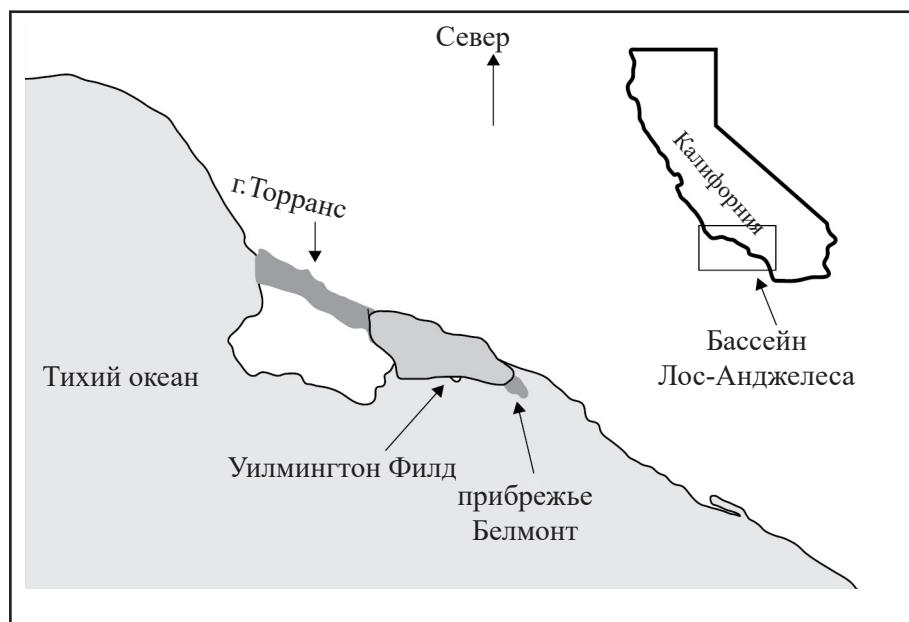


Рис. 14.3 Уилмингтон-Филд, Калифорния.

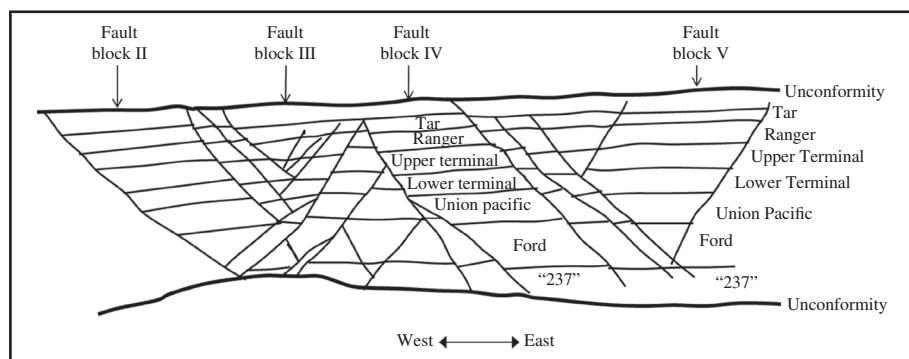


Рис. 14.4 Изображение тектонических блоков и стратиграфических зон Уилмингтон-филд.

Относительно низкий удельный вес API ($12\text{--}21^\circ \text{API}$) и высокая вязкость ($15\text{--}70 \text{ сП}$) нефти в зоне рейнджера означают, что коэффициент подвижности для несмешивающегося вытеснения нефти закачиваемой водой будет неблагоприятным. В зоне рейнджеров LBU была проведена разливная линия с разливом воды на 10 акров. Периферийное обводнение было использовано в других зонах.

Скважины LBU были пробурены с близлежащего пирса J и четырех искусственных островов. Искусственные острова были построены в 1964 году и были названы в честь четырех астронавтов, которые погибли в первые годы освоения космоса в США (Гриссон, Уайт, Чиффи и Фриман). Скорость закачки воды достигала 1 миллиона баррелей в день. Пиковая скорость добычи нефти составляла 150000 баррелей нефти в день в 1969 году. Снижение скорости добычи нефти в сочетании с увеличением скорости добычи воды привело к необходимости создания надводных сооружений, которые должны были справляться с резкими перерывами в воде (80–97%) в добываемых жидкостях в течение многих десятилетий.

Несколько улучшенных методов добычи нефти были внедрены с 1990-х годов. Например, первый проект горизонтальной скважины был проведен в Тар-зоне Разлома I в 1993 году. В 1995 году в Тар-зоне Разлома II был начат проект парового затопления.

14.3.2 Месторождение Прадхо-Бэй, Аляска: обводнение, циркуляция газа и закачка смешанного газа

Эксплуатация месторождения Prudhoe Bay на Аляске (см. Рис. 14.5) является примером смешивающегося смещения при затоплении газом (Szabo and Meyers, 1993; Simon and Petersen, 1997). Месторождение Prudhoe Bay на северном склоне Аляски было открыто в 1968 году. В 1969 году была пробурена подтверждающая скважина.



Рис. 14.5 Прадхо-Бэй-Филд, Аляска.

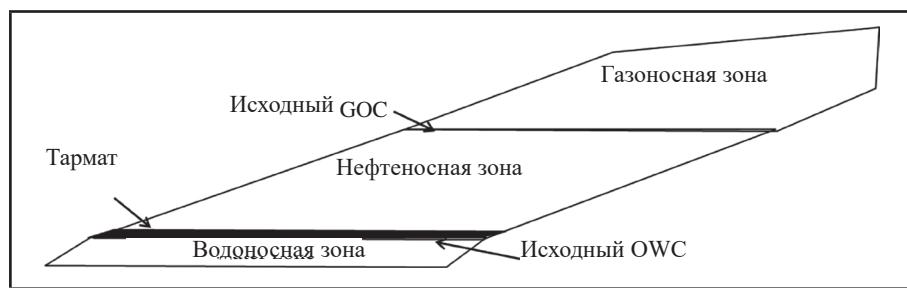


Рис. 14.6 Схематическое изображение в разрезе Прадхо-Бэй-Филд, Аляска.

Основным пластом месторождения Prudhoe Bay является песчаник Ивишак в группе Садлерохит. Он состоит из песчаника и конгломерата. Месторождение имеет газовую шапку над нефтяной зоной (см. рис. 14.6). Газовая шапка первоначально содержала более 30 кубических футов газа, и нефтяная зона первоначально – более 20 млрд. баррелей нефти со средней плотностью около 28° API . Смоляной наст 20-60 футов, называемый тяжелой нефтяной

смолой (НОТ), находится у основания нефтяной зоны над водонефтяным контактом.

Смоляные насты состоят из высокомолекулярных углеводородов с высокой вязкостью. Они часто находятся у основания нефтяной колонны и функционируют как зоны с низкой проницаемостью, которые препятствуют потоку жидкости. Смола в основании нефтяной зоны месторождения Прудхо Бэй блокировала приток водоносного горизонта, поэтому расширение газовой шапки и естественный дренаж были основными механизмами первичной отдачи. Поддержание давления на месторождении должно обеспечиваться путем закачки под давлением.

Месторождение Prudhoe Bay было введено в эксплуатацию в 1977 году после того, как была построена трубопроводная система Транс Аляска для транспортировки нефти из залива Prudhoe в Valdez (см. Рис. 14.5). Уровень добычи нефти на плато 1,5 миллион баррелей нефти в день был достигнут в 1979 году и поддерживался до 1988 года. Добываемый газ повторно вводился в газовую шапку для обеспечения давления. Добыча и повторная закачка газа называется газовым циклом. Повторно закачанный газ способствовал расширению газовой шапки. Центральная газовая установка была установлена для отделения жидкого природного газа от добываемого газового потока в 1986 году. Жидкий природный газ можно смешивать с добываемой нефтью и транспортировать по Трансаляскинской трубопроводной системе.

Затопление морской водой началось в 1984 году. Масштабы паводка были определены характером пласта, прочностью водоносного горизонта в различных частях пласта, источниками воды, производственными показателями и сроками реализации газа. Необходимо было построить инфраструктуру для разлива воды, включающую установку для очистки морской воды, установки для закачки воды и сеть распределительных трубопроводов для морской воды.

Повторная закачка углеводородного газа создала возможность для реализации проекта закачки смешанного газа. Смешиваемость достигается за счет впрыска газа при достаточно высоком давлении, при котором межфазное натяжение между впрыскиваемым газом и нефтью значительно уменьшается, таким образом, газовая и нефтяная фазы объединяются в одну. Смешиваемость возникает, когда давление пласта превышает минимальное смешиваемое давление системы, которое может быть измерено в лаборатории. Впрыскиваемый газ смешивается с нефтью на месте и разбухает в процессе смешивания. Небольшая pilotная программа была проведена в 1982 году для подтверждения жизнеспособности закачки смешанного газа в качестве проекта EOR. Крупномасштабный проект по смешанному газу в заливе Прудхо начался в 1987 году и был впоследствии расширен.

Пример 14.4 Стадии добычи

- A. Первичная отдача нефтяного пласта составила 100 MMSTBO. По первичной отдаче выполнено обводнение. Возрастающая отдача после обводнения составило 25%-й OOIP. Полная отдача (первичная отдача плюс отдача после обводнения) составила 50% OOIP. Какова нефтеотдача (в MMSTBO) после обводнения?
- B. Каков показатель OOIP (выраженный MMSTBO)?

Ответ

- A. Полная отдача (первичная + обводнение) OOIP = 50%
Возрастающая отдача после обводнения OOIP = 25%
Поэтому, первичная отдача = общая отдача = отдача с обводнением = 25 % OOIP
Отдача с обводнением = первичная отдача = 100 MMSTBO
- B. Первичная отдача плюс отдача с обводнением = 200 MMSTBO
Полная отдача = 200MMSTBO = 0.5 × OOIP
Отсюда, OOIP = 200MMSTBO / 0.5 = 400MMSTBO

14.4 ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕТРАДИЦИОННОГО ПЛАСТА

В этом разделе мы рассмотрим примеры работы нетрадиционного пласта.

14.4.1 Барнетт-Шейл, Техас: Добыча Сланцевого Газа

Геологи обнаружили залежи сланца у ручья Барнетт в округе Сан-Саба, штат Техас, в начале двадцатого века. Ручей был назван в честь Джона Барнетта, который заселил большой участок земли в центре Техаса. Густой, черный, богатый органикой сланец был назван сланцем Барнетта. Залежи сланца Барнетт в округе Сан-Саба показаны на рисунке 14.7.

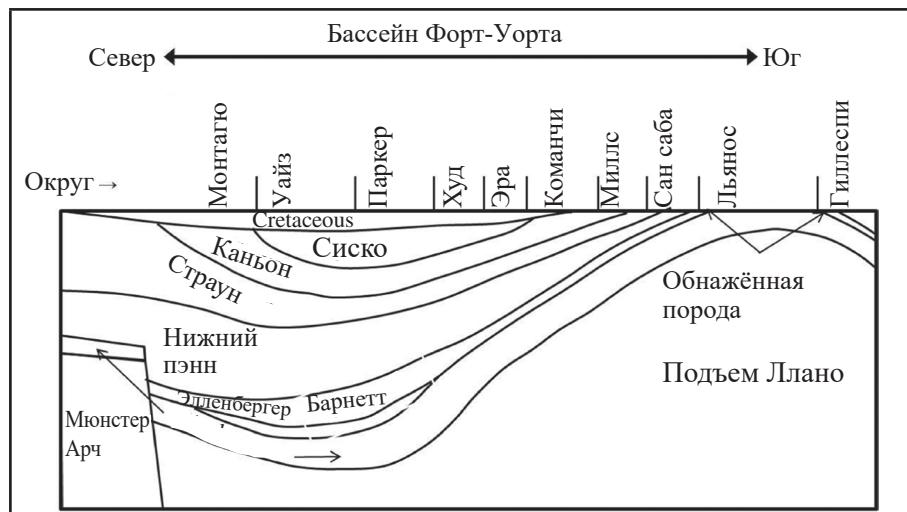


Рис. 14.7 Изображение в разрезе Бассейна Форт-Уэрта.

Сланец Барнетт является частью бассейна Форт-Уэрта. Сланец - это глинистая порода с очень низкой проницаемостью, толщина которой составляет несколько сотен футов на глубинах 5000–8000 футов. Промышленные объемы газа добываются из сланца в нескольких северных центральных округах Техаса (Рисунок 14.8). Добыча была экономически нецелесообразной до тех пор, пока компания Mitchell Energy and Development Company (MEDC), возглавляемая Джорджем П. Митчеллом, не совместила направленное бурение и гидроразрыв пласта (Steward, 2013).

MEDC пробурила разведочную скважину на месторождении Newark East в сланце Барнетта в 1981 году. Вертикальные скважины, пробуренные и заполненные в сланце, добывают газ при относительно низких скоростях потока, потому что проницаемость сланца может составлять от 0,01 до 0,00001 мд в неразрывном сланце (Артур и др., 2009). К 1986 году MEDC показало, что добыча сланцевого газа зависит от установления большой разницы давлений между сланцевой матрицей и трещинами и количеством исходной породы, контактирующей с индуцированными трещинами. Использование гидравлического разрыва пласта в процессе окончания стало первым крупным технологическим прорывом, позволившим увеличить скорость потока. Гидроразрыв в вертикальной скважине имеет тенденцию создавать горизонтальные трещины и увеличивает дебит сланцевого газа. Направленное бурение горизонтальных скважин стало вторым крупным технологическим прорывом в увеличении дебита. В 1981 году MEDC и Исследовательский институт газа (ИИГ) пробурили горизонтальную скважину в залеже сланца Барнетта. ИИГ управлял финансированием научных исследований за счет дополнительной платы за поставки природного газа по межгосударственным трубопроводам. Направленное бурение сделало возможным бурение и заполнение тысяч футов сланца. Гидравлический разрыв пласта вдоль сегментов горизонтальной скважины создавал вертикальные трещины в сланце. Комбинация направленного бурения и гидравлического разрыва привела к коммерческим темпам добычи сланцевого газа. MEDC объединилась с Devon Energy в 2002 году.

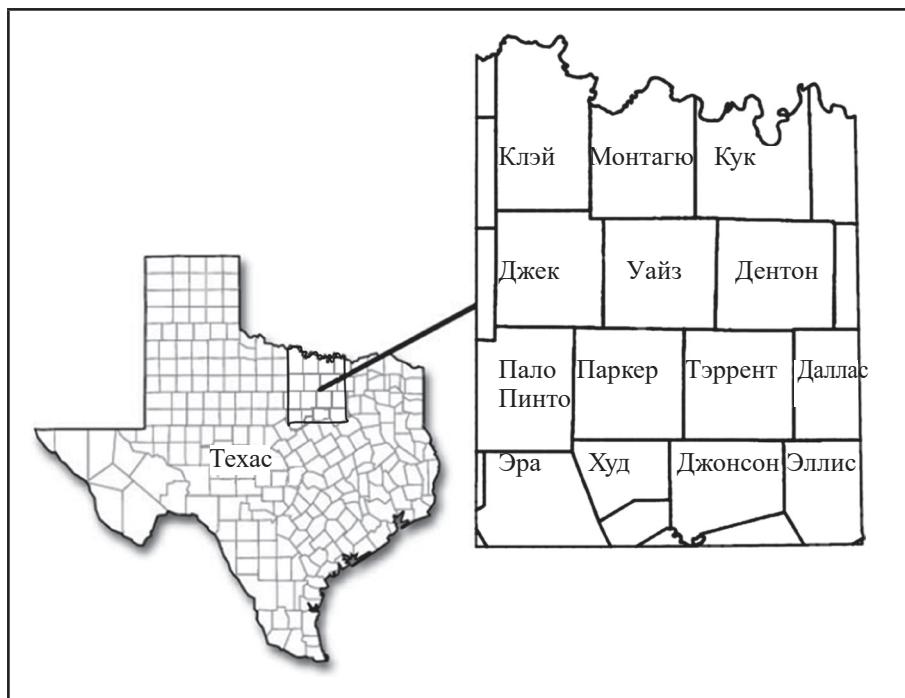


Рис. 14.8 Район застройки Барнетт-Шейл, Техас.

Гидроразрыв пласта проводится в несколько этапов (Arthur et al., 2009). Каждый этап требует десятки тысяч баррелей воды и имеет длину в диапазоне от 1000 до 5000 футов. Более 90% впрыскиваемого объема составляет вода, примерно 9% впрыскиваемого объема составляет проппант, такой как песок, а оставшаяся доля в 1% состоит из химических веществ. Наиболее распространенной техникой гидроразрыва пласта, используемой в сланце Барнетта, является гидроразрыв пласта на скользкой воде. «Скользкая вода» относится к комбинации воды и химической добавки, снижающей трение, которая позволяет закачивать жидкость на водной основе в пласт.

Проблемы бурения и завершения скважин были не единственными проблемами, с которыми сталкиваются операторы в сланце Барнетт. Некоторые из наиболее продуктивных районов сланца Барнетт находились ниже метроплекса Даллас-Форт-Уэрт. Разработка сланца Барнетт требует бурения в городских районах. Американский институт нефти выпустил Бюллетень ANSI-API 100–3 «Вовлечение сообщества». Операторам было рекомендовано подготовить сообщества к геологоразведочным работам в их окрестностях и свести к минимуму нарушения для сообществ в дополнение к управлению ресурсами (Donnelly, 2014).

Процесс бурения состоял из нескольких этапов: разработка площадки, установка буровой установки, бурение, завершение и гидроразрыв пласта, сбор газа, добыча и заброшенность. Подготовка участка требовала приобретения права на прокладку участков в зонах от жилых строений до промышленных сооружений. Доступ к дорогам контролировался, потому что некоторые дороги не могли выдержать вес оборудования, используемого в операциях, в то время как другие обрабатывали слишком много ежедневного движения, чтобы полевые операции могли продолжаться в течение обычного рабочего дня.



Рис. 14.9 Буровая установка в составе куста скважин для разработки сланцевого месторождения.

Буровая площадка должна быть настолько малой, насколько это возможно, в городской местности, но при этом достаточно большой, чтобы вместить операции, включающие установку буровых установок, бурение, гидро-разрыв пласта, резервуары для хранения добываемых жидкостей и трубопроводы. Некоторые объекты включали сборочные центры, газовые компрессоры и установки для очистки газа. Подготовка включала очистку и аттестацию площадки. Были установлены барьеры, чтобы смягчить шумовое загрязнение и ограничить обзор операций. На рис. 14.9 показана буровая установка на кусте скважины и барьер, предназначенный для блокирования обзора операций и снижения шума, исходящего от куста скважины. На некоторых площадках, где были завершены масштабные операции, были возведены более эстетичные стены.

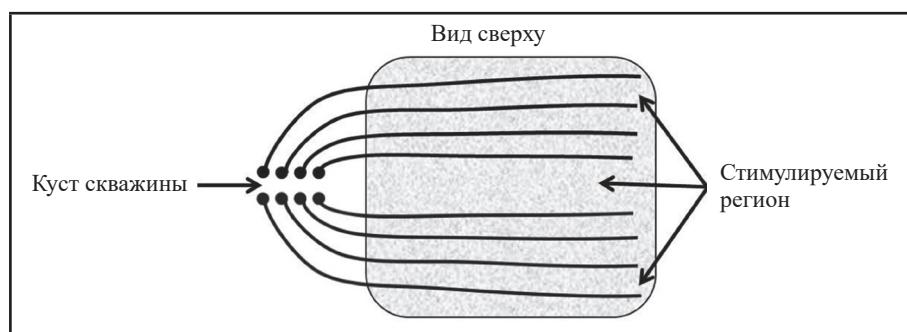


Рис. 14.10 Эскиз траекторий ствола скважины, пробуренной в составе куста скважин по добыче сланца.

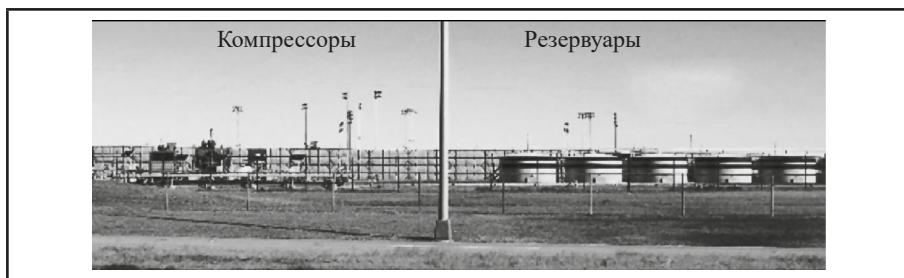


Рис. 14.11 Наземное оборудование в составе куста скважин по добыче сланца.

Многие скважины пробурены на каждом участке площадки (рис. 14.10). Траектории ствола скважины были предназначены для контакта с наибольшим объемом стимулированной породы. Размер области стимулированного сланца можно оценить, используя измерения микросейсмических событий, связанных с разрушением породы в результате гидроразрыва пласта.

Добываемый газ из многих газовых скважин Барнетт-Сланец требует относительно небольшой обработки, поскольку он сухой и преимущественно метановый. Сепаратор может быть необходим для разделения газа и жидкости на некоторых участках. Произведенные жидкости хранятся в резервуарах до тех пор, пока они не будут вывезены на грузовиках с площадки. Добываемый газ сжимается на компрессорных станциях и по трубопроводам направляется на газоперерабатывающие предприятия. На рис. 14.11 показаны компрессоры, резервуары для хранения и барьеры для снижения уровня шума на буровой площадке по добыче сланцевого газа в районе Форт-Уэрта. В конечном итоге, операции будут завершены, а скважины закрыты. На этом этапе, будет необходима утилизация.

Операторы установок добычи сланцевого газа также должны решать проблемы окружающей среды, которые включают обращение с добываемой водой, выбросы газа и сейсмичность, вызванную закачкой. В операциях бурения и гидравлического разрыва пласта, как правило, используется от трех до пяти миллионов галлонов воды на скважину. Вода, используемая для добычи сланцевого газа в районе Форт-Уэрта, по оценкам, составляет около 2% от общего водопотребления. Более трети воды, закачиваемой в скважину во время операций гидравлического разрыва пласта, возвращается с добываемым газом в качестве возвратной воды. Производимая вода рециркулируется или закачивается в водоносный известняк Элленбергер. Известняк Элленбергер находится ниже сланца Барнетта на глубине примерно 10 000–12 000 футов. Утилизационные скважины классифицируются Агентством по охране окружающей среды США как скважины для захоронения класса II. Колодцы захоронения класса II закачивают добываемую воду от добычи нефти и газа в подземные осадочные породы.

Сброс сточных вод ассоциирован с землетрясениями и является примером ПС. ПС - это землетрясение, вызванное деятельностью человека. В регионах, где проводились операции по гидроразрыву в сланцах, наблюдалось значительное увеличение активности землетрясений низкой силы. Микросейсмические события связаны с гидроразрывом. Землетрясения с большей магнитудой порядка 3, по-видимому, коррелируют с закачкой сточных вод в сбросные скважины при высоких скоростях потока (Hornbach et al., 2015).

Сообщалось о выбросах газа из скважин, добывающих сланцевый газ (Кинг, 2012; Якобс, 2014). Утечки газа связаны с неисправной обсадной колонной и плохой работой с цементом. Цемент не может равномерно заполнить кольцевое пространство скважин, особенно направленно пробуренных или горизонтальных скважин. Результатом может стать путь потока от пласта к более мелким пластам, таким как водоносные пласти.

14.5 ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Разведочные, буровые и коллекторные технологии, разработанные в нефтегазовой промышленности, могут быть применены для обнаружения, разработки и управления геотермальными пластами. В этом разделе мы используем принципы управления пластами, чтобы понять взаимосвязь между геотермальным пластом и геотермальной электростанцией на Большом острове Гавайи.

Геотермальные пласти в земной коре обычно нагреваются магмой вблизи поверхности. Например, Гавайские острова были сформированы движением Тихоокеанской плиты по фиксированной горячей точке в мантии. Горячая точка находится на границе раздела между ячейками магматической конвекции в оболочке. Большой Остров Гавайев - самый близкий Гавайский остров к горячей точке и является самым молодым из Гавайских островов. Кауаи находится дальше всего от горячей точки и является самым старым гавайским островом. Трещины в коре

переносят магму из горячей точки на поверхность и являются источниками тепла для водоносных пластов.

Puna Geothermal Venture (PGV) использует геотермальные электростанции для извлечения тепла из геотермальных пластов. PGV находится в районе Пуна на Большом острове (рис. 14.12). Город Пуна находится к юго-востоку от города Хило и к востоку от активного кратера вулкана Килауэа. Пунктирные линии на рисунке 14.12 ограничивают край Килауэа. Потоки лавы из Килауэа, как правило, перемещаются вниз от кратера Килауэа к побережью вдоль края Килауэа. Электростанции PGV расположены у восточного основания края Килауэа.

PGV начал коммерческую операцию в 1993г. Электроэнергия из электростанций PGV продана Электроосветительной компании штата Гавайи. Два типа воздухоохлаждаемых электростанций с объединенной генерирующей мощностью 38 мВт установлены в PGV: система с комбинированным циклом и бинарная система.

На рисунке 14.13 показаны ключевые компоненты одной из электростанций: бинарная геотермальная электростанция с воздушным охлаждением. Бинарная относится к использованию двух жидкостей, а с воздушным охлаждением относится к жидкости, используемой в конденсаторе. Добывающая скважина производит горячую жидкость из геотермального пласта. Произведенная жидкость является основной жидкостью, поступающей на электростанцию, а вторичная жидкость является рабочей жидкостью, используемой для выработки электроэнергии. Рабочая жидкость представляет собой жидкость с более низкой температурой кипения, чем основная жидкость. Примеры бинарных жидкостей включают органические жидкости, такие как изобутан, пентан или хладагент.

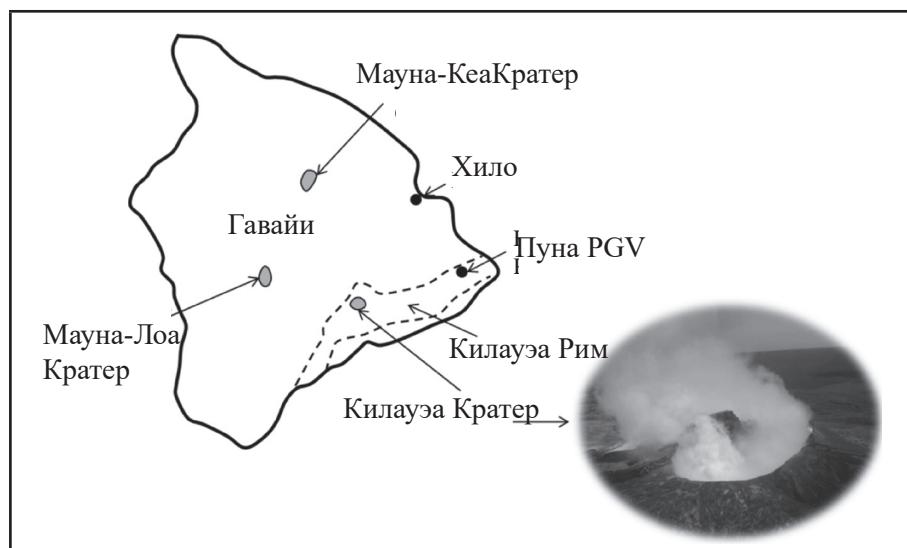


Рис. 14.12 Геотермическая Скважина Пуна в процессе бурения (PGV), Гавайи и главный кратер активного Вулкана Килауэа (Fanchi и Fanchi, 2016 г.).

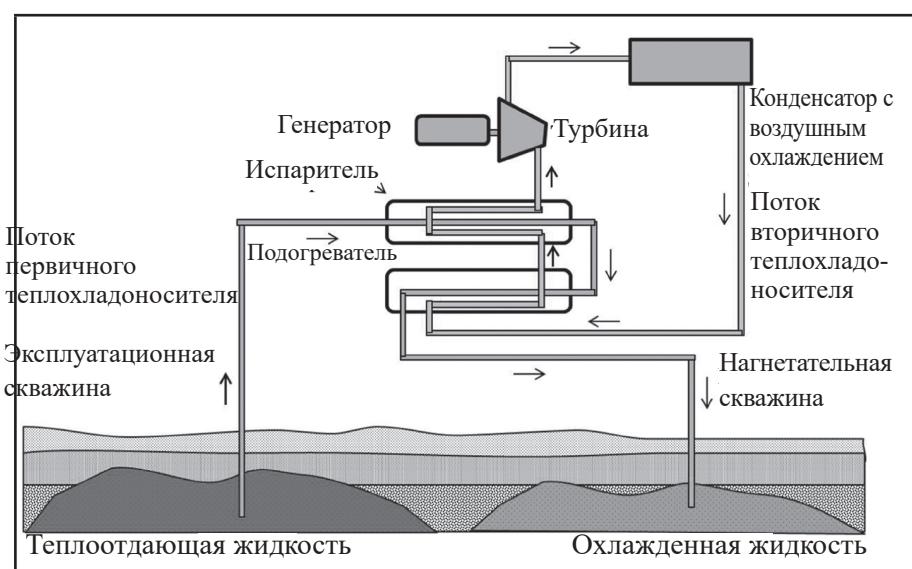


Рис. 14.13 Схематическое изображение воздухоохлаждаемой бинарной геотермальной электростанции.

Рабочая жидкость циркулирует через подогреватель, испаритель, турбину и конденсатор. Рабочая жидкость прогревается в подогревателе и испаряется в испарителе. Пар рабочей жидкости высокого давления приводит в движение турбину. Механическая энергия от турбины преобразуется в электрическую энергию с помощью генератора. Пар рабочей жидкости конденсируется конденсатором с воздушным охлаждением и рециркулирует через подогреватель.

Тепло передается от первичной производимой жидкости к рабочей жидкости в испарителе и снова в подогревателе. Охладитель первичной жидкости закачивается в пласт. Если пласт является геотермальным коллектором, закачиваемая в охладитель жидкость может со временем снизить температуру геотермального коллектора. Источник тепла, такой как точка доступа на Гавайях, обеспечивает геотермальное тепло для преодоления охлаждающего эффекта повторно закачиваемой жидкости.

Объект PGV расположен рядом с жилыми районами. В первые дни работы скважины, отказы скважин и выбросы газа привели к серьезным проблемам со здоровьем. Геотермальные жидкости очень токсичны и едкие. Отказы скважин могут быть вызваны коррозией насосно-компрессорных труб и обсадной колонны, а также воздействием чрезмерного тепла при попадании магмы или лавы. Отказ скважины может привести к выбросу добываемых газов в окружающую среду. Выбросы из геотермальной воды и пара включают бензол, сероводород, аммиак, пары ртути, метан и другие углеводороды, диоксид углерода, мышьяк, радон и радиоактивные материалы, которые выделяют альфа- и бета-выбросы. Некоторые из этих химических веществ могут отрицательно влиять на здоровье человека. Например, сероводород может быть смертельным при 700 ч / млн, а скважины PGV содержали от 750 до 1100 ч / млн.

В целях защиты окружающей среды было реализовано несколько методов защиты окружающей среды. Занимаемая площадь или площадь объекта была сведена к минимуму, и объект окружен шумопоглощающими кожухами. Закрытая система предназначена для повторного закачивания 100% добываемой геотермальной жидкости, а вся система предназначена для достижения практически нулевого уровня выбросов. Системы непрерывного мониторинга были построены для обнаружения нежелательных выбросов.

14.6 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

14.6.1 Дополнительная литература

Для получения дополнительной информации о моделировании пластового потока и производительности пласта, см. Джилмэн и Озген (2013 г.), Фанчи (2010 г.), Сэттер и соавторы (2008 г.), Карлсон (2003 г.), и Тулер (2002 г.).

14.6.2 Верно/ Неверно

14.1 Геостатистика – это метод пространственного распределения параметров пласта.

14.2 Подготовка данных для исследования модели потока обычно является самым быстрым и наименее важным этапом процесса

14.3 Симуляционное исследование может помочь координировать действия, так как команда моделирования собирает ресурсы, необходимые для определения оптимального плана работы на месторождении.

14.4 Модель потока пласта – это динамическая модель.

14.5 Адаптация истории калибрует модель потока пласта.

14.6 Модель управления потока пласта не должна использоваться в процессе управления коллектором, если у области нет производственной истории.

14.7 Истощение месторождения Уилмингтон вызвало оседание в районе Лонг-Бич.

14.8 Сопоставление истории является неотъемлемой частью моделирования потока зеленых полей.

14.9 Реализация – одно представление геологии пласта.

14.10 С деловой точки зрения цели исследования модели пласта должны привести к решению экономически значимой проблемы.

14.6.3 Упражнения

14.1 Блок сетки в модели потока пласта имеет ширину 275 футов в направлении x, ширину 275 футов в направлении y и общую толщину 20 футов. Каков объем блока сетки в кубических футах?

14.2 A. Предположим, что скважина заполнена в виде сетки со следующими свойствами: длина = ширина = 100 футов, толщина нетто = 15 футов и пористость = 0,25.

Каков объем ячеек блока сетки в резервуарах? Замечания:

1 баррель = 5.6146 фут³

B. Если скважина производит 500 кубических футов в день жидкости, какой процент от объема пор блока сетки производится каждый день?

14.3 A. Пласт составляет 10 миль долготы и 6 миль широты. Определите сетку с $\Delta x = \Delta y = 1/10$ миль. Какое количество сеточных блоков необходимо для покрытия площади пласта?

B. Если используется пять слоев модели, каково общее количество блоков сетки в модели?

14.4 A. Если начальная нефтенасыщенность составляет 0,7, остаточная нефтенасыщенность составляет 0,25, а объем пор составляет 961800 куб футов в блоке сетки, каков объем подвижной нефти в блоке сетки? Выразите свой ответ в куб футах.

B. Если скважина добывает из блока 500 куб футов нефти в сутки, сколько времени потребуется для добычи всей подвижной нефти в блоке сетки?

14.5 A. Геологическая модель строится с использованием сетки с 300 блоками в x-направлении и 400 блоками в y-направлении на основе разрешения сейсмического участка и 35 блоками в z-направлении на основе анализа каротажа скважины. Сколько блоков сетки в статической геологической модели?

B. Модель потока масштабируется от геологической модели с использованием сетки из 150 блоков в x-направлении, 200 блоков в y-направлении и 10 блоков в z-направлении. Сколько блоков сетки в динамической модели потока?

14.6 Стандартное отклонение населения σ_{pop} со средним μ и показателями $N \{X_i\}$ $\sigma_{pop} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_i - \mu)^2}$.

Стандартное отклонение выборки σ_{sample} показателей N' в подсистеме показателей, выбранных от населения, $\sigma_{sample} = \sqrt{\frac{1}{N'-1} \sum_{i=1}^{N'} (X_i - \mu)^2}$.

A. Вычислите запасы P_{10} , P_{50} , P_{90} для исследования модели бурых месторождений. Предположим нормальное распределение резервов. Распределение имеет среднее значение 303,1 Миллион баррелей нефти в коллекторах (MMSTBO) и стандартного отклонения населения $\sigma_{pop} = 47.8$ MMSTBO.

B. Вычислите запасы P_{10} , P_{50} , P_{90} для образцового исследования бурых месторождений. Предположим нормальное распределение резервов. Распределение имеет среднее значение 303,1 Миллион баррелей нефти в коллекторах (MMSTBO) и стандартного отклонения $\sigma_{sample} = 50.3$ MMSTBO.

15

КОМПЛЕКС ДЕЙСТВИЙ, СВЯЗАННЫХ С ТРАНСПОРТИРОВКОЙ И ПЕРЕРАБОТКОЙ НЕФТИ И ГАЗА

Нефтегазовая промышленность может быть разделена на три сектора: апстрим (добыча), мидстрим (транспортировка) и даунстрим (переработка) нефти и газа. Сектор апстрим включает недра, их добычу и основные объекты на местонахождении скважины (такие как устьевое оборудование, сепаратор и резервуары для хранения). Сектор мидстрим соединяет секторы апстрим и даунстрим, а также он охватывает транспортировку и хранение нефти и газа между деятельностью по добыче и операциями по первичной и последовательной нефтепереработке. Альтернативная классификация системе из трех секторов рассматривает нефтегазовую промышленность как два сектора: апстрим и даунстрим. В случае с системой из двух сектора сектор мидстрим – это часть сектора даунстрим. Ранее мы уже обсуждали сектор апстрим. В данной главе мы будем рассматривать секторы мидстрим и даунстрим. Далее мы представим анализ примеров из практики, чтобы проиллюстрировать деятельность, которая может потребоваться для создания инфраструктуры, необходимой для операции мидстрим и даунстрим.

15.1 Транспортировка нефти и газа (мидстрим)

Операции мидстрим предназначены для транспортировки углеводородов из деятельности апстрим по добыче до выполнения операции первичной и последовательной переработки. Для транспортировки нефти и газа используются множество видов транспорта. К ним относятся трубопроводы, автоцистерны и суда, а также поезд. Вид транспорта зависит от факторов, таких как безопасность, расстояние и состояние жидкости. Например, трубопроводы часто являются предпочтительным вариантом транспортировки. Но имеются ряд препятствий строительству сети трубопроводов, способных к транспортировке добываемых углеводородов от операции апстрим до последующих производственных циклов.



Рис. 15.1 Прокладывание наземных трубопроводов. (Источник: © energy.fanchi.com (2010 г.).)

Прокладывание трубопроводов является строительным проектом, который требует специализированной тяжелой техники, как показано на рис. 15.1. Трубопроводы используются для транспортировки жидкости, как наземным, так и морским путем. Расстояние транспортировки может составлять от нескольких до тысячи миль. Требуется разрешение на строительство трубопроводов в пределах участка земли, который находится в частном владении, что включает в себя ведение переговоров с заинтересованными сторонами, которые осуществляют надзор над наличием разрешения на строительство.

Для трубопроводов, транспортирующих жидкости на большие расстояния, обычно требуются компрессорные станции или насосные станции, чтобы поддерживать движение жидкостей. Сжатие газов может также максимально увеличить использование пространства в трубопроводе, повысив плотность газа, текущего через трубопровод. На рис. 15.2 изображен компрессор. Металлическая стенка помогает смягчить уровень шума, который достигает окрестности с другой стороны стенки. Количество и местоположение компрессорных и насосных станций зависят от расстояния и ландшафта. Трубопроводы прокладываются по нескольким различным типам ландшафта, таким как равнины, горные цепи, пустыни, болота, замороженная тундра и водоемы.

Тип ландшафта оказывает влияние на строительство и обслуживание. Неблагоприятная окружающая среда, такая как пустыня, арктическая тундра и Северное море увеличивают сложности и затраты на строительство трубопровода. Требуется обслуживание и ремонт в целях предотвращения утечки трубопровода. Трубопроводы могут протечь, если они раскалываются или разрываются. Утечки углеводорода вредны для окружающей среды и могут повлиять на поддержку со стороны сообщества проекта прокладки трубопровода.

Обслуживание трубопровода существует поддержке эффективного движения жидкостей. Например, газ, текущий в трубопроводе, может содержать растворенную воду в газовой фазе. Условия давления и температуры изменяются по длине трубопровода. При некоторых условиях вода может выплыть из газовой фазы и сформировать отдельную водную фазу, которая влияет на поток газа вдоль трубопровода. Подобные поршни скребки, называемые «диагностиками», запускаются через трубопроводы, чтобы переместить жидкие фазы в пункты выхода вдоль трассы трубопровода. Диагностики трубопровода приводятся в движение потоком жидкостей в трубопроводе. Они удаляют нежелательный мусор, такие как вода и остаточный воск в трубопроводе. Умные диагностики содержат датчики, которые могут использоваться для осмотра внутренних стенок трубопровода и определения возможных проблем, таких как коррозия.



Рис. 15.2 Компрессор. (Источник: © energy.fanchi.com (2015 г.).)

Трубопроводы часто проходят через несколько стран или территорий. Трасса может быть в пределах границ одного государства или выходить за рамки национальных границ. Это вносит геополитический компонент операций по транспортировке нефти и газа. Она может также требовать безопасности в областях политической нестабильности.

Генри Хаб – межгосударственный транспортно-распределительный узел межштатного трубопровода, который расположен в округе Вермилион, Луизиана, в Соединенных Штатах. Транспортно-распределительный узел является пунктом доставки для некоторых контрактов по продаже природного газа. Цена за газ в этих контрактах основана на базисной цене Генри Хаба.

Другие виды транспортировки нефти и газа включают грузовики, поезда, баржи и танкеры. Грузовая автомобильная перевозка – это самая универсальная форма наземной транспортировки, так как грузовики могут ездить в фактически любое наземное место назначения. Железнодорожные перевозки – низкозатратный и эффективный способ транспортировки больших объемов нефти. Баржи и танкеры транспортируют нефть и газ

по водоемам из рек к океанам.

Транспортировка требует перемещения товара от одного пункта в другой. Часто необходимо предоставить объекты, которые собирают и хранят жидкости на участке апстирм и обеспечивают резервуарный парк на участке даунстрим. Это требует операции по сбору и обработке, а также разработчиков и операторов перевалочных баз. Сборные линии – это трубопроводы меньшего диаметра, которые соединяют скважины с магистральными линиями более крупного диаметра. Большие объемы газа и нефти могут храниться в сферических и цилиндрических резервуарах, соляных кавернах и истощенных пластах.

Газ на хранении считают либо буферным газом, либо рабочим газом. Буферный газ - это количество газа, которое остается в хранилище для поддерживания безопасного рабочего давления. Рабочий газ – это количество газа, который может быть удален из хранилища для использования. В некоторых случаях может потребоваться поставить газ «на стоянку», то есть, на временное хранение. Стоянка может использоваться клиентом до получения лучшей клиентской цены на газ. Спрос на газ зависит от сезона, что является другой причиной временного хранения газа до повышения спроса.

15.2 Переработка: нефтеперерабатывающий завод (даунстрим)

Сектор даунстрим является самым близким к потребителю и охватывает переработку природного газа, очистку нефти и распределение нефтепродуктов. Переработка начинается на буровой площадке, где добытый поток из скважины делится на нефть, воду и газовые фазы. Последующая переработка на заводах по производству природного газа и нефтеперерабатывающих заводах, таких как нефтеперерабатывающий завод, приведенный на рис.15.3, разделяет жидкость углеводорода на товарную продукцию.

Продукты, связанные с очисткой и обработкой, показаны в таблице 15.1. Нефтеперерабатывающий завод преобразовывает обычный баррель сырой нефти в бензин, дизель, реактивное топливо, сжиженный газ (LPG), мазут и другие продукты. Завод по переработке природного газа очищает природный газ и преобразовывает его в продукты, такие как LPG, сжиженный природный газ (LNG) и топливный газ для бытового, коммерческого и промышленного использования. В этом разделе рассмотрим деятельность нефтеперерабатывающих заводов, а в следующем разделе обсудим предприятия по переработке природного газа.



Рис. 15.3 Нефтеперерабатывающий завод Южного Техаса. (Источник: © energy.fanchi.com (2002).)

ТАБЛИЦА 15.1 Продукты сектора даунстрим

Сжиженные углеводородные газы (LPG)	Асфальт
Сжиженный природный газ (LNG)	Синтетический каучук
Пропан	Пластик
Бензин	Смазочное вещество

Дизельное масло
Реактивное топливо
Топочный мазут
Другие нефтяные остатки

Фармацевтические препараты
Удобрения
Пестициды
Антифриз

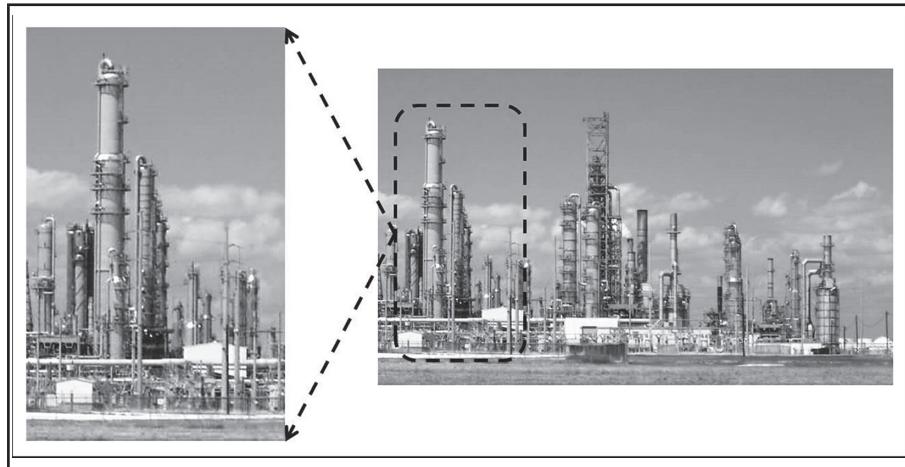


Рис. 15.4 Дистилляционные колонны на нефтеперерабатывающем заводе Техаса. (Источник: © energy.fanchi.com (2015г.).)

15.2.1 Сепарация

Переработка преобразует сырую нефть в готовый продукт, используя три основных процесса: процессы разделения, превращения и очистки. Первый этап переработки – это сепарация, выполняемая одной или несколькими дистилляционными колоннами. Дистилляционная колонна, которая также известна как атмосферная фракционирующая колонна сырой нефти, разделяет сырую нефть на смеси компонентов на основе температур кипения смесей. На Рис. 15.4 показан ряд дистилляционных колонн на нефтеперерабатывающем заводе.

На Рис. 15.5 приведена принципиальная схема системы работы дистилляционной колонны. Печь используется в качестве источника тепла для нагрева и выпаривания жидкой сырой нефти. Жидкая фаза, которая остается в самой нижней части колонны после нагревания, является смесью компонентов с самыми высокими точками кипения, в то время как фаза пара, которая поднимается в колонне, является смесью компонентов с более низкими точками кипения. Таблица с диапазоном точек кипения (B.P.) и компонентами углеводорода для нескольких фракций показана на рис.15.5 (Олсен, 2014г.). Каждая фракция – это смесь компонентов углеводорода, которые могут использоваться для получения различных продуктов. Например, нафта используется для получения бензина для транспортных средств, и керосин используется для получения реактивного топлива.

Температура в дистилляционной колонне является самой высокой в самом нижнем разделе из-за печи. Горячий пар охлаждается с приблизительно 700°F в самой нижней части колонны до приблизительно 90°F в верхней части колонны по мере повышения пара в дистилляционной колонне. Каждый тип компонента углеводорода уплотняется из пара до жидкого состояния в диапазоне температур, который зависит от точки кипения молекулы.

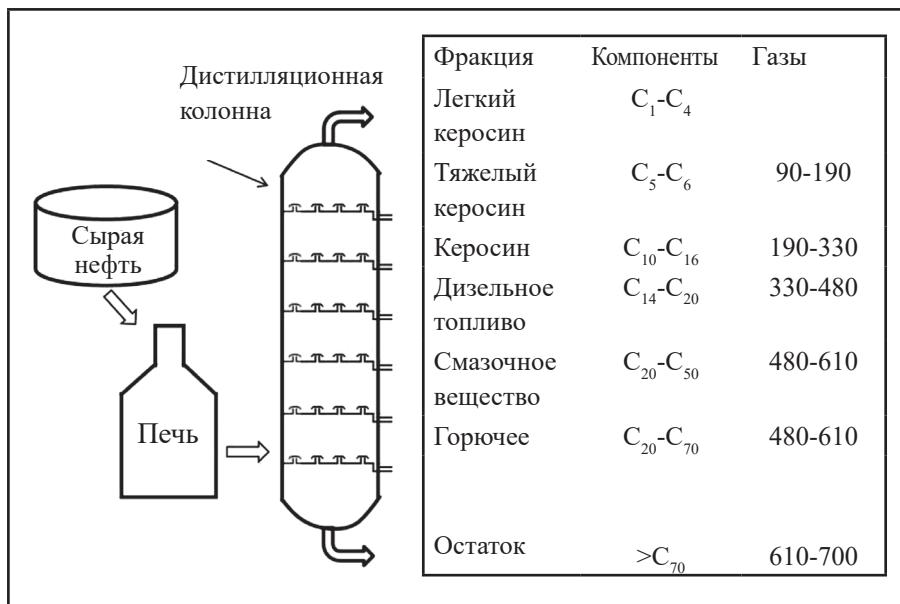


Рис. 15.5 Типовые фракции и компоненты дистилляционной колонны. (Источник: © energy.fanchi.com (2015г.).)

Точка кипения молекулы углеводорода, как правило, увеличивается с увеличением количества углерода в молекуле. Нормальные точки кипения (измеренные при давлении 1.00 атм) в прямой или нормальной цепочки алканов показаны на рис. 15.6, начиная с метана и заканчивая нормальным триаконтаном, $n\text{-C}_{30}\text{H}_{62}$. Дистилляционные колонны сырой нефти, как правило, работают при параметре, составляющем примерно 30 фунт/кв.дюйм избыточного давления, поэтому нормальные точки кипения на рис. 15.6 неточно отражают изменчивость условий в колонне, но отражают относительную изменчивость.

Понижением температуры от самой нижней до самой верхней части колонны определяются секции колонны с диапазоном температур, соответствующим для отвода углеводородов, которые конденсируются в диапазоне температур той или иной секции. Жидкая смесь, собранная в каждой секции, является потоком продукта для этой секции. Потоки продукта отличаются высокой молекулярной массой, вязкостью жидкостей у основания колонны до низкомолекулярных газов в верхней части колонны.

Мы можем смоделировать разделение компонентов, которое происходит в каждой секции колонны с вычислением температуры вспышки, объясненной в Главе 11. Вычисление температуры вспышки начинается с указания состава подачи и k -показателей. Следующий шаг – это двухфазная проверка, которая определяет, отделяется ли подача к газовым и жидким фазам для данного k -показателя. Заключительный шаг – вычисление точки вспышки. Эти три шага представлены для пятикомпонентной системы в следующих примерах.

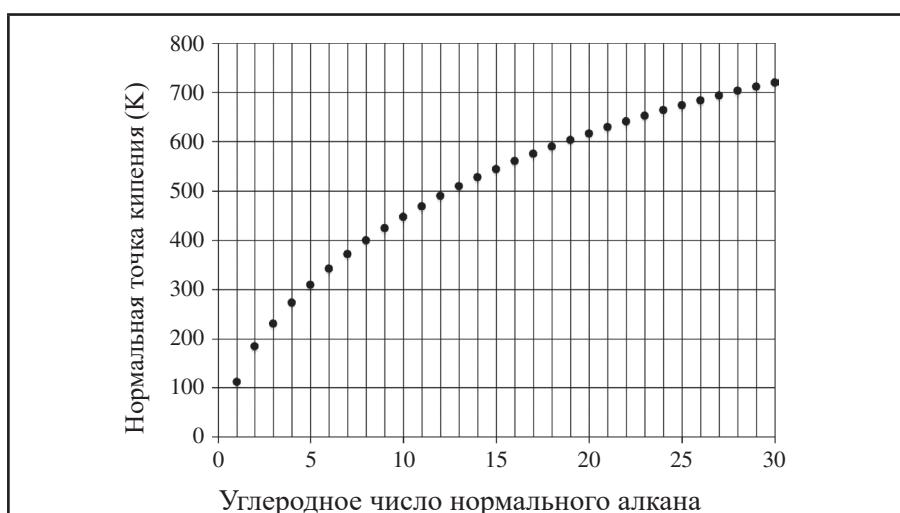


Рис. 15.6 Нормальные точки кипения нормальных алканов.

Пример 15.1 k -значения углеводорода

Рассчитайте k -значения для $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$, $n\text{-C}_8\text{H}_{18}$, $n\text{-C}_{12}\text{H}_{26}$, $n\text{-C}_{16}\text{H}_{34}$, и

$n\text{-C}_{20}\text{H}_{42}$ при 45 фунт/кв.дм абс. и

330°F.

Ответ

Чтобы рассчитать k -значение, необходимы критическая температура, критическое давление и ацентрический фактор для каждого компонента. Уравнение 11.4 дает удовлетворительный расчет k -значения, как приведено в следующей таблице. Проверка k -значений приведена в упражнении в конце главы.

Компонент	$T_c(R)$	P_c (фунт/кв.дм абс)	Ацентрический Фактор	k -Значение
$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	845.5	488.1	0.250	6.77
$n\text{-C}_8\text{H}_{18}$	1024.0	360.5	0.376	0.898
$n\text{-C}_{12}\text{H}_{26}$	1184.6	263.5	0.515	0.101
$n\text{-C}_{16}\text{H}_{34}$	1299.8	207.6	0.631	0.062
$n\text{-C}_{20}\text{H}_{42}$	1388.5	173.7	0.731	0.00337

Пример 15.2 Двухфазная проверка

Выполните двухфазную проверку для пяти-компонентной системы из предыдущего примера при 45 фунт/кв.дм абс. и 330°F с составом подачи в следующей таблице.

Ответ

Используйте Уравнения 11.10 и 11.11 для двухфазной проверки. Результаты перечислены в следующей таблице. Суммы для и оба превышают единицу, таким образом, данная подача разделится на газовые и жидкие фазы. Подтверждение данных проверок дается в качестве упражнения в конце главы.

Компонент	Сырье (z_i)	k - значение	$z_i k_i$	z_i / k_i
$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	0.20	6.77	1.35	0.03
$n\text{-C}_8\text{H}_{18}$	0.20	0.898	0.18	0.22
$n\text{-C}_{12}\text{H}_{26}$	0.20	0.101	0.02	2.0
$n\text{-C}_{16}\text{H}_{34}$	0.20	0.062	0.003	12.3
$n\text{-C}_{20}\text{H}_{42}$	0.20	0.00337	0.0007	59.3

Пример 15.3 Расчет значения вспышки при 330°F

Выполните расчет по фракциям для пяти-компонентной системы из предыдущих примеров при 45 фунт/кв.дм абс. и 330°F.

Ответ

Используйте компонент суммы в Уравнении 11.9, чтобы вычислить молярные доли для жидкой фазы выбранного значения G . Подставляйте значение G до тех пор, пока сумма жидких молярных долей не будет равна единице. Результаты перечислены в следующей таблице для $G = 0.123$. Используйте Уравнение 11.5, чтобы вычислить молярные доли газовой фазы. Подтверждение этих результатов дается в виде упражнения в конце главы.

Компонент	Сырье (z_i)	k - значение	x_i	y_i
$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	0.20	6.77	0.117	0.791
$n\text{-C}_8\text{H}_{18}$	0.20	0.898	0.202	0.182
$n\text{-C}_{12}\text{H}_{26}$	0.20	0.101	0.225	0.022
$n\text{-C}_{16}\text{H}_{34}$	0.20	0.062	0.228	0.004
$n\text{-C}_{20}\text{H}_{42}$	0.20	0.00337	0.228	0.001

Пример 15.4 Расчёт значения вспышки при 600°F

Выполните расчёт значения вспышки для пяти-компонентной системы из предыдущих примеров при 45 фунт/кв. дм абс. и 600°F.

Ответ

Несмотря на то, что необходимы этапы обоих Примеров 15.1 и 15.2, здесь просто приведены результаты, соответствующие Примеру 15.3 (см. ниже) для выбранного значения $G = 0.841$. Подтверждение полученных результатов приведено в виде упражнения в конце главы. Заметьте, что фракция моли носителя в газе G больше при 600°F, чем это было в Примере 15.3, где рассматривался аналогичный носитель при 330°F.

Компонент	Сырье (z_i)	k - значение	x_i	y_i
$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	0.20	6.77	0.006	0.237
$n\text{-C}_8\text{H}_{18}$	0.20	0.898	0.023	0.234
$n\text{-C}_{12}\text{H}_{26}$	0.20	0.101	0.097	0.219
$n\text{-C}_{16}\text{H}_{34}$	0.20	0.062	0.288	0.183
$n\text{-C}_{20}\text{H}_{42}$	0.20	0.00337	0.586	0.127

Дополнительная атмосферная перегонка нижнего потока или остаток, отводимый установки атмосферной перегонки сырой нефти (см. рис. 15.5) достигается посредством признания того, что точка кипения компонента углеводорода уменьшается по мере понижения давления. Подача потока нефтяных остатков в вакуумную дистилляционную колонну, которая работает при намного более низком давлении, позволяет выполнить сепарацию компонентов с более низкими точками кипения.

15.2.2 Конверсия

В процессе сепарации сырая нефть разделяется на потоки продукта, преобразуемые в смесь, поставляемую до потребителя. Процесс преобразования малоценней, углеводородной смеси высокого молекулярного веса в ценные, низкомолекулярные продукты углеводорода известен как «конверсия». Конверсия достигается путем разбивки цепочки тяжелых молекул углеводорода для получения молекул углеводорода с более низкими молекулярными массами. Высокомолекулярная цепь углеводорода разбивается в конверсионных установках таких как установка каталитического крекинга флюид (FCC), установка гидрокрекинга и установка коксования замедленного действия. В FCC используется катализатор для конверсии потока высокомолекулярного продукта в сжиженный нефтяной газ (LPG), бензин и дизель. В установке гидрокрекинга также используется катализатор при высоких температурах, но реакции выполняются в присутствии высоких концентраций водорода. Входной поток продукта течет по фиксированному слою катализатора в водородной среде. Поток продукта, выходящий из установки гидрокрекинга, имеет низкие уровни серы.

Самый тяжелый продукт дистилляционной колонны представлен нижним продуктом вакуумной колонны (VTB), который также известен как «гудрон» или остаток. Гудрон стал бы твердым, если позволить охладиться до температуры окружающей среды. Он иногда используется в качестве компонента смеси для асфальтирования. Возможно, преобразовать VTB в более коммерчески ценные продукты, разбив высокомолекулярные цепи углеводорода. Этого невозможно добиться в установке FCC, так как мазут слишком тяжелый и, как правило, содержит огромное количество вредных веществ. Установка коксования замедленного действия является

конверсионной установкой, в которой используют высокую температуру для разбивки длинных углеродных цепей и преобразования мазута в более ценные продукты.

Другая функция процесса преобразования представляет собой изменение способа, которым соединены углеродные цепочки. Например, молекулы бутана – это побочные продукты некоторых фракций. Они могут быть объединены, чтобы сформировать большие, более ценные молекулы углеводорода в установках алкилирования.

Последняя стадия процесса преобразования – это каталитический реформинг. Реактор реформинга производит водород и увеличивает октановое число компонентов, используемых в смеси бензина. Октан – предельный углеводород с восемью атомами углерода. В отличие от этого, октановое число – показатель сжатия, которому может противостоять топливо, прежде чем воспламенится. Топливо с высоким октановым числом может быть сжато больше, чем топливо с низким октановым числом перед воспламенением. Топливо с высоким октановым числом используется в двигателях с высокими эксплуатационными характеристиками. У молекул с нормальной цепью (парафины) относительно низкое октановое число, в то время как у молекул углеводорода с кольцами (ароматические нефтепродукты) относительно высокое октановое число. В установке каталитического реформинга используется катализатор в присутствии водорода и высокой температуры для преобразования молекул бензина в ароматические молекулы.

15.2.3 Очистка

Очистка – последний этап в процессе переработки после разделения и преобразования. Основная цель очистки состоит в том, чтобы удалить серу в процессе под названием обессеривание. Сырые продукты передаются в гидроочиститель, который содержит катализатор и водород при высокой температуре в камере высокого давления. Катализатор увеличивает темп химической реакции для реакции, которая удаляет серу из молекул во входном потоке. Основной продукт реакции – это сероводород, который удален извлечением в других установках. Сероводород делился на элементарную серу и водород с использованием процесса обессеривания. Извлеченную серу можно продать в качестве вторичного продукта переработки, а водород может использоваться в установках гидрокрекинга или гидроочистки.

15.2.4 Техническое обслуживание нефтеперерабатывающего завода

Операции нефтеперерабатывающего завода могут привести к износу оборудования и использует химические катализаторы. Катализаторы нужно заменять, а оборудование следует ремонтировать или заменять. Вероятно, потребуется установить новое оборудование. Операторы закрывают нефтеперерабатывающий завод два раза в год для обеспечения обслуживания нефтеперерабатывающего завода. Как правило, периоды обслуживания намечены по периодам, где спрос на нефтепродукты будет самым низким. Как правило, летний автолюбительский сезон и зимний отопительный сезон приводят к периодам высокого спроса на нефть в течение лета и зимы. Вся работа нефтеперерабатывающего завода остается на весну и осень. Периоды ремонтных работ могут потребовать закрытия нефтеперерабатывающего завода от нескольких дней до нескольких недель.

15.3 ПРЕДПРИЯТИЯ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА (ДАУНСТРИМ)

Типовые компоненты природного газа и продуктов природного газа предприятий по переработке природного газа представлены в таблице 15.2. Природный газ состоит из углеводородных и неуглеводородных газов, а также содержит водяной пар. Воду и другие примеси из природного газа необходимо удалить, прежде чем его использовать. Бензин из природных газов (натуральный бензин) – это смесь пентана плюс меньшее число молекул углеводорода с пятью атомами углерода. У молекул углеводорода в натуральном бензине, как правило, не более 10 атомов углерода.

Страны или производители с избыточным производством природного газа могут отправить газ в отдаленные рынки в виде LNG. LNG состоит главным образом из метана и небольших количеств этана, пропана и азота. LNG отправляют в специализированных танкерах в виде жидкости в его нормальной точке кипения -259°F (-162°C). На месте назначения LNG превращают в газообразное состояние и нагревают до соответствующей температуры для транспортировки по трубам на промышленный сектор и рынок бытовых потребителей.

ТАБЛИЦА 15.2 Типовой состав продуктов природного газа

Компонент	Количество атомов C	Природный газ	LNG	Газ в бытовом секторе	LPG	NGL
				экономики		
Метан	1	X	X	X		
Этан	2	X	X	X		X
Пропан	3	X	X		X	X
Бутан	4	X			X	X
Пентан	5	X				X
Натуральный бензин	5+	X				X
Неуглеводородные газы (CO ₂ , H ₂ O, H ₂ S, N ₂ и т.д.)						
Вода		X				

ТАБЛИЦА 15.3 Типовое извлечение компонентов на различных заводах NGL

Компонент	«Десорбированная нефть» (%)	Охлаждение (%)	Криогенный (%)
Этан	15–30	80-85	85-90
Пропан	65-70	100	100
Бутан и изобутан	99	100	100
Пентан	99	100	100
Натуральный бензин	99	100	100

LPG состоит главным образом из пропана или бутана или сразу из смесей обоих. LPG часто используются в качестве транспортного топлива и в качестве топлива для отопительных целей в отдаленных местоположениях. LPG транспортируют или хранят в камерах высокого давления. В зависимости от состава необходимо давление варьируется приблизительно от 40 фунт/кв. дм почти до 200 фунт/кв. дм при температуре окружающей среды.

Технологический процесс нефтехимического завода определяет качество газового конденсата (NGL), извлеченного из входного потока газа. В таблице 15.3 показано типовое извлечение газовых компонентов на других заводах NGL. Завод «десорбированной нефти» извлекает 99% бутана и компонентов с пятью или больше углеродами, но менее эффективен при извлечении более низкомолекулярных компонентов (этан и пропан). Холодильные установки используют пропан, чтобы охладить входной газ и извлечь больше низкомолекулярных компонентов. Криогенная установка – низкотемпературный объект и извлекает больше этана, чем холодильная установка.

15.4 ПРОЕКТ САХАЛИН-2, ОСТРОВ САХАЛИН, РОССИЯ

Проект Сахалин-2 реализуется компанией «Сахалин Энерджи» и предназначен разработке двух морских месторождений мирового уровня: Лунское и Пилтанс-Астохское (П-А). Инфраструктура для Сахалин-2 была в основном построена в двадцать первом веке. Понятие истории острова Сахалин дает важный культурный взгляд на современные секторы мидстрим и даунстрим Сахалина-2. Мы даем краткое описание истории острова Сахалин (Высоков, 1996г.), а затем описываем инфраструктуру Сахалин-2.

15.4.1 История острова Сахалин

Самое древнее население южного острова Сахалин, Курильских островов и самого северного японского острова Хоккайдо было представлено людьми, известными как культура Охотска (рис. 15.7). Их экономика была основана на рыбальке, охоте и береговом сборе. Самое раннее упоминание о народах Охотска встречается в древней китайской книге по географии, под названием Sengai-kyo династии Хана, где-то между 206 г. до н.э. и 220 г. н.э. В Sengai-kyo сообщается, что граница Японии в н.э. 0 простиралась далеко на север до реки Амур.

В Nihon shoki, древней японской книге по истории, дается описание боя, который велся между японской

армией и местным населением на большой реке, которой, как полагали, являлась река Амур в период н.э. 658. Отношения между людьми острова Сахалин и азиатскими соседями не всегда была враждебными. Буддизм принес на остров Сахалин в тринадцатом веке японский монах. Мутцаме, лорд северной границы Японии, послал исследователей на остров Сахалин в 1635 г. н.э. Исследователи нанесли на карту остров Сахалин, Курильские острова и Камчатку.



Рис. 15.7 Регион острова Сахалин. (Источник: ©energy.fanchi.com (2015г.).)



Рис. 15.8 Остров Сахалин. (Источник: © energy.fanchi.com (2015г.).)

Голландский мореход М.Г. де Врайс был первым европейцем, который исследовал остров Сахалин и Курильские острова в 1643 г. Его путешествие помогло указать южный остров Сахалин и Курильские острова на европейских картах. Многие из этих ранних карт по ошибке соединили остров Сахалин с материком узким перешейком. Эта ошибка существовала до середины 1800-х годов. Современная карта острова Сахалин изображена на рис.15.8.

Мацема установил морской порт Отомари на южном острове Сахалин в 1679 г. Отомари, который теперь называют Корсаковым, был построен как торговый пост для контроля торговли. Он стал самым большим японским торговым постом на острове Сахалин.

Первая российская экспедиция в остров Сахалин была во главе В.Д. Пояркова. Экспедиция Пояркова достигла устья реки Амур осенью 1644 г. и провела зиму здесь. Следующей весной Поярков увидел западное побережье острова Сахалин, но он никогда не ступал на остров Сахалин.

Маньчжурская экспансия препятствовала завоеванию Россией острова Сахалин в семнадцатом и в начале восемнадцатого века. Население острова Сахалин вело торговлю и платило дань Маньчжурскому Императору. Китайцы были очарованы мехами с острова Сахалин, особенно соболя, выдры и лисы. В обмен остров Сахалин получал товары, которые требовали более теплого климата или промышленной переработки.

Первой вооруженной конфронтацией между Россией и Японией стал конфликт по поводу острова Сахалин. Впервые русские были на острове Сахалин в 1805г. Российский корабль Надежда вошло в Анива-Бэй с южного берега острова Сахалин. Когда русские высадились, они встретились с японцами. Российский дипломат Н.П. Резанов не смог убедить японцев подписать торговое соглашение с Россией. Рассерженный своей неудачей, он решил вынудить японцев покинуть остров Сахалин. Год спустя в 1806 г. российский фрегат Юнона напал на торговый пост Оотомари, ограбил склады и сжег их. Несколько японских жителей были отправлены на Камчатку в качестве заключенных. Японцы возвратились на остров Сахалин с усиленным военным присутствием. В 1808 г. участники японской экспедиции открыли, что территория острова Сахалин является островом.

Даже при том, что остров Сахалин – один из самых больших островов в мире, его население было всего несколько тысяч человек, когда началась российская колонизация в девятнадцатом веке. Несколько тысяч Гилаков охотились на севере, и несколько сотен Орокс вели кочевой образ жизни в горах. Крупнейшей расой на острове Сахалин была Айну – бородатые люди, которые также поселились на Курильских островах.

Айну заселяли небольшую часть южных поселений. Они служили некоторым японским торговцам, которые снабжали их зерном, солью и другими предметами первой необходимости. В обмен продавцы забирали всю рыбу, которую Айну вылавливали в заливах и устьях рек. Айну оставляли только то, что хватало на выживание. Такое рабство было типичным и под китайским, и под японским доминированием.

Русские стали постоянной частью населения острова Сахалин в середине девятнадцатого века. Россия установила военную заставу, в то время как японцы строили рыбакские и торговые деревни. Эти две страны пришли к соглашению, которое дало России северные Курильские острова и Японии южные Курильские острова. Но соглашение не уладило вопроса владения островом Сахалин.

Российский исследователь Г.И. Невелской провел исследование восточного побережья острова Сахалин и устья реки Амура в 1849 г. Устье реки Амура – судоходный пролив между островом Сахалин и российским материком. Оно близко с северными водами Татарского пролива и было уже известно китайцам и японцу.

Россия пыталась объединить остров Сахалин, строя военные посты и населенные пункты. Ранние российские поселенцы были или солдатами или изгнанниками. Первые изгнанники были преступниками, посланными в исправительную колонию в 1858 г. Российское правительство объявило остров Сахалин местом каторжных работ и изгнания в 1869 г. К концу девятнадцатого века остров Сахалин стал домом для многих деревень российских преступников, которые отбыли свои наказания, и мигрантов, которые добровольно пожелали обосноваться на острове Сахалин.

Некоторые были отправлены на две тысячи миль вниз реки Амур от золотого рудника Кары. Те, которые из России, должны были путешествовать четыре тысячи семьсот миль, чтобы достигнуть восточного устья реки Амура. Большинство оставшихся в живых пострадало от цинги. Смертность за первые несколько лет колонизации составляла десять процентов. Условия были так плохи, что это вызвало скандал в прессе, и маршрут был изменен.

Поселенцев послали в Одессу и через Суэцкий канал. Даже этот маршрут был опасен, так как путешественники подвергались болезням как оспа.

Американцы начали свою экспансию в Дальний Восток в 1840-х и 1850-х. Американское правительство стремилось договориться с японцами и не смогло добиться успеха. В результате американскую военную экспедицию послали в Японию. Это побудило российское правительство увеличивать свое военное присутствие в южном острове Сахалин.

Российское военное присутствие на острове Сахалин значительно выросло после крымской войны (1853–1856 г.г.), частично как ответ на присутствие англо-французского подразделения, патрулирующего дальневосточные воды. Россия начинала рассматривать остров Сахалин как стратегический актив на Тихом океане. Кроме того, колонизация острова Сахалин также помогла России колонизировать Сибирь. Это предоставило доступ России к серебру и золоту в Сибири и углю на острове Сахалин.

Юрисдикция по острову Сахалин была решена в 1875 г. Соглашением Санкт-Петербурга, когда Россия пожертвовала северными Курильскими островами Японии в обмен на права на остров Сахалин. Сотни Айну предпочли управление Японии и им было разрешено переехать в Хоккайдо.

Российскому правительству были нужны люди для шахт. Преступникам обещали двадцать акров земли по завершении срока их наказания в шахтах в Александровске, который является северо-западной областью острова Сахалин по другую сторону реки Амур. Были потеряны много жизней при добыче угля в жестких условиях, и уголь на острове Сахалин был хуже по сравнению с углем из мест как Ньюкасл и Кардифф.

Освобожденные заключенные ожидали, что они смогут взрастить всю пищу, в которой они будут нуждаться, но земля на большей части острова Сахалин требовала культивирования. Российское правительство полагало, что долины лучше подойдут для сельского хозяйства, чем засаженные деревьями горы. Долину реки Тим на северо-востоке Сахалина считали многообещающим местом для сельского хозяйства. Долина реки Тим уходит на Охотское море и имеет болотистую почву летом. Лето слишком коротко для созревания овса, и только ячмень был выращен успешно. Полярный климат, холод и туман из Охотского моря сократили сельскохозяйственный сезон. Обнаружение нефти и газа на северо-востоке обеспечило единственный ресурс, который мог выдержать современное население.

Остров Сахалин продолжал быть предметом спора между Россией и Японией. Японцы забрали южный Сахалин от России в 1905 г., когда они победили Россию на Русско-Японской войне. Соглашение относительно Портсмута разделило остров Сахалин на два региона в пятидесятой параллели. Остров Сахалин прекратил использоваться в качестве исправительной колонии в 1906 г., частично из-за сопротивления Японией, и частично, потому что он не считался благоприятным для промышленности или сельского хозяйства.

Население северного острова Сахалин было меньше десяти тысяч человек в начале 1900-х. Иммиграция в остров Сахалин стала добровольной в 1906 г., когда Совет министров России отменил каторжные работы и изгнание на острове Сахалин. Стало сложно заставить людей переезжать на остров Сахалин. Открытие нефти и газа дало региону ценный природный ресурс.

Японские фирмы начали проявлять интерес к острову Сахалин приблизительно в 1919 г., особенно к угольным и нефтяным залежам. Октябрьская революция в 1917 г. не повлияла на остров Сахалин до 1918 г. Советы заменили Большевиков на местах власти к 1920 г. Советы стремились предотвратить иностранное экономическое превосходство, сопротивляясь свободной конкуренции капитала, осуществленного японцами, американцами и британцами. В течение месяца японское военное отделение заняло Александровск и взяло под свой контроль северный остров Сахалин.

У японских предпринимателей был особый интерес к нефти острова Сахалин. Экономическая ассимиляция началась, как только японские вооруженные силы установили контроль. И советы и американцы возразили против оккупации, но северная часть острова Сахалин оставался при японском правлении в течение пяти лет. Наконец, в январе 1925 г. Россия и Япония подписали соглашение, которое рассматривало уход японской армии из северной части острова Сахалин в обмен на нефтяные концессии.

Русско-японская граница на острове Сахалин не менялась вплоть до конца Второй мировой войны в 1945 г. В начале Второй мировой войны южным островом Сахалин и Курильскими островами управляла Япония. Япония смогла управлять главным морским путем, который соединил южную часть советского Дальнего Востока с остальной частью мира. Курильский остров Итуруп был пунктом организации для японского флота авианосцев, который атаковал Перл-Харбор в декабре 1941 г.

У России и Японии был пакт о ненападении во время большей части Второй мировой войны. Соединенные Штаты сбросили первую атомную бомбу на Хиросиму 6 августа и второй на Нагасаки 9 августа. Россия отказалась от пакта о ненападении и объявила войну Японии 8 августа 1945 г.

Японцы приняли Потсдамскую Декларацию, которая определила условия японской капитуляции, чтобы закончить Вторую мировую войну 15 августа, но военные действия между Японией и Россией продолжались в течение нескольких дней. Советская Красная армия пересекла пятидесятую параллель на острове Сахалин, и российские морские пехотинцы приземлились на нескольких из Курильских островов. Военные действия закончились 20 августа 1945 г.

Остров Сахалин и Курильские острова к началу сентября 1945 г были под контролем России. Президиум Верховного Совета объявил Советский Суверенитет над всей территорией 2 февраля 1946 г. Южно-Сахалинский край была сформирована, чтобы управлять южным островом Сахалин и Курильскими островами в Дальнем Востоке России. Южно-Сахалинский край и Хабаровский край были включены в Сахалинскую область 2 января 1947 г.

Вступление советского союза в войну против Японии был одобрен Соединенными Штатами и Великобританией. Когда началась холодная война, Соединенные Штаты больше не были довольны тем, что советский союз владел этими стратегическими островами. Многие японцы и корейцы на острове Сахалин были депатриированы в конце 1940-х и многие Айну приняли решение уехать. Советское правительство организовало крупное переселение на остров Сахалин. К началу 1950-х на острове Сахалин было население семисот тысяч

человек, при этом русскоговорящее население составляло на более чем восемьдесят процентов. Остров Сахалин находился под юрисдикцией Советского Союза, на данный момент России, с 1945г.

15.4.2 Проект Сахалин-2

Развитие месторождений нефти и газа и рост азиатской экономики превратили остров Сахалин в ценный трофей. Береговые и морские месторождения были обнаружены на северной половине острова Сахалин. На Рис. 15.9 показаны пять крупнейших морских месторождений и инфраструктура для проекта Сахалин-2. Три из этих пяти месторождений (Аркутун Даги, Чайво и Одопту) были присуждены проекту Сахалин-1 для разработки, и два месторождения (Лунское, П-А) были переданы проекту Сахалин-2 для разработки. Оба проекта требовали существенного развития инфраструктуры, так как у существующей инфраструктуры, связанной с добывчей на материковом месторождении, не было возможности работы с добывчей, транспортом и обработкой на морском месторождении. Мы обрисовываем в общих чертах проект Сахалин-2 для иллюстрации операции мидстрим и даунстрим.

Лунское месторождение было обнаружено в 1984 г., а П-А месторождение было обнаружено в 1986 г. Лунское месторождение - газохранилище с нефтяной оторочкой. П-А месторождение - нефтяное месторождение с двумя антиклиналями, связанными синклиналью. В простых концептуальных терминах П-А месторождение состоит из двух холмов, связанных долиной. Антиклиналь Пилтун находится на севере, а антиклиналь Асток находится на юге.

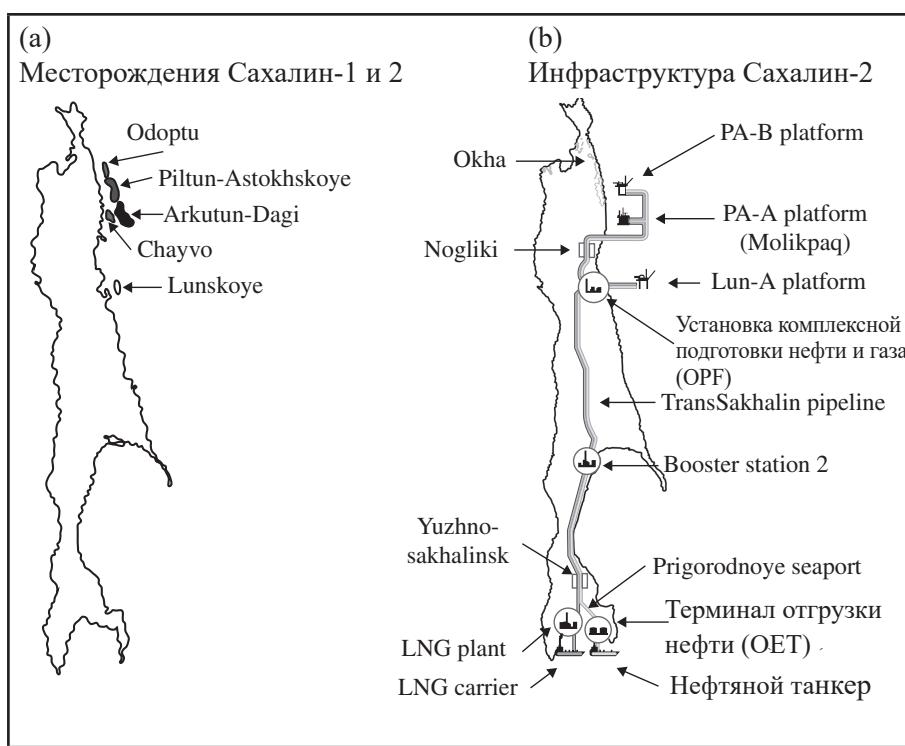


Рис. 15.9 Проект Сахалин-2: (а) месторождения и для Сахалин-1 и Сахалин-2 и (б) инфраструктура для Сахалин-2. (Источник: © energy.fanchi.com (2015 г.).)

О международном тендере на право проведения технико-экономического обоснования этих двух месторождений объявили в 1991 г. Российская Федерация подписала соглашение в 1992 г. с консорциумом компаний (Марафон, Макдермотт и Мицуи) на проведение технико-экономического обоснования. Royal Dutch Shell и Mitsubishi присоединились к консорциуму в 1992 г. Консорциум был основан ТОО «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани» (Сахалин Энерджи) в 1994 г. после того, как технико-экономическое обоснование было одобрено Российской Федерацией в 1993г.

Соглашение о разделе продукции на разработку Лунского и П-А месторождений было подписано в 1994 г. между Российской Федерацией в Москве, администрацией Сахалинской области в Южном Сахалинске и Сахалин Энерджи. Закон о соглашении о разделе продукции был введен в действие Российской Федерацией в 1996 г. Российская Федерация тогда выдала разрешения на разработку Лунского месторождение и место-

рождения П-А на имя Сахалин Энерджи в 1996 г. Оценочная работа над этими двумя месторождениями началась летом 1996 г.

Консорциум изменился в 1997 г., когда McDermott продал свои акции другим акционерам. Российские уполномоченные органы одобрили план разработки Фазы 1 для месторождения П-А в 1997 г. и технико-экономическое обоснование в 1998 г. Разработка фазы 1 требовала установки производственной платформы Моликпак на месторождении П-А. Платформу Моликпак называют платформой РА-А на рис. 15.9 и на рис. 15.10.

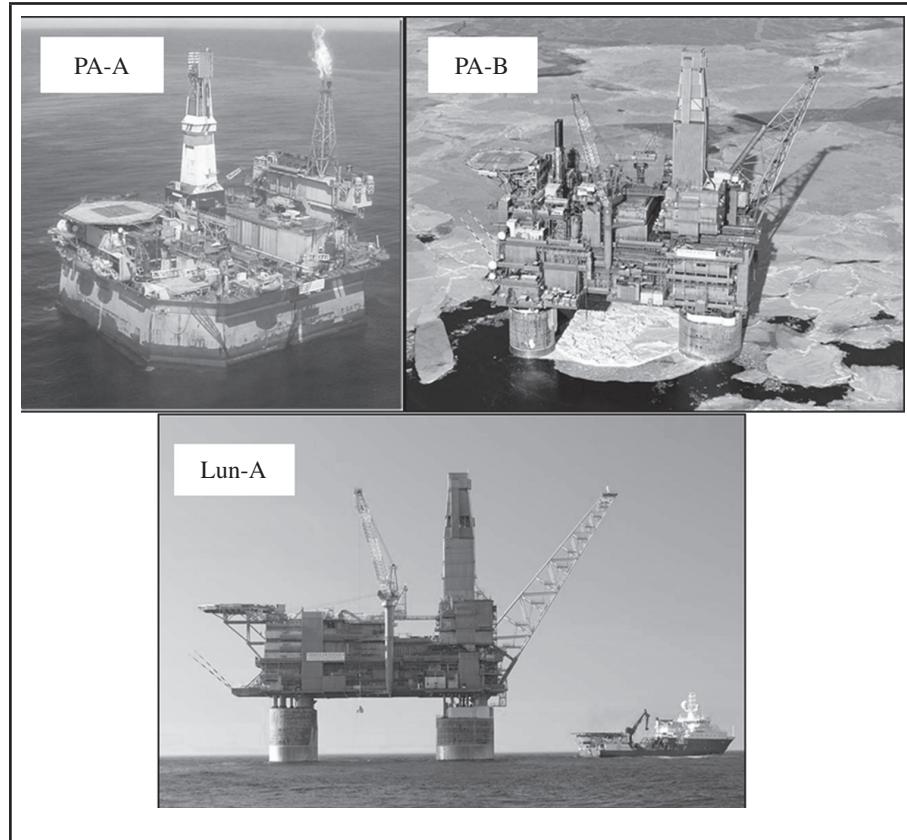


Рис. 15.10 Платформа РА-А (Моликпак), платформа РА-В и платформа Lun-A. (Отчет: Фото: Предоставлено Сахалин Энерджи (2016 г.), личное сообщение.)

Моликпак был приобретен Сахалин Энерджи и буксирован в Корею из Моря Бофорта в 1998 г. Платформа была отремонтирована в Южной Корее, а затем буксирована в Амурскую Верфь в России, где размещена на стальную основу, называемую буфер. Моликпак был установлен как искусственный остров на относительном мелководье от северо-восточного побережья острова Сахалин. Стальной буфер был установлен на морском дне, поставлен на якорь и заполнен песком. Нефтедобыча из месторождения Р-А до платформы Моликпак в 1999 г. была первой добывающей нефти на море в России.

Платформа Моликпак в 1999 г. была первой добывающей нефти на море в России. Головной офис Сахалин Энерджи переехал в Южный Сахалинск в 2000 г. К концу 2000 г. Marathon продал свою долю Сахалин Энерджи, и оставшимися акционерами были Royal Dutch Shell (55%), Mitsui (25%), и Mitsubishi (20%).

Полная добыча месторождений П-А и Лунское началось в 2003 г. Лунское месторождение обеспечило газовый поток, который планировалось сжижать и транспортировать танкером LNG на рынок. Контракты на продажи LNG были подписаны с японскими и корейскими фирмами в 2003 г. и 2004 г. Продажа российского газа на североамериканские рынки стала возможной продажей газа Сахалин Энерджи в Shell Eastern Trading Ltd. в 2004 г.

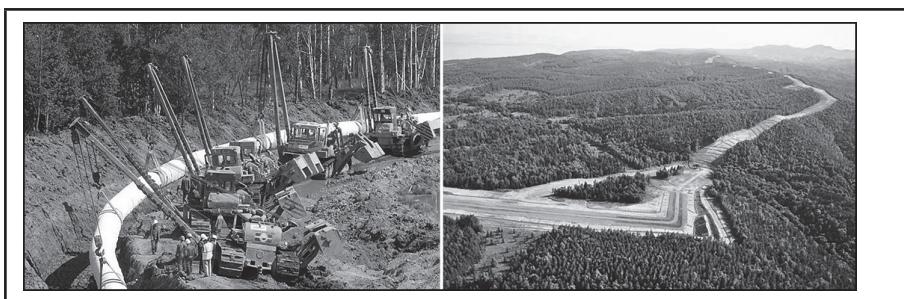


Рис. 15.11 Транссахалинская трубопроводная система.
(Отчет: Фото: Предоставлено Сахалин Энерджи (2016 г), личное сообщение.)

Сахалин Энерджи вошла в коммерческую деятельность по поставке LNG посредством участия в проектах по строительству двух танкеров LNG.

В 2006 г. акционеры Сахалин Энерджи снова поменялись с приобретением российской компанией Газпром контрольного пакета акций по проекту Сахалин-2. Акционерами Сахалин Энерджи теперь стал Газпром (50% плюс 1 акция), Shell (27,5% минус 1 акция), Mitsui (12,5%) и Mitsubishi (10%).

Строительство Транссахалинской трубопроводной системы официально дан старт в 2004 г. (рис. 15.11). Нефтепровод и газопровод были построены вдоль единственного 800-километрового коридора, который находится в большей части острова Сахалин по длине. Бустер-насосы и компрессоры используются для увеличения давления в нефтегазовых трубопроводах. Трубопровод начал транспортировать жидкости с севера на юг острова Сахалин в 2008 г.

Платформы Сахалин-2 расположены в несколько милях от берегов острова Сахалин. Модули врезки и морские трубопроводы были установлены в 2006 г. для обеспечения возможности круглогодичной добычи нефти и газа и экспорта с платформы Моликпак. Платформа Моликпак начала круглогодичную работу в 2008 г.

Железобетонные основания гравитационного типа были установлены для платформы Lun-A и платформы PA-B летом 2005 г. Верхние строения платформы были установлены в 2006 г. для платформы Lun-A и в 2007 г. для платформы PA-B. Платформа Lun-A начала добывать природного газа с месторождения Лунское в январе 2009 г.

Добытые жидкости из месторождения П-А и Лунское достигают берега на установке комплексной подготовки нефти и газа (OPF) на севере около Ноглики. Основная цель OPF состоит в обработке объема добычи Лунское в газ и конденсат для транспорта Транссахалинской трубопроводной системой на завод по сжижению газа в производственно-добывающем комплексе и морском порту на Анива-Бэй на юге. OPF начала перерабатывать жидкости в 2008 г. Завод по сжижению газа был введен в эксплуатацию в феврале 2009 г. Разгрузочный причал соединяет завод по сжижению газа с перевозчиками LNG в Анива-Бэй (рис. 15.12).

На OPF также осуществляется подготовка добычи нефти и газа из месторождения П-А для транспорта Транссахалинской трубопроводной системой в терминал отгрузки нефти (ОЕТ) в производственно-добывающем комплексе Пригородное. Морской трубопровод и выносная причальная установка соединяют ОЕТ с нефтяными танкерами в Анива-Бэй. Круглогодичный экспорт нефти из производственно-добывающего комплекса Пригородное начался в 2008 г.



Рис. 15.12 Танкер LNG в Анива-Бэй.
(Отчет: Фото: Предоставлено Сахалин Энерджи (2016 г.), личное сообщение.)

15.5 ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ

15.5.1 Дополнительная литература

Для получения дополнительной информации см. Хайн (2012 г.), Рэймонд и Леффлер (2006 г.) и Дайк (1997 г.).

15.5.2 Верно/Неверно

15.1 Газовое сжатие может максимизировать использование пространства трубопровода, повысив плотность газа, текущего через трубопровод.

15.2 Трубопроводный скребок гонит поток жидкости в трубопроводе.

15.3 Генри-Хаб – межгосударственный обмен трубопровода, который находится в Күшинге, Оклахома.

15.4 Рабочий газ - это количество газа, которое остается в хранилище для поддерживания безопасного давления.

15.5 Газ временного хранения называют газом «на парковке».

15.6 Колонны атмосферной перегонки нефти разделяют сырью нефть на смеси компонентов на основе температур кипения смесей.

15.7 Нафта используется для производства бензина для реактивного топлива.

15.8 Конверсионный процесс преобразует углеводородную смесь высокой молекулярной массы в углеводородные продукты с более низкой молекулярной массой.

15.9 Самый легкий продукт колонны атмосферной перегонки нефти – это нижний продукт вакуумной Колонны (VTB) или «мазут».

15.10 Охлаждение и криогеника являются процессами сжижения.

15.5.3 Упражнения

15.1 Плотность нефти – 900kg/m^3 . Каково давление (в Па) у основания цилиндрического резервуара для хранения, содержащего колонку нефти высотой 10м? Предположите, что давление воздуха в верхней части расположения нефти составляет 1 атм, и ускорение стока составляет 9.8m/s^2 . Напоминаем, что $1 \text{ atm}=1.01\times10^5 \text{ Pa}$.

15.2 А. Высота h уровня жидкости в цилиндрическом баке, имеющим радиус окружности 50-футов, выше средней точки расположения кольцевого клапана, имеющим радиус окружности 0.25 фута, составляет 50 футов. Каков расход жидкости, вытекающей из бака (выраженный в фт/с)? Предположите, что ускорение силы тяжести составляет 32 фт/с² и потенциальная энергия при высоте 50 футов равна кинетической энергии жидкости, вытекающей из бака.

15.3 А. Цилиндрическая стальная труба внутреннего диаметра 24 дюйма, толщиной стенки 0.10 дюйма. Труба транспортирует нефть при внутреннем давлении $p = 60$ фунтов на квадратный дюйм. Периферическое (стягивающее) напряжение стали: $S = pd /2t$, где p - внутреннее давление, d – внутренний диаметр трубы и t – толщина стенки трубы. Вычислите периферическое напряжение S стали.

В. Если давление повышается до 100 фунтов на квадратный дюйм в стальной трубе с внутренним диаметром 24 дюйма. Какая толщина потребуется стали с учетом допустимого периферического напряжения S 10000 фунт/кв. дм?

Подсказка: решите $S = pd /2t$ для t .

С. Необходимо ли заменить стальную трубу?

15.4 Проверьте вычисление k -значение в Примере 15.1.

15.5 Проверьте двухфазовую проверку в Примере 15.2.

15.6 Проверьте значения вспышки в Примере 15.3.

15.7 Проверьте расчет значения вспышки в Примере 15.4.

ПРИЛОЖЕНИЕ

КОЭФФИЦИЕНТ СОГЛАСОВАНИЯ РАЗМЕРНОСТЕЙ¹

ВРЕМЯ

1 час = 1 ч = 3600 с
1 день = $8,64 \times 10^4$ с
1 год = 1 г = $3,1536 \times 10^7$ с

ДЛИНА

1 фут = 1 фут = 0,3048 м
1 километр = 1 км = 1000 м
1 миля = 1 ми = 1,609 км
1 см = 10^{-2} м

СКОРОСТЬ

1 фут в секунду = 0,3048 м/с
1 километр в час = 1 км/ч = 1000 м/ч = 0,278 м/с
1 миля в час = 1 ми/ч = 1,609 км/час = 1609 м/час = 0,447 м/с

ПЛОЩАДЬ

1 квадратный фут = 1 фут² = 0,0929 м²
1 квадратная миля = 1 ми² = 2,589 км² = $2,589 \times 10^6$ м²
1 квадратная миля = 1 ми² = 640 акров
1 акр = 1 ак = 4047 м²
1 гектар = 1 га = $1,0 \times 10^4$ м²
1 миллидарси = 1 мд = $0,986923 \times 10^{-15}$ м²
1 дарси = 1000 мд = $0,986923 \times 10^{-12}$ м²
1 барн = $1,0 \times 10^{-24}$ см² = $1,0 \times 10^{-28}$ м²

Адаптировано по Фанчи (2010), Приложение A

Введение в технологию добычи нефти, первое издание. Джон Р. Фанчи и Ричард Л. Кристиансен.
© 2017 John Wiley & Sons, Inc. Опубликовано 2017 г. John Wiley & Sons, Inc.
Сопутствующий веб-сайт: www.wiley.com/go/Fanchi/IntroPetroleumEngineering

ОБЪЕМ

1 литр = 1 л = 0,001 м³
1 кубический фут = 1 фт³ = 2,83 x 10⁻² м³
1 стандартный кубический фут = 1 SCF(СКФ) = 1 фт³ при стандартных условиях
1 акр-фут = 1 ак-фт = 1233,5 м³
1 баррель = 1 bbl (мбж) = 0,1589 м³
1 галлон (американская мера жидкости) = 1 гал = 3,785 x 10⁻³ м³
1 баррель = 42 галлона = 0,1589 м³
1 баррель = 5,6148 фт³
1 галлон = 3,788 литров
1 см³ = 1 куб.см = 10⁻⁶ м³
1 см³ = 3,534 x 10⁻⁵ фт³

МАССА

1 грамм = 1 г = 0,001 кг
1 фунт (эвердьюпойс) = 1 lb (avdp) = 1 фнтм = 0,453592 кг
1 тонна = 1000 кг

ПЛОТНОСТЬ МАССЫ

1 г/см³ = 1000 кг/м³

СИЛА ДЕЙСТВИЯ

1 фунт-сила = 1 lbf (фнтс) = 4,4482 Н

ДАВЛЕНИЕ

1 паскаль = 1 Па = 1 Н/м² = 1 кг/м²
1 мегапаскаль = 1 МПа = 10⁶ Па
1 гигапаскаль = 1 ГПа = 10⁹ Па
1 фунт-сила на квадратный дюйм = 1 фунт/кв. дм (фунт/кв. дм) = 6894,8 Па
1 атмосфера = 1 атм = 1,01325 x 10⁵ Па
1 атмосфера = 1 атм = 14,7 фунт/кв. дм
1 бар = 14,5 фунт/кв. дм = 0,1 МПа
1 МПа = 145 фунт/кв. дм

ЭНЕРГИЯ

1 мегаджоуль = 1 МДж = 1,0 x 10⁶ Дж
1 гигаджоуль = 1 ГДж = 1,0 x 10⁹ Дж
1 эксаджоуль = 1 ЭДж = 1,0 x 10¹⁸ Дж
1 эВ = 1,6022 x 10⁻¹⁹ Дж
1 МэВ = 10⁶ эВ = 1,6022 x 10⁻¹³ Дж
1 эрг = 10⁻⁷ Дж
1 БТЕ (btu-британская тепловая единица) = 1055 Дж
1 фут-фунт (ft·lbf) = 0,7376 Дж
1 калория (термохимическая) = 1 кал = 4,184 Дж
1 килокалория = 1 ккал = 1000 калорий = 4,184 x 10³ Дж
1 Калория = 1000 калорий = 4,184 x 10³ Дж
1 киловатт/час = 1 кВт/ч = 1 кВт · 1 ч = 3,6 x 10⁶ Дж
1 квад = 1 квадриллион БТЕ = 1,0 x 10¹⁵ БТЕ = 1,055 x 10¹⁸ Дж
1 квад = 2,93 x 10¹¹ кВт/ч = 1,055 x 10¹² МДж

1 квад = 1,055 эксаджоуля = 1,055 ЭДж
1 баррель нефтяного эквивалента = 1 БНЭ (ВОЕ) = $5,8 \times 10^6$ БТЕ = $6,12 \times 10^9$ Дж
1 квад = $1,72 \times 10^8$ БНЭ = 172×10^6 БНЭ

ПЛОТНОСТЬ ЭНЕРГИИ

1 БТЕ/фунт = 2326 Дж/кг
1 БТЕ/СКФ = $3,73 \times 10^4$ Дж/м³

МОЩНОСТЬ

1 Вт = 1 Вт = 1 Дж/с
1 МВт = 10^6 Вт = 10^6 Дж/с
1 киловатт/час в год = 1 кВт·ч/год = 0,114 Вт = 0,114 Дж/с
1 лошадиная сила = 1 л.с. = 745,7 Вт
1 л.с. = 33 000 фт·фнт/мин

ВЯЗКОСТЬ

1 сантипуаз = 1 сП = 0,001 Па·с
1 МПа/с = 0,001 Па/с = 1 сП = 10^{-3} Па/с
1 пуаз = 100 сП = 0,1 Па/с

РАДИОАКТИВНОСТЬ

1 кюри = 1 Ки = $3,7 \times 10^{10}$ распадов/с
1 рентген = 1 Р = $2,58 \times 10^{-4}$ К/кг
1 поглощенная доза радиации = 1 рад = 100 эрг/г = 0,01 Дж/кг
1 грей = 1 Гй = 1 Дж/кг
100 бэр = 1 зиверт = 1 Зв

ТЕМПЕРАТУРА

Кельвин в градусах Цельсия: °C = °K - 273,15
Градус Цельсия в фаренгейтах: °F = (9/5) °C + 32
Рэнкин-Фаренгейт: °F = °R - 460
Рэнкин-Кельвин: °K = (5/9) R°

ОБЪЕМНАЯ СКОРОСТЬ ПОТОКА

1 см³/с = 1 куб.см/с = 10^{-6} м³/с
1 см³/с = 3,053 фут³/день = 0,5437 баррелей/день
1 баррель/день = 1,839 см³/с

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Ahmed, T. (2000): Reservoir Engineering Handbook, Houston, TX: Gulf Publishing. Alvarez, W. and C. Zimmer (1997): T. Rex and the Crater of Doom, Princeton, NJ: Princeton University Press.
- Amyx, J.W., D.H. Bass, and R.L. Whiting (1960): Petroleum Reservoir Engineering, New York: McGraw-Hill.
- Arps, J.J. (1945): «Analysis of Decline Curves,» Transactions of AIME, 160, 228–247.
- Arthur, J.D., B. Bohm, and D. Cornue (2009): Evaluating Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs, Paper SPE 122931, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Asquith, G. and D. Krygowski (2004): Basic Well Log Analysis, Second Edition, Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists.
- Barree, R.D. and M.W. Conway (March 2005): «Beyond Beta Factors: A Model for Darcy, Forchheimer, and Trans-Forchheimer Flow in Porous Media,» Journal of Petroleum Technology, 57 (3), 43–45.
- Bassiouni, Z. (1994): Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs, SPE Textbook Series 4, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Batycky, R.P., M.R. Thiele, K.H. Coats, A. Grindheim, D. Ponting, J.E. Killough, T. Settari, L.K. Thomas, J. Wallis, J.W. Watts, and C.H. Whitson (2007): «Chapter 17: Reservoir Simulation,» Petroleum Engineering Handbook, Volume 5: Reservoir Engineering and Petrophysics, Edited by E.D. Holstein, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Editor-In-Chief L.W. Lake. Batzle, M. (2006): «Chapter 13: Rock Properties,» Petroleum Engineering Handbook, Volume 1: General Engineering, Edited by J.R. Fanchi, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Editor-In-Chief L.W. Lake.
- Bear, J. (1972): Dynamics of Fluids in Porous Media, New York: Elsevier. Beggs, H.D. (1984): Gas Production Operations, Tulsa, OK: OGCI Publications.
- Beggs, H.D. (1991): Production Optimization Using Nodal Analysis, Tulsa, OK: OGCI Publications.
- Beggs, H.D. and J.P. Brill (May 1973): «A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes,» Journal of Petroleum Technology, 255, 607–617.
- Bjørlykke, K. (2010): Petroleum Geoscience, Berlin: Springer-Verlag.
- Boswell, R. (August 2009): «Is Gas Hydrate Energy Within Reach?» Science, 325 (5943), 957–958.
- Bourgoyn, A.T. Jr., K.K. Milheim, M.E. Chenevert, and F.S. Young, Jr. (1991): Applied Drilling Engineering, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- BP (2015): BP Statistical Review of World Energy 2015, <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>, accessed August 17, 2015.
- Brill, J.P. (January 1987): «Multiphase Flow in Wells,» Journal of Petroleum Technology, 39 (1), 15–21.
- Brill, J.P. and S.J. Arirachakaran (May 1992): «State of the Art in Multiphase Flow,» Journal of Petroleum Technology, 44 (5), 538–541.
- Brill, J.P. and H. Mukherjee (1999): Multiphase Flow in Wells, SPE Monograph #17, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Brooks, J.E. (1997): «A Simple Method for Estimating Well Productivity,» Paper SPE 38148, Richardson, TX, Society of Petroleum Engineers.

- Brundtland, G. (1987): Our Common Future, Oxford: Oxford University Press.
- Buckley, S.E. and M.C. Leverett (1942): «Mechanisms of Fluid Displacement in Sands,» *Transactions of the AIME*, 146, 107–116.
- de Buyl, M., T. Guidish, and F. Bell (1988): «Reservoir Description from Seismic Lithologic Parameter Estimation,» *Journal of Petroleum Technology*, 40 (4), 475–482.
- Canadian Energy Resources Conservation Board (1975): Theory and Practice of the Testing of Gas Wells, Third Edition, Calgary: Energy Resources Conservation Board.
- Carlson, M.R. (2003): Practical Reservoir Simulation, Tulsa, OK: PennWell.
- Castagna, J.P., M.L. Batzle, and R.L. Eastwood (1985): «Relationships between Compressional- wave and Shear-wave Velocities in Clastic Silicate Rocks,» *Geophysics*, 50, 571–581.
- Christiansen, R.L. (2006): «Chapter 15: Relative Permeability and Capillary Pressure,» *Petroleum Engineering Handbook*, Volume 1: General Engineering, Edited by J.R. Fanchi, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Editor-In-Chief L.W. Lake.
- Clarke, D.D. and C.C. Phillips (2003): «Chapter 3: Three-dimensional Geologic Modeling and Horizontal Drilling Bring More Oil Out of the Wilmington Oil Field of Southern California,» *Horizontal Wells: Focus on the Reservoir*, AAPG Methods in Exploration, No. 14, Edited by T.R. Carr, E.P. Mason, and C.T. Feazel, Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geology, pp. 27–47.
- Cohen, R. (2000): History of Life, Third Edition, Malden, MA: Blackwell Scientific.
- Cohen, K.M., S. Finney, and P.L. Gibbard (2015): International Chronostratigraphic Chart, International Commission on Stratigraphy, www.stratigraphy.org, accessed December 7, 2015.
- Craft, B.C. and M.F. Hawkins, revised by R.E. Terry (1991): Applied Petroleum Reservoir Engineering, Second Edition, Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall.
- Dahlberg, E.C. (1975): «Relative Effectiveness of Geologists and Computers in Mapping Potential Hydrocarbon Exploration Targets,» *Mathematical Geology*, 7, 373–394.
- Dake, L.P. (2001): The Practice of Reservoir Engineering, Revised Edition, Amsterdam: Elsevier.
- Dandekar, A.Y. (2013): Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties, Second Edition, Boca Raton, FL: CRC Press.
- Denehy, D. (2011): Fundamentals of Petroleum, Fifth Edition, Austin, TX: Petroleum Extension Service (PETEX).
- Donnelly, J. (September 2014): «Community Engagement,» *Journal of Petroleum Technology*, 66 (9), 18.
- Dorn, G.A. (September 1998): «Modern 3-D Seismic Interpretation,» *The Leading Edge*, 17, Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 1262–1283.
- van Dyke, K. (1997): Fundamentals of Petroleum, Fourth Edition, Austin, TX: Petroleum Extension Service (PETEX).
- Earlougher, R.C., Jr. (1977): Advances in Well Test Analysis, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Ebanks, W.J., Jr. (1987): «Flow Unit Concept – Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects,» paper presented at the AAPG Annual Meeting, Los Angeles, CA, USA, AAPG Bulletin, 71 (5), 551–552.
- Ebanks, W.J., Jr., M.H. Scheihing, and C.D. Atkinson (1993): «Flow Units for Reservoir Characterization,» *Development Geology Reference Manual*, Edited by D. Morton- Thompson and A.M. Woods, AAPG Methods in Exploration Series, Number 10, Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, pp. 282–285.
- Economides, M.J., A.D. Hill, C. Ehlig-Economides, and D. Zhu (2013): Petroleum Production Systems, Second Edition, Upper Saddle River, NJ: Prentice-Hall.
- Ertekin, T., J.H. Abou-Kassem, and G.R. King (2001): Basic Applied Reservoir Simulation, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Fancher, G.H. and J.A. Lewis (1933): «Flow of Simple Fluids through Porous Materials,» *Industrial & Engineering Chemistry*, 25, 1139–1147.
- Fanchi, J.R. (1990): «Calculation of Parachors for Compositional Simulation: An Update,» *Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering*, 5 (3), 433–436.
- Fanchi, J.R. (2004): Energy: Technology and Directions for the Future, Boston, MA: Elsevier-Academic Press.
- Fanchi, J.R. (2006): Math Refresher for Scientists and Engineers, Third Edition, New York: John Wiley & Sons.
- Fanchi, J.R. (2009): «Embedding a Petroelastic Model in a Multipurpose Flow Simulator to Enhance the Value of 4D Seismic,» SPE Reservoir Simulation Symposium, the Woodlands, TX, USA, February 2–4, 2009, subsequently published in *SPE Reservoir Evaluation and Engineering Journal*, 13 (February 2010), 37–43.
- Fanchi, J.R. (2010): Integrated Reservoir Asset Management, Burlington, MA: Elsevier-Gulf Professional Publishing.
- Fanchi, J.R. (2011a): «Flow Modeling Workflow: I. Green Fields,» *Journal of Petroleum Science and Engineering* 79, 54–57.
- Fanchi, J.R. (2011b): «Flow Modeling Workflow: II. Brown Fields,» *Journal of Petroleum Science and Engineering* 79, 58–63.

- Fanchi, J.R. and C.J. Fanchi (2015): «The Role of Oil and Natural Gas in the Global Energy Mix,» Volume 3: Oil and Natural Gas, in Compendium of Energy Science and Technology (12 Volumes), Edited by R. Prasad, S. Kumar, and U.C. Sharma. New Delhi: Studium Press.
- Fanchi, J.R. and C.J. Fanchi (2016): Energy in the 21st Century, Fourth Edition; Singapore: World Scientific.
- Fanchi, J.R., N.C. Duane, C.J. Hill, and H.B. Carroll, Jr. (1983): «An Evaluation of the Wilmington Field Micellar-Polymer Project,» Report DOE/BC/10033-8, Bartlesville, OK:
- U.S. Department of Energy.
- Fanchi, J.R., M.J. Cooksey, K.M. Lehman, A. Smith, A.C. Fanchi, and C.J. Fanchi (September 2013):»Probabilistic Decline Curve Analysis of Barnett, Fayetteville, Haynesville, and Woodford Gas Shales,» Journal of Petroleum Science and Engineering 109, 308–311.
- Gaddy, D.E. (April 1999): «Coalbed Methane Production Shows Wide Range of Variability,» Oil & Gas Journal, 97 (17), 41–42.
- Gassmann, F. (1951): «Elastic Waves through a Packing of Spheres,» Geophysics, 16, 673–685.
- Gilman, J.R. and C. Ozgen (2013): Reservoir Simulation: History Matching and Forecasting, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Gluyas, J. and R. Swarbrick (2004): Petroleum Geoscience, Malden, MA: Blackwell Publishing.
- Govier, G.W., Editor (1978): Theory and Practice of the Testing of Gas Wells, Calgary: Energy Resources Conservation Board.
- Gradstein, F.M., J.G. Ogg, M.D. Schmitz, (2012): The Geologic Time Scale 2012, Boston, MA: Elsevier.
- Gunter, G.W., J.M. Finneran, D.J. Hartmann, and J.D. Miller (1997): Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method, Paper SPE 38679, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Halbouty, M.T. (2000): «Exploration into the New Millennium,» presented to the Second Wallace E. Pratt Memorial Conference on Petroleum Provinces of the 21st Century, San Diego, CA, USA, January 12–15, 2000; Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, <http://archives.datapages.com/data/bulletns/1999/12dec/2033/images/halbouty.pdf>, accessed May 12, 2016.
- Haldorsen, H.H. and L.W. Lake (1989): «A New Approach to Shale Management in Field- Scale Models,» Reservoir Characterization 2, SPE Reprint Series #27, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Hanks, T.C. and H. Kanamori (1978): «A Moment Magnitude Scale,» Journal of Geophysical Research, 84, 2348–2350.
- Hibbeler, R.C. (2011): Mechanics of Materials, Eighth Edition, Boston, MA: Prentice Hall.
- Hirsche, K., J. Porter-Hirsche, L. Mewhort, and R. Davis (March 1997): «The Use and Abuse of Geostatistics,» The Leading Edge, 16 (3), 253–260.
- Holditch, S.A. (2007): «Chapter 7: Tight Gas Reservoirs,» Petroleum Engineering Handbook, Volume 6: Emerging and Peripheral Technologies, Edited by H.R. Warner, Jr., Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Editor-In-Chief L.W. Lake.
- Holditch, S.A. (2013): «Unconventional Oil and Gas Resource Development – Let's Do It Right,» Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 1–2, 2–8.
- Hornbach, M.J., H.R. DeShon, W.L. Ellsworth, B.W. Stump, C. Hayward, C. Frohlich, H.R. Oldham, J.E. Olson, M.B. Magnani, C. Brokaw, and J.H. Luetgert (2015): «Causal Factors for Seismicity near Azle, Texas,» Nature Communications, 6, 6728.
- Horne, R.N. (1995): Modern Well Test Analysis, Palo Alto, CA: Petroway.
- Hubbert, M.K. (1956): «Nuclear Energy and the Fossil Fuels,» American Petroleum Institute Drilling and Production Practice, Proceedings of the Spring Meeting, San Antonio, pp. 7–25.
- Hyne, N.J. (2012): Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling & Production, Third Edition, Tulsa, OK: PennWell.
- IER Levelized Costs, 2011, «Levelized Cost of New Electricity Generating Technologies,» Annual Energy Outlook, <http://instituteforenergyresearch.org/analysis/levelized-cost-of-new-electricity-generating-technologies/>, accessed June 4, 2012.
- Jacobs, T. (2014): «Studying the Source of Methane Migration into Groundwater,» Journal of Petroleum Technology, 66 (12), 42–51.
- Jenkins, C., D. Freyder, J. Smith, and G. Starley (2007): «Chapter 6: Coalbed Methane» Petroleum Engineering Handbook, Volume 6: Emerging and Peripheral Technologies, Edited by H.R. Warner, Jr., Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Editor-In- Chief L.W. Lake.
- Johnston, D.C. (2006): «Stretched Exponential Relaxation Arising from a Continuous Sum of Exponential Decays,» Physical Review B, 74, 184430.

- Johnston, D.H., Editor (2010): *Methods and Applications in Reservoir Geophysics*, Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysics.
- Kelkar, M. (2000): «Application of Geostatistics for Reservoir Characterization – Accomplish ments and Challenges,» *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 59, 25–29.
- King, G.R. (2012): «Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells,» Paper SPE 152596, first presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, February 6–8, 2012, The Woodlands, TX, USA.
- King, G.R., W. David, T. Tokar, W. Pope, S.K. Newton, J. Wadowsky, M.A. Williams,
- R. Murdoch, and M. Humphrey (April 2002): «Takula Field: Data Acquisition, Interpretation, and Integration for Improved Simulation and Reservoir Management,» *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 5 (2), 135–145.
- Kuuskraa, V.A. and C.F. Brandenburg (October 1989): «Coalbed Methane Sparks a New Energy Industry,» *Oil & Gas Journal*, 87 (41), 49.
- Kuuskraa, V.A. and G.C. Bank (December 2003): «Gas from Tight Sands, Shales a Growing Share of U.S. Supply,» *Oil & Gas Journal*, 101 (47), 34–43.
- Lake, L.W. (1989): *Enhanced Oil Recovery*, Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.
- Lake, L.W. and J.L. Jensen (1989): «A Review of Heterogeneity Measures Used in Reservoir Characterization,» Paper SPE 20156, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Lee, J. (2007): «Chapter 8: Fluid Flow through Permeable Media,» *Petroleum Engineering Handbook, Volume 5: Reservoir Engineering and Petrophysics*, Edited by E.D. Holstein, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Editor-In-Chief L.W. Lake.
- Levin, H.L. (1991): *The Earth Through Time*, Fourth Edition, New York: Saunders College Publishing.
- Makogon, Y.F., W.A. Dunlap, and S.A. Holditch (1997): «Recent Research on Properties of Gas Hydrates,» Paper OTC 8299, presented at the 1997 Offshore Technology Conference, Houston, TX, USA, May 5–8, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Masters, J.A. (1979): «Deep Basin Gas Trap, Western Canada,» *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 63 (2), 152–181.
- Mattax, C.C. and R.L. Dalton (1990): *Reservoir Simulation*, SPE Monograph #13, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Matthews, C.S. and D.G. Russell (1967): *Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Mavko, G., T. Mukerji, and J. Dvorkin (2009): *The Rock Physics Handbook*, Second Edition, Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- Mavor, M., T. Pratt, and R. DeBruyn (April 1999): «Study Quantifies Powder River Coal Seam Properties,» *Oil & Gas Journal*, 97 (17), 35–40.
- McCain, W.D., Jr. (1990): *The Properties of Petroleum Fluids*, Second Edition, Tulsa, OK: PennWell.
- McGlade, V.A., J. Speirs, and S. Sorrell (2013): «Unconventional Gas – A Review of Regional and Global Resource,» *Energy*, 55, 571–584.
- McGuire, W.J. and V.J. Sikora, (October 1960): «The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity,» *Journal of Petroleum Technology*, 12 (10), 72–74.
- Mitchell, R.F. and S.Z. Miska (2010): *Fundamentals of Drilling Engineering*, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Offshore Staff (September 1998): «Refurbishment/Abandonment,» *Offshore Magazine*, pp. 148 and 186.
- Olsen, T. (May 2014): «An Oil Refinery Walk-Through,» *Chemical Engineering Progress*, 34–40, <http://www.aiche.org/resources/publications/cep/2014/may/oil-refinery-walk-through>, accessed May 12, 2016.
- Otott, G.E. Jr. and D.D. Clark (1996): «History of the Wilmington Field – 1986–1996,» in *Old Oil Fields and New Life: A Visit to the Giants of the Los Angeles Basin*, Bakersfield, CA: AAPG Pacific Section (2007), pp. 17–22, <http://www.searchanddiscovery.com/documents/2007/07014priority/fields%20of%20la%20basin/17.pdf>, accessed September 28, 2015.
- Peaceman, D.W. (June 1978): «Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation,» *Society of Petroleum Engineering Journal*, 18 (3), 183–194.
- Peaceman, D.W. (June 1983): «Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation with Non-square Grid Blocks and Anisotropic Permeability,» *Society of Petroleum Engineering Journal*, 23, 531–543.

- Pedersen, K.S., A. Fredenslund, and P. Thomassen (1989): Properties of Oil and Natural Gases, Houston, TX: Gulf Publishing.
- Pennington, W.D. (2001): «Reservoir Geophysics,» *Geophysics*, 66, 25–30.
- Pennington, W.D. (2007): «Chapter 1: Reservoir Geophysics,» *Petroleum Engineering Handbook, Volume 6: Emerging and Peripheral Technologies*, Edited by H.R. Warner, Jr., Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Editor-In-Chief L.W. Lake.
- Petalas, N. and K. Aziz (June 2000): «A Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes,» *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 23 (3), 43–55.
- Phillips, J.C. (1996): «Stretched Exponential Relaxation in Molecular and Electronic Glasses,» *Reports of Progress in Physics*, 59, 1133–1207.
- Pletcher, J.L. (February 2002): «Improvements to Reservoir Material Balance Methods,» *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 5 (1), 49–59.
- Press, F. and R. Siever (2001): Understanding Earth, Third Edition, San Francisco, CA: W.H. Freeman and Company.
- Raymond, M.S. and W.L. Leffler (2006): Oil and Gas Production in Nontechnical Language, Tulsa, OK: PennWell.
- Raza, S.H. (1992): «Data Acquisition and Analysis for Efficient Reservoir Management,» *Journal of Petroleum Technology*, 44 (4), 466–468.
- Reynolds, S.J., J.K. Johnson, M.M. Kelly, P.J. Morin, and C.M. Carter (2008): Exploring Geology, Boston, MA: McGraw-Hill.
- Richardson, J.G., J.B. Sangree, and R.M. Sneider (1987): «Applications of Geophysics to Geologic Models and to Reservoir Descriptions,» *Journal of Petroleum Technology*, 39 (7), 753–755.
- Richter, C.F. (January 1935): «An Instrumental Earthquake Magnitude Scale,» *Bulletin of the Seismological Society of America*, 25 (1), 1–32.
- Ridley, M. (1996): Evolution, Second Edition, Cambridge, MA: Blackwell Science. Rubinstein, J.L. and A.B. Mahani (July/August 2015): «Myths and Facts on Wastewater Injection, Hydraulic Fracturing, Enhanced Oil Recovery, and Induced Seismicity,» *Seismological Research Letters*, 86 (4), 1–8.
- Ruppel, C. D. (2011): «Methane Hydrates and Contemporary Climate Change,» *Nature Education Knowledge*, 3 (10), 29.
- Saleri, N.G. (2002): «‘Learning’ Reservoirs: Adapting to Disruptive Technologies,» *Journal of Petroleum Technology*, 54 (3), 57–60.
- Saleri, N.G. (2005): «Reservoir Management Tenets: Why They Matter to Sustainable Supplies,» *Journal of Petroleum Technology*, 57 (1), 28–30.
- Satter, A., G.M. Iqbal, and J.L. Buchwalter (2008): Practical Enhanced Reservoir Engineering, Tulsa, OK: PennWell.
- Schechter, R.S. (1992): «Chapter 3: Chemical and Mechanical Properties of Injected Fluids,» *Oil Well Stimulation*, Englewood Cliffs, NJ, Prentice Hall.
- Schilthuis, R.D. (1936): «Active Oil and Reservoir Energy,» *Transactions of the AIME*, 118, 33 ff.
- Schön, J.H. (1996): Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics, Volume 18, New York: Elsevier.
- Seitz, T. and K. Yanosek (March 2015): «Management: Navigating in Deep Water: Greater Rewards through Narrower Focus,» *Journal of Petroleum Technology*, 67 (3), 82.
- Selley, R.C. (1998): Elements of Petroleum Geology, Second Edition, San Diego, CA: Academic Press.
- Selley, R.C. and S.A. Sonnenberg (2015): Elements of Petroleum Geology, Third Edition, San Diego, CA: Academic Press.
- Sheriff, R.E. (1992): Reservoir Geophysics, Investigations in Geophysics, Number 7, Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists.
- Simon, A.D. and E.J. Petersen (1997): Reservoir Management of the Prudhoe Bay Field, Paper SPE 38847, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Sloan, E.D. (2006): «Chapter 11: Phase Behavior of H₂O + Hydrocarbon Systems,» *Petroleum Engineering Handbook, Volume 1: General Engineering*, Edited by J.R. Fanchi, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Editor-In-Chief L.W. Lake.
- Sloan, E.D. (2007): «Chapter 11: Hydrate Emerging Technologies,» *Petroleum Engineering Handbook, Volume 6: Emerging and Peripheral Technologies*, Edited by H.R. Warner, Jr., Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Editor-In-Chief L.W. Lake.
- Snyder, D.J. and R. Seale (2011): «Optimization of Completions in Unconventional Reservoirs for Ultimate Recovery Case Studies,» Paper SPE 143066, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.

- SPE-PRMS (2011): «SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System,» Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, <http://www.spe.org/spe-app/spe/> industry/reserves/ accessed July 15, 2015.
- Steward, D.B. (2013): «George P. Mitchell and the Barnett Shale,» *Journal of Petroleum Technology*, 65 (11), 58–68.
- Stone, H.L. (1973): «Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Oil Data,» *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 12 (4), 53ff.
- Sutton, R.P. (2006): «Chapter 6: Oil System Correlations,» *Petroleum Engineering Handbook, Volume 1: General Engineering*, Edited by J.R. Fanchi, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Editor-In-Chief L.W. Lake.
- Szabo, D.J. and K.O. Meyers (1993): Prudhoe Bay: Development History and Future Potential, Paper SPE 25053, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Tatham, R.H. and M.D. McCormack (1991): *Multicomponent Seismology in Petroleum Exploration*, Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists.
- Tearpock, D.J. and J.C. Brenneke (December 2001): «Multidisciplinary Teams, Integrated Software for Shared Earth Modeling Key E&P Success,» *Oil and Gas Journal*, 99 (50), 84–88.
- Telford, W.M., L.P. Geldart, and R.E. Sheriff (1990): *Applied Geophysics*, Second Edition, New York: Cambridge University Press.
- Terry, R.E., M.J. Michnick, and S. Vossoughi (1981): *Manual for Tracer Test Design and Evaluation*, Institute of Mineral Resources Research, University of Kansas, Lawrence, KS.
- Tiab, D. and E.C. Donaldson (2011): *Petrophysics*, Third Edition, Boston, MA: Elsevier.
- Toronyi, R.M. and N.G. Saleri (1989): «Engineering Control in Reservoir Simulation: Part II,» Paper SPE 17937, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Towler, B.F. (2002): *Fundamental Principles of Reservoir Engineering SPE Textbook Series, Volume 8*, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Towler, B.F. (2006): «Chapter 5: Gas Properties,» *Petroleum Engineering Handbook, Volume 1: General Engineering*, Edited by J.R. Fanchi, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Editor-In-Chief L.W. Lake.
- United States Geological Survey (USGS) (2013): Historical, USGS, <http://pubs.usgs.gov/gip/dynamic/historical.html>, accessed April 23, 2016.
- US EIA (2001): Annual Energy Review, Appendix F, United States Energy Information Agency, <http://www.eia.doe.gov/>, accessed April 8, 2016.
- US EIA (2011): Shale Gas Map, United States Energy Information Agency, http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shale_gas.jpg, accessed August 18, 2015.
- US EIA (2013): Petroleum: United States Energy Information Agency, <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=5&pid=5&aid=2&cid=regions&syid=1980&eyid=2010&unit=TBPD>, accessed August 17, 2015.
- US EIA (2015): US Annual Energy Overview, United States Energy Information Agency, <http://www.eia.gov/beta/ME/R/?tbl=T01.01#/?f=A&start=1949&end=2014&charted=4-6-7-14>, accessed August 18, 2015.
- Valkó, P.P. and W.J. Lee (2010): A Better Way to Forecast Production from Unconventional Gas Wells, Paper SPE 134231, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Vysokov, M.S. (1996): *A Brief History of Sakhalin and the Kurils*, Yuzhno-Sakhalinsk: Sakhalin Book Publishing House/LIK.
- Walker, G.J. and H.S. Lane (2007): Assessing the Accuracy of History Match Predictions and the Impact of Time-Lapse Seismic Data: A Case Study for the Harding Reservoir, Paper SPE 106019, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Wang, Z. (2000): «Dynamic versus Static Elastic Properties of Reservoir Rocks,» *Seismic and Acoustic Velocities in Reservoir Rocks, Volume 3, Recent Developments*, Edited by Z. Wang and A. Nur. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, pp. 145–158.
- Warpinski, N.R., J. Du, and U. Zimmer (2012): «Measurements of Hydraulic-Fracture-Induced Seismicity in Gas Shales,» *SPE Production & Operations Journal*, 27, 240–252.
- Weingarten, M., S. Ge, J.W. Godt, B.A. Bekins, and J.L. Rubinstein (June 2015): «High-rate Injection is Associated with the Increase in U.S. Mid-continent Seismicity,» *Science*, 348 (6241), 1336–1340.
- Welge, H. (1952): «A Simplified Method for Computing Oil Recoveries by Gas or Water Drive,» *Transactions American Institute of Mechanical Engineers*, 195, 91–98.
- Westlake, D.W.S. (1999): «Bioremediation, Regulatory Agencies, and Public Acceptance of this Technology,» *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38, 48–50.
- Wigley, T.M.L., R. Richels, and J.A. Edmonds (January 1996): «Economic and Environmental Choices in the Stabilization of Atmospheric CO₂ Concentrations,» *Nature*, 379, 240–243.
- Wilkinson, A.J. (September 1997): «Improving Risk-Based Communications and Decision Making,» *Journal of*

- Petroleum Technology, 49 (9), 936–943.
- Williams, M.A., J.F. Keating, and M.F. Barghouty (April 1998): «The Stratigraphic Method: A Structured Approach to History-Matching Complex Simulation Models,» SPE Reservoir Evaluation and Engineering Journal, 1 (2), 169–176.
- Williams, M.C., V.L. Leighton, A.A. Vassilou, H. Tan, T. Nemeth, V.D. Cox, and D.L. Howlett (1997): «Crosswell Seismic Imaging: A Technology Whose Time Has Come?» The Leading Edge, 16 (3), 285–291.
- Wilson, M.J. and J.D. Frederick (1999): Environmental Engineering for Exploration and Production Activities, SPE Monograph Series, Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Wittick, T. (July 2000): «Exploration vs. Development Geophysics: Why is Development Geophysics so much more Quantitative?» Oil and Gas Journal, 98 (31), 29–32.
- Wood, H.O. and J.A. Anderson (1925): «Description and Theory of the Torsion Seismometer,» Bulletin of the Seismological Society of America, 15, 1–14.
- Yellig, W.F. and R.S. Metcalfe (1980) «Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures,» Society of Petroleum Engineers Journal, 32(1): 160–168.
- Yergin, D. (1992): The Prize, New York: Simon and Schuster.
- Yergin, D. (2011): The Quest: Energy, Security, and the Remaking of the Modern World, New York: Penguin.

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- абсолютная проницаемость, 81, 89, 96, 98
накопление, 2, 46, 47, 111
акустическое
 сопротивление, 124-126, 129, 131, 135
 каротаж, 167-169, 182, 183
кислотная обработка, 185, 193
AFE см. Разрешение на осуществление затрат (AFE),
 алгоритм, 133
 распределение, 242
 межтрубный противовыбросный
 превентор, 149
затрубное пространство, 149, 151, 154, 159, 188, 202, 285
антропогенное изменение климата, 16, 18, 19, 23
API (АНИ), 5, 6, 21, 34, 53, 56-57, 278, 279, 282
водоносный горизонт, 3 8, 21, 47, 257, 260,
 261, 265, 279, 280
Арчи, 173, 178, 182
эффективность вытеснения по площади, 10, 11, 21
насосно-капрессорная эксплуатация, 202
асфальты, 193
разрешение расходов (AFE), 150,
 158, 185, 204
осевое напряжение, 212
бассейн, 111
КНБК, см. компоновка низа бурильной колонны
нефтяное топливо, 5, 22, 49, 50, 64, 65
глухая плашка, 148
противовыбросовый превентор (BOP), 148, 149, 151, 153, 223
BOP см. противовыбросовый превентор, демонтаж
буровой колонны, 195
моделирование скважины, 164, 174, 175
компоновка низа бурильной колонны (КНБК), 143, 146, 151, 157, 175, 176
границы, 6, 86, 103, 109, 165, 227, 236, 246
граничные условия, 230, 241
прорыв, 92-95, 98, 265, 266, 281
вторичные объекты, 274, 276, 289
пузырьковая карта, 249, 267, 268
давление насыщения нефти газом, 50, 61, 62, 64, 65, 263, 264, 266
Бакли-Леверетт, 92, 95
объемная плотность, 43, 124, 125, 131, 135, 168, 183, 121, 122, 131, 132, 135, 136, 182
том 43, 68-71, 116, 131, 133, 169, 288
ударно-канатный инструмент, 138
CAES (аккумулирование энергии с помощью сжатого воздуха), 3
калибровка, 129
кавернограмма, 162, 182, 195
CAPEX (капитальные затраты), 12
капиллярное давление, 84-87, 91, 92
карбонаты, 113, 164, 195
картезианский, 246
каротаж в обсаженном стволе, 164
финансовый поток, 11-13, 21
обсадная колонна
 устье, 148, 151, 205
 промежуточный, 153, 154, 159, 188
производство, 149, 152-154, 158, 159, 188, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 258, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 300, 301, 302, 303, 304, 305, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 312, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 321, 322, 323, 324, 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333, 334, 335, 336, 337, 338, 339, 340, 341, 342, 343, 344, 345, 346, 347, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369, 370, 371, 372, 373, 374, 375, 376, 377, 378, 379, 380, 381, 382, 383, 384, 385, 386, 387, 388, 389, 390, 391, 392, 393, 394, 395, 396, 397, 398, 399, 400, 401, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 413, 414, 415, 416, 417, 418, 419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432, 433, 434, 435, 436, 437, 438, 439, 440, 441, 442, 443, 444, 445, 446, 447, 448, 449, 450, 451, 452, 453, 454, 455, 456, 457, 458, 459, 460, 461, 462, 463, 464, 465, 466, 467, 468, 469, 470, 471, 472, 473, 474, 475, 476, 477, 478, 479, 480, 481, 482, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 493, 494, 495, 496, 497, 498, 499, 500, 501, 502, 503, 504, 505, 506, 507, 508, 509, 510, 511, 512, 513, 514, 515, 516, 517, 518, 519, 520, 521, 522, 523, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539, 540, 541, 542, 543, 544, 545, 546, 547, 548, 549, 550, 551, 552, 553, 554, 555, 556, 557, 558, 559, 550, 551, 552, 553, 554, 555, 556, 557, 558, 559, 560, 561, 562, 563, 564, 565, 566, 567, 568, 569, 570, 571, 572, 573, 574, 575, 576, 577, 578, 579, 570, 571, 572, 573, 574, 575, 576, 577, 578, 579, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 588, 589, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 588, 589, 590, 591, 592, 593, 594, 595, 596, 597, 598, 599, 590, 591, 592, 593, 594, 595, 596, 597, 598, 599, 600, 601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 609, 600, 601, 602, 603, 604, 605, 606, 607, 608, 609, 610, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 610, 611, 612, 613, 614, 615, 616, 617, 618, 619, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 629, 620, 621, 622, 623, 624, 625, 626, 627, 628, 629, 630, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 638, 639, 630, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 638, 639, 640, 641, 642, 643, 644, 645, 646, 647, 648, 649, 640, 641, 642, 643, 644, 645, 646, 647, 648, 649, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 650, 651, 652, 653, 654, 655, 656, 657, 658, 659, 660, 661, 662, 663, 664, 665, 666, 667, 668, 669, 660, 661, 662, 663, 664, 665, 666, 667, 668, 669, 670, 671, 672, 673, 674, 675, 676, 677, 678, 679, 670, 671, 672, 673, 674, 675, 676, 677, 678, 679, 680, 681, 682, 683, 684, 685, 686, 687, 688, 689, 680, 681, 682, 683, 684, 685, 686, 687, 688, 689, 690, 691, 692, 693, 694, 695, 696, 697, 698, 699, 690, 691, 692, 693, 694, 695, 696, 697, 698, 699, 700, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 708, 709, 700, 701, 702, 703, 704, 705, 706, 707, 708, 709, 710, 711, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 718, 719, 710, 711, 712, 713, 714, 715, 716, 717, 718, 719, 720, 721, 722, 723, 724, 725, 726, 727, 728, 729, 720, 721, 722, 723, 724, 725, 726, 727, 728, 729, 730, 731, 732, 733, 734, 735, 736, 737, 738, 739, 730, 731, 732, 733, 734, 735, 736, 737, 738, 739, 740, 741, 742, 743, 744, 745, 746, 747, 748, 749, 740, 741, 742, 743, 744, 745, 746, 747, 748, 749, 750, 751, 752, 753, 754, 755, 756, 757, 758, 759, 750, 751, 752, 753, 754, 755, 756, 757, 758, 759, 760, 761, 762, 763, 764, 765, 766, 767, 768, 769, 760, 761, 762, 763, 764, 765, 766, 767, 768, 769, 770, 771, 772, 773, 774, 775, 776, 777, 778, 779, 770, 771, 772, 773, 774, 775, 776, 777, 778, 779, 780, 781, 782, 783, 784, 785, 786, 787, 788, 789, 780, 781, 782, 783, 784, 785, 786, 787, 788, 789, 790, 791, 792, 793, 794, 795, 796, 797, 798, 799, 790, 791, 792, 793, 794, 795, 796, 797, 798, 799, 800, 801, 802, 803, 804, 805, 806, 807, 808, 809, 800, 801, 802, 803, 804, 805, 806, 807, 808, 809, 810, 811, 812, 813, 814, 815, 816, 817, 818, 819, 810, 811, 812, 813, 814, 815, 816, 817, 818, 819, 820, 821, 822, 823, 824, 825, 826, 827, 828, 829, 820, 821, 822, 823, 824, 825, 826, 827, 828, 829, 830, 831, 832, 833, 834, 835, 836, 837, 838, 839, 830, 831, 832, 833, 834, 835, 836, 837, 838, 839, 840, 841, 842, 843, 844, 845, 846, 847, 848, 849, 840, 841, 842, 843, 844, 845, 846, 847, 848, 849, 850, 851, 852, 853, 854, 855, 856, 857, 858, 859, 850, 851, 852, 853, 854, 855, 856, 857, 858, 859, 860, 861, 862, 863, 864, 865, 866, 867, 868, 869, 860, 861, 862, 863, 864, 865, 866, 867, 868, 869, 870, 871, 872, 873, 874, 875, 876, 877, 878, 879, 870, 871, 872, 873, 874, 875, 876, 877, 878, 879, 880, 881, 882, 883, 884, 885, 886, 887, 888, 889, 880, 881, 882, 883, 884, 885, 886, 887, 888, 889, 890, 891, 892, 893, 894, 895, 896, 897, 898, 899, 890, 891, 892, 893, 894, 895, 896, 897, 898, 899, 900, 901, 902, 903, 904, 905, 906, 907, 908, 909, 900, 901, 902, 903, 904, 905, 906, 907, 908, 909, 910, 911, 912, 913, 914, 915, 916, 917, 918, 919, 910, 911, 912, 913, 914, 915, 916, 917, 918, 919, 920, 921, 922, 923, 924, 925, 926, 927, 928, 929, 920, 921, 922, 923, 924, 925, 926, 927, 928, 929, 930, 931, 932, 933, 934, 935, 936, 937, 938, 939, 930, 931, 932, 933, 934, 935, 936, 937, 938, 939, 940, 941, 942, 943, 944, 945, 946, 947, 948, 949, 940, 941, 942, 943, 944, 945, 946, 947, 948, 949, 950, 951, 952, 953, 954, 955, 956, 957, 958, 959, 950, 951, 952, 953, 954, 955, 956, 957, 958, 959, 960, 961, 962, 963, 964, 965, 966, 967, 968, 969, 960, 961, 962, 963, 964, 965, 966, 967, 968, 969, 970, 971, 972, 973, 974, 975, 976, 977, 978, 979, 970, 971, 972, 973, 974, 975, 976, 977, 978, 979, 980, 981, 982, 983, 984, 985, 986, 987, 988, 989, 980, 981, 982, 983, 984, 985, 986, 987, 988, 989, 990, 991, 992, 993, 994, 995, 996, 997, 998, 999, 990, 991, 992, 993, 994, 995, 996, 997, 998, 999, 1000, 1001, 1002, 1003, 1004, 1005, 1006, 1007, 1008, 1009, 1000, 1001, 1002, 1003, 1004, 1005, 1006, 1007, 1008, 1009, 1010, 1011, 1012, 1013, 1014, 1015, 1016, 1017, 1018, 1019, 1010, 1011, 1012, 1013, 1014, 1015, 1016, 1017, 1018, 1019, 1020, 1021, 1022, 1023, 1024, 1025, 1026, 1027, 1028, 1029, 1020, 1021, 1022, 1023, 1024, 1025, 1026, 1027, 1028, 1029, 1030, 1031, 1032, 1033, 1034, 1035, 1036, 1037, 1038, 1039, 1030, 1031, 1032, 1033, 1034, 1035, 1036, 1037, 1038, 1039, 1040, 1041, 1042, 1043, 1044, 1045, 1046, 1047, 1048, 1049, 1040, 1041, 1042, 1043, 1044, 1045, 1046, 1047, 1048, 1049, 1050, 1051, 1052, 1053, 1054, 1055, 1056, 1057, 1058, 1059, 1050, 1051, 1052, 1053, 1054, 1055, 1056, 1057, 1058, 1059, 1060, 1061, 1062, 1063, 1064, 1065, 1066, 1067, 1068, 1069, 1060, 1061, 1062, 1063, 1064, 1065, 1066, 1067, 1068, 1069, 1070, 1071, 1072, 1073, 1074, 1075, 1076, 1077, 1078, 1079, 1070, 1071, 1072, 1073, 1074, 1075, 1076, 1077, 1078, 1079, 1080, 1081, 1082, 1083, 1084, 1085, 1086, 1087, 1088, 1089, 1080, 1081, 1082, 1083, 1084, 1085, 1086, 1087, 1088, 1089, 1090, 1091, 1092, 1093, 1094, 1095, 1096, 1097, 1098, 1099, 1090, 1091, 1092, 1093, 1094, 1095, 1096, 1097, 1098, 1099, 1100, 1101, 1102, 1103, 1104, 1105, 1106, 1107, 1108, 1109, 1100, 1101, 1102, 1103, 1104, 1105, 1106, 1107, 1108, 1109, 1110, 1111, 1112, 1113, 1114, 1115, 1116, 1117, 1118, 1119, 1110, 1111, 1112, 1113, 1114, 1115, 1116, 1117, 1118, 1119, 1120, 1121, 1122, 1123, 1124, 1125, 1126, 1127, 1128, 1129, 1120, 1121, 1122, 1123, 1124, 1125, 1126, 1127, 1128, 1129, 1130, 1131, 1132, 1133, 1134, 1135, 1136, 1137, 1138, 1139, 1130, 1131, 1132, 1133, 1134, 1135, 1136, 1137, 1138, 1139, 1140, 1141, 1142, 1143, 1144, 1145, 1146, 1147, 1148, 1149, 1140, 1141, 1142, 1143, 1144, 1145, 1146, 1147, 1148, 1149, 1150, 1151, 1152, 1153, 1154, 1155, 1156, 1157, 1158, 1159, 1150, 1151, 1152, 1153, 1154, 1155, 1156, 1157, 1158, 1159, 1160, 1161, 1162, 1163, 1164, 1165, 1166, 1167, 1168, 1169, 1160, 1161, 1162, 1163, 1164, 1165, 1166, 1167, 1168, 1169, 1170, 1171, 1172, 1173, 1174, 1175, 1176, 1177, 1178, 1179, 1170, 1171, 1172, 1173, 1174, 1175, 1176, 1177, 1178, 1179, 1180, 1181, 1182, 1183, 1184, 1185, 1186, 1187, 1188, 1189, 1180, 1181, 1182, 1183, 1184, 1185, 1186, 1187, 1188, 1189, 1190, 1191, 1192, 1193, 1194, 1195, 1196, 1197, 1198, 1199, 1190, 1191, 1192, 1193, 1194, 1195, 1196, 1197, 1198, 1199, 1200, 1201, 1202, 1203, 1204, 1205, 1206, 1207, 1208, 1209, 1200, 1201, 1202, 1203, 1204, 1205, 1206, 1207, 1208, 1209, 1210, 1211, 1212, 1213, 1214, 1215, 1216, 1217, 1218, 1219, 1210, 1211, 1212, 1213, 1214, 1215, 1216, 1217, 1218, 1219, 1220, 1221, 1222, 1223, 1224, 1225, 1226, 1227, 1228, 1229, 1220, 1221, 1222, 1223, 1224, 1225, 1226, 1227, 1228, 1229, 1230, 1231, 1232, 1233, 1234, 1235, 1236, 1237, 1238, 1239, 1230, 1231, 1232, 1233, 1234, 1235, 1236, 1237, 1238, 1239, 1240, 1241, 1242, 1243, 1244, 1245, 1246, 1247, 1248, 1249, 1240, 1241, 1242, 1243, 1244, 1245, 1246, 1247, 1248, 1249, 1250, 1251, 1252, 1253, 1254, 1255, 1256, 1257, 1258, 1259, 1250, 1251, 1252, 1253, 1254, 1255, 1256, 1257, 1258, 1259, 1260, 1261, 1262, 1263, 1264, 1265, 1266, 1267, 1268, 1269, 1260, 1261, 1262, 1263, 1264, 1265, 1266, 1267, 1268, 1269, 1270, 1271, 1272, 1273, 1274, 1275, 1276, 1277, 1278, 1279, 1270, 1271, 1272, 1273, 1274, 1275, 1276, 1277, 1278, 1279, 1280, 1281, 1282, 1283, 1284, 1285, 1286, 1287, 1288, 1289, 1280, 1281, 1282, 1283, 1284, 1285, 1286, 1287, 1288, 1289, 1290, 1291, 1292, 1293, 1294, 1295, 129

компьютерная программа, 271
концентрация, 17, 18, 27, 52, 166, 192
конденсат, 61, 64, 203, 309
обсадная труба, 150, 153, 159, 225
конгломерат, 110, 113, 165, 272, 279
сохранение массы , 256
постоянное расширение состава, 61, 62
контактный угол, 84, 85
контур, 109
контракт, 150
условный, 7, 14, 15, 29, 30, 33, 68, 72, 110, 164, 241-243, 246, 276
керн
анализ, 114, 176, 249
лед, 18
образец, 21, 69, 81, 130, 161, 175, 176
боковая стенка, 176
всего, 175
кран, 223
крикодентерм, 48, 50, 64
критическая точка, 48, 50
перекрестная диаграмма, 2, 72, 74, 88, 101, 129, 167, 171, 172, 178, 179
кронблок, 141
кубический, 4, 6, 9, 29, 31, 35, 43, 51, 54, 55, 65, 288
шлам, 143, 145-147, 151, 152, 158, 161, 175
цилиндрический, 69, 73, 80, 81, 175, 187, 188, 195, 211-214, 225, 226, 293, 311

Определенная единица Дарси, 30
закон Дарси, 30, 71-77, 80, 96, 186, 230, 241, 266
данные
 сбор, 119, 129, 221
 интерпретация (сейсмическая), 130
 обработка (сейсмическая), 129, 130,
крепление неподвижного конца, 141
мертвая нефть, 58, 59
анализ кривой спада, 13, 249, 252-254, 267
оконтуривающая скважина, 6, 155
пропускная способность, 229, 237, 238, 242, 244-246
плотность,
 установленная, 5
каротажа, 43, 167, 168, 178, 179, 183
скважины, определенная, 219
глубина миграции, 130
глубина исследования, 164, 168, 169, 174
буровая вышка, 139, 141, 143, 221, 223
обусловленный, 256, 276
эксплуатационная скважина, 6
искривленная скважина, 156, 189
давление точки росы, 61, 64
дифференциальное высвобождение, 61, 62
уравнение диффузии, 229-231, 238 , 239
оцифровывание, 249

глубинный каротаж, 175
направленное бурение, 33, 157, 281
дисциплина, 1, 9, 113, 130,
учетная ставка, 12, 13
разведочная скважина, 6, 155, 158, 281
эффективность вытеснения, 8, 10, 11 21, 22
дистилляция, 295, 296, 299, 310, 311
нагнетательный поток, 205, 213, 291-294, 301, 306
дренаж площадь, 22, 79, 97, 114, 184, 197, 198, 227, 235, 241, 242
 радиус, 75, 96, 97, 187, 199, 240, 241
 снижение уровня, 96, 229, 240, 241, 248, 268
 лебедка, 139-141
буровое долото, 139, 143-146, 157, 159, 162, 175,
воротник бура, 143, 144, 152
бурильная труба, 138, 141, 143, 144,
 146-149, 151, 152, 157, 159,
тестирование колонны, 153
колонна, 141, 143, 144, 146, 152, 153, 160, 223
бурение
 направленное, 33, 157, 281
 увеличенная досягаемость, 158, 223
раствор, 139, 146-148, 151, 157, 158, 163, 165, 175, 176, 182, 186, 223
 права, 137
вытеснение комбинированное, 265
 расширение реликтовой воды и горной
 породы, 261, 266,
 газовая пробка, 264-265
 механизмы, 260-266, 276
 растворенный газ, 261, 263-266, 278
вода, 261, 264, 265
сухой газ, 49, 54, 266
Коэффициент Дикстры-Парсонса, 77, 78, 80, 81, 182
динамическая модель, 276, 288
магнитуда землетрясения, 122
экономика, 11, 13, 20, 94, 207, 219
эффективная проницаемость, 89, 96, 98, 99, 242
 давление, 133
электрический погружной насос (ESP), 202, 250
электродная плита, 170
возвышение, 70, 86, 87, 106, 174, 311
эмulsionия, 206
двигатель, 16, 139, 140, 160
повышение нефтеотдачи, 7
окружающая среда (и нефть), 16
уравнений состояния, 53, 55, 209, 241
равновесие, 208, 258
расчетная суммарная добыча (EUR), 113, 115, 255
расходы, 9, 12, 20 , 22, 221
разведочная геофизика, 128
разведочная скважина, 6
бурение с расширенным радиусом
действия (ERD), 158, 223
объекты

морские, 19, 221
береговые, 205
обработка, 2
хранилища, 206, 293
поверхность, 2, 7, 202, 203, 207, 225, 249, 266, 278, резкое снижение, 167, 226, 246
сдвиг, 19, 122, 123, 136, 277
ограниченный сбросами блок, 123, 136, 277
подача, 208, 210
пространственный монтаж сейсмических разрезов по сети профилей, 178, 179
ловить инструмент, 153, 302, 304
наполнение, определенное, 62
расчет наполнения, 208, 210, 211, 296, 298, 311
плавучая система нефтедобычи, хранения и выгрузки (FPO), 222
поток расход, 67, 68, 80, 129, 194, 207, 226-229, 234, 246, 247
многофазный, 83, 112, 216-217, 242
режим, 213, 215-217, 228
единицы, 110, 272
Промысловый трубопровод, 205, 207
жидкость
классификация, 4-6, 47-50
контакты, 163, 250, 274
распределение, 86
движение, 111, 153, 154
свойства, 2, 45, 51, 61, 63, 64, 83, 161, 163, 187, 216, 228, 271, 273
типа, 4, 5, 8, 218
расход жидкости 47, 218
формация
нарушение, 97, 163, 186, 190, 203, 204, 227, 228, 239,
объемный коэффициент, определенный, 10
отдельные фазы потока потоков, 90-94, 97
разлом, 19, 29, 30, 33, 43, 123, 194, 197 - 201, 204, 219, 285
длина разлома, 197, 198, 200
частота, доминирующая, 121, 126-128
Френель
радиус 128
зона, 127, 128
коэффициент трения, 215, 216, 226
гамма-луч, 164, 165, 167, 168, 170, 171, 174, 176, 179, 182
газовая пробка, 259, 260, 262, 264, 266, 267, 278, 279
газовый гидрат, 31, 46, 203
газожидкостное соотношение, 53
газо-нефтяное отношение (GOR), 4, 5, 21, 22, 50, 51, 53, 57, 59, 61, 63, 65, 114, 219, 259, 263, 264, 266
соотношение газ-вода (GWR), 4, 53, 259
Гассман Ф. 132, 135
геологическая модель, 131, 273, 274, 288 геология, 101, 115, 288
геомеханическая модель, 133
геометрия, 74, 111, 127, 130, 172, 214, 219
геофизика, 119, 128
забойная система контроля и управления параметрами бурения, 157
геотермальный, 3, 9, 43, 155, 285-287
золотая головка, 39, 41
GOR см. градиент газонефтяного отношения градиент
композиционный, 47
давление, 22, 30, 88, 90, 133, 159, 182, 214, 215, 217, 230,
температура 3 зерно
плотность, 124, 131
модуль, 132
объем, 68, 80, 193
самотечный дренаж, 264, 265, 279
новое месторождение, 274, 276, 288
теплицы, 3, 17-19, 21, 31, 41, 42
общая толщина, 68 116, 166, 272, 288
GWR, см. газо-водянной фактор (GWR)
теплотворная способность, 55, 140, 160
тяжелая нефть, 6, 27, 53, 155
неоднородность, 76-79, 104, 111
исторические данные, 36, 41, 252, 276
подъемные операции, 138, 141
кольцевое напряжение, 211, 212
горизонтальная скважина 157, 159, 189, 219, 224, 278, 281, 285
Хорнер
график, 233-235, 239, 247
время, 233, 234, 239, 246, 247
Хуберт М.К., 23, 35, 36, 42
гидраты, 29, 31, 42
гидравлический разрыв, 19, 20, 33, 124, 185 187, 193, 224, 281-284
гистерезис, 86
IFM, 131-134
магматический, 107
несмешиваемый, 219, 277, 278
добыча улучшенной нефти, 278
несжимаемый, 195, 215
индукционный каротаж, 182
уплотняющее
бурение, 8, 155, 158, 219
скважины, 155
показателей притока, 266, 267
приток, 251, 257-262, 269, 279
интеграция, 228
межфазное напряжение, 83-85, 99, 280 промежуточная скорость, 74, 81
IPR см. соотношение забойного давления фонтонирования с дебитом, неподдающийся 65, 262
изотермическая, 258

интеллектуальное месторождение, 221 скважина, 219, 220 соединительная труба, 159, 160 значение k, 209, 210, 225, 296-299, 311 ведущая буровая штанга, 142, 143, 146-148, вкладыш под квадратную штангу(KB), 141-143,176 выброс в стволе, 16 точка изменения направления ствола скважины (КОР), 156, 158-159 линия глушения, 148-149 Клинкенберг, 30 лабораторные измерения, 234, время задержки, 175 ламинарно-межбурелентный (LIT), 244-246 горизонтальная погрешность, 127 жизненный цикл, 6 известняк, 72, 113, 151, 183, 284 хвостовик, 188, 189, 201 литологический разрез, 164, 175 литосфера, 102, 103 газированная нефть, 59, 60, 62 каротаж акустический, 167-169, 182, 183 разрез скважины, 164, 174-175 корреляция, 178-179 диаграмма, 178 отсекание, 177-178 плотность, 43, 167-168, 178-179, 183 наклономер, 174-175, 177 гамма-лучи, 164-165, 174, 176, 179, 182 данные в устаревшем формате, 177 литология, 164, 175 раствор, 151-152, 175 нейтрон, 167, 169-170, 179 фотоэлектрический, 164, 167 пористость, 166-167, 171, 179 сопротивление, 166, 170-171, 173-174, 180, 182-183 естественный потенциал, 164, 165, 180 фракция, 182 каротаж окружающая среда, 161, 162 при бурении (LWD), 157, 176 продольное напряжение, 211 карта Маклеод-Сугден, 99, 198, 204 картография, 109, 250 мачта, 141 материал баланс, 63, 241, 249, 256-258, 260-262, 265-267, 269, 271 уравнение баланса, 257, 258, 260-262, 265, 266, 269 матрица, 29, 30, 42, 43, 113, 124, 131, 132, 168, 169, 183, 219, 281 МакГир В.Ж., 197-198, 203-204 измерения во время бурения (MWD), 146, 157, 176 метаморфический, 107, 112 микробный, 8 средний поток, 205, 291, 293, 301, 306 минимальное давление смешиваемости (ММР), 280, смешиваемость 7, 8, 278, 280, определенная подвижность 278, коэффициент подвижности 90, относительная подвижность 90, 91, 99, 278, мольная доля 53, 55, 64, 99, 208-211, 298 молекулярный вес, 5, 8, 31, 53, 61, 66, 99, 279, 296, 299, 301, 310 Моликпак, 307-309 Маховой момент, 213 Балкон верхового рабочего, 141 Монте-Карло, 254, 256, 267 раствор глинистая корка, 148, плотность 163, объем 147, 158, вес 148, 146, 148, 151 скважина с несколькими горизонтальными стволами, 157, 158 чистая приведенная стоимость (NPV), 12, 13 нейтрон, 153, 167, 169, 170, 179 нейтронный каротаж, 167, 169, 170, 179 нелинейный, 238 нормальное распределение, 27, 28, 276, 289 NPV см. чистая приведенная стоимость (NPV) целевая функция, 254 цели, 9, 161, 220, 271, 288 морские платформы, 207, 221, 225, 250 нефтедобывающие мощности, 129 нефтяные воды, 80, 84-86, 91, 97-99, 124, 180, 182, 257, 258, 279 каротаж в необсаженном стволе, 149, 152, 153, 176, 185 эксплуатационные расходы (OPEX), 9, 12, 21 превышение баланса, 148 вскрыши, 73, 133, 159, 194, 196 Пангея, 104 парахор, 99 PBU (испытание на восстановление давления), 232-234, 237, 240, 247 PDC (долото с поликристаллическими алмазными вставками), 145 пик добычи нефти, 23, 36, 37, 44 перфорированный, 185, 189, 190, 192, 201 перфорация, 95, 154, 188-192, 201 проницаемость, 79 анизотропная, 79 определенная, 71 направленная, 79 неоднородная, 76

однородная, 78
горизонтальная, определенная, 79
изотропная, 79
относительная, 88, 89, 96-99
вертикальная, определенная, 79
петроэластичная модель, 131
фаза
поведение, 48, 49
огибающая, 48, 49
PI (отношение прибыли к инвестированию), 13, 248
трубы
свеча бурильных труб, 141, 152
колонна, 143-144, 159
заклининование, 146
трубопровод, 6, 31, 207, 208, 226, 292, 293, 301, 309, 310
Трубная плашка, 148
тектоника плит, 104
платформа, 19, 20, 22, 157, 221, 223, 225, 226, 307-309
коэффициент Пуассона, 133, 134, 136, 160, 195, 196
поры
давление, 73, 133, 134, 163
радиус, 85, 97
объем, 68-70, 80, 93, 115, 116, 131, 133, 168, 169, 260, 263, 274, 288
пористость
сжимаемость, 134
определенная, 68
мощность, 3, 24, 38, 39, 43, 138-140, 146, 158, 160, 176, 192, 193, 285, 286, 305
прогнозирование, 11, 36, 177
давление
наращивание, 229, 232, 235, 237-240, 246-248
контроль, 151
производная, 235, 236
снижение, 81, 96, 98, 229, 240, 241, 246, 248, 250, 268,
обслуживание, 7
импульс, 157, 176, 229
импульс в переходном процессе, 227-230, 232, 235, 237, 242
вероятностное, 254, 274, 276
вероятностное распределение, 27, 256, 274 соглашения о разделе продукции, 307
этапы производства
первичный, 7, 8, 260, 263-265, 267
вторичный, 7, 8
третичный, 7, 8
индекс производительности, 81, 95-97, 187-188, 197-199, 204, 248, 268
винтовой насос, 202
расклинивающий наполнитель, 33, 194, 197, 198, 200, 201, 204, 282
Прадхо-Бэй, 38, 112, 278-280
РТ-диаграмма, 48-50, 64
насос, 3, 143, 148, 194, 202, 203, 292
горный геотермический объект, 285, 286
продольная волна, 120, 121, 124, 125, 133, 135, 136
радиальный
координаты, 229
поток, 75-77, 95, 96, 186, 235, 236, 253
радиуса исследования, 237, 239, 240, 242, 247
скорость проникновения (ROP), 146, 147, 151, 157, 175
псевдо-давление реального газа, 75, 238-240, 244, 245
реализация, 273, 276
эффективность добычи, 10, 11, 21
коэффициент нефтеотдачи, 27, 42, 113, 115, 177, 266
НПЗ, 2, 211, 294
переработка, 205, 291, 294, 295, 300
коэффициент отражения 124, 125, 129, 135, 179
регрессия, 99
относительная мобильность, 90
проницаемость, 81,
надежность 186, 40
транспортное средство с дистанционным
управлением (ROV), 221, 222
повторные испытания пласта (RFT), 153
резервы, 27, 28, 33, 34, 42, 44, 130, 138, 177, 249, 254, 276, 289
определение резервов, 27, 28
резервуар
характеристика, 130, 177, 181, 237, 272
разработка, 3, 61, 74
геофизика, 128
неоднородность, 76
испытание в предельных условиях, 241
управление, 2, 9, 11, 20, 27, 85, 220, 271, 273, 285, 288
шкала, 85
моделирование, 131
структуря, 8, 227, 249, 271
сопротивление,
определенное, 171
коэффициент, 172, 173, 178, 183
разрешенность
горизонтальное, 127-128
боковое, 126
сейсмическое, 126, 128, 135, 274, 288
вертикальное, 126
ресурсный треугольник, 24, 26, 29
ретроградный газ, 50
доходы, 12, 20, 22, 137
число Рейнольдса, 213-216, 225, 226
шкала Рихтера, 122, 123
риски, 150, 153, 193
порода
цикл, 107
качество, 129
роторное
бурение, 137, 138, 143, 144, 222

стол, 140, 143
жесткость, 162, 215, 216, 226
S-волна, 120-122, 133, 135, 136
о.Сахалин, 301-306, 308, 309,
Сахалин-2, 301, 306, 309
песчаник
Береа, 67-68
консолидированный, 73, 173, 277,
ограниченный, 67-68, 113
плотный, 24, 29, 31, 33-34, 73, 241-242 насыщения,
ограниченное, 70
определенный, 70
давление, 55, 61, 62
SCADA (диспетчерское управление и сбор данных),
221
Материальный баланс Шилтиус, 258
закупоривание, 148, 153, 188, 202
осадочный, 107, 109, 164-165, 174, 177-178 бассейн,
111, 112, 116
пласт, 76, 285
сейсмическая
инверсия, 129
методы, 109
волны, 119, 120, 130
чувствительность, 15
сепаратор
описано, 2, 4, 49
расчет наполнения, 208
плотность жидкости, 206
GOR, 4, 5, 21, 22
цвет жидкости, 50
фазы, 50
расчетное давление, 211
тестирование, 61, 62
секвестрация, 3, 19, 21, 155
скважина, 140, 160, 202
мощность, 140
сланец
Барнетт, 33, 224, 280-282, 284
базовая линия, 165-166
определенный, 113
газ, 33, 224, 240-242, 254, 256, 281, 284, 285
проницаемость, 73
фотоэлектрический коэффициент, 167
коэффициент Пуассона, 195
пористость, 69
нефть, 15, 19, 33, 37
вибрационное сито, 146, 147, 152, 175 сдвиг
модуль, 121-123, 131-133, 135, 136, 144, 145, 160
скорость, 124, 131
волна, 120, 122, 135
забуривание нового ствола, 157
воспроизведение, 287
моделирование, 271, 273
подготовка площадки, 149-150, 282
призабойная зона, 99, 190-191,
203-204, 228, 231, 234, 239, 242, 246-248, 250, 268
определенный, 186-188
нарушение пласта, 163
формула Хокинса, 187
интерпретация, 96-97
Сикора В.Ж., 197-198, 203-204
реагент на водной основе для снижения поверхностного натяжения, 282
проскальзывание, 19, 30, 122, 136
звуковой, 161, 164, 168, 169, 178, 182
серосодержащий, 47
каротаж сопротивления, 164, 165, 167, 179
интервал, 97, 155, 158, 199, 219
удельный вес, 5, 21, 47, 51-53, 57, 64, 66, 196, 226
стабильность, 34
время стабилизации, 241-243
стабилизированная скорость, 233, 238
стандартное отклонение, 28, 276, 289,
жесткость 131
стимулирование, 29, 97, 247, 250
хранилище вместимость 67
емкость, 202, 203, 206, 207, 211, 225, 283, 284, 291,
291, 293, 311
деформация
осевая, 195
сдвиг, 121, 135
стратиграфическая колонка, 109, 110, 164
стратиграфическая ловушка, 111, 112 стратиграфия,
128, 179
напряжение, 19, 30, 33, 106, 201
осевое, 212
окружное, 211, 226, 311
кольцевое, 211-212, 311
горизонтальное, 132, 134, 195-196
сдвиг, 121, 135, 160
торсионное, 144
вертикальное, 134, 194-195
структурная ловушка, 111
структур, 47, 106, 111, 124, 309
проседание, 69, 70, 109, 277, 278, 288 поверхностная
скорость, 74, 80, 81
принцип суперпозиции, 232, 233, 238
устойчивая энергия, 23, 36, 39, 41-42 эффективность
вытеснения, 10, 21
дезодорированный, 47
вертлюг, 141, 143, 146, 158
модель емкости, 258
бензовоз, 2, 20, 291, 308, 309
гудронный песок, 15, 33, 34
команда, 2, 150, 157, 271, 273, 287
тектоника, 103
тектонические плиты, 104, 106, 116
шкала температуры, 51
тепловая, 8, 46, 47, 155, 169, 214

газ в плотных породах, 31, 33, 241, 242 промежуток времени, 135
силовой вертлюг, 140, 143, 158, 222
кручение, 122
извилистость, 81, 172, 173 переходная зона, 80, 86, 98, 117, 163, 164, 217
ловушки, 111, 112
подвижный блок, 158, 223
времени в пути, 178
треугольное распределение, 254
насосно-компрессорные трубы, 31, 95, 154, 157, 158, 185, 189, 202, 203, 205, 250, 266, 287 головка НКТ, 205
кривая производительности НКТ (TPC), 266, 267
неопределенность, 9, 13, 33, 41, 250, 254, 267, 273, 274
нетипичный, 29, 33, 34, 39, 42, 246, 253, 280
несбалансированный, 148
ненасыщенный, 55, 65, 83, 257, 260, 263, 264, 266, 269
одноосное уплотнение, 134
апстрим (входной поток), 205, 291-293
достоверность, 246
клапан, 176, 311
давление паров, 48, 49, 209
вертикальный сейсмический профиль (VSP), 130 коэффициент охвата по объему, 10, 11, 21 вязкость определенная, 5, 53
газ, 6, 75, 155, 238, 240-242
нефть, 58-60
единицы, 3
вода, 60
летучие масла, 22, 64, 65,
коэффициент охвата по объему, 10, 11, 21
закачка воды
определено, 7
Прудхо-Бэй, 278
месторождение Уилмингтон, 277
водно-нефтяное соотношение (WOR), 4, 22, 219, 266
длина волны, определенная, 121
доминирующая, 121, 126, 127 распространение волн, 121
воск, 47
нагрузка на долото (WOB), 146, 151, 176
Вейнаг-Кац, 99
Велдж Х., 92-95, 98
скважина
контроль, 148
плотность, 219
горизонтальная, 157, 159, 189, 201, 219, 224, 278, 281, 285
целостность, 148, 158
шаблон, 92, 97, 199, 219
производительность, 95, 187, 248, 268
интервал, 75, 97, 99, 155, 198, 219, 278
ствол скважины
диаграмма 153
хранилище, 228, 233, 236, 247 устье скважины, 148, 197, 202, 203, 205, 206, 225, 291
влажный газ, 5, 50
смачиваемость, 83-85
разведочная скважина, 155
Уилмингтон, 69, 70, 278, 288
технологические процессы, 254, 256, 274, 276 капитальный ремонт, 1, 225, 248, 250, 251, 268
Уилли, 169
Модуль Юнга, 133, 134, 136

