

# Оглавление

От редакционного совета . . . . .	11
Предисловие . . . . .	13
<b>ГЛАВА 1. Краткий обзор . . . . .</b>	<b>15</b>
1.1. Общее описание программы . . . . .	16
1.2. Уравнения обычного симулятора нелетучей нефти . . . . .	18
1.3. Уравнения расширенного симулятора нелетучей нефти . . . . .	19
1.4. Работа программы . . . . .	20
1.5. Файл входных данных — ITEMP.DAT . . . . .	21
1.6. Файлы выходных данных . . . . .	21
<b>ГЛАВА 2. Строение залежи . . . . .</b>	<b>24</b>
2.1. Ориентация системы координат . . . . .	24
2.2. Традиционное картирование . . . . .	24
2.3. Карты, создаваемые при помощи ЭВМ . . . . .	26
2.4. Геостатистическое картирование . . . . .	29
2.5. Общий объем и полезный объем . . . . .	34
<b>ГЛАВА 3. Пористость . . . . .</b>	<b>37</b>
3.1. Определение пористости . . . . .	37
3.2. Полезный объем порового пространства и насыщенность . . . . .	37
3.3. Статистика распределений пористости . . . . .	39
3.4. Характеристический объем . . . . .	46
<b>ГЛАВА 4. Проницаемость . . . . .</b>	<b>49</b>
4.1. Закон Дарси . . . . .	49
4.2. Проницаемость . . . . .	54
4.3. Зависимость проницаемости от направления . . . . .	55
4.4. Осреднение проницаемости . . . . .	58
<b>ГЛАВА 5. Критический размер образца . . . . .</b>	<b>62</b>
5.1. Критический размер образца для пористости . . . . .	62
5.2. Распределения проницаемости . . . . .	64
5.3. Критический размер образца для проницаемости . . . . .	68
5.4. Мера неоднородности проницаемости . . . . .	70

<b>ГЛАВА 6. Петрофизическая модель</b> . . . . .	74
6.1. Скорость распространения продольной и поперечной волн . . . . .	74
6.2. Расчет модулей . . . . .	75
6.3. Вычисление модулей объемной упругости на основании скорости распространения акустической волны . . . . .	77
6.4. Акустическое сопротивление и коэффициент отражения . . . . .	78
6.5. Геостатистические корреляции . . . . .	79
6.6. Упражнения . . . . .	85
<b>ГЛАВА 7. Относительная фазовая проницаемость</b> . . . . .	86
7.1. Фазовая и относительная фазовая проницаемости . . . . .	86
7.2. Относительная фазовая проницаемость при двухфазной фильтрации . . . . .	87
7.3. Осреднение относительных фазовых проницаемостей . . . . .	91
7.4. Корреляции двухфазных ОФП . . . . .	93
7.5. Корреляции ОФП при трехфазной фильтрации . . . . .	96
<b>ГЛАВА 8. Капиллярное давление</b> . . . . .	101
8.1. Основные понятия . . . . .	101
8.2. Капиллярное давление . . . . .	103
8.3. Измерение капиллярного давления . . . . .	105
8.4. Методы корреляции капиллярного давления . . . . .	108
<b>ГЛАВА 9. Дополнительные особенности взаимодействия между породой-коллектором и флюидом</b> . . . . .	112
9.1. Условия смесимости . . . . .	112
9.2. Выпадение твердого осадка . . . . .	113
9.3. Образование водного барьера . . . . .	113
9.4. Контроль за подвижностью . . . . .	114
9.5. Эффективная относительная фазовая проницаемость и капиллярное давление . . . . .	114
9.6. Проводимость . . . . .	115
<b>ГЛАВА 10. Свойства флюида</b> . . . . .	120
10.1. Фундаментальные понятия из области свойств флюидов . . . . .	120
10.2. PVT-данные для модели нелетучей нефти . . . . .	125
10.3. Экстраполирование кривых насыщенной нефти . . . . .	127
10.4. Отслеживание точки начала кипения . . . . .	128
10.5. Расширенная флюидальная модель . . . . .	128
<b>ГЛАВА 11. Вытеснение жидкости</b> . . . . .	133
11.1. Подвижность . . . . .	133
11.2. Движение отдельных фаз в многофазном потоке . . . . .	135
11.3. Коэффициент извлечения . . . . .	138
11.4. Стадии добычи . . . . .	139
11.5. Модели смешивающегося вытеснения . . . . .	142

<b>ГЛАВА 12. Формулировка уравнений фильтрации</b> . . . . .	147
12.1. Закон сохранения массы . . . . .	147
12.2. Система уравнений при трехфазной фильтрации . . . . .	149
12.3. Преобразование уравнений фильтрации . . . . .	151
12.4. Введение понятия капиллярного давления . . . . .	153
12.5. Расширенная система уравнений для симулятора нелетучей нефти . . . . .	154
<b>ГЛАВА 13. Члены источника и стока</b> . . . . .	157
13.1. Коэффициент продуктивности скважины . . . . .	157
13.2. Формулы для вычисления дебитов . . . . .	159
13.3. Задание ограничений на давление . . . . .	162
13.4. Ограничения по скважинам . . . . .	162
13.5. Модели водоносного горизонта . . . . .	164
<b>ГЛАВА 14. Решение расширенной системы уравнений фильтрации</b> . . . . .	168
14.1. Понятие о конечных разностях . . . . .	168
14.2. Производная аккумулятивных членов . . . . .	172
14.3. Интегрирование по объему и дискретизация . . . . .	173
14.4. Многомерный метод Ньютона–Рафсона для IMPES-процедуры . . . . .	175
<b>ГЛАВА 15. Область применения IFLO</b> . . . . .	180
15.1. Мониторинг за продвижением фронта . . . . .	180
15.2. Планирование четырехмерной сейсморазведки . . . . .	182
15.3. Примеры применения методов повышения нефтеотдачи . . . . .	183
<b>Использование электронной таблицы «Конвертер размерностей»</b> . . . . .	190
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А. Введение в симулятор IFLO</b> . . . . .	191
А.1. Общее описание программы . . . . .	191
А.2. Конфигурация программы . . . . .	193
А.3. Файл входных данных — ITEMP.DAT . . . . .	194
А.4. Образцы наборов входных данных . . . . .	194
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В. Данные инициализации</b> . . . . .	197
В.1. Размерность и геометрия модели . . . . .	197
В.2. Параметры скорости распространения сейсмической волны . . . . .	202
В.3. Распределения пористости, проницаемости и проводимости . . . . .	205
В.4. Области типов горной породы . . . . .	210
В.5. Таблицы относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления . . . . .	212
В.6. Таблицы PVT-свойств . . . . .	213
В.7. Данные для смешивающегося растворителя . . . . .	215
В.8. Инициализация давлений и насыщенностей . . . . .	220
В.9. Параметры, управляющие прогоном модели . . . . .	222
В.10. Аналитические модели водоносного горизонта . . . . .	226

<b>Приложение С. Текущие данные</b> . . . . .	227
С.1. Управление временным шагом и выводом . . . . .	227
С.2. Скважинная информация . . . . .	229
<b>Приложение D. Дополнения к программе</b> . . . . .	235
D.1. Опции инициализации . . . . .	235
D.2. Параметры управления выполнением модели . . . . .	238
D.3. Опции вывода . . . . .	241
<b>Литература</b> . . . . .	244
<b>Предметный указатель</b> . . . . .	250

## От редакционного совета

В сущности, все модели неверны,  
но некоторые — полезны.

*Джордж Бокс*

Выбор решений на основе проведения экспериментов с месторождением — дорогое удовольствие. Более того, ценность таких экспериментов неочевидна, т. к. получаемая информация носит в основном ретроспективный, а не предсказательный характер. Численное моделирование процессов извлечения углеводородов — это мощный инструмент в руках инженера-разработчика, позволяющий заменить проведение экспериментов на месторождении численными математическими экспериментами на цифровом образе месторождения — его модели.

Большую часть знаний о пласте мы получаем, анализируя данные из стволов скважин, объем которых составляет ничтожно малую часть общего объема пласта. Данные сейсморазведки, наоборот, дают только общие, крупномасштабные, представления о структуре пласта и прилегающих пород. Использование модели в какой-то мере заполняет промежуток между двумя масштабами знаний о пласте в одну интегрированную модель. Развивающееся в последнее время направление 4D сейсморазведки (т. е. проведение нескольких трехмерных сейсмозъемок последовательно во времени) позволяет в некоторых случаях проследить продвижение фронтов пластовых флюидов. Такое наблюдение возможно за счет изменения упругих свойств пористой среды при замещении порового флюида вытесняющим агентом. Чем сильнее изменение свойств, тем отчетливее и надежнее будет зафиксировано движение контактов. При этом не стоит забывать, что чем ближе по своим свойствам вытесняемый и вытесняющий флюид, тем меньше будут различия волновой картины последовательных съемок, что может привести к практической невозможности идентифицировать продвижение флюидов. Поэтому до проведения таких дорогостоящих исследований обязательно необходимо провести расчеты для проверки возможности заметить такое движение контактов хотя бы в принципе. Соответствующие расчеты необходимо выполнить на стадии проектирования съемки. Рассматриваемый в книге Д. Р. Фанчи интегрированный подход к гидродинамическому моделированию позволяет провести необходимые расчеты и объединяет фильтрационную модель с моделью упругих свойств насыщенного флюидом пласта — в этом состоит первая особенность книги.

Другой особенностью книги является то, что она не только излагает теорию гидродинамического моделирования, но и является практическим пособием к компьютерной программе — прилагаемому гидродинамическому симулятору IFLO.

Третьей особенностью является способ изложения материала — излагаются не столько формулировки уравнений, сколько обсуждается физическая природа входящих в эти уравнения понятий, таких как пористость, проницаемость, свойства флюида, акустический импеданс и т. д. В настоящее время адаптация (настройка) гидродинамической модели считается «обычным» делом. Но для этой процедуры, к сожалению, нет ни только универсального рецепта, но и корректной постановки задачи. Фактически, настройка осуществляется итеративно — варьированием входящих в модель параметров, относительно которых нет полной уверенности, с последующим сравнением расчетных и фактических значений. Поэтому исключительно важно понимать, как влияют изменения параметров на результат (анализ чувствительности).

Сочетание перечисленных трех особенностей делает книгу весьма полезной и, без сомнения, достойной для прочтения всеми, кто в своей работе или учебе связан с разработкой месторождений, нефтяной геологией и геофизикой. Надеемся, что книга поможет нашим читателям — специалистам различных направлений — эффективнее взаимодействовать друг с другом за счет расширения своего круга понятий в область смежных наук, т. е. овладения общим языком для такого взаимодействия. Желаем нашим читателям успеха в этом непростом деле!

Директор по науке НК «Роснефть»,  
д. т. н., профессор

М. М. Хасанов

Зам. начальника управления технологий  
разработки месторождений КНТЦ НК  
«Роснефть», к. ф.-м. н.

В. А. Краснов

## Предисловие

Интегрированные гидродинамические модели позволяют напрямую работать с данными сейсморазведки в течение всего периода эксплуатации месторождения. Интегрированная гидродинамическая модель сочетает традиционную гидродинамическую модель с петрофизической моделью. Интегрированные гидродинамические модели упрощают процесс передачи данных между различными научными дисциплинами, способствуя разрешению противоречий и обеспечивая представление прогнозов поведения продуктивного пласта в формате, хорошо известном специалистам по разработке пластов. Они являются естественным продолжением модельно-ориентированных методов, которые в настоящее время активно применяются в геофизических науках.

В этой книге представлены формулировка, развитие и применение интегрированного гидродинамического симулятора IFLO. Предметом обсуждения являются свойства пористых сред в контексте междисциплинарного моделирования продуктивных пластов, также уделяется внимание техническим подробностям, необходимым для понимания и применения этого симулятора для решения реальных задач. В книгу включены упражнения, предназначенные для того, чтобы дать читателям опыт применения программного комплекса с использованием наборов входных данных для IFLO и исполняемой версии данного симулятора, прилагаемой к тексту. Объединение текста и примеров работы с программой позволяет ученым-геологам, геофизикам и инженерам получить представление о теоретических аспектах, а также сформировать практические навыки.

Интегрированная гидродинамическая модель IFLO объединяет в себе петрофизическую модель с расширенным симулятором фильтрации трехфазного многокомпонентного флюида в трех измерениях в рамках модели нелетучей нефти. Данная программа применяется для моделирования изотермического течения по закону Дарси в одном, двух и трех измерениях. Она основана на предположении, согласно которому любые пластовые флюиды могут описываться с применением трех подвижных фаз (нефть, газ и вода), физические свойства которых зависят от давления и компонентного состава. При этом считается, что природный газ и закачиваемый в пласт растворитель могут растворяться как в нефтяной, так и в водной фазах. Расширенный симулятор модели нелетучей нефти позволяет моделировать поведение обычных залежей нефти и сухого газа, а также может применяться для описания процессов смешивающегося вытеснения, таких как закачка в пласт углистого или обогащенного газом. В результате получается модель, которая включает в себя расчеты значимых геофизических параметров продуктивного пласта.

Уникальность программы IFLO заключается в объединении петрофизической и расширенной гидродинамической моделей. Интегрированная гидродинамическая модель IFLO осуществляет расчеты скорости распространения акустической волны и импеданса. Эти геофизические расчеты позволяют отслеживать изменение сейсмических переменных в зависимости от времени, что лежит в основе повторяющейся во времени 3D-сейсморазведки (которая носит название 4D-сеймики).

Программа IFLO разрабатывалась для выполнения на компьютерах с процессорами Intel Pentium или их аналогами в среде Windows. Данная программа предлагает сочетание опций многокомпонентности и псевдосмешиваемости, а также позволяет учесть ряд геофизических параметров, что определяет ее уникальность. Комбинация текста и программной среды прекрасно подходит для обучения работе с симуляторами для моделирования продуктивных пластов, освоения принципов разработки и исследования продуктивных пластов, а также для решения многих типов задач из области нефтегазового инжиниринга.

Эта комбинация текст/программа подходит для геофизиков и инженеров, которых интересует интегрированное гидродинамическое моделирование. Она может применяться в междисциплинарных курсах для аспирантов, курсах переподготовки и повышения квалификации или для самообразования. Данное программное обеспечение позволяет решать широкий спектр задач в рамках интегрированных гидродинамических исследований, что подтверждается прилагаемыми файлами входных данных.

Я хотел бы поблагодарить студентов, выбравших мой аспирантский курс по интегрированному гидродинамическому моделированию в Институте горного дела в штате Колорадо за их замечания и предложения. Я также хочу выразить признательность Кэти, Тони и Крису Фанчи за помощь в подготовке оригинал-макета этой книги. Любые письменные замечания и предложения по улучшению материала приветствуются.

Голден, штат Колорадо  
Июнь 2000

Джон Р. Фанчи