

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	17
ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	21
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	29
ГЛАВА 1. ОСНОВЫ МЕТОДОВ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕОМОДЕЛИРОВАНИЯ	35
1.1. Задачи информационного обеспечения геомоделирования	35
1.2. Методы информационного обеспечения геомоделирования	36
Литература к главе 1	43
ГЛАВА 2. СОДЕРЖАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВО- ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	45
2.1. Содержание и технологии промыслово-технологических исследований	45
2.1.1. Элементы технологий ТИ	45
2.1.2. Комплексные ТИ.....	46
2.2. Содержание и технологии гидродинамических исследований	47
2.2.1. Элементы технологий ГДИС	48
2.2.2. Комплексные циклические гидродинамические исследования	55
2.2.3. Реализация технологий ГДИС в эксплуатационных скважинах	60
2.2.4. Скважины, исследуемые в процессе испытаний пластов	64
2.2.4.1. Испытания пластов измерительными комплексами на бурильных трубах (ИПТ)	65
2.2.4.2. Особенности устройства и технология использования опробователей пластов на кабеле	68
2.2.5. Скважины, исследуемые при освоении пластов	71
2.2.5.1. Вызов притока компрессированием	71
2.2.5.2. Вызов притока свабированием.....	73
2.2.5.3. Технология свабирования с последующим закрытием скважины на забое.....	74
2.2.5.4. Технология освоения струйным аппаратом.....	75

2.2.6.	Сопровождение геолого-технологических операций (ГТМ).....	77
2.2.6.1.	Мониторинг гидроразрыва пласта.....	78
2.2.6.2.	Мониторинг перфорации пласта.....	78
2.2.7.	Исследования методом гидропрослушивания (ГДП).....	79
2.3.	Средства измерения ТИ и ГДИС.....	80
2.3.1.	Основные характеристики измерительных датчиков давления.....	81
2.3.2.	Основные характеристики измерительных датчиков расхода.....	87
2.3.3.	Критерии эффективности аппаратурного обеспечения ГДИС.....	91
2.3.4.	Метрологическое обеспечение средств измерения ГДИС и ТИ.....	93
2.3.5.	Стационарные глубинные информационно-измерительные системы промыслово-технологических и гидродинамических исследований.....	97
Литература к главе 2		99

ГЛАВА 3. ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОМЫСЛОВО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

3.1.	Физические свойства пластовых флюидов	103
3.1.1.	Нефти и природные газы.....	103
3.1.2.	Классификация залежей углеводородов по фазовому состоянию	103
3.1.3.	Основные характеристики пластовых углеводородов как термодинамических систем.....	105
3.1.4.	Основные уравнения термодинамики.....	107
3.1.5.	Свойства пластовых флюидов	109
3.1.5.1.	Условия определения свойств пластовых флюидов	109
3.1.5.2.	Удельный, молярный объем, плотность.....	109
3.1.5.3.	Вязкость.....	110
3.1.5.4.	Параметры, характеризующие растворимость газа в нефти.....	110
3.1.5.5.	Параметры газа (газоконденсатной смеси).....	113
3.1.6.	Корреляционные зависимости для физических свойств.....	114
3.1.6.1.	Свойства насыщенной нефти (модель «черная нефть»)	114
3.1.6.2.	Свойства сухого газа.....	118
3.1.6.3.	Свойства воды	120
3.1.7.	Фазовые диаграммы	121
3.2.	Фильтрация в пористой среде.....	130
3.2.1.	Емкостные характеристики коллекторов	131

3.2.2.	Удельная поверхность.....	132
3.2.3.	Проницаемость коллекторов	133
3.2.3.1.	Абсолютная проницаемость, эксперимент Дарси.....	133
3.2.3.2.	Критерии применимости закона Дарси.....	135
3.2.4.	Особенности фильтрации многокомпонентного и многофазного флюида.....	137
3.2.5.	Поверхностно-молекулярные свойства системы «пластовый флюид – коллектор».....	140
3.2.5.1.	Поверхностное натяжение в жидкости	140
3.2.5.2.	Взаимодействие жидкости с твердым телом	143
3.2.5.3.	Капиллярные явления	144
3.2.6.	Механизмы проницаемости	149
3.2.6.1.	Абсолютная проницаемость.....	149
3.2.6.2.	Фазовая проницаемость	153
3.2.7.	Упругие свойства коллекторов.....	158
	Литература к главе 3	160

ГЛАВА 4. ПРОМЫСЛОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ МОНИТОРИНГЕ ДОБЫЧИ И КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ.....

4.1. Оперативные промыслово-технологические исследования	163
4.1.1. Определение забойного давления	164
4.1.1.1. Пересчет измеренного забойного давления на характерные глубины.....	164
4.1.1.2. Расчет давления на забое нагнетательной скважины по величине измеренного устьевого давления	165
4.1.1.3. Расчет давления на забое остановленной газовой скважины по величине устьевого давления.....	166
4.1.1.4. Расчет давления на забое скважины механизированного фонда, работающей водо-нефтяной смесью.....	169
4.1.1.5. Определение забойного давления в добывающих нефтяных скважинах механизированного фонда с большим газосодержанием продукции	172
4.1.2. Экспресс оценка расхода по замерам давления и динамического уровня	172
4.1.2.1. Связь значений давления и расхода с динамическим уровнем	172
4.1.2.2. Экспресс-оценка расхода по разновременным замерам динамического уровня	174
4.1.2.3. Экспресс-оценка дебитов по темпу изменения забойного давления во времени.....	174
4.1.2.4. Особенности оценки расхода при вызове притока свабированием	175

4.1.3.	Определение плотности заполняющего ствол и притекающего флюида.....	177
4.1.3.1.	Оценка расходной плотности по кривым изменения во времени забойного давления и динамического уровня.....	177
4.1.3.2.	Оценка плотности и состава заполнителя скважины по градиенту давления в стволе по глубине.....	178
4.1.4.	Оценка восстановленного и пластового давления и продуктивности пласта	178
4.2.	Долговременный мониторинг разработки на основе стационарных информационно-измерительных систем	180
	Литература к главе 4	180
ГЛАВА 5. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ МОНИТОРИНГЕ ДОБЫЧИ И КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ		183
5.1.	Основы теории фильтрации жидкости и газа в пористой среде	183
5.1.1.	Описание коллектора на основе принципов механики сплошных сред.....	183
5.1.2.	Математические модели фильтрации	185
5.1.3.	Фильтрация несжимаемой жидкости в несжимаемой среде.....	186
5.1.4.	Фильтрация сжимаемой (упругой) жидкости	187
5.1.5.	Фильтрация газа.....	189
5.1.5.1.	Зависимость свойств газа от давления.....	189
5.1.5.2.	Отклонение от закона Дарси (нелинейная фильтрация).....	192
5.1.6.	Математические модели фильтрации многофазного флюида.....	193
5.2.	Режимы течения жидкости в пласте	196
5.2.1.	Радиальный режим	196
5.2.2.	Нерадиальные режимы.....	199
5.2.3.	Псевдорadiальный режим	201
5.2.4.	Режим истощения	203
5.2.5.	Эффект влияния ствола скважины.....	204
5.2.5.1.	Понятие о коэффициенте послепритока.....	204
5.2.5.2.	Расчет коэффициента послепритока	206
5.2.6.	Классификация моделей ГДИС	208
5.2.7.	Методы обработки и интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин	210
5.2.7.1.	Этапы обработки и интерпретации результатов ГДИС.....	210
5.2.7.2.	Подходы к количественной интерпретации ГДИС	212
5.3.	Гидродинамический мониторинг на основе изучения радиальной фильтрации	214
5.3.1.	Стационарная радиальная фильтрация жидкости в совершенной скважине.....	214

5.3.1.1.	Стационарное распределение давления в кольцевой цилиндрической полости	214
5.3.1.2.	Радиус контура питания при работе скважины с постоянной депрессией.....	215
5.3.1.3.	Радиус контура питания при работе скважины с постоянным расходом.....	217
5.3.1.4.	Радиус контура питания как универсальная характеристика стабильно работающей скважины.....	218
5.3.1.5.	Максимальные размеры радиуса контура питания.....	219
5.3.1.6.	Модель квазистационарной радиальной фильтрации жидкости.....	220
5.3.2.	Радиальный скин-фактор	221
5.3.2.1.	Типы несовершенства скважин.....	221
5.3.2.2.	Скин-фактор как количественная мера несовершенства скважины	222
5.3.2.3.	Связь скин-фактора с параметрами зоны повреждения пласта	226
5.3.2.4.	Скин-фактор и радиальный приток	231
5.3.3.	Стационарная радиальная фильтрация жидкости в несовершенной скважине.....	232
5.3.3.1.	Уравнение Дюпюи для несовершенной скважины.....	232
5.3.3.2.	Продуктивность пласта.....	233
5.3.4.	Приведенный радиус скважины	234
5.3.5.	Интерпретация ГДИС при стационарных режимах фильтрации жидкости	235
5.3.5.1.	Индикаторные диаграммы для фильтрации жидкости	235
5.3.5.2.	Использование метода индикаторных диаграмм при интерпретации (фильтрация жидкости).....	238
5.3.6.	Нестационарная радиальная фильтрация жидкости.....	242
5.3.6.1.	Базовая модель нестационарной радиальной фильтрации	242
5.3.6.2.	Асимптотическая модель нестационарной радиальной фильтрации жидкости	246
5.3.6.3.	Способы графического представления результатов ГДИС	254
5.3.6.4.	Типовые кривые для модели нестационарной радиальной фильтрации.....	259
5.3.7.	Методы интерпретации нестационарных ГДИС при радиальном режиме течения	263
5.3.7.1.	Метод линейной анаморфозы	264
5.3.7.2.	Методы типовых кривых и совмещения	266

5.3.8.	Диагностика радиального режима фильтрации по результатам ГДИС	268
5.3.8.1.	Критерии наступления радиального режима (с точки зрения практики интерпретации ГДИС)	268
5.3.8.2.	Диагностика радиального режима и количественная интерпретация ГДИС	269
5.4.	Гидродинамический мониторинг на основе изучения нерадиальной фильтрации	280
5.4.1.	Стационарная нерадиальная фильтрация	280
5.4.1.1.	Оценка расхода горизонтальной скважины	280
5.4.1.2.	Оценка расхода вертикальной трещины неограниченной проводимости	282
5.4.1.3.	Работа скважины в ограниченном по простираению однородном пласте	283
5.4.2.	Стационарная линейная фильтрация	285
5.4.2.1.	Основные закономерности стационарного линейного течения жидкости	285
5.4.2.2.	Стационарное распределение давления в линейной полости	286
5.4.2.3.	Линейный контур питания	287
5.4.2.4.	Уравнение квазистационарной линейной фильтрации жидкости	287
5.4.2.5.	Линейный скин-фактор	288
5.4.2.6.	Связь линейного скин-фактора с параметрами зоны повреждения пласта	289
5.4.3.	Асимптотические модели нестационарной нерадиальной фильтрации жидкости	290
5.4.4.	Масштабирование результатов ГДИС при нерадиальных режимах течения	292
5.4.5.	Методы интерпретации нестационарных ГДИС при сложных режимах фильтрации	294
5.4.5.1.	Характеристика сложных режимов фильтрации	294
5.4.5.2.	Диагностика модели системы «скважина – пласт» по характерным режимам фильтрации	295
5.4.5.3.	Определение параметров системы «скважина – пласт» по коэффициентам асимптот для характерных режимов фильтрации	296
5.4.5.4.	Использование методов типовых кривых наилучшего совмещения	296
5.5.	Модели послепритока	297
5.5.1.	Диагностика переменного послепритока по результатам ГДИС	298
5.5.2.	Модели переменного послепритока	299

5.5.3.	Примеры влияния переменного послепритока на результаты ГДИС.....	304
5.6.	Модели скважины	309
5.6.1.	Скважина с трещиной гидроразрыва.....	310
5.6.1.1.	Особенности массопереноса в системе «трещина – пласт».....	310
5.6.1.2.	Безразмерные характеристики массопереноса в трещине.....	313
5.6.1.3.	Модель трещины неограниченной проводимости.....	313
5.6.1.4.	Модель трещины ограниченной проводимости.....	320
5.6.1.5.	Влияние трещины на интегральный скин-фактор.....	327
5.6.1.6.	Интерпретация ГДИС в пластах, вскрытых трещиной ГРП.....	330
5.6.2.	Особенности ГДИС в нагнетательных скважинах в условиях формирования нестабильных трещин ГРП (совместно с Кокуриной В. В.).....	342
5.6.3.	Модель частичного вскрытия пласта.....	346
5.6.3.1.	Особенности массопереноса в системе «скважина – пласт».....	346
5.6.3.2.	Интерпретация ГДИС в частично вскрытых пластах.....	354
5.6.4.	Модель наклонной скважины.....	363
5.6.5.	Модель горизонтальной скважины в неограниченном пласте.....	367
5.6.5.1.	Описание модели и характерные режимы течения.....	367
5.6.5.2.	Особенности поведения давления и логарифмической производной.....	373
5.7.	Модели резервуара	379
5.7.1.	Модели композитного пласта.....	379
5.7.1.1.	Описание модели.....	379
5.7.1.2.	Интерпретация ГДИС в композитных пластах.....	384
5.7.2.	Модель двойной пористости.....	386
5.7.2.1.	Особенности массопереноса в системе скважина – пласт.....	386
5.7.2.2.	Безразмерные характеристики массопереноса.....	390
5.7.2.3.	Характерные режимы течения, особенности поведения давления и логарифмической производной.....	391
5.7.2.4.	Информативность интерпретации ГДИС в условиях интенсивного послепритока.....	394
5.7.3.	Усложненные системы трещиноватого коллектора.....	397
5.7.4.	Совместная работа нескольких пластов (совместно с Мельниковым С. И.).....	401

5.7.4.1.	Модели многопластовой системы, не учитывающие межпластовые перетоки по скважине.....	401
5.7.4.2.	Модели многопластовых систем, учитывающих гидродинамическое взаимовлияние между пластами по стволу скважины	408
5.7.4.3.	Модели многопластовых систем, учитывающих гидродинамическое взаимовлияние слоев по трещине ГРП.....	411
5.7.4.4.	Поведение многопластовых систем при различии пластовых давлений	417
5.8.	Модели границ	420
5.8.1.	Одиночная граница.....	421
5.8.1.1.	Описание модели.....	421
5.8.1.2.	Характерные режимы течения	423
5.8.1.3.	Особенности поведения давления и логарифмической производной.....	424
5.8.2.	Пересекающиеся границы (клин).....	427
5.8.2.1.	Описание модели.....	427
5.8.2.2.	Характерные режимы течения	428
5.8.2.3.	Особенности поведения давления и логарифмической производной	428
5.8.3.	Две параллельные границы (русло)	430
5.8.3.1.	Описание модели.....	430
5.8.3.2.	Характерные режимы течения	432
5.8.3.3.	Особенности поведения давления и логарифмической производной	432
5.8.4.	Три пересекающиеся границы (русло)	434
5.8.4.1.	Описание модели.....	434
5.8.4.2.	Характерные режимы течения	435
5.8.4.3.	Особенности поведения давления и логарифмической производной	435
5.8.5.	Полностью ограниченный пласт (линза).....	437
5.8.5.1.	Вытянутая линза.....	438
5.8.5.2.	Компактная линза.....	441
5.8.6.	Условные границы как следствие влияния окружающих скважин.....	446
5.8.7.	Интерпретация ГДИС в ограниченных пластах	448
5.9.	Комплексные модели «скважина – пласт»	457
5.9.1.	Модель горизонтальной скважины или трещины ГРП в ограниченном пласте	457
5.9.1.1.	Описание моделей.....	457

5.9.1.2.	Пласт в форме ограниченной линзы. Основные режимы течения и особенности поведения давления и логарифмической производной.....	459
5.9.1.3.	Пласт в форме вытянутой линзы. Горизонтальный ствол ориентирован вдоль длины линзы. Основные режимы течения и особенности поведения давления и логарифмической производной	462
5.9.1.4.	Пласт в форме вытянутой линзы. Горизонтальный ствол ориентирован вдоль ширины линзы. Основные режимы течения и особенности поведения давления и логарифмической производной	464
5.9.1.5.	Интерпретация ГДИС	466
5.9.2.	Межскважинное взаимодействие.....	471
5.9.2.1.	Модели межскважинного взаимодействия	471
5.9.2.2.	Подходы к оценке фильтрационных параметров пластов по результатам гидропрослушивания	475
5.9.2.3.	Экспресс-интерпретация результатов гидропрослушивания	476
5.9.2.4.	Методы фундаментальной обработки результатов гидропрослушивания	481
5.10.	Межпластовые перетоки (совместно с Кокуриной В. В.).....	481
5.10.1.	Модель заколонного перетока	481
5.10.2.	Результативность ГДИС при выявлении перетока по негерметичному цементному камню	483
5.10.3.	Результативность ГДИС при выявлении перетоков по трещине гидроразрыва.....	489
5.10.4.	Результативность ГДИС при выявлении перетоков по нестабильной трещине в нагнетательной скважине	492
5.11.	Гидродинамический мониторинг на основе изучения радиальной фильтрации газа	501
5.11.1.	Стационарная радиальная фильтрация	502
5.11.1.1.	Стационарная радиальная фильтрация в совершенной скважине.....	502
5.11.1.2.	Стационарная радиальная фильтрация в несовершенной скважине.....	505
5.11.1.3.	Стационарная радиальная нелинейная фильтрация в несовершенной скважине, D-фактор.....	505
5.11.1.4.	Интерпретация ГДИС при установившихся режимах работы пласта газом	507
5.11.2.	Стационарная нерадиальная фильтрация	509
5.11.2.1.	Оценка фильтрационно-емкостных параметров и строения пласта на основе изучения нестационарного поля давления.....	509
5.11.2.2.	Интерпретация ГДИС в газоносных пластах	510

5.12. Гидродинамический мониторинг скважин, работающих многокомпонентной продукцией	518
5.12.1. Особенности интерпретации ГДИС при многофазном притоке	518
5.12.1.1. Интерпретация ГДИС на основе идеи о псевдодавлении	519
5.12.1.2. Интерпретация ГДИС на основе понятия об интегральной подвижности	520
5.12.1.3. Интерпретация ГДИС на основе модели Перрина	520
5.12.1.4. Критерии выбора метода интерпретации ГДИС	521
5.12.2. ГДИС пластов, работающих легкой нефтью (газоконденсатной смесью)	521
5.12.3. ГДИС в пластах, работающих газонефтяной смесью при снижении давления ниже давления насыщения	526
5.12.4. ГДИС в пластах, работающих водо-нефтяной смесью	534
5.13. Гидродинамический мониторинг скважин с динамическим уровнем	537
5.13.1. Особенности исследований скважин с динамическим уровнем	537
5.13.2. Оценка коэффициента продуктивности и пластового давления по кривым изменения во времени дебита и забойного давления	538
5.13.2.1. Метод псевдоиндикаторной диаграммы (Маскета–Яковлева)	539
5.13.2.2. Метод Муравьева–Крылова	541
5.13.2.3. Метод Маскета	541
5.13.2.4. Сравнительный анализ методов оценки продуктивности	543
5.13.3. Информативные возможности оценки фильтрационных свойств пласта и характеристик качества его вскрытия в скважинах с динамическим уровнем	544
5.13.3.1. Основные подходы к интерпретации ГДИС в условиях восстановления динамического уровня	544
5.13.3.2. Учет переменного дебита методом деконволюции	546
5.13.3.3. Совместная обработка кривых давления и дебита методом совмещения	547
5.13.3.4. Информативные возможности интерпретации скважин с нестабильным расходом	547
5.13.4. Интерпретация ГДИС в скважинах с динамическим уровнем	548

5.13.5. Интерпретации ГДИС, сочетающих циклы формирования и восстановления динамического уровня	559
Литература к главе 5	568
ГЛАВА 6. ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА АНАЛИЗА ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ	573
6.1. Теоретические основы промыслового анализа	573
6.1.1. Приближение Арпса	575
6.1.2. Приближенное аналитическое решение задачи о дренировании ограниченной залежи при постоянном давлении на забое скважины	577
6.1.3. Строгое аналитическое решение задачи о дренировании ограниченной залежи при постоянном давлении на забое скважин	580
6.1.4. Анализ падения дебита как один из методов ГДИС	585
6.2. Способы интерпретации кривых падения дебита	589
6.2.1. Способы экспресс-интерпретация результатов промыслового анализа	591
6.2.2. Способы глубокой интерпретации результатов промыслового анализа	593
6.3. Практика интерпретации промыслового анализа (совместно с Кокуриной В. В., Мельниковым С. И.)	598
6.3.1. Критерии информативности результатов промыслового анализа	599
6.3.2. Промысловый анализ в отсутствие влияния границ резервуара	601
6.3.3. Промысловый анализ при существенном влиянии стационарных границ резервуара	604
6.3.4. Долговременный мониторинг с учетом дополнительных данных о падении среднего пластового давления в зоне дренирования	614
6.3.5. Долговременный мониторинг при существенном влиянии нестационарных границ резервуара	627
Литература к главе 6	632
ГЛАВА 7. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ГДИС (совместно с В. В. Кокуриной, С. И. Мельниковым)	635
7.1. Точность измерения давления	635
7.2. Глубина измерения давления	641
7.3. Достоверность данных о расходе	645
7.3.1. Влияние сложной предыстории на результаты ГДИС	645
7.3.2. Влияние достоверности предыстории на качество интерпретации результатов ГДИС	649
7.3.3. Погрешности интерпретации долговременных кривых восстановления давления	661

7.4. Длительность измерений и качество диагностики основных режимов течения	663
7.5. Начальное давление	664
7.6. Частота измерения параметров.....	667
7.6.1. Стандартные циклические ГДИС	667
7.6.2. Долговременный мониторинг падения добычи	671
7.7. Редкие измерения расхода в процессе цикла КСД.....	675
7.8. Достоверность оценки пластового давления по результатам ГДИС	677
7.9. Погрешности в оценке сопутствующих параметров.....	683
Литература к главе 7	685

ГЛАВА 8. ДОЛГОВРЕМЕННЫЙ МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ СТАЦИОНАРНЫХ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ.....

8.1. Обзор стационарных глубинных измерительных комплексов — основы «интеллектуализации» эксплуатационных скважин	687
8.2. Принципы контроля и управления разработкой сложно построенных месторождений нефти на основе стационарного гидродинамического мониторинга пластов и скважин (совместно с Нуриевым М. Ф.)	701
8.3. Информационная система мониторинга добычи и контроля разработки нефтяных месторождений на базе стационарных контрольно-измерительных модулей	714
8.3.1. Основные технологические и технические решения.....	714
8.3.2. Как изменило внедрение СИИС систему контроля разработки и мониторинга добычи.....	721
8.3.3. Применение мобильных якорных систем (совместно с Белоусом В. Б.)	722
8.3.4. Применение СИИС на основе «кабельных гирлянд» (совместно с Барышниковым А. В., Сидоренко В. В., Лаптевым В. В., Яруллиным Р. К., Гариповым О. М.)	739
8.3.4.1. Система мониторинга одновременно-раздельной эксплуатации пластов ОРЭ.....	740
8.3.4.2. Организация и результативность мониторинга одновременно-раздельной добычи (на примере ЮЛТ Приобского месторождения)	740
8.3.4.3. Организация и результативность мониторинга одновременно-раздельной закачки	755
8.3.4.4. Дальнейшее развитие СИИС на основе «кабельных гирлянд»	760
8.3.5. Беспроводные СИИС (с акустическим и электромагнитным каналами передачи данных с забоя на поверхность) (совместно с Осадчим В. М.)	760

8.3.5.1. Обзор бескабельных каналов связи для непрерывного гидродинамического мониторинга забойных параметров в нефтегазовых скважинах	760
8.3.5.2. Результаты работ с использованием бескабельного телеметрического канала связи для непрерывного гидродинамического мониторинга забойных параметров в нефтегазовых скважинах	767
8.3.6. Ионная телеметрия для стационарных глубинных систем мониторинга добычи в нефтяных скважинах (совместно с Павловым А. А.)	769
8.3.7. Оптоволоконная распределенная система (по материалам компаний "InSys", "Sensa-Schlumberger")	780
8.3.8. СИИС на основе контрольных датчиков ЭЦН	786
Литература к главе 8	789

ГЛАВА 9. СИСТЕМА КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТИ, ГДИС и ПГИ

9.1. Оперативное планирование исследований	793
9.1.1. Выбор технологий ГДИС-ТИ и ПГИ	794
9.1.2. Обоснование необходимой длительности ГДИС и порядка замеров ПГИ	796
9.1.3. Выбор средств регистрации и способа измерения	797
9.2. Системность гидродинамического контроля разработки по ГДИС-ТИ и ПГИ	797
9.2.1. Пьезометрический и контрольный фонды скважин	798
9.2.2. Опорные сети эксплуатационного фонда скважин	800
9.3. Требования к периодичности и охвату ТИ-ГДИС и ПГИ	801
9.4. Комплексование ГДИС и ПГИ	808
9.5. Документирование результатов ТИ-ГДИС и ПГИ	808
9.6. Анализ и обобщение результатов ГДИС-ТИ и ПГИ	813
9.6.1. Построение карт изобар	813
9.6.2. Построение карт проницаемости, проводимости, а также информационных карт для методов ПГИ	815
9.6.3. Анализ динамики изменения гидродинамических свойств скважины (продуктивности и удельной продуктивности)	816
9.7. Анализ и обобщение результатов ТИ, ГДИС и ПГИ	817
9.8. Программное обеспечение ТИ, ГДИС и ПГИ	820
9.9. Применение результатов ТИ, ГДИС и ПГИ	825
9.9.1. Мониторинг бурения и разработки месторождений	825
9.9.2. Применение результатов ТИ, ГДИС и ПГИ на этапе построения секторных гидродинамических моделей	825
Литература к главе 9	826

ГЛАВА 10. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КОМПЛЕКСНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ПРОМЫСЛОВО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ	829
10.1. Геологическая основа гидродинамического моделирования	829
10.1.1. Анализ и обобщение данных по скважинам, полученных при бурении	829
10.1.2. Анализ строения межскважинного пространства	834
10.2. Принципы построения трехмерного распределения проницаемости на основе результатов гидродинамических исследований	836
10.2.1. Способы оценки проницаемости пласта	836
10.2.2. Методика построения трехмерного распределения проницаемости	841
10.2.2.1. Индикатор гидравлического типа коллектора	841
10.2.2.2. Способы осреднения проницаемости	843
10.2.2.3. Построение трехмерного распределения проницаемости на основе комплексного анализа ГИС, ПГИ и ГДИС	845
10.2.2.4. Методика пересчета текущей фазовой проницаемости к первоначальной проницаемости пласта на основе комплексного использования ПГИ и ГДИС	851
10.3. Экспрессная адаптация модели по результатам исследований	857
10.4. Концепция адаптации гидродинамической модели к результатам контроля разработки и мониторинга добычи	859
10.5. Особенности адаптации модели карбонатных пластов к результатам ГДИС	867
10.6. Особенности адаптации модели к трещинам ГРП	873
10.7. Глобальный подход к применению результатов ПГК при геомоделировании	885
Литература к главе 10	891
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	893