

**НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ**

**СПРАВОЧНИК  
ИНЖЕНЕРА-НЕФТЯНИКА  
ТОМ IV**

**ТЕХНИКА  
И ТЕХНОЛОГИИ  
ДОБЫЧИ**



# Оглавление

<b>От редакционного совета серии</b> . . . . .	xxix
<b>Предисловие</b> . . . . .	xxxiii
<b>Введение</b> . . . . .	xxxv
<b>ГЛАВА 1. Характеристики притока и оттока</b> . . . . .	1
1.1. Система добычи углеводородов . . . . .	1
1.2. Фильтрационные характеристики коллектора . . . . .	3
1.2.1. Аналитические решения для однофазной фильтрации . . . . .	4
1.2.2. Характеристика продуктивности газовой скважины . . . . .	5
1.2.3. Характеристика продуктивности нефтяной скважины . . . . .	19
1.3. Характеристика потока в стволе скважины . . . . .	27
1.3.1. Однофазный поток жидкости . . . . .	28
1.3.2. Однофазный поток газа . . . . .	28
1.3.3. Многофазный поток . . . . .	29
1.4. Поток через штуцеры . . . . .	30
1.5. Системный анализ . . . . .	32
1.5.1. Примеры системного анализа . . . . .	36
1.6. Заключение . . . . .	41
<b>ГЛАВА 2. Системы заканчивания скважин</b> . . . . .	47
2.1. Введение . . . . .	47
2.2. Пакеры . . . . .	47
2.2.1. Извлекаемый натяжной пакер . . . . .	49
2.2.2. Извлекаемый компрессионный пакер с перепускным клапаном . . . . .	51
2.2.3. Пакер, спускаемый на кабеле и извлекаемый на НКТ . . . . .	52
2.2.4. Универсальный извлекаемый натяжной/компрессионный пакер . . . . .	55
2.2.5. Одноколонный извлекаемый пакер с гидравлическим управлением посадкой . . . . .	56
2.2.6. Двухколонный пакер . . . . .	59
2.2.7. Постоянные и извлекаемые проходные пакеры . . . . .	60
2.3. Методы установки . . . . .	65
2.3.1. Условия посадки пакера . . . . .	65

2.3.2.	Операции через колонну НКТ . . . . .	66
2.3.3.	Операции по очистке обсадной колонны . . . . .	67
2.3.4.	Прочие соображения по поводу состояния обсадной колонны . . . . .	68
2.4.	Металлы и сплавы для изготовления пакеров . . . . .	68
2.5.	Эластомеры . . . . .	69
2.5.1.	Уплотнительный элемент . . . . .	71
2.5.2.	Комплекты уплотнений НКТ–пакер . . . . .	71
2.6.	Стандарты ISO и API . . . . .	73
2.6.1.	Класс V6: определяется поставщиком/производителем . . . . .	74
2.6.2.	Класс V5: гидравлические испытания . . . . .	74
2.6.3.	Класс V4: гидравлические испытания + осевые нагрузки . . . . .	74
2.6.4.	Класс V3: гидравлические испытания + осевые нагрузки + термоциклирование . . . . .	74
2.6.5.	Класс V2: испытания давлением газа + осевые нагрузки . . . . .	74
2.6.6.	Класс V1: испытания давлением газа + осевые нагрузки + термоциклирование . . . . .	74
2.6.7.	Специальный класс V0: испытания давлением газа + осевые нагрузки + термоциклирование + газонепроницаемое уплотнение . . . . .	75
2.7.	Область рабочих характеристик пакера . . . . .	75
2.8.	Устройства для контроля расхода . . . . .	76
2.8.1.	Канатные направляющие воронки . . . . .	77
2.8.2.	Профилированные посадочные ниппели . . . . .	77
2.8.3.	Скользящие муфты . . . . .	81
2.8.4.	Предохранительные патрубки для колонны НКТ . . . . .	83
2.8.5.	Циркуляционные муфты . . . . .	83
2.8.6.	Заглушки . . . . .	83
2.8.7.	Забойные штуцеры . . . . .	84
2.9.	Внутрискважинные системы безопасности . . . . .	84
2.9.1.	Клапаны-отсекатели, управляемые потоком . . . . .	84
2.9.2.	Скважинные клапаны-отсекатели, управляемые с поверхности . . . . .	85
2.10.	Оборудование для скважин с обсадными колоннами . . . . .	87
2.10.1.	Одноколонные скважины с низким давлением и температурой (НД/НТ) . . . . .	88
2.10.2.	Одноколонные скважины со средним давлением и температурой (СД/СТ) . . . . .	88
2.10.3.	Одноколонные скважины с высоким давлением и температурой (ВД/ВТ) . . . . .	91
2.10.4.	Одноколонное селективное заканчивание в нескольких пластах . . . . .	92

2.10.5.	Заканчивание в двух пластах с параллельными колоннами НКТ . . . . .	94
2.10.6.	Одноствольное заканчивание скважин большого диаметра . . . . .	95
2.11.	Заканчивание многоствольных скважин . . . . .	96
2.11.1.	TAML, уровень 1 . . . . .	99
2.11.2.	TAML, уровень 2 . . . . .	99
2.11.3.	TAML, уровень 3 . . . . .	99
2.11.4.	TAML, уровень 4 . . . . .	101
2.11.5.	TAML, уровень 5 . . . . .	101
2.11.6.	TAML, уровень 6 . . . . .	102
2.12.	Режимы работы скважины . . . . .	104
2.13.	Влияние изменений режима на длину и нагрузку колонны НКТ . . . . .	110
2.13.1.	Поршневой эффект . . . . .	112
2.13.2.	Потеря устойчивости НКТ . . . . .	114
2.13.3.	Прямой и обратный баллонный эффект . . . . .	114
2.13.4.	Температурный эффект . . . . .	115
2.13.5.	Совокупное влияние поршневого, температурного, баллонного эффектов и потери устойчивости . . . . .	115
2.14.	Комбинации систем НКТ–пакер . . . . .	117
2.14.1.	Нагрузки в системе НКТ–пакер на промежуточные пакеры . . . . .	117

<b>ГЛАВА 3. Выбор, проектирование и монтаж колонн насосно-компрессорных труб (НКТ) . . . . .</b>	<b>124</b>
3.1. Введение . . . . .	124
3.2. НКТ для нефтяных месторождений . . . . .	125
3.3. Требования стандартов API/ISO к НКТ . . . . .	126
3.3.1. Резьбовые соединения НКТ и муфты . . . . .	126
3.3.2. Процесс производства . . . . .	133
3.3.3. Группы прочности API . . . . .	133
3.3.4. Маркировка API . . . . .	137
3.3.5. Диапазон длин НКТ и допуски на размеры . . . . .	137
3.3.6. Давления гидростатических испытаний по API . . . . .	138
3.4. Расчетные коэффициенты безопасности НКТ . . . . .	139
3.4.1. Конструкция колонн НКТ . . . . .	141
3.4.2. Конструкции колонн НКТ постоянного диаметра. Комбинированные/ступенчатые конструкции . . . . .	143
3.4.3. Ограничения наружного диаметра НКТ . . . . .	144
3.4.4. Минимальные рабочие характеристики НКТ по стандартам API . . . . .	145
3.4.5. Упругая деформация колонны . . . . .	164
3.4.6. Продольный изгиб колонны . . . . .	165

3.4.7.	Коррозия насосно-компрессорных труб . . . . .	165
3.4.8.	Внутренние покрытия . . . . .	166
3.5.	Контроль качества насосно-компрессорных труб . . . . .	167
3.5.1.	Контроль использованных труб . . . . .	169
3.6.	Грузовые операции с НКТ . . . . .	170
3.6.1.	Смазки для резьбы . . . . .	171
3.6.2.	Процедуры оценки резьбовых соединений НКТ . . . . .	171
3.7.	Гибкие НКТ (колтюбинг) . . . . .	177
3.7.1.	Особенности расчета колонн гибких НКТ . . . . .	183
<b>ГЛАВА 4.</b>	<b>Перфорация . . . . .</b>	<b>187</b>
4.1.	Пути движения флюидов . . . . .	187
4.2.	Определения . . . . .	188
4.3.	История перфорации . . . . .	189
4.4.	Способы перфорации . . . . .	190
4.4.1.	Пулевая перфорация . . . . .	190
4.4.2.	Абразивные методы перфорации . . . . .	192
4.4.3.	Гидравлический размыв . . . . .	193
4.4.4.	Кумулятивные заряды . . . . .	193
4.5.	Основы проектирования перфорации. Характеристики потока че- рез перфорационное отверстие . . . . .	196
4.6.	Влияние температуры . . . . .	197
4.7.	Проектирование оптимального пути движения флюидов . . . . .	199
4.8.	Повышение пропускной способности . . . . .	203
4.9.	Повреждения обсадных труб и цементного кольца . . . . .	206
4.10.	Перфорация нескольких колонн и толстого цементного кольца . . . . .	207
4.11.	Перфорация для разных способов вызова притока . . . . .	208
4.12.	Перфорация в сильно искривленных скважинах . . . . .	209
4.13.	Оборудование для перфорации . . . . .	210
4.13.1.	Перфораторы/носители зарядов . . . . .	210
4.13.2.	Системы детонаторов . . . . .	212
4.13.3.	Системы транспортировки (спуска в скважину) перфо- ратора . . . . .	213
4.13.4.	Определение глубины установки перфоратора . . . . .	215
4.13.5.	Жидкости для перфорации . . . . .	216
4.14.	Заряды с ограниченным проникновением . . . . .	217
4.15.	Способы резки труб . . . . .	217
<b>ГЛАВА 5.</b>	<b>Борьба с пескопроявлениями . . . . .</b>	<b>223</b>
5.1.	Причины пескопроявлений (выноса песка) . . . . .	223
5.1.1.	Поток флюидов . . . . .	223
5.1.2.	Удерживающие силы . . . . .	223

---

5.2.	Последствия пескопроявлений . . . . .	225
5.2.1.	Скопления песка в скважине . . . . .	225
5.2.2.	Скопления песка в наземном оборудовании . . . . .	225
5.2.3.	Эрозия скважинного и наземного оборудования . . . . .	225
5.2.4.	Обрушение пород пласта . . . . .	226
5.3.	Прогнозирование пескопроявлений . . . . .	227
5.3.1.	Эксплуатационные и экономические факторы . . . . .	228
5.3.2.	Прочность пород пласта . . . . .	228
5.3.3.	Акустический каротаж . . . . .	229
5.3.4.	Каротаж свойств пород пласта . . . . .	229
5.3.5.	Пористость . . . . .	229
5.3.6.	Депрессия на пласт (снижение забойного давления) . . . . .	230
5.3.7.	Анализ методом конечных элементов . . . . .	230
5.3.8.	Зависимость от времени . . . . .	230
5.3.9.	Многофазное течение . . . . .	230
5.4.	Способы контроля пескопроявлений . . . . .	231
5.4.1.	Техническое обслуживание и внутрискважинные работы . . . . .	231
5.4.2.	Ограничение дебита . . . . .	231
5.4.3.	Избирательное заканчивание скважин . . . . .	232
5.4.4.	Укрепление рыхлых песчаников смолами . . . . .	232
5.4.5.	Высокоэнергетическое размещение смол. . . . .	235
5.4.6.	Гравий, покрытый смолами . . . . .	237
5.4.7.	Щелевые хвостовики-фильтры . . . . .	237
5.4.8.	Гравийные фильтры . . . . .	238
5.4.9.	Рекомендации по выбору способа борьбы с пескопроявлениями . . . . .	239
5.5.	Конструкция гравийных фильтров . . . . .	240
5.5.1.	Отбор проб пластового песка . . . . .	240
5.5.2.	Ситовый анализ . . . . .	242
5.5.3.	Выбор размера зерен гравийной набивки . . . . .	244
5.5.4.	Песок для гравийных фильтров . . . . .	246
5.5.5.	Заменители песка для гравийной набивки . . . . .	248
5.6.	Щелевые хвостовики и фильтры с проволочной обмоткой . . . . .	248
5.6.1.	Щелевые хвостовики . . . . .	248
5.6.2.	Фильтры с проволочной обмоткой . . . . .	250
5.6.3.	Фильтры с предварительной набивкой . . . . .	252
5.6.4.	Пропускная способность фильтров и щелевых хвостовиков . . . . .	252
5.6.5.	Прочность на растяжение и на смятие фильтров с проволочной обмоткой и с предварительной набивкой. . . . .	253
5.6.6.	Фирменные конструкции фильтров . . . . .	254

5.6.7.	Закупоривание и эрозия стандартных и фирменных фильтров . . . . .	256
5.7.	Оборудование и инструмент для компоновок заканчивания с гравийными фильтрами . . . . .	257
5.7.1.	Основание для гравийного фильтра . . . . .	259
5.7.2.	Уплотнение в сборе . . . . .	259
5.7.3.	Фильтр с гравийной набивкой . . . . .	259
5.7.4.	Неперфорированная труба . . . . .	260
5.7.5.	Срезаемое предохранительное соединение . . . . .	261
5.7.6.	Выбиваемый изолирующий клапан . . . . .	262
5.7.7.	Удлинитель гравийного фильтра . . . . .	262
5.7.8.	Пакер гравийного фильтра . . . . .	262
5.7.9.	Сервисные инструменты для компоновок с гравийным фильтром . . . . .	262
5.8.	Подготовка скважины для установки гравийного фильтра . . . . .	265
5.8.1.	Практика бурения . . . . .	265
5.8.2.	Обеспечение устойчивости ствола скважины . . . . .	265
5.8.3.	Повреждение пласта . . . . .	266
5.8.4.	Очистка обсадной и рабочей колонны и открытого ствола . . . . .	266
5.8.5.	Объекты наземной инфраструктуры . . . . .	270
5.8.6.	Контроль качества промывки . . . . .	270
5.8.7.	Фильтрация . . . . .	270
5.8.8.	Жидкости для заканчивания и гравийной набивки . . . . .	272
5.8.9.	Перфорация для гравийной набивки . . . . .	273
5.8.10.	Очистка перфорационных каналов . . . . .	273
5.8.11.	Промывка . . . . .	275
5.8.12.	Обратный гидравлический удар (депресссионная промывка) . . . . .	275
5.8.13.	Перфорация на депрессии спускаемым на трубах перфоратором . . . . .	275
5.8.14.	Разрыв пласта . . . . .	276
5.8.15.	Контроль поглощения флюидов . . . . .	276
5.9.	Способы размещения гравия . . . . .	277
5.9.1.	Исторический экскурс . . . . .	278
5.9.2.	Физическая модель . . . . .	281
5.9.3.	Результаты полевых работ . . . . .	286
5.9.4.	Гравийная набивка с помощью шунтирующих труб . . . . .	287
5.10.	Предварительная набивка перфорационных каналов . . . . .	288
5.10.1.	Гравийные фильтры в обсаженных скважинах . . . . .	288
5.10.2.	Выбор жидкостей . . . . .	291
5.10.3.	Предварительная набивка при давлении ниже ГРП . . . . .	292
5.10.4.	Предварительная набивка при давлении выше ГРП . . . . .	295

---

5.11.	Гравийные фильтры в открытом стволе . . . . .	298
5.11.1.	Рекомендации по выбору скважин для заканчивания с гравийным фильтром в открытом стволе . . . . .	299
5.11.2.	Гравийный фильтр в открытом стволе под башмаком обсадной колонны . . . . .	301
5.11.3.	Выбор глубины установки башмака обсадной колонны	301
5.11.4.	Бурение открытого ствола . . . . .	302
5.11.5.	Расширение ствола скважины под башмаком обсадной колонны . . . . .	303
5.11.6.	Очистка ствола скважины . . . . .	304
5.11.7.	Заканчивание скважин в открытом стволе со спуском колонны в продуктивный горизонт и установкой гравийного фильтра . . . . .	304
5.11.8.	Заканчивание скважины в открытом стволе с установкой гравийного фильтра . . . . .	306
5.12.	Контроль пескопроявлений в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах с большими отходами . . . . .	306
5.12.1.	Компоновки заканчивания с автономными щелевыми хвостовиками и фильтрами . . . . .	306
5.12.2.	Установка гравийных фильтров в горизонтальных скважинах . . . . .	308
5.12.3.	Полевые результаты . . . . .	310
<b>ГЛАВА 6.</b>	<b>Повреждение продуктивного пласта . . . . .</b>	<b>314</b>
6.1.	Введение . . . . .	314
6.2.	Количественная оценка повреждения продуктивного пласта . . .	315
6.3.	Определение эффективности притока и скин-фактора скважины	316
6.3.1.	Испытания методом установившихся отборов . . . . .	317
6.3.2.	Испытания газовых скважин методом установившихся отборов: инерционные эффекты . . . . .	318
6.3.3.	Изохронный метод испытаний газовых скважин . . . . .	319
6.3.4.	Исследования методом восстановления давления . . . . .	319
6.4.	Повреждение продуктивного пласта в сравнении с псевдоповреждением . . . . .	320
6.5.	Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта, вызванное бурением . . . . .	321
6.5.1.	Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта, вызванное буровыми растворами на водной основе	322
6.5.2.	Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта, вызванное буровыми растворами на нефтяной основе	325
6.5.3.	Концепция минимального давления репрессии . . . . .	326



6.5.4.	Повреждения в трещиноватых коллекторах, вызванные буровым раствором . . . . .	327
6.5.5.	Ухудшение коллекторских свойств пласта в горизонтальных скважинах . . . . .	327
6.6.	Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта, вызванное растворами для заканчивания и ремонта скважин . . . . .	328
6.7.	Ухудшение коллекторских свойств пласта при перфорации и цементировании . . . . .	330
6.8.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное миграцией мелких частиц . . . . .	333
6.9.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное набухающими глинами . . . . .	335
6.10.	Ухудшение коллекторских свойств пласта в нагнетательных скважинах . . . . .	336
6.11.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное парафинами и асфальтенами . . . . .	340
6.11.1.	Отложения парафина . . . . .	340
6.11.2.	Удаление отложений парафина . . . . .	342
6.11.3.	Способы предотвращения образования отложений парафина . . . . .	343
6.11.4.	Отложения асфальтенов . . . . .	343
6.11.5.	Удаление отложений асфальтенов . . . . .	345
6.12.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное образованием эмульсий и шлама . . . . .	346
6.13.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное образованием конденсатной банки . . . . .	347
6.14.	Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта, вызванное прорывом газа . . . . .	349
6.15.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное образованием водяных барьеров . . . . .	350
6.16.	Ухудшение коллекторских свойств пласта, вызванное изменением смачиваемости . . . . .	351
6.17.	Бактериальное закупоривание . . . . .	351
6.18.	Выводы . . . . .	352
<b>ГЛАВА 7.</b>	<b>Кислотная обработка породы . . . . .</b>	<b>362</b>
7.1.	Введение . . . . .	362
7.2.	Два основных типа кислотной обработки . . . . .	363
7.3.	Цели и порядок применения . . . . .	363
7.4.	Эффекты кислотной обработки: неповрежденная скважина . . . . .	365
7.5.	Выбор скважин для успешной кислотной обработки . . . . .	366
7.6.	Хронологическая статистика эксплуатации месторождения . . . . .	367

---

7.7.	Сравнение с соседними скважинами . . . . .	369
7.8.	Кривые восстановления давления . . . . .	370
7.9.	Анализ дебита скважины . . . . .	371
7.10.	Диагностика повреждения пласта . . . . .	372
7.11.	Определение степени и типа повреждения . . . . .	373
7.12.	Удаление повреждений химическими растворителями . . . . .	374
7.13.	Реакция пласта на кислотную обработку . . . . .	374
7.14.	Свойства пласта . . . . .	376
7.14.1.	Совместимость с пластовыми флюидами . . . . .	376
7.14.2.	Содержание сульфат-ионов . . . . .	376
7.14.3.	Содержание бикарбонатных ионов . . . . .	377
7.14.4.	Несовместимость с сырой нефтью (образование шлама и асфальтенов) . . . . .	377
7.14.5.	Сероводород . . . . .	378
7.15.	Свойства породы пласта . . . . .	378
7.16.	Минералогия пласта . . . . .	379
7.17.	Способы борьбы с образованием осадков . . . . .	382
7.17.1.	Предварительная промывка . . . . .	383
7.17.2.	Кислотная обработка . . . . .	383
7.17.3.	Предварительная промывка или дополнительная про- мывка . . . . .	383
7.18.	Расчет параметров кислотной обработки . . . . .	386
7.19.	Рекомендации по расчету параметров кислотной обработки . . . . .	386
7.20.	Тип и концентрация кислоты . . . . .	386
7.21.	Кислоты замедленного действия на основе плавиковой кислоты . . . . .	389
7.22.	Геохимические модели . . . . .	389
7.23.	Размещение кислоты и охват пласта кислотной обработкой . . . . .	390
7.24.	Механические методы . . . . .	391
7.24.1.	Двухманжетный пакер или инструмент для промывки перфораций . . . . .	391
7.24.2.	Цементировочный пакер и извлекаемый пакер-пробка . . . . .	391
7.24.3.	Уплотнительные шарики для закупоривания перфораци- онных отверстий . . . . .	392
7.25.	Метод твердых частиц . . . . .	392
7.25.1.	Кислотная обработка перед гравийной набивкой . . . . .	392
7.25.2.	Растворимые твердые частицы-отклонители . . . . .	392
7.26.	Загущенные кислоты . . . . .	393
7.26.1.	Концентрические НКТ . . . . .	396
7.27.	Новые методы отклонения потоков кислоты . . . . .	396
7.28.	Горизонтальные скважины . . . . .	397
7.29.	Добавки к кислотам . . . . .	397
7.29.1.	Ингибиторы коррозии . . . . .	398

7.29.2.	Поверхностно-активные вещества . . . . .	399
7.29.3.	Агенты, регулирующие выпадение осадков железа . . . . .	399
7.29.4.	Комплексообразователи железа . . . . .	399
7.29.5.	Восстановители железа . . . . .	400
7.29.6.	Борьба с сероводородом . . . . .	401
7.29.7.	Прочие добавки . . . . .	401
7.29.8.	Взаимные растворители . . . . .	401
7.29.9.	Стабилизаторы глин . . . . .	402
7.29.10.	Ингибиторы образования сульфата кальция . . . . .	403
7.29.11.	Гелеобразующие агенты . . . . .	404
7.29.12.	Выводы . . . . .	404
7.30.	Супервайзинг работ . . . . .	404
7.31.	Безопасность и охрана окружающей среды . . . . .	405
7.31.1.	Безопасность . . . . .	405
7.31.2.	Охрана окружающей среды . . . . .	405
7.32.	Подготовка скважины . . . . .	406
7.32.1.	Очистка ствола скважины . . . . .	406
7.32.2.	Кислотная очистка НКТ . . . . .	406
7.33.	Контроль качества . . . . .	408
7.33.1.	Испытания на приемистость . . . . .	409
7.33.2.	Отбор проб и титрование . . . . .	409
7.34.	Контроль и мониторинг темпа закачки . . . . .	409
7.35.	Динамика изменений давления при закачке кислоты . . . . .	410
7.36.	Эффективность кислотной обработки: оценка на месте . . . . .	412
7.37.	Контроль извлечения отработанной кислоты . . . . .	416
7.38.	Отбор проб добываемых флюидов . . . . .	417
7.39.	Оценка кислотной обработки . . . . .	418
7.40.	Постоянное совершенствование технологии обработки . . . . .	420
<b>ГЛАВА 8.</b>	<b>Гидравлический разрыв пласта . . . . .</b>	<b>428</b>
8.1.	Введение . . . . .	428
8.1.1.	Задачи ГРП . . . . .	429
8.1.2.	Выбор скважины для ГРП . . . . .	430
8.1.3.	Подготовка баз данных . . . . .	430
8.1.4.	Оптимизация ГРП . . . . .	432
8.1.5.	Полевые работы . . . . .	433
8.2.	Механика разрушения . . . . .	435
8.2.1.	Механические напряжения в пласте . . . . .	435
8.2.2.	Основы механики горных пород . . . . .	437
8.2.3.	Ориентация трещин . . . . .	437
8.2.4.	Эффективное давление. . . . .	441
8.3.	Модели распространения трещины . . . . .	443

---

8.3.1.	Двухмерные модели распространения трещины . . . . .	443
8.4.	Жидкости и добавки для ГРП . . . . .	447
8.4.1.	Свойства флюидов, применяемых при ГРП . . . . .	447
8.4.2.	Добавки к жидкостям для ГРП . . . . .	449
8.5.	Пропанты и проводимость трещины . . . . .	450
8.5.1.	Типы пропантов . . . . .	451
8.5.2.	Факторы, влияющие на гидравлическую проводимость трещин . . . . .	451
8.5.3.	Транспортировка пропанта . . . . .	453
8.6.	Проектирование ГРП . . . . .	455
8.6.1.	Требования к данным . . . . .	455
8.6.2.	Оценка рисков проекта . . . . .	459
8.7.	Кислотный гидроразрыв пласта . . . . .	460
8.7.1.	Выбор скважин для кислотного ГРП . . . . .	460
8.7.2.	Кислоты, применяемые для ГРП . . . . .	461
8.7.3.	Проектирование кислотного гидроразрыва . . . . .	462
8.8.	Гидроразрыв высокопроницаемых пластов . . . . .	464
8.8.1.	Критерии выбора высокопроницаемых пластов для ГРП . . . . .	465
8.8.2.	Проектирование ГРП в высокопроницаемых пластах . . . . .	466
8.9.	Диагностика разрыва пласта . . . . .	467
8.9.1.	Прямые методы в дальней зоне поля . . . . .	467
8.9.2.	Прямые методы в призабойной зоне скважины . . . . .	469
8.9.3.	Косвенные методы диагностики разрыва пласта . . . . .	469
8.9.4.	Анализ эффективного давления . . . . .	470
8.10.	Поведение скважины после ГРП . . . . .	473
8.10.1.	Повышение коэффициента продуктивности . . . . .	473
8.10.2.	Конечная добыча из скважин с ГРП . . . . .	475
8.10.3.	Анализ исследований скважин после ГРП . . . . .	476
<b>ГЛАВА 9.</b>	<b>Проблемы продуктивности скважин . . . . .</b>	<b>482</b>
9.1.	Введение . . . . .	482
9.1.1.	Проблемы, вызванные углеводородами . . . . .	482
9.1.2.	Парафины . . . . .	491
9.1.3.	Попутная добыча токсичных веществ . . . . .	496
9.2.	Проблемы добычи, связанные с водой . . . . .	497
9.2.1.	Газогидраты . . . . .	497
9.2.2.	Борьба с водопритоками . . . . .	502
9.2.3.	Отложения неорганических солей . . . . .	509
9.2.4.	Коррозия . . . . .	522
<b>ГЛАВА 10.</b>	<b>Механизированная эксплуатация скважин . . . . .</b>	<b>544</b>
10.1.	Введение . . . . .	544

10.2.	Пластовое давление и продуктивность скважин . . . . .	545
10.3.	Пластовые флюиды . . . . .	547
10.4.	Долгосрочная продуктивность коллектора и ограничения объектов обустройства . . . . .	548
10.5.	Системы механизированной добычи . . . . .	549
10.5.1.	Эксплуатация скважин штанговыми насосами . . . . .	550
10.5.2.	Погружные электрические центробежные насосы (ЭЦН)	553
10.5.3.	Винтовые насосы и погружные электрические винтовые насосы (ПЭВН) . . . . .	554
10.5.4.	Гидравлические насосы . . . . .	558
10.5.5.	Газлифт . . . . .	563
10.5.6.	Периодический газлифт . . . . .	567
10.5.7.	Другие способы лифтовой эксплуатации . . . . .	569
10.6.	Выбор способов механизированной эксплуатации скважин . . .	569
10.6.1.	Выбор, основанный на глубине и дебите скважин . . . . .	569
10.6.2.	Выбор на основе преимуществ и недостатков . . . . .	572
10.6.3.	Выбор с помощью экспертных программ . . . . .	572
10.6.4.	Выбор на основе сравнения чистого дисконтированного дохода (ЧДД) . . . . .	593
10.7.	Сбор информации об эксплуатации систем механизированной добычи . . . . .	596
10.8.	Заключение . . . . .	600
<b>ГЛАВА 11. Механизированная эксплуатация скважин штанговыми глубинными насосами . . . . .</b>		
11.1.	Введение . . . . .	606
11.1.1.	Штанговые насосные установки . . . . .	606
11.1.2.	Выбор способа эксплуатации скважин с помощью глубинных штанговых насосов . . . . .	608
11.2.	Продуктивный коллектор . . . . .	608
11.2.1.	Определение давления на забое скважины . . . . .	610
11.2.2.	Индикаторная кривая (ИК) . . . . .	611
11.2.3.	Добыча газа . . . . .	612
11.2.4.	Отвод газа по кольцевому межтрубному пространству . . . . .	612
11.2.5.	Влияние газа на работу насоса . . . . .	612
11.2.6.	Давление на приеме насоса . . . . .	613
11.2.7.	Скважинные газосепараторы и газовые якоря . . . . .	615
11.2.8.	Ловильные работы . . . . .	617
11.3.	Скважинные штанговые насосы . . . . .	617
11.3.1.	Основные компоненты насоса . . . . .	617
11.3.2.	Типы насосов . . . . .	617
11.3.3.	Номенклатура насосов API . . . . .	618

---

11.3.4.	Специальные насосы, не включенные в стандарт API . . . . .	619
11.3.5.	Выбор материалов . . . . .	621
11.3.6.	Допустимая глубина установки насоса . . . . .	621
11.3.7.	Проскальзывание флюида мимо плунжера . . . . .	621
11.3.8.	Степень сжатия . . . . .	622
11.3.9.	Выбор глубинных штанговых насосов . . . . .	622
11.3.10.	Размеры насосов . . . . .	624
11.3.11.	Проблемы эксплуатации насосов и их решения . . . . .	626
11.3.12.	Насосный цех, ремонты и аудиты . . . . .	628
11.4.	Насосные штанги . . . . .	628
11.4.1.	Стальные насосные штанги . . . . .	628
11.4.2.	Укороченные насосные штанги . . . . .	629
11.4.3.	Насосные штанги из волоконно-армированного пластика (ВАП) . . . . .	629
11.4.4.	Насосные штанги, не стандартизованные API . . . . .	630
11.4.5.	Критерии расчета колонн насосных штанг . . . . .	632
11.4.6.	Обозначение размеров . . . . .	634
11.4.7.	Подъем насоса с места посадки. . . . .	634
11.4.8.	Колонны насосных штанг переменного диаметра . . . . .	635
11.4.9.	Соединительные штанговые муфты . . . . .	636
11.4.10.	Техническое обслуживание насосных штанг . . . . .	637
11.4.11.	Замена колонн насосных штанг . . . . .	640
11.5.	Прочее скважинное оборудование . . . . .	640
11.5.1.	Насосно-компрессорные трубы. . . . .	640
11.5.2.	Якори насосно-компрессорных труб . . . . .	642
11.5.3.	Вращатели колонны НКТ . . . . .	644
11.5.4.	Утяжеленные насосные штанги . . . . .	644
11.5.5.	Центраторы (направляющие) насосных штанг . . . . .	646
11.5.6.	Установка центраторов насосных штанг . . . . .	647
11.5.7.	Типы и материалы центраторов насосных штанг . . . . .	649
11.5.8.	Скребки для удаления парафиновых отложений . . . . .	649
11.6.	Штанговые насосные установки — станки-качалки . . . . .	650
11.6.1.	Обозначения насосных установок . . . . .	650
11.6.2.	Редукторы . . . . .	651
11.6.3.	Номинальное число оборотов и долговечность редукторов . . . . .	651
11.6.4.	Конструктивные стандарты . . . . .	653
11.6.5.	Выбор штанговых насосных установок . . . . .	654
11.6.6.	Выбор штанговой насосной установки . . . . .	656
11.6.7.	Монтаж, эксплуатация и техническое обслуживание штан- говых насосных установок . . . . .	658
11.6.8.	Защитные ограждения . . . . .	658
11.7.	Первичные двигатели . . . . .	658

11.7.1.	Введение . . . . .	658
11.7.2.	Двигатели . . . . .	659
11.7.3.	Электродвигатели . . . . .	661
11.7.4.	Обычные электродвигатели . . . . .	661
11.7.5.	Стандарты Национальной ассоциации производителей электрооборудования (National Electrical Manufacturers Association, NEMA). . . . .	661
11.7.6.	Коэффициент (электрической) нагрузки . . . . .	662
11.7.7.	Коэффициент циклической нагрузки . . . . .	662
11.7.8.	Кожухи электродвигателей . . . . .	663
11.7.9.	Изоляция электродвигателей . . . . .	663
11.7.10.	Скольжение ротора асинхронного двигателя . . . . .	663
11.7.11.	Двигатели со сверхвысоким скольжением ротора . . . . .	664
11.7.12.	Органы управления двигателями . . . . .	664
11.7.13.	Системы заземления . . . . .	665
11.7.14.	Мощность станка-качалки . . . . .	665
11.7.15.	Пример решения задачи по определению мощности двигателя . . . . .	667
11.7.16.	Клиноременные передачи . . . . .	668
11.7.17.	Основные параметры шкивов . . . . .	668
11.7.18.	Основные параметры клиновых ремней . . . . .	669
11.7.19.	Другие типы ремней . . . . .	669
11.7.20.	Выбор шкива . . . . .	671
11.7.21.	Двойное снижение оборотов электродвигателя . . . . .	671
11.7.22.	Двойное снижение оборотов двигателя внутреннего сгорания . . . . .	671
11.7.23.	Определение необходимого количества ремней . . . . .	672
11.8.	Прочее оборудование на поверхности . . . . .	674
11.8.1.	Полированные штоки . . . . .	674
11.8.2.	Зажимы полированного штока . . . . .	674
11.8.3.	Сальниковые коробки. . . . .	675
11.8.4.	Вращатели штанг . . . . .	676
11.8.5.	Устьевые тройники . . . . .	676
11.8.6.	Обратные клапаны . . . . .	676
11.8.7.	Наземная арматура . . . . .	676
11.9.	Конструкторские расчеты . . . . .	677
11.10.	Автоматизация и контроль работы штанговых насосных установок . . . . .	678
11.11.	Поиск и устранение неисправностей штанговых насосных установок . . . . .	680
<b>ГЛАВА 12.</b>	<b>Газлифтная эксплуатация скважин . . . . .</b>	<b>694</b>
12.1.	Введение . . . . .	694

12.1.1.	Описание газлифта . . . . .	694
12.2.	Проектирование газлифтной системы . . . . .	697
12.2.1.	Временной фактор . . . . .	697
12.2.2.	Другие факторы, влияющие на конструкцию газлифтной системы . . . . .	697
12.3.	Мощность компрессора . . . . .	702
12.3.1.	Газлифтные системы . . . . .	702
12.3.2.	Распределение и контроль потоков газа . . . . .	703
12.3.3.	Наземные объекты обустройства . . . . .	706
12.3.4.	Газлифтное оборудование . . . . .	707
12.4.	Основы механики газа . . . . .	710
12.4.1.	Давление газа на глубине . . . . .	710
12.4.2.	Влияние температуры на давление в замкнутом пространстве сиффона, заполненного азотом . . . . .	711
12.4.3.	Объемный расход газа через диафрагму или штуцер . . . . .	715
12.4.4.	Объем газа, находящийся в напорном трубопроводе . . . . .	719
12.5.	Оборудование газлифтного подъемника . . . . .	721
12.5.1.	Введение . . . . .	721
12.5.2.	Задачи газлифтных клапанов и обратных клапанов . . . . .	721
12.6.	Механика работы газлифтного клапана . . . . .	723
12.6.1.	Несбалансированные одноэлементные газлифтные клапаны . . . . .	723
12.6.2.	Управляемые перепадом давлений газлифтные клапаны . . . . .	723
12.6.3.	Технические характеристики клапана, включая ход штока для полного открытия . . . . .	725
12.6.4.	Геометрия отверстий газлифтного клапана . . . . .	726
12.6.5.	Седла-переводники . . . . .	728
12.6.6.	Защита сиффона . . . . .	730
12.6.7.	Стабилизация открывающих давлений на стенде . . . . .	730
12.6.8.	Нормы нагрузки сиффона клапана . . . . .	731
12.6.9.	Уравнения равновесия статических нагрузок несбалансированного одноэлементного газлифтного клапана с заряженной сиффонной камерой . . . . .	733
12.6.10.	Начальные давления открытия и закрытия несбалансированного одноэлементного газлифтного клапана . . . . .	736
12.7.	Коэффициент внутрискважинного давления и гистерезис клапана . . . . .	737
12.7.1.	Объемные расходы закачиваемого газа через штуцер фиксированного размера в сравнении с несбалансированным одноэлементным газлифтным клапаном . . . . .	738
12.8.	Динамические характеристики газлифтного клапана . . . . .	739
12.9.	Проектирование газлифтных подъемников . . . . .	741
12.9.1.	Непрерывный газлифт . . . . .	741



12.9.2.	Откачка скважины непрерывным газлифтом . . . . .	742
12.9.3.	Исходные данные для расчета газлифтных подъемников	744
12.10.	Методы расчета газлифтных подъемников . . . . .	745
12.10.1.	Допущения и коэффициенты безопасности в упрощенных методах расчета непрерывных газлифтных подъемников без учета функционирования газлифтного клапана	745
12.10.2.	Дроссельный обратный клапан для работающего газлифтного клапана в непрерывном подъемнике . . . . .	746
12.10.3.	Глубина установки верхнего газлифтного клапана . . . . .	748
12.10.4.	Корреляции многофазных потоков и кривые градиентов динамических давлений на глубине . . . . .	749
12.10.5.	Динамическая температура на глубине . . . . .	752
12.10.6.	Расчет непрерывных газлифтных подъемников на основе постоянного снижения давления закачиваемого газа в каждом последующем нижнем газлифтном клапане (метод расчета API) . . . . .	752
12.10.7.	Расчет размера проходного отверстия клапана и открывающего давления на стенде . . . . .	757
12.10.8.	Расчет непрерывного газлифтного подъемника при высоком давлении закачки газа по отношению к глубине подъема . . . . .	764
12.10.9.	Расчет непрерывного газлифтного подъемника с высоким расходом газа . . . . .	765
12.10.10.	Расчеты для подъемников с газлифтом по межтрубному пространству . . . . .	781
12.11.	Периодический газлифт . . . . .	785
12.11.1.	Введение . . . . .	785
12.11.2.	Недостатки периодического газлифта . . . . .	785
12.11.3.	Типы газлифтных подъемников периодического действия	787
12.11.4.	Расчет суточных дебитов . . . . .	788
12.11.5.	Закачка газа в газлифтные подъемники периодического действия . . . . .	789
12.11.6.	Сравнение управления закачкой газа по времени цикла с дроссельным управлением . . . . .	790
12.11.7.	Методы расчета газлифтных подъемников периодического действия . . . . .	792
12.11.8.	Газлифтные клапаны для подъемников периодического действия . . . . .	792
12.11.9.	Дистанционный коэффициент градиента периодического давления . . . . .	793
12.11.10.	Выбор поверхностного давления закрытия газлифтных клапанов . . . . .	793

12.11.11. Выбор размера отверстия клапана . . . . .	795
12.11.12. Расчет периодического газлифтного подъемника с большими отверстиями клапанов, постоянным поверхностным давлением закрытия и дистанционным коэффициентом градиента периодического давления . . . . .	796
12.11.13. Определение глубин газлифтных клапанов . . . . .	797
12.11.14. Расчет открывающих давлений на стенде газлифтных клапанов . . . . .	799
12.11.15. Расчет открывающих давлений на стенде газлифтных клапанов . . . . .	801
12.11.16. Газлифтные камеры [19, 20] . . . . .	802
12.11.17. Плунжерный периодический газлифт . . . . .	808
12.12. Работа газлифтных подъемников . . . . .	811
12.12.1. Откачка и регулировка расхода нагнетаемого газа . . . . .	811
12.12.2. Снижение уровня жидкости («раскачка скважины») . . . . .	814
12.12.3. Контроль суточного дебита скважин с непрерывным газлифтом . . . . .	815
12.12.4. Регулировка контроллера циклов закачки газа для периодического газлифта . . . . .	815
12.13. Газлифт в особых условиях . . . . .	816
12.13.1. Морские платформы . . . . .	816
12.13.2. Газлифтные подъемники в скважинах, пробуренных с морских платформ . . . . .	817
12.13.3. Подводные газлифтные подъемники . . . . .	817
12.13.4. Добыча тяжелой нефти . . . . .	818
12.13.5. Газлифт с помощью воздуха, азота и углекислого газа . . . . .	818
<b>Приложение А. Упрощенная модель работы газлифтного клапана . . . . .</b>	<b>825</b>
<b>ГЛАВА 13. Электрические погружные центробежные насосы (ЭЦН) . . . . .</b>	<b>828</b>
13.1. Введение . . . . .	828
13.1.1. Электрический погружной центробежный насос . . . . .	828
13.2. История [1, 2] . . . . .	828
13.3. Система ЭЦН . . . . .	830
13.3.1. Центробежный насос . . . . .	833
13.3.2. Гидрозащита (протектор) [6] . . . . .	845
13.3.3. Электродвигатель . . . . .	854
13.3.4. Силовой кабель . . . . .	861
13.3.5. Контроллеры двигателя . . . . .	867
13.3.6. Особенности применения . . . . .	876
13.3.7. Вспомогательное оборудование . . . . .	880
13.3.8. Варианты схем ЭЦН . . . . .	887

13.3.9.	ЭЦН для работы в сложных скважинных условиях . . . . .	895
13.3.10.	Монтаж и обращение с оборудованием . . . . .	906
13.3.11.	Техническое обслуживание и диагностика . . . . .	907
13.4.	Выбор системы ЭЦН и расчет рабочих параметров . . . . .	907
13.4.1.	Шаг первый: сбор основных данных . . . . .	908
13.4.2.	Шаг второй: производительность насоса . . . . .	909
13.4.3.	Шаг третий: расчет объемов газа . . . . .	909
13.4.4.	Шаг четвертый: полный динамический напор . . . . .	911
13.4.5.	Шаг пятый: тип насоса . . . . .	911
13.4.6.	Шаг шестой: оптимальный размер узлов . . . . .	912
13.4.7.	Шаг седьмой: электрический кабель . . . . .	913
13.4.8.	Шаг восьмой: вспомогательное и дополнительное обо- рудование . . . . .	914
13.4.9.	Шаг девятый: ЭЦН с регулируемой частотой вращения	915
13.5.	Пример расчета . . . . .	916
13.5.1.	Шаг первый: сбор основных данных . . . . .	916
13.5.2.	Шаг второй: производительность насоса . . . . .	917
13.5.3.	Шаг третий: расчет объемов газа . . . . .	919
13.5.4.	Шаг четвертый: полный динамический напор . . . . .	921
13.5.5.	Шаг пятый: тип насоса . . . . .	921
13.5.6.	Шаг шестой: оптимальный размер узлов . . . . .	922
13.5.7.	Шаг седьмой: электрический кабель . . . . .	923
13.5.8.	Шаг восьмой: вспомогательное и дополнительное обо- рудование. Скважинное вспомогательное оборудование. Плоский кабель (удлинитель электродвигателя) . . . . .	924
13.6.	Пример . . . . .	925
13.6.1.	Шаг первый: ЭЦН с регулируемой частотой вращения .	925
13.6.2.	Шаг второй: производительность насоса . . . . .	925
13.6.3.	Шаг третий: расчет объемов газа . . . . .	926
13.6.4.	Шаг четвертый: полный динамический напор . . . . .	929
13.6.5.	Шаг пятый: выбор типа насоса . . . . .	930
<b>ГЛАВА 14. Эксплуатация нефтяных скважин гидравлическими насоса-</b>		
<b>ми</b> . . . . .		<b>936</b>
14.1.	Введение . . . . .	936
14.2.	Скважинные насосы . . . . .	937
14.2.1.	Типы насосов . . . . .	937
14.2.2.	Вставные скважинные насосы (традиционные установки)	937
14.2.3.	Свободно подвешенные насосы . . . . .	938
14.2.4.	Открытые и закрытые системы рабочей жидкости . . .	942
14.2.5.	Системы реверсирования потока . . . . .	942
14.2.6.	Скважины с двумя продуктивными горизонтами . . . . .	943

---

14.3.	Принципы работы . . . . .	944
14.3.1.	Плунжерные насосы . . . . .	944
14.3.2.	Струйные насосы . . . . .	949
14.3.3.	Эксплуатационные характеристики . . . . .	954
14.3.4.	Кавитация в струйных насосах . . . . .	955
14.3.5.	Размеры сопла и горла . . . . .	956
14.3.6.	Выбор типоразмеров насоса . . . . .	960
14.3.7.	Последовательность расчетов и дополнительные уравнения . . . . .	961
14.4.	Комплектация скважинных насосов . . . . .	962
14.4.1.	Чашечные манжетные уплотнения поршня (сваба) . . . . .	962
14.4.2.	Всасывающие клапаны . . . . .	962
14.4.3.	Регистрирующие манометры . . . . .	963
14.4.4.	Насосы-заглушки . . . . .	964
14.4.5.	Экраны и фильтры . . . . .	964
14.4.6.	Скважинный клапан-отсекатель . . . . .	965
14.5.	Оборудование на поверхности . . . . .	967
14.5.1.	Насосы на поверхности . . . . .	967
14.5.2.	Управление потоками рабочей жидкости . . . . .	970
14.5.3.	Манифольды управления. . . . .	975
14.5.4.	Лубрикатор . . . . .	975
14.5.5.	Системы рабочих жидкостей . . . . .	975
14.5.6.	Открытая система рабочей жидкости . . . . .	976
14.5.7.	Закрытые системы рабочей жидкости . . . . .	979
14.5.8.	Системы для отдельных скважин . . . . .	979
14.5.9.	Пример расчета гидравлического струйного насоса . . . . .	985
14.5.10.	Пример расчета гидравлического плунжерного насоса . . . . .	987
<b>ГЛАВА 15.</b>	<b>Винтовые насосные установки . . . . .</b>	<b>993</b>
15.1.	Оборудование лифтовых систем с винтовыми насосными установками . . . . .	996
15.1.1.	Скважинный винтовой насос . . . . .	996
15.1.2.	Модели и технические характеристики насосов . . . . .	1002
15.1.3.	Виды, свойства и выбор эластомеров . . . . .	1004
15.1.4.	Вспомогательное оборудование . . . . .	1024
15.1.5.	Альтернативные конфигурации установок винтовых насосов . . . . .	1027
15.1.6.	Отраслевые стандарты . . . . .	1032
15.2.	Проектирование установок винтовых насосов . . . . .	1033
15.2.1.	Общая последовательность процесса проектирования . . . . .	1033
15.2.2.	Выбор насоса . . . . .	1036
15.2.3.	Калибровка насоса . . . . .	1042

15.2.4.	Условия течения флюидов . . . . .	1051
15.2.5.	Нагрузки на насосные штанги . . . . .	1055
15.2.6.	Износ колонн насосных штанг/НКТ . . . . .	1060
15.2.7.	Расчет силовой трансмиссии . . . . .	1062
15.3.	Особенности применения насосов . . . . .	1064
15.3.1.	Скважины с высоковязкой нефтью . . . . .	1064
15.3.2.	Скважины с пескопроявлениями . . . . .	1067
15.3.3.	Малодобитные или откачанные скважины . . . . .	1069
15.3.4.	Скважины с высоким содержанием газа . . . . .	1071
15.3.5.	Наклонно-направленные и горизонтальные скважины . . . . .	1072
15.3.6.	Скважины с агрессивной средой . . . . .	1076
15.3.7.	Работа с повышенными скоростями вращения . . . . .	1078
15.3.8.	Откачка воды в скважинах для добычи метана из угольных пластов . . . . .	1080
15.3.9.	Скважины с повышенной температурой . . . . .	1082
15.4.	Монтаж винтовых насосов, автоматизация, диагностика и анализ отказов . . . . .	1084
15.4.1.	Мониторинг и автоматизация установок винтовых насосов . . . . .	1086
15.4.2.	Диагностика . . . . .	1089
15.4.3.	Анализ отказов насосов . . . . .	1089
15.5.	Пример конструкторского расчета . . . . .	1096
15.5.1.	Постановка задачи . . . . .	1096
<b>ГЛАВА 16.</b>	<b>Плунжерный лифт . . . . .</b>	<b>1107</b>
16.1.	Введение . . . . .	1107
16.2.	Основы работы плунжерного лифта . . . . .	1110
16.2.1.	Задача плунжерного лифта . . . . .	1110
16.2.2.	Работа и цикличность плунжерного подъемника . . . . .	1112
16.2.3.	Изменение давления в процессе циклов плунжерного подъемника . . . . .	1114
16.2.4.	Максимальный дебит скважины с плунжерным подъемником . . . . .	1115
16.3.	Применение плунжерных подъемников . . . . .	1117
16.3.1.	Типовые плунжерные подъемники: применение в скважинах с открытым межтрубным пространством . . . . .	1117
16.3.2.	Скважины с пакерами и скважины малого диаметра . . . . .	1118
16.3.3.	Наклонно-направленные скважины . . . . .	1118
16.3.4.	Скважины с гибкими НКТ. . . . .	1119
16.3.5.	Плунжеры в обсадной колонне . . . . .	1119
16.3.6.	Периодический газлифт . . . . .	1119
16.3.7.	Внешняя подача/закачка газа . . . . .	1120

---

16.3.8.	Компримирование газа на устье . . . . .	1120
16.3.9.	Выпуск газа в емкости или системы с низким давлением	1120
16.3.10.	Скважины с некоторым выносом песка . . . . .	1121
16.3.11.	Управление расходом в НКТ/обсадных трубах . . . . .	1122
16.3.12.	Закачка углекислого газа (CO <sub>2</sub> ) . . . . .	1122
16.3.13.	Другие способы . . . . .	1123
16.4.	Расчет и модели . . . . .	1123
16.4.1.	ГЖФ и восстановление давления в скважине . . . . .	1123
16.4.2.	Оценка дебитов скважины с плунжерным подъемником	1125
16.4.3.	Модели . . . . .	1126
16.5.	Основные уравнения Фосса и Гола [16] (с изменениями [13] и [18])	1128
16.5.1.	Необходимые давления . . . . .	1128
16.5.2.	Объем газа, необходимый для одного цикла (тыс. м <sup>3</sup> ) . . . . .	1129
16.5.3.	Максимальное число циклов . . . . .	1129
16.5.4.	Примеры эмпирических правил и расчетов Фосса и Гола	1129
16.6.	Монтаж и техническое обслуживание оборудования . . . . .	1132
16.6.1.	Качество оборудования и материалы . . . . .	1133
16.6.2.	Оценка существующих и возможных конфигураций ствола скважины . . . . .	1134
16.6.3.	Подготовка НКТ и ствола скважины . . . . .	1136
16.6.4.	Проверка целостности колонны НКТ канатными работами	1136
16.6.5.	Причины изменения конструкции колонны НКТ . . . . .	1137
16.7.	Установка и монтаж скважинного оборудования плунжерного подъемника . . . . .	1141
16.7.1.	Ограничители плунжера . . . . .	1141
16.7.2.	Забойный бампер с пружиной (дополнительное оборудование; применяется не во всех конструкциях) . . . . .	1143
16.7.3.	Всасывающий клапан (дополнительное оборудование; применяется не во всех конструкциях) . . . . .	1143
16.7.4.	Ниппель с сетчатым фильтром (дополнительное оборудование; применяется не во всех конструкциях) . . . . .	1144
16.8.	Установка и монтаж устьевого и наземного оборудования плунжерного подъемника . . . . .	1144
16.8.1.	Устьевое оборудование . . . . .	1144
16.8.2.	Лубрикатор/ловитель в сборе . . . . .	1145
16.8.3.	Датчики плунжера . . . . .	1147
16.8.4.	Клапаны с приводом . . . . .	1147
16.9.	Конструкция и выбор плунжера . . . . .	1147
16.9.1.	Уплотнение и скорость плунжера . . . . .	1148
16.9.2.	Надежность и долговечность. . . . .	1149
16.9.3.	Быстрый спуск плунжера . . . . .	1149
16.9.4.	Прочие характеристики плунжера . . . . .	1150

16.9.5. Типы плунжеров . . . . .	1150
16.10. Управление плунжерными подъемниками . . . . .	1155
16.10.1. Контроллер плунжера . . . . .	1155
16.10.2. Ручные таймеры включения/выключения . . . . .	1155
16.10.3. Контроллеры дифференциального давления . . . . .	1157
16.10.4. Автоматизированный таймер включения/выключения на основании скорости плунжера . . . . .	1157
16.10.5. Комбинированный автоматический контроллер в режиме включения/выключения и мониторинг давления . . . . .	1159
16.10.6. Выпуск газа в атмосферу (дополнительное оборудова- ние; применяется не во всех конструкциях) . . . . .	1160
16.10.7. Задержка при высоком давлении в выкидной линии (до- полнительное оборудование; применяется не во всех конструкциях) . . . . .	1160
16.10.8. Акустическое измерение уровня жидкости в скважине и отслеживание спуска плунжера (дополнительное обо- рудование; применяется не во всех конструкциях) . . . . .	1161
16.10.9. Дистанционное управление/телеметрия (дополнитель- ное оборудование; применяется не во всех конструкциях)	1161
16.10.10. Защита от ошибок рейсов плунжера (дополнительное оборудование; применяется не во всех конструкциях) . . . . .	1164
16.10.11. Режим свабирования (дополнительное оборудование; при- меняется не во всех конструкциях) . . . . .	1165
16.11. Модификация объектов обустройства месторождений . . . . .	1165
16.11.1. Наземные объекты обустройства . . . . .	1165
16.11.2. Измерения . . . . .	1166
16.11.3. Регулятор перепадов давления . . . . .	1166
16.11.4. Вспомогательные клапаны высокого/низкого давления	1167
<b>Предметный указатель . . . . .</b>	<b>1171</b>

## Введение

Четвертый том «Техника и технологии добычи» нового *Справочника инженера-нефтяника* предназначен для замены глав по технологии эксплуатации месторождений в *Справочнике*, изданном в 1987 году. За прошедшие 20 лет произошли значительные изменения в технологиях и методах эксплуатации, и это новое издание даст читателю современные представления в области проектирования, подбора оборудования и рабочих процедур для большинства нефтяных и газовых скважин.

Шестнадцать глав этого тома разделены на три группы: заканчивание скважин, повреждение продуктивного пласта и воздействие на него, а также механизированная эксплуатация скважин. Похожие темы могут освещаться и в других томах *Справочника*. Конкретные данные относительно оборудования можно найти в описаниях технических спецификаций и Методических рекомендациях Американского нефтяного института (*API*) или в документах Международной организации по стандартизации (*ISO*). Многие из этих глав взаимосвязаны, и имеются ссылки на другие разделы. Например, в главе, посвященной насосно-компрессорным трубам (НКТ), не рассматривается движение этих труб в скважине, но оно рассматривается в главе, посвященной схемам заканчивания скважин. В *Справочник* включены таблицы и иллюстрации, необходимые для проектирования, но конкретные данные по оборудованию, возможно, придется получить у поставщиков. Компьютерные программы для проектирования не рассматриваются, но в большинстве случаев даны примеры задач, возникающих при проектировании.

Начальные главы касаются, прежде всего, заканчивания скважин. **Глава 1** «Характеристики притока и оттока» написана М. Уиггинсом. Первый шаг при разработке проекта — прогноз или измерение дебита скважины. Необходимы прогнозы дебита коллектора (приток) и расхода в поверхностные резервуары товарной продукции (отток). Рассмотрены основы закона Дарси и корреляции, применяемые для типичных многофазных потоков продукции нефтяных и газовых скважин. Системный анализ позволяет инженеру-нефтянику провести совместную оценку систем добычи и схем заканчивания скважин. **Глава 2** «Системы заканчивания скважин», написанная Д. Раддоком, касается общего оборудования, используемого в большинстве скважин; здесь особое внимание уделено пакерам, которые являются основой схемы заканчивания обсаженной скважины. Как правило, при этом используется стандартное оборудование, приобретенное у сервисных компаний, и такое оборудование часто включено в стандарты *API* и *ISO*. Для



успешного заканчивания скважин важен правильный выбор такого оборудования. **Глава 3** «Выбор, проектирование и монтаж колонн насосно-компрессорных труб (НКТ)» написана Дж. Клеггом и Э. Клементичем. Большинство нефтяных и газовых скважин заканчивают с колоннами НКТ, правильный выбор которых чрезвычайно важен для длительной и бесперебойной службы. При работе на скважинах небольшой глубины обычно не возникает особых проблем, но глубокие скважины с высоким давлением и/или агрессивной средой могут представлять значительные трудности. **Глава 4** «Перфорация», написанная Дж. Кингом, посвящена одному из основных этапов заканчивания скважин. Одним из вариантов является заканчивание в открытом стволе, но большинство операторов используют для создания притока перфорацию через обсадную колонну. Выбор наилучшего оборудования и понимание методов перфорации является обязательным условием для эффективного заканчивания скважин. Цель этой главы заключается в описании методов создания оптимального пути для движения флюидов при конкретной схеме заканчивания. **Глава 5** «Борьба с пескопроявлениями», написанная У. Пенберти, рассматривает различные методы и более подробно описывает гравийные фильтры. Одна из наиболее сложных проблем — заканчивание скважины с пескопроявлениями без значительного нарушения проницаемости в пристволенной части пласта на протяжении всего технологического процесса.

Следующие четыре главы рассматривают проблемы повреждения продуктивного пласта. **Глава 6** «Повреждение продуктивного пласта», написанная М. Шарма описывает проблемы при бурении, заканчивании и эксплуатации скважин, которые приводят к нарушению проницаемости в призабойной зоне и снижению дебита. **Глава 7** «Кислотная обработка породы», написанная Г. Макледом, рассматривает различные методы химического воздействия, используемые обычно для увеличения отдачи пласта, в основном за счет удаления тампонажного материала и предупреждения дальнейших повреждений. В **главе 8** «Гидравлический разрыв пласта» С. Холдич рассматривает повышение дебита скважины и возможность обойти любые повреждения пласта в стволе скважины. **Глава 9** «Проблемы продуктивности скважин», написанная Р. Ясинским, касается общих для многих регионов проблем образования твердых осадков, асфальтенов и парафинов, приводящих к снижению продуктивности и увеличению операционных расходов.

Следующие семь глав посвящены механизированной эксплуатации скважин — главной заботе инженеров-промысловиков. В **главе 10** «Механизированная эксплуатация скважин» Дж. Леа описывает распространенные методы, используемые для эксплуатации скважин, которые больше не работают в фонтанном режиме. Правильный выбор метода механизированной добычи важен для рентабельной эксплуатации скважины в течение всего срока ее службы. Следующая **глава 11** «Механизированная эксплуатация скважин штанговыми глубинными насосами» Н. Хейна предлагает практический подход к проектированию, выбору, монтажу и эксплуатации наиболее часто используемых штанго-

вых глубинных насосов. **Глава 12** «Газлифтная эксплуатация скважин», написанная Дж. Бланном и Г. Уинклером, подробно рассматривает непрерывный и периодический газлифт. **Глава 13** «Электрические погружные центробежные насосы (ЭЦН)» Дж. Бирдена рассматривает использование этих насосов с момента создания первых насосов до настоящего времени и дает читателю общее представление о методе искусственного подъема жидкостей с помощью ЭЦН. В **главе 14** «Эксплуатация нефтяных скважин гидравлическими насосами», написанной Дж. Фретвеллом, рассматривается использование рабочей жидкости гидросистемы для работы скважинного гидроприводного или струйного насоса. **Глава 15** «Винтовые насосные установки», написанная К. Мэтьюсом и др., рассматривает вопросы оборудования, проектирования и применения систем винтовых насосов, широко используемых в настоящее время для механизированной добычи. **Глава 16** «Плунжерный лифт» С. Листяка и Д. Филлипса посвящена использованию энергии скважины при добыче нефти и газа со свободным поршнем для увеличения притока флюидов.

Я благодарю всех авторов за их время и усилия в подготовке этого тома, который будет полезным руководством для специалистов по заканчиванию и эксплуатации скважин. Специальная благодарность — главному редактору Ларри Лейку и персоналу Общества инженеров-нефтяников, участвующему в этой работе.

*Джо Д. Клегг*

## ГЛАВА 1

# Характеристики притока и оттока

*Майкл Л. Уиггинс, University of Oklahoma*

### 1.1. Система добычи углеводородов

Понимание принципов течения флюидов по всей системе добычи важно для оценки эксплуатационных характеристик отдельных скважин и оптимизации продуктивности скважины и коллектора. В наиболее общем смысле система добычи является совокупностью элементов, которая транспортирует пластовые флюиды из подземного коллектора на поверхность, обеспечивает обработку флюидов и подготовку их для хранения и отправки потребителю. **Рис. 1.1** иллюстрирует систему добычи с одной скважиной. Основными элементами системы добычи являются коллектор, ствол скважины, трубы и сопутствующее скважинное оборудование, устье скважины на поверхности, промысловые трубопроводы и технологическое оборудование, а также оборудование для механизированной эксплуатации скважины.

Коллектор является источником флюидов для системы добычи. Он представляет собой пористую проницаемую среду, в которой хранятся пластовые флюиды и через которую они могут течь в ствол скважины. Именно коллектор обеспечивает первичную энергию для системы добычи. Ствол скважины служит каналом для доступа к коллектору с поверхности. Пробуренный ствол скважины обычно обсаживают трубами и цементируют. В обсаженном стволе скважины размещают насосно-компрессорные трубы (НКТ) и соответствующее подземное оборудование для эксплуатации скважины (например, пакеры). Основным каналом для транспортировки флюидов из коллектора на поверхность служит колонна НКТ, хотя флюиды могут подниматься также и по кольцевому пространству между насосно-компрессорной и обсадной колоннами.

Устье скважины, промысловые трубопроводы и технологические установки представляют собой наземное механическое оборудование, необходимое для контроля и обработки пластовых флюидов на поверхности и подготовки их для отправки потребителю. Сюда входит оборудование устья скважины и связанная с ним запорно-регулирующая арматура, коллекторы, трубопроводы, сепараторы, установки для подготовки продукции, приборы учета и хранилища.

Во многих случаях коллектор не в состоянии обеспечить достаточную энергию для транспортировки флюидов на поверхность с рентабельным дебитом

в течение всего срока службы коллектора. В этом случае для повышения дебита применяются механизированные системы эксплуатации, обеспечивающие дополнительную энергию. Эти системы состоят как из наземных, так и подземных элементов. Дополнительная энергия может быть доставлена непосредственно к флюиду при помощи скважинных насосов, либо за счет снижения противодавления в коллекторе с наземным компрессорно-насосным оборудованием, позволяющим снизить устьевое давление, либо закачкой газа в эксплуатационную колонну для уменьшения гидродинамического градиента флюида.

Понимание роли каждого из элементов системы добычи и их взаимодействия позволяет повысить продуктивность скважины путем оптимизации всей системы. При течении флюида из коллектора по всей цепочке системы добычи происходит непрерывное падение давления (как показано на рис. 1.1). Начальное давление в системе определяется средним пластовым давлением, а конечное — либо давлением в линии транспортировки, либо давлением в емкости хранилища, близким к атмосферному; при подъеме пластовых флюидов на поверхность имеет место большой перепад давлений. Задача инженера-нефтяника заключается в том, чтобы использовать это снижение давления оптимальным образом. Снижение давления зависит от дебита, который, в свою очередь, зависит от изменений давления. Понимание взаимосвязи между давлением и дебитом важно для прогнозирования продуктивности отдельных нефтяных и газовых скважин.

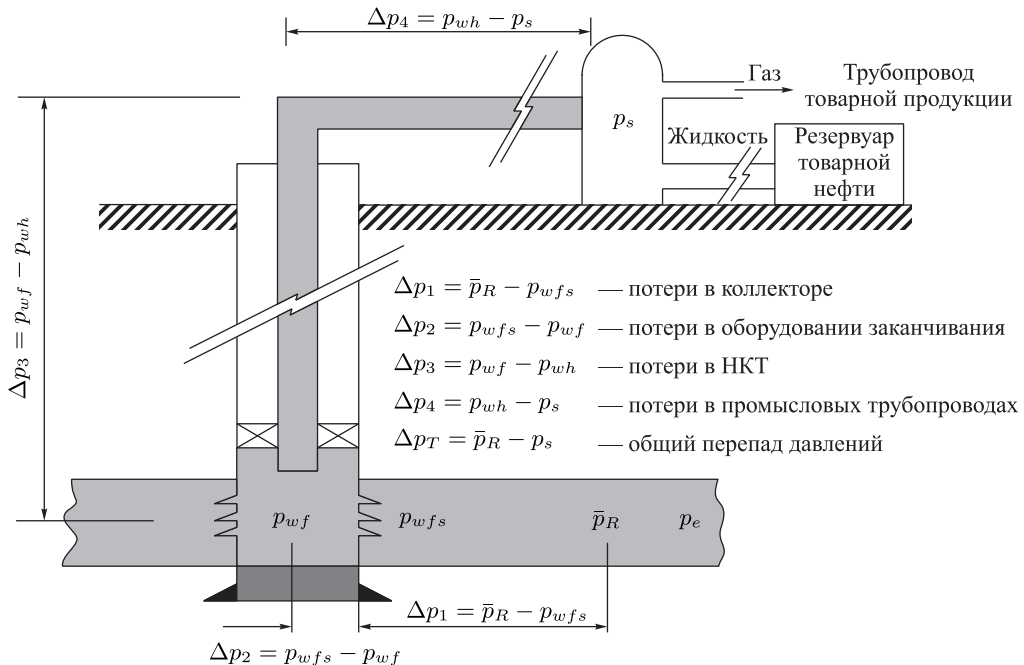


Рис. 1.1. Система добычи и потери давления в ней [1]

Для проектирования заканчивания скважин или прогнозирования дебита требуется подход, учитывающий все компоненты системы добычи. Эту задачу решает системный анализ, который позволяет инженеру-нефтянику проанализировать систему добычи и схемы заканчивания скважин. Данная глава рассматривает течение пластовых флюидов по системе добычи, начиная от характеристики притока отдельной скважины, зависящего от соотношения пластового давления и дебита, до продуктивности, определяемой потоком пластовых флюидов через систему трубопроводов.

## 1.2. Фильтрационные характеристики коллектора

Математические модели, описывающие поток флюидов через пористые и проницаемые среды, могут быть построены с помощью физических соотношений для сохранения массы, уравнений движения и состояния. В результате получают уравнения фильтрации, которые используются в нефтегазовой промышленности для описания течения флюидов через пористую среду.

Уравнение фильтрации можно записать для любой геометрии, но для инженера-нефтяника, решающего задачу для единичной скважины, одной из самых интересных является геометрия радиального течения. Уравнение радиальной фильтрации для слабосжимаемой жидкости с постоянной вязкостью (недонасыщенной нефти или воды) имеет вид

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \left( \frac{\partial p}{\partial t} \right). \quad (1.1)$$

Для реального газа решение часто представляется в двух формах: в виде традиционной квадратичной зависимости от давления и в общем виде зависимости от псевдодавления. Квадратичную зависимость от давления можно представить таким образом:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p^2}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \left( \frac{\partial p^2}{\partial t} \right). \quad (1.2)$$

Зависимость от псевдодавления —

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p_p(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \left( \frac{\partial p_p(p)}{\partial t} \right), \quad (1.3)$$

где псевдодавление реального газа определено авторами [2] следующим образом:

$$p_p(p) = 2 \int \frac{p}{\mu z} dp. \quad (1.4)$$

Зависимость от псевдодавления подходит для всех диапазонов давлений, а квадратичная зависимость применяется реже из-за сжимаемой природы флюида.

Строго говоря, формула квадратичной зависимости от давления работает верно только тогда, когда произведение  $\mu z$  постоянно как функция давления. Как правило, это происходит при низких давлениях (менее примерно 140 бар). Вследствие этого при анализе продуктивности газовой скважины обычно рекомендуют применять соотношения с псевдодавлением.

**1.2.1. Аналитические решения для однофазной фильтрации.** Уравнения радиальной фильтрации можно решить при многих начальных и граничных условиях для характеристики расходов и давлений однофазного потока. Одинаковый вид уравнений (1.1)–(1.3) обуславливает схожесть решений для зависимостей от давления, квадрата давления и псевдодавления. Основным интересом для инженеров-нефтяников представляет решение с постоянным конечным расходом (на выходе системы), начальным условием для которого является равновесное пластовое давление в течение некоторого фиксированного времени, когда добыча из скважины идет с постоянным дебитом. Наиболее распространенными (хотя и не исключительными) условиями, обеспечивающими получение желательных решений для эксплуатационных характеристик скважин, являются установившийся и псевдоустановившийся режимы потока.

Установившийся режим наблюдается в скважинах, в которых внешнее граничное давление остается постоянным. Это означает открытую внешнюю границу, то есть приток флюида через границу точно уравновешен отбором из скважины. Данное условие применимо, когда давление поддерживается за счет активного естественного притока воды или при активном нагнетании флюида в коллектор. Расход однофазного потока жидкости в установившемся режиме можно выразить через среднее пластовое давление формулой

$$q = \frac{kh(\bar{p}_R - p_{wf})}{18,66B\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + s \right)}. \quad (1.5)$$

Псевдоустановившийся режим наблюдается в скважине, эксплуатируемой уже продолжительное время, что определяет внешнюю границу ее зоны дренирования. Скважина считается эксплуатируемой с закрытыми границами, когда через внешние границы этой зоны нет притока. В этом случае пластовое давление будет снижаться по мере эксплуатации, и при постоянном дебите снижение давления будет постоянным для всех радиусов и времен. Это решение для расхода однофазного потока жидкости в терминах среднего пластового давления имеет вид

$$q = \frac{kh(\bar{p}_R - p_{wf})}{18,66B\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)}. \quad (1.6)$$

Уравнения установившегося потока могут быть получены также для реального газа и представлены в виде квадратичной зависимости от давления или

общей зависимости от псевдодавления. Решения для установившегося режима потока имеют вид

$$q = \frac{kh(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)}{131\mu zT \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + s \right)} \quad (1.7)$$

и

$$q = \frac{kh[p_p(\bar{p}_R) - p_p(p_{wf})]}{131T \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + s \right)}. \quad (1.8)$$

Решения для псевдоустановившегося режима потока газа имеют вид

$$q = \frac{kh(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)}{131\mu zT \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)} \quad (1.9)$$

и

$$q = \frac{kh[p_p(\bar{p}_R) - p_p(p_{wf})]}{131T \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)}. \quad (1.10)$$

Установившийся или псевдоустановившийся режимы могут никогда не достигаться при реальной эксплуатации скважин. Однако в коллекторе часто аппроксимируют эти стабилизированные условия, поскольку они позволяют получить приемлемые оценки продуктивности скважин для однофазного потока. Кроме того, эти решения обеспечивают возможности сравнения дебитов при различных оценках свойств пород и флюидов и вариантах заканчивания скважин. Эти соотношения очень полезны, поскольку они позволяют инженеру-нефтянику оценить дебиты до любых реальных операций заканчивания или испытания скважин.

В оценках дебитов или градиентов давления получается небольшая разница при использовании стабилизированных (установившихся) или полустабилизированных (псевдоустановившихся) режимов, и на практике многие инженеры используют полустабилизированные режимы. Хотя все решения представляют собой совершенно разные физические системы, численное различие незначительно по сравнению с влиянием качества оценок свойств пород и флюидов, зоны дренирования и скин-фактора, а также учета неоднородного строения коллектора. В работах [3–5] подробно описан вывод уравнений фильтрации и соответствующие решения для стабилизированного потока.

**1.2.2. Характеристика продуктивности газовой скважины.** Ранее оценки продуктивности газовой скважины проводились путем открытия ее в атмосферу с последующим измерением расхода. Такая практика «открытого потока» была расточительной по газу, иногда опасной для персонала и оборудования, и, возможно, вызывала повреждения коллектора; при этом она давала ограниченную информацию для оценки продуктивности пласта при различных условиях отбора. Сама идея, однако, сформировала в отрасли концепцию абсолютно свободного дебита (АСД). АСД является широко распространенным показателем продуктивности скважин и характеризуется максимальным расходом, который могла бы

обеспечить скважина при теоретическом атмосферном противодействии на забое.

Дебит газовой скважины оценивают с помощью испытаний на продуктивность. Эти испытания дают информацию, которая используется для характеристики дебита скважины в зависимости от пластового давления и для построения кривой притока или кривой противодействия газа. В настоящее время пользуются двумя базовыми отношениями для анализа данных испытаний скважины на продуктивность. Эмпирическая зависимость была предложена в работе Роулинса и Шеллхардта [6] в 1935 году и часто используется до сих пор. Хуперт [7] вывел теоретическую формулу продуктивности из обобщенного уравнения радиальной фильтрации с учетом течения, не подчиняющегося закону Дарси.

Роулинс и Шеллхардт [6] разработали эмпирический метод испытаний газовых скважин с противодействием на основе анализа испытаний более чем 500 скважин. Ими было отмечено, что в логарифмических координатах график зависимости дебита газа от разности квадратов пластового и забойного давлений работающей скважины выглядит как прямая линия. Это позволило им предложить уравнение расхода при противодействии:

$$q_g = C(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)^n, \quad (1.11)$$

где  $C$  — коэффициент фильтрационного сопротивления (по газу), а  $n$  — показатель продуктивности, который обратно пропорционален наклону кривой. Определив  $n$ , можно найти  $C$ , подставив значения давления и расхода, найденные из прямолинейного графика, в уравнение (1.11) и решив полученное уравнение.

Как отмечалось ранее, решения для продуктивности газовых скважин в зависимости от квадрата давления справедливы только при низких пластовых давлениях. Уравнение продуктивности Роулинса–Шеллхардта [6] можно переписать в терминах псевдодавления в виде

$$q_g = C[p_p(\bar{p}_R) - p_p(p_{wf})]^n, \quad (1.12)$$

где  $C$  и  $n$  определены так же, как и в уравнении (1.11). Значения  $n$  лежат в диапазоне от 0,5 до 1, в зависимости от параметров потока. Поток, подчиняющийся уравнению Дарси, будет иметь показатель, равный 1,0, в то время как поток, не подчиняющийся уравнению Дарси, будет иметь показатель от 0,5 до 1,0. Хотя уравнение расхода Роулинса–Шеллхардта [6] не является строгим, оно по-прежнему широко используется для анализа продуктивности и при высокой проницаемости пласта дает разумные результаты для газовых скважин на протяжении многих лет.

Уравнения (1.11) и (1.12) можно записать иначе для упрощения построения кривой притока. В терминах квадратичной зависимости от давления соотношение имеет вид

$$\frac{q_g}{q_{g,\max}} = \left[ 1 - \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}_R} \right)^2 \right]^n, \quad (1.13)$$



а в терминах псевдодавления —

$$\frac{q_g}{q_{g,\max}} = \left[ 1 - \frac{p_p(p_{wf})}{p_p(\bar{p}_R)} \right]^n. \quad (1.14)$$

После того как по результатам испытания на установившихся режимах определен показатель продуктивности и оценен абсолютно свободный дебит, можно применить уравнения (1.13) и (1.14) для оценки дебита при данном забойном давлении работающей скважины.

Хуперт [7] вывел теоретическую формулу продуктивности для установившегося потока с членом, содержащим скорость [8], с учетом течения, не подчиняющегося закону Дарси при высокоскоростных потоках газа. Результирующие расходы в виде квадратичной зависимости от давления или от псевдодавления можно записать в виде

$$q_g = \frac{kh(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)}{131\mu zT \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s + Dq_g \right)} \quad (1.15)$$

или

$$q_g = \frac{kh[p_p(\bar{p}_R) - p_p(p_{wf})]}{131T \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s + Dq_g \right)}. \quad (1.16)$$

Уравнения дебита (1.15) и (1.16) являются квадратичными, их решения для удобства могут быть записаны следующим образом (формулы (1.17) и (1.18)):

$$\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2 = aq_g + bq_g^2, \quad (1.17)$$

$$p_p(\bar{p}_R) - p_p(p_{wf}) = aq_g + bq_g^2. \quad (1.18)$$

Авторы [9] предложили записать соотношение Хуперта [7] в виде уравнений (1.19) и (1.20) с целью анализа данных испытаний скважины для прогнозирования ее продуктивности

$$\frac{\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2}{q_g} = a + bq_g, \quad (1.19)$$

$$\frac{p_p(\bar{p}_R) - p_p(p_{wf})}{q_g} = a + bq_g. \quad (1.20)$$

Зависимость от расхода разницы квадратов давлений, отнесенных к расходу, или разницы псевдодавлений, также отнесенных к расходу, является линейной. Отсекаемый на координатной оси отрезок равен коэффициенту ламинарного течения  $a$ , а наклон линии характеризует коэффициент турбулентности  $b$ . Определив эти два коэффициента, можно оценить продуктивность из следующих соотношений в терминах квадратов давлений или псевдодавлений:

$$q_g = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)}}{2b} \quad (1.21)$$

и

$$q_g = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[p_p(\bar{p}_R) - p_p(p_{wf})]}}{2b}. \quad (1.22)$$

После того как определены коэффициенты в уравнениях продуктивности, можно использовать данные соотношения для оценки дебитов при различных забойных давлениях работающей скважины. Определение расхода в зависимости от давления часто упоминается как характеристика притока коллектора, которая является мерой способности коллектора продуцировать газ в ствол скважины. Диаграмма притока — это график изменения дебита в зависимости от забойного давления, построенный по уравнениям продуктивности для конкретной газовой скважины. На **рис. 1.2** представлена типичная диаграмма притока газовой скважины, позволяющая оценить дебиты работающей скважины при различных забойных давлениях.

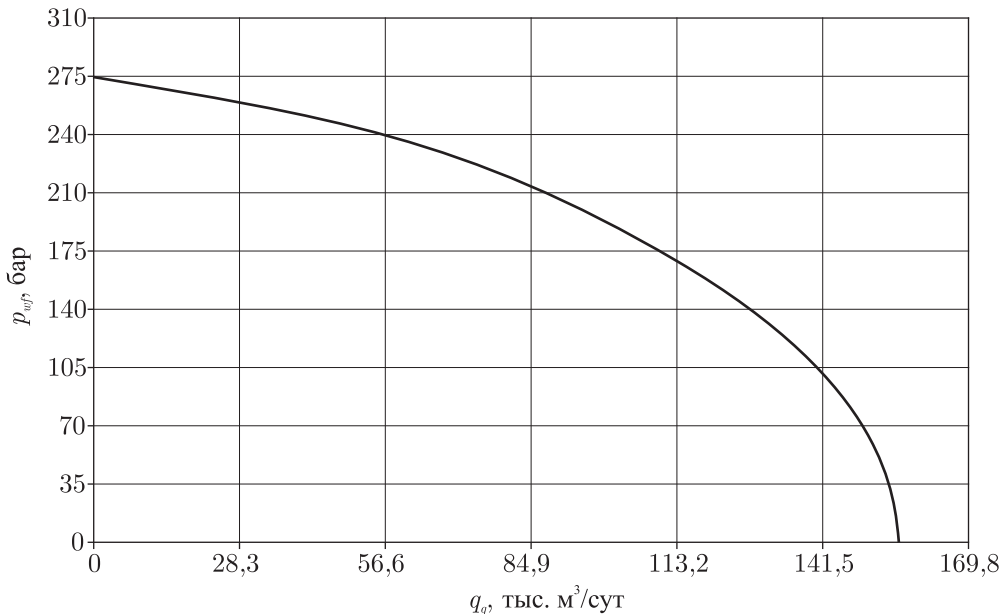


Рис. 1.2. Типичная кривая притока в газовую скважину

**Методы исследований на продуктивность.** Для сбора данных, используемых в основных моделях продуктивности, разработано несколько различных методов исследований. Их можно сгруппировать в три основные категории: 1) исследования, проводимые на установившихся режимах, 2) исследования, использующие комбинацию установившихся и переходных режимов, и 3) исследования, проводимые на переходных режимах. Основной метод исследований на установившихся режимах — газогидродинамические испытания скважин (метод установившихся отборов). Исследования, использующие комбинацию установившихся

и переходных режимов, проводят изохронным и модифицированным изохронным методами. Множественное модифицированное изохронное исследование включает в себя сбор данных на всех переходных режимах и устраняет необходимость регистрации данных при установившихся расходах или давлениях.

*Исследования скважин при установившихся режимах (метод установившихся отборов).* Роулинс и Шеллхардт [6] предложили базовый метод исследований скважин на продуктивность, использующий все данные на установившихся режимах. Испытания проводят при нескольких дебитах, и их часто называют четырехточечными, потому что многие из этих испытаний проводят при четырех дебитах в соответствии с требованиями различных регулирующих органов. Эти исследования проводят при установившихся режимах расхода и соответствующих установившихся забойных давлениях работы скважины. Кроме того, для анализа требуется установившееся забойное давление в закрытой скважине. Основным ограничением этого метода является время, необходимое для получения данных в газовых коллекторах с низкой проницаемостью.

**Пример 1.1.** В таблице 1.1 приведены примеры данных исследований при установившихся режимах, анализируемых с помощью уравнений Роулинса–Шеллхардта [6] и Хуперта [7]. Традиционный анализ Роулинса–Шеллхардта предполагает нанесение на логарифмическую сетку точек, соответствующих разностям квадратов пластового и забойного давлений при различных дебитах газа, и проведение через точки прямой линии наилучшего соответствия. Полученная линейная зависимость и является диаграммой продуктивности, по которой определяется показатель продуктивности  $n$ , обратно пропорциональный наклону прямой линии. Затем из уравнения (1.11) можно определить коэффициент расхода  $C$  в точке, взятой на линейном графике. Тот же подход применяют, когда для анализа данных используются псевдодавления, но при этом строится диаграмма изменения псевдодавлений в зависимости от расхода, а для определения  $C$  используется уравнение (1.12).

Таблица 1.1. Данные исследований методом установившихся отборов

Среднее пластовое давление, бар		231,7
Пластовая температура, °С		99
Относительная плотность газа		0,734
Псевдокритическое давление, бар		45,4
Псевдокритическая температура, °С		214,4
Приток	Дебит скважины (тыс. м <sup>3</sup> /сут)	Давление (бар)
1	28,7	228,7
2	63,7	221,7
3	108,5	208,2
4	155,2	187,8

**Таблица 1.2** содержит данные для проведения анализа по Роулинсу–Шеллхардту, а на **рис. 1.3 и 1.4** показаны логарифмические графики для анализа по разностям квадратов давлений и по псевдодавлениям соответственно.

Таблица 1.2. Анализ Роулинса–Шеллхардта [6] данных исследований методом установившихся отборов

Приток	$q_g$ (тыс. м <sup>3</sup> /сут)	$p$ (бар)	$\Delta p^2$ (бар <sup>2</sup> )	$p_p$ (бар <sup>2</sup> /сП)	$\Delta p_p$ (бар <sup>2</sup> /сП)
Закрытие	0	231,7	—	3 611 913	—
1	28,7	228,7	1 365	3 536 851	75 062
2	63,7	221,7	4 532	3 359 916	251 997
3	108,5	208,2	10 312	3 026 962	584 951
4	155,2	187,8	18 394	2 537 228	1 074 684

$$p_p(0,321) = 66,87 \text{ бар}^2/\text{сП.}$$

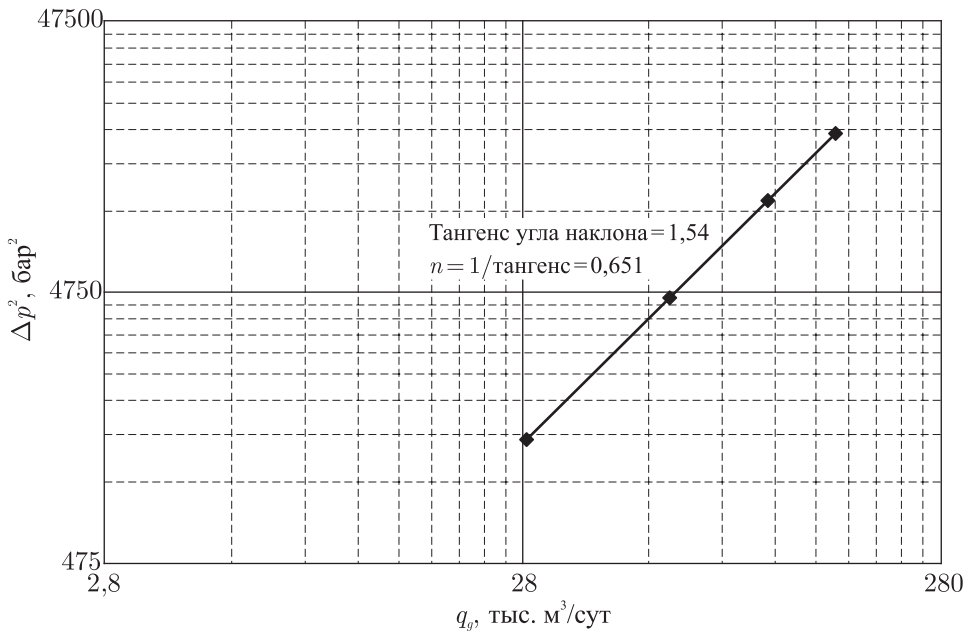


Рис. 1.3. Анализ Роулинса–Шеллхардта данных исследований методом установившихся отборов по разностям квадратов давлений

*Решение.* При работе с традиционными параметрами квадратов давлений проводим прямую линию через четыре экспериментальные точки для получения наклона 1,54. Показатель продуктивности  $n$  является величиной, обратной наклону, и равен 0,651. Коэффициент расхода  $C$  может быть определен в точке на прямой линии. Поскольку третья контрольная точка лежит на линии, ее можно использовать для определения величины  $C$  по формуле (1.23), получив значение

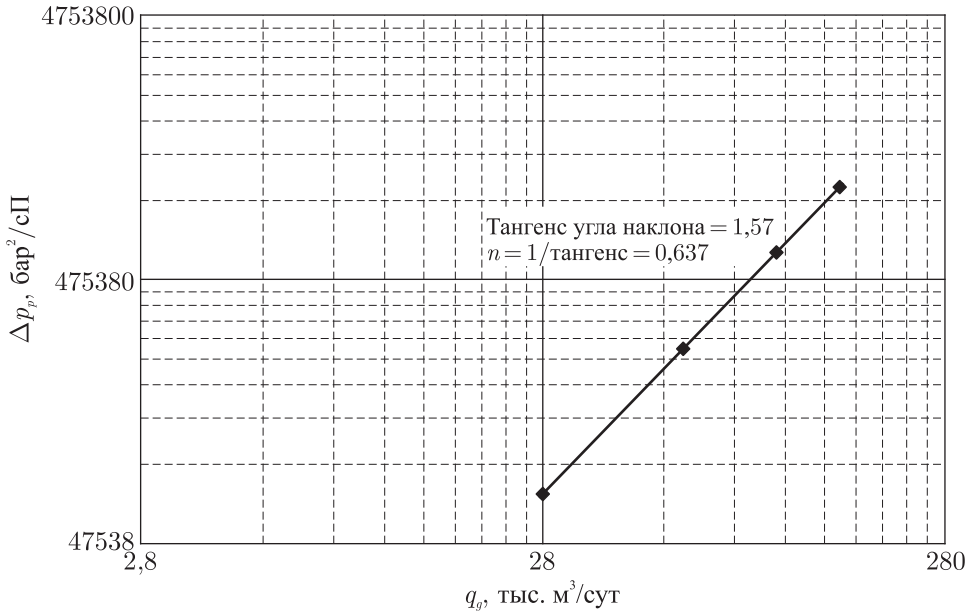


Рис. 1.4. Анализ Роулинса–Шеллхардта данных исследований методом установившихся отборов по псевдодавлениям

0,2647 тыс. м<sup>3</sup>/сут/бар<sup>2n</sup>:

$$C = \frac{q_g}{(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)^n} = \frac{108,5}{(10312)^{0,651}} = 0,2647. \quad (1.23)$$

Определив  $n$  и  $C$ , можем записать уравнение продуктивности и использовать его для вычисления АСД и дебита для любого данного забойного давления работающей скважины. Уравнение продуктивности для данной конкретной скважины имеет вид

$$q_g = 0,2647(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)^{0,651}. \quad (1.24)$$

АСД можно определить, приравняв забойное давление работающей скважины к атмосферному и взяв среднее пластовое давление равным 231,7 бар. В данном примере при атмосферном давлении, равном 1,01 бар, расчетное значение АСД составит 317,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Такой же подход применяют для анализа данных с псевдодавлениями. Из рис. 1.4 определяют наклон проведенной по экспериментальным точкам линии, равный 1,57, что дает  $n = 0,637$ . Коэффициент расхода  $C$ , определяемый по формуле (1.25) в третьей экспериментальной точке, равен 0,0230 тыс. м<sup>3</sup>/сут/(бар<sup>2</sup>/сП)<sup>n</sup>.

$$C = \frac{q_g}{[p_p(\bar{p}_R) - p_p(p_{wf})]^n} = \frac{108,5}{(584951)^{0,637}} = 0,0230. \quad (1.25)$$

Результирующее уравнение продуктивности имеет вид

$$q_g = 0,0230[p_p(\bar{p}_R) - p_p(p_{wf})]^{0,637}. \quad (1.26)$$

Расчетное значение АСД составляет 345,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут при соответствующих значениях псевдодавления для текущего пластового давления в 231,7 бар и атмосферного давления 1,01 бар.

Разница в значениях АСД, рассчитанных по разностям квадратов давлений и псевдодавлений, весьма заметна. Она обусловлена учетом зависимости от давления вязкости газа и коэффициента сжимаемости газа в члене псевдодавления. Как отмечалось ранее, метод разностей квадратов давлений годится только при низких давлениях, в то время как метод псевдодавлений хорошо работает во всех диапазонах давлений. Кроме того, метод Роулинса – Шеллхардта не является теоретически строгим, хотя он широко используется.

Данные исследований могут быть проанализированы также методом Хуперта, с использованием как разностей квадратов давлений, так и псевдодавлений. Таблица 1.3 содержит данные, используемые в анализе Хуперта. Линейные графики Хуперта зависимости разности квадратов давлений и псевдодавлений от дебита действующей скважины показаны на рис. 1.5 и 1.6 соответственно. На рис. 1.5 можно провести через точки прямую линию наилучшего соответствия и определить ее наклон и отрезок, отсекаемый на оси ординат. Наклон  $b = 0,5549 \text{ бар}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$ , а отрезок  $a = 33,6 \text{ бар}^2/\text{тыс. м}^3/\text{сут}$ . Подставив эти коэффициенты продуктивности в уравнение (1.21), получим

$$q_g = \frac{-33,6 + \sqrt{(33,6)^2 + 4(0,5549)(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)}}{2(0,5549)}. \quad (1.27)$$

При пластовом давлении 231,7 бар АСД равен 282,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Таблица 1.3. Анализ Хуперта [7] данных исследований методом установившихся отборов

Приток	$q_g$ (тыс. м <sup>3</sup> /сут)	$p$ (бар)	$\Delta p^2/q$ (бар <sup>2</sup> /тыс. м <sup>3</sup> /сут)	$p_p$ (бар <sup>2</sup> /сП)	$\Delta p_p/q$ (бар <sup>2</sup> /сП/тыс. м <sup>3</sup> /сут)
Закрытие	0	231,7	—	3 611 913	—
1	28,7	228,7	47,6	3 536 851	2 619
2	63,7	221,7	71,2	3 359 916	3 959
3	108,5	208,2	95,0	3 026 962	5 391
4	155,2	187,8	118,5	2 537 228	6 926

Аналогичный анализ можно провести по данным псевдодавления, представленным на рис. 1.6. На графике видно, что отрезок  $a$  на оси ординат, отсекаемый прямой линией наилучшего соответствия, равен 1 721 бар<sup>2</sup>/сП/тыс. м<sup>3</sup>/сут, а наклон  $b = 33,73 \text{ бар}^2/\text{сП}/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2$ . С учетом этих коэффициентов уравнение

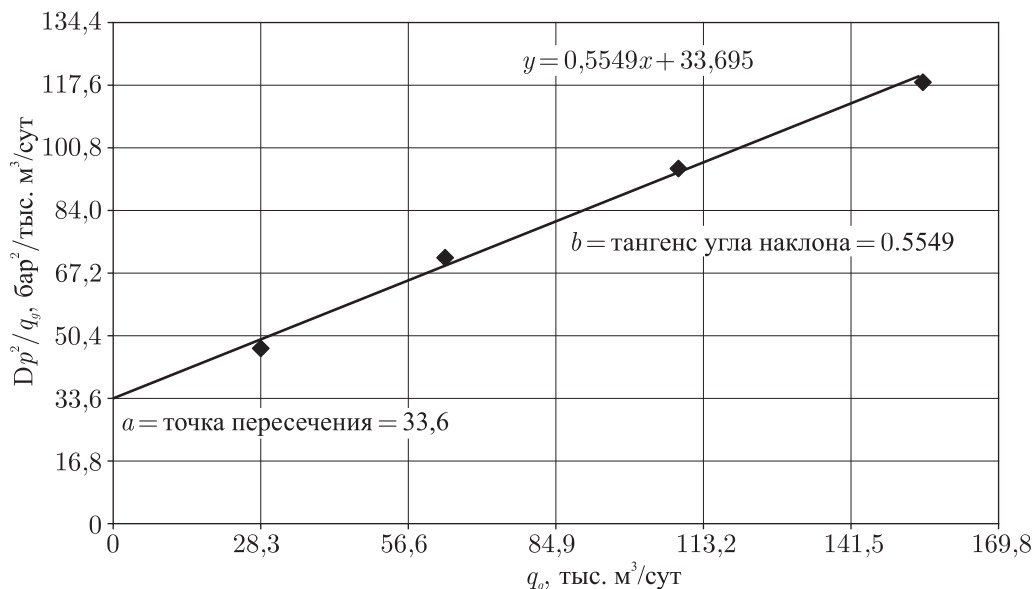


Рис. 1.5. Анализ Хуперта [7] данных исследований методом установившихся отборов по разностям квадратов давлений

продуктивности имеет вид

$$q_g = \frac{-1721 + \sqrt{1721^2 + 4(33,73)[p_p(\bar{p}_R) - p_p(p_{wf})]}}{2(33,73)}. \quad (1.28)$$

При текущем пластовом давлении уравнение дает оценку АСД 303,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Так же как и в анализе Роулинса – Шеллхардта, величины АСД, определенные по разностям квадратов давлений и псевдодавлений, различны из-за зависимости произведения  $\mu z$  от давления.

*Изохронный метод.* Для скважин с длительным периодом стабилизации забойного давления и дебита Каллендар [10] предложил изохронный метод исследований, исключающий необходимость получения ряда данных методом установившихся отборов. При каждом режиме скважина эксплуатируется одно и то же время. Притоки разделены периодами закрытия, во время которых забойное давление стабилизируется на уровне среднего пластового давления. Исследование требует также получения точки длительного установившегося расхода. Метод основан на предположении, что радиус зоны дренирования является функцией длительности притока, а не расхода. Таким образом, несмотря на фактически разные расходы, за равные периоды времени притока исследуют одинаковые радиусы дренирования.

Анализ данных изохронных исследований проводят, построив графики притока за равные периоды времени методами Роулинса – Шеллхардта [6] или Ху-

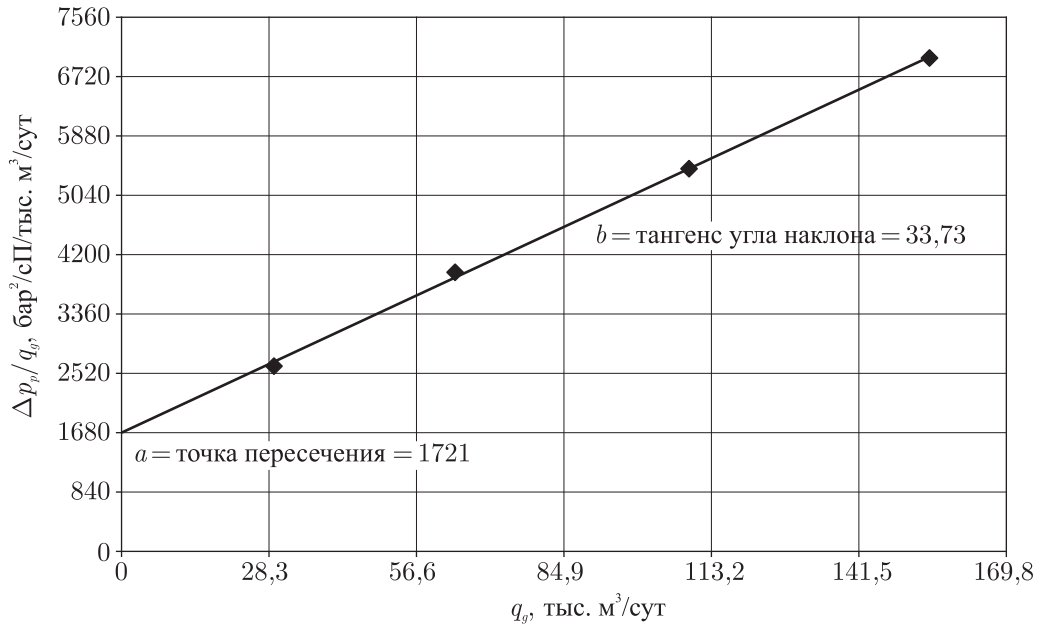


Рис. 1.6. Анализ Хуперта [7] данных исследований методом установившихся отборов по псевдодавлениям

перта [7]. Экспериментальные точки используют для определения наклона графика продуктивности. Для оценки коэффициента расхода  $C$  по методу Роулинса–Шеллхардта или отрезка  $a$  по методу Хуперта через точку установившегося расхода проводят прямую, параллельную графику продуктивности при разных расходах.

**Пример 1.2. Таблица 1.4** содержит данные изохронных исследований конкретной скважины с продолжительностью притоков 1 час. Для демонстрации анализа данных изохронных исследований применены метод разности квадратов давлений Роулинса–Шеллхардта и метод псевдодавлений Хуперта. Результаты анализа представлены в **таблице 1.5**. График изменения давления в логарифмических координатах для анализа Роулинса–Шеллхардта представлен на **рис. 1.7**.

*Решение.* Через три точки переходных режимов можно провести прямую линию с наклоном 1,076. Величина, обратная наклону, определяет показатель продуктивности  $n = 0,9294$  в данном примере. С таким же наклоном через точку установившегося расхода проводят прямую продуктивности, по которой рассчитывают коэффициент расхода  $C$ :

$$C = \frac{q_g}{(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)^n} = \frac{178,4}{(3198)^{0,9294}} = 0,0986, \quad (1.29)$$

то есть  $C = 0,0986$  тыс. м³/сут/бар<sup>2n</sup>. Значения показателя продуктивности и коэффициента расхода подставляют в уравнение Роулинса–Шеллхардта для



данной скважины,

$$q_g = 0,0986(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2)^{0,9294}, \quad (1.30)$$

получая оценку АСД. При атмосферном давлении 1,01 бар имеем АСД = 767,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Такой же анализ можно провести и для псевдодавлений.

Таблица 1.4. Данные исследований изохронным методом

Приток	Режим	Время (ч)	$p$ (бар)	$q_g$ (тыс. м <sup>3</sup> /сут)	$p_p$ (бар <sup>2</sup> /сП)
Начальный	Закрытие	24,0	124,0		1 351 781
	Расход	1,0	121,9	51,0	1 310 424
1	Закрытие	1,0	124,0		1 351 781
	Расход	1,0	120,5	85,0	1 281 758
2	Закрытие	1,5	124,0		1 351 781
	Расход	1,0	116,0	175,6	1 194 479
3	Расход	10,0	110,3	178,4	1 087 805
	Закрытие	14,0	124,0		1 351 781

Таблица 1.5. Данные для графика изохронного исследования

Приток	$q_g$ (тыс. м <sup>3</sup> /сут)	$p$ (бар)	$\Delta p^2$ (бар <sup>2</sup> )	$p_p$ (бар <sup>2</sup> /сП)	$\Delta p_p/q$ (бар <sup>2</sup> /сП/тыс. м <sup>3</sup> /сут)
1	51,0	121,9	509	1 310 424	811
2	85,0	120,5	859	1 281 758	824
3	175,6	116,0	1919	1 194 479	896
Установившийся	178,4	110,3	3198	1 087 805	1480

В методе Хуперта для определения наклона прямой линии наилучшего соответствия использованы экспериментальные точки переходного расхода. Затем по этому наклону определяют отрезок, отсекаемый на вертикальной оси прямой, проведенной через точку установившегося расхода. На **рис. 1.8** представлен график псевдодавлений для анализа Хуперта. Определенный по этому графику наклон составляет 0,7019 бар<sup>2</sup>/сП/(тыс. м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>, который затем используется для оценки отрезка, отсекаемого прямой, проведенной через точку установившегося расхода, равного 1480 бар<sup>2</sup>/сП/тыс. м<sup>3</sup>/сут, как видно из следующего уравнения:

$$a = \frac{p_p(\bar{p}_R) - p_p(p)}{q_g} - b q_g = \frac{1\,351\,784 - 1\,087\,805}{178,4} - 0,7019(178,4) = 1\,354. \quad (1.31)$$

Записав уравнение продуктивности в аналогичной (1.22) форме, получим формулу

$$q_g = \frac{-1\,354 + \sqrt{(1\,354)^2 + 4(0,7019)[p_p(\bar{p}_R) - p_p(p_{wf})]}}{2(0,7019)}. \quad (1.32)$$

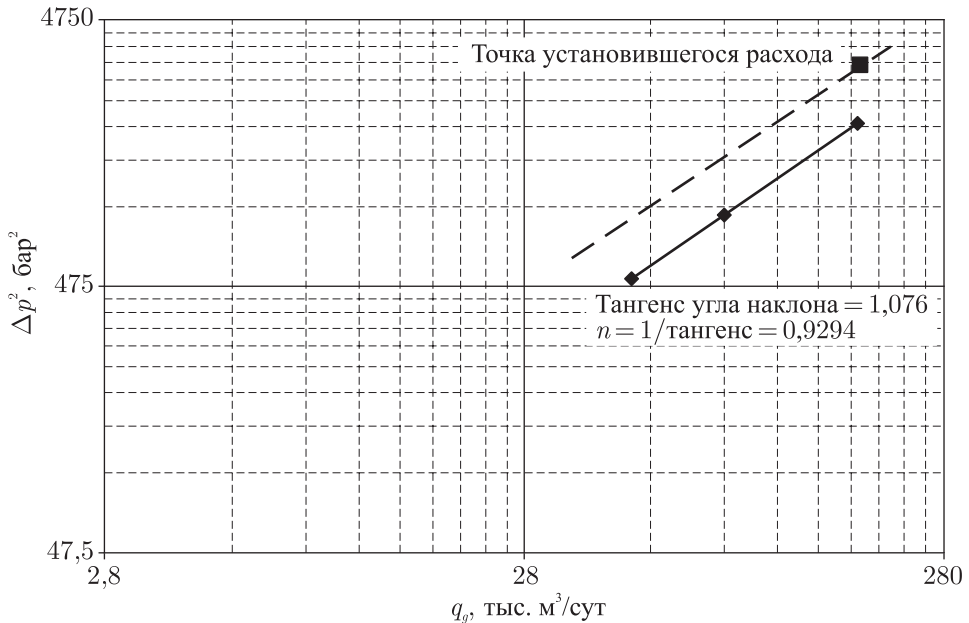


Рис. 1.7. Анализ Роулинса–Шеллхардта данных исследований изохронным методом по разностям квадратов давлений

По этому уравнению можно оценить АСД = 724,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут или дебит при любом другом рабочем забойном давлении скважины. Как показал анализ данных исследований методом установившихся отборов, подходы Роулинса–Шеллхардта и Хуперта дают разные оценки продуктивности.

*Ускоренно-изохронный метод исследований.* Если при низкой проницаемости пластов полное восстановление давления между притоками требует больших затрат времени, то следует применять ускоренно-изохронный метод. В работе [11] предложен модифицированный изохронный метод исследований с равными периодами закрытия скважины. По существу, ускоренно-изохронный метод аналогичен изохронному методу, лишь с тем отличием что периоды закрытия скважины между притоками по продолжительности равны периодам притока или ненамного превышают их. Метод также требует определения точки длительного установившегося расхода и установившегося забойного давления закрытой скважины. Ускоренно-изохронный метод исследований менее точен, чем изохронный метод, поскольку давление закрытой скважины не возвращается к среднему пластовому давлению. При анализе полученных данных измеренное перед началом периода притока забойное давление используется в уравнениях (1.11) и (1.12) или в уравнениях (1.19) и (1.20) вместо среднего пластового давления

Анализ данных проводят точно так же, как и при анализе данных исследований изохронным методом. При подходе Роулинса–Шеллхардта для построения по

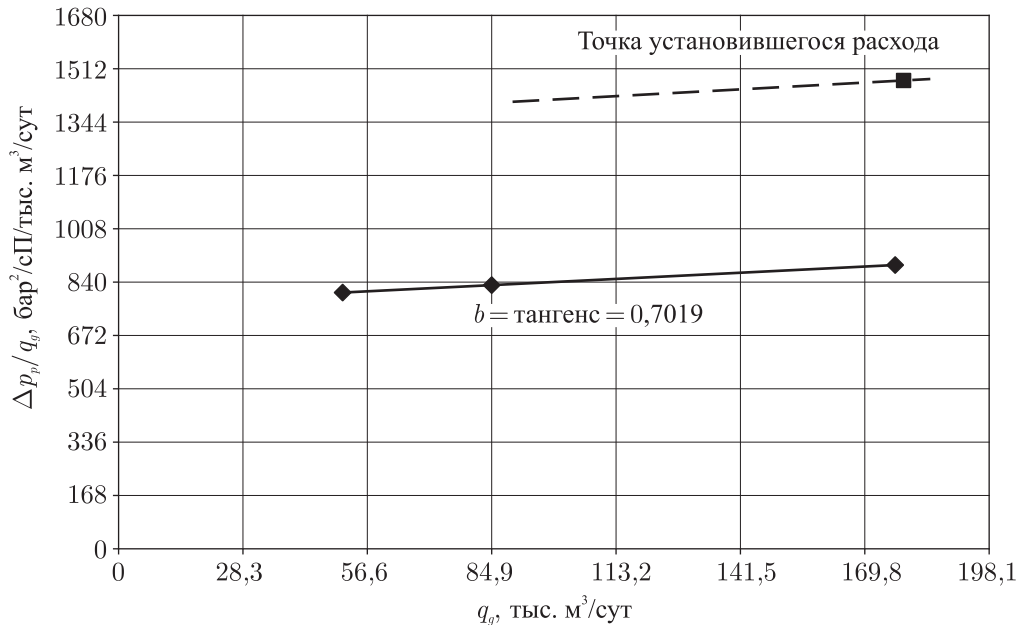


Рис. 1.8. Анализ Хуперта [7] данных исследований изохронным методом по псевдодавлениям

экспериментальным точкам прямой линии наилучшего соответствия используют переходные точки расхода. Величина, обратная наклону, определяет показатель продуктивности  $n$ . Затем этот показатель продуктивности используют с данными установившегося притока для оценки коэффициента расхода  $C$  в уравнениях (1.11) или (1.12) в зависимости от используемых параметров давления или псевдодавления. При анализе Хуперта прямая линия наилучшего соответствия проводится через точки переходных расходов для определения наклона  $b$ . Определенный таким образом наклон затем используется для оценки отрезка  $a$ , отсекаемого прямой, проведенной через точку установившегося расхода, в соответствующем уравнении для давления или псевдодавления (уравнения (1.19) и (1.20)). Как только с помощью любого метода анализа определены коэффициенты расхода, уравнение продуктивности может быть записано и использовано для оценки АСД и дебитов скважины.

*Методы исследований на переходных режимах.* Множественный ускоренно-изохронный метод исследований (метод монотонно-ступенчатого изменения дебитов) применяется только для переходных режимов работы скважины и устраняет необходимость получения установившихся расходов или давлений. Анализ экспериментальных данных при этом методе требует оценки площади и формы зоны дренирования, а также дополнительной информации о пористости и проницаемости коллектора и свойствах флюидов, которая не требовалась в предыдущих методах исследований продуктивности коллектора. В результате анализ

данных является более сложным, чем для метода установившихся отборов, изохронного или ускоренно-изохронного методов исследований. Однако этот метод позволяет оценить продуктивность медленно стабилизирующихся скважин и состоит, как правило, из трех ускоренно-изохронных испытаний, каждое из которых проводится с тремя или более расходами. Для анализа экспериментальных данных авторы [12] предложили модифицировать метод Роулинса–Шеллхардта [6], а авторы [13, 14, 15] — модифицировать метод Хуперта [7]. Эти модификации были распространены в работе [16] на метод анализа псевдодавлений. Ссылки [12–16] содержат подробную информацию относительно оценки продуктивности скважин по данным исследований на переходных режимах.

**Методы оценки продуктивности.** От инженера-нефтяника требуется прогноз продуктивности газовых скважин по мере падения пластового давления. Для таких оценок будущей продуктивности существует ряд методов, в том числе и прямое применение соответствующих аналитических решений, позволяющих оценить дебит при различных средних пластовых давлениях. Однако применение уравнений (1.7)–(1.10) требует оценки свойств пород и флюидов в рассматриваемой скважине.

Другой метод также требует информации о свойствах пород и флюидов, оцениваемых по коэффициентам  $a$  и  $b$  в соотношениях Хуперта (уравнения (1.17) и (1.18)). При использовании соотношения Хуперта в терминах разностей квадратов давлений  $a$  и  $b$  могут быть выражены как

$$a = \frac{131\mu zT \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)}{kh}, \quad (1.33)$$

$$b = \frac{131\mu zT}{kh} D, \quad (1.34)$$

где коэффициент расхода, не подчиняющегося закону Дарси, имеет вид

$$D = \frac{21,8765 \times 10^{-15} \beta k M p_{sc}}{h \mu_g r_w T_{sc}}. \quad (1.35)$$

Коэффициент турбулентности  $\beta$  [12] можно оценить как

$$\beta = 6,17 \times 10^{10} k^{-1,47} \phi^{-0,53}. \quad (1.36)$$

При использовании соотношения Хуперта в терминах псевдодавлений коэффициенты  $a$  и  $b$  могут быть представлены в виде

$$a = \frac{131T \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)}{kh}, \quad (1.37)$$

$$b = \frac{131T}{kh} D. \quad (1.38)$$

Переменные  $D$  и  $\beta$  можно оценить из уравнений (1.35) и (1.36). Определив коэффициенты расхода  $a$  и  $b$  при новом среднем пластовом давлении, уравнения (1.21) и (1.22) можно использовать для оценки дебитов при различных давлениях и для построения индикаторной кривой.

Авторы работы [18] изучали истощение работающих газовых скважин и предложили методику оценки продуктивности газовой скважины в зависимости от сжимаемости и вязкости газа. По результатам этих исследований в работе [19] выведено соотношение для оценки продуктивности скважины:

$$q = \frac{C_1}{\mu(\bar{p})z(\bar{p})} (\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2). \quad (1.39)$$

В этом уравнении  $C_1$  — константа, являющаяся функцией проницаемости, мощности коллектора и площади зоны дренирования, которую можно оценить путем испытания скважины в одноцикловом режиме вызова притока, зная сжимаемость и вязкость газа. Константа  $C_1$  не совпадает с коэффициентом  $C$  в уравнениях (1.11) и (1.12) и остается постоянной в течение всего срока эксплуатации скважины при отсутствии изменений проницаемости коллектора. Определив  $C_1$ , по уравнению (1.39) можно прогнозировать будущую продуктивность при сжимаемости и вязкости газа, оцененных для среднего забойного давления, рассчитанного как

$$\bar{p} = \frac{\bar{p}_R + p_{wf}}{2}. \quad (1.40)$$

Метод, не требующий знания свойств пород и флюидов, предполагает, что показатель продуктивности  $n$  остается практически постоянным в течение всего срока эксплуатации скважины [20]. Хотя это предположение может быть не совсем корректным, многие газовые скважины ведут себя так, что в течение всего срока их эксплуатации показатель продуктивности  $n$  меняется очень медленно. С учетом этого предположения будущую продуктивность газовой скважины можно прогнозировать с помощью следующих уравнений в терминах квадратов давлений и псевдодавлений соответственно:

$$q_{g,\max,f} = q_{g,\max,p} \left( \frac{\bar{p}_{R,f}}{\bar{p}_{R,p}} \right)^{2n}, \quad (1.41)$$

$$q_{g,\max,f} = q_{g,\max,p} \left( \frac{p_p(\bar{p}_{R,f})}{p_p(\bar{p}_{R,p})} \right)^{2n}. \quad (1.42)$$

Определив АСД при будущем пластовом давлении, можно построить индикаторную кривую с помощью уточненной версии уравнения продуктивности, как показано формулами (1.13) и (1.14).

**1.2.3. Характеристика продуктивности нефтяной скважины.** При рассмотрении нефтяной скважины часто считается, что ее работу можно оценить по

показателю продуктивности. Тем не менее, авторами работы [21] отмечено, что для многофазных потоков существует нелинейное соотношение между дебитом и давлением и для них линейный показатель продуктивности неприменим. Концепция постоянного показателя продуктивности подходит только для нефтяных скважин, эксплуатируемых в условиях однофазного потока, при давлениях выше давления насыщения пластового флюида (давления выделения растворенного газа). При пластовых давлениях ниже давления насыщения пластовый флюид существует в виде двух фаз, газа и жидкости, и для прогнозирования продуктивности нефтяной скважины необходимо применять не показатель продуктивности, а другой метод.

**Характеристика притока.** Для прогнозирования продуктивности нефтяной скважины в условиях двухфазного потока были предложены многочисленные эмпирические соотношения. Фогель [22] впервые предложил простой метод для прогнозирования продуктивности нефтяных скважин. Эмпирическая индикаторная кривая (ИК) основана на результатах компьютерной имитационной модели и имеет вид

$$\frac{q_o}{q_{o,\max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}_R} \right) - 0,8 \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}_R} \right)^2. \quad (1.43)$$

Для использования этого соотношения необходимо определить дебит скважины по нефти и забойное давление при гидродинамическом исследовании скважины, а также оценить среднее пластовое давление во время исследований. Имея эти данные, можно оценить максимальный дебит, а также дебиты при других забойных давлениях работающей нефтяной скважины в условиях текущего среднего пластового давления.

Для оценки продуктивности нефтяных скважин Феткович [23] предложил изохронный метод исследований. Его уравнение продуктивности основано на эмпирическом соотношении для газовой скважины, предложенном Роулинсом и Шеллхардтом [6],

$$q_o = C(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2), \quad (1.44)$$

и требует применения метода монотонно-ступенчатого изменения дебитов для получения значений коэффициентов  $C$  и  $n$ . В логарифмических координатах зависимость расхода от разности квадратов давлений является линейной. Величина, обратная тангенсу наклона прямой линии, дает величину  $n$  — показателя дебита. Коэффициент расхода можно оценить, выбрав расход и давление на логарифмическом графике и подставив их в уравнение (1.44) для расчета  $C$ . ИК можно построить, записав уравнение продуктивности Фетковича в виде

$$\frac{q_o}{q_{o,\max}} = \left[ 1 - \left( \frac{p_{wf}}{\bar{p}_R} \right)^2 \right]^n. \quad (1.45)$$