

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ИНЖИНИРИНГ

**СПРАВОЧНИК
ИНЖЕНЕРА-НЕФТЯНИКА
ТОМ III**

**НАЗЕМНЫЕ
СООРУЖЕНИЯ
И ТЕХНОЛОГИИ
ОБУСТРОЙСТВА**



Оглавление

От редакционного совета серии	xxiii
Предисловие	xxv
Введение	xxvii
ГЛАВА 1. Подготовка нефти и газа	1
1.1. Введение: от продукции скважин до товарной нефти и газа	1
1.2. Определение терминов	2
1.3. Функции промышленных установок	4
1.3.1. Основной технологический процесс	4
1.3.2. Дополнительные технологические процессы	4
1.3.3. Вспомогательные системы	4
1.4. Пример установки для подготовки нефти	5
1.4.1. Сепарация	5
1.4.2. Первичная очистка (деэмульсация) нефти	7
1.4.3. Очистка попутной воды	8
1.5. Установка комплексной подготовки газа	9
1.5.1. Подогрев	9
1.5.2. Сепарация	10
1.5.3. Охлаждение	10
1.5.4. Очистка газа	11
1.5.5. Сушка (дегидратация) газа	11
1.5.6. Газопереработка	12
1.5.7. Стабилизация	12
1.5.8. Компримирование	13
1.6. Управление технологическим процессом	13
1.7. Безопасность конструкции	14
1.7.1. Основная защита	14
1.7.2. Вспомогательная защита	14
ГЛАВА 2. Сепараторы нефти и газа	17
2.1. Введение	17
2.1.1. Общая часть	17
2.1.2. Скважинные флюиды и их характеристики	21
2.1.3. Элементы сепаратора	23

2.1.4.	Вертикальные и горизонтальные сепараторы	23
2.1.5.	Эффективность работы сепаратора	23
2.1.6.	Внутренние элементы	24
2.1.7.	Специфические проблемы	40
2.2.	Примеры сепараторов	49
2.3.	Определение размеров сепаратора	57
2.3.1.	Общие сведения	57
2.3.2.	Теория осаждения	58
2.3.3.	Время удержания	61
2.3.4.	Определение параметров каплеуловителя	62
2.3.5.	Длина цилиндрической части резервуара	63
2.3.6.	Определение размера патрубка	63
2.4.	Примеры определения размеров сепаратора	65
2.4.1.	Пример 2.1: Вертикальный двухфазный сепаратор с сетчатой прокладкой в качестве каплеуловителя	65
2.4.2.	Пример 2.2: Горизонтальный двухфазный сепаратор	66
2.4.3.	Пример 2.3: Вертикальный трехфазный сепаратор	68
ГЛАВА 3.	Разделение водонефтяных эмульсий	73
3.1.	Введение	73
3.2.	Эмульсии	74
3.2.1.	Определение понятия	74
3.2.2.	Как образуются нефтяные эмульсии	75
3.2.3.	Эмульгаторы	75
3.2.4.	Предотвращение образования эмульсий	76
3.2.5.	Стабильность эмульсий	77
3.2.6.	Влияние эмульсий на вязкость флюида	77
3.2.7.	Опробование и анализ нефтяных эмульсий	77
3.3.	Методы разделения эмульсий	79
3.3.1.	Нагревание	79
3.3.2.	Химические деэмульгаторы	84
3.3.3.	Перемешивание	88
3.3.4.	Коалесцирующие пластины	88
3.3.5.	Электростатическая коалесценция	89
3.3.6.	Мокрая очистка	91
3.3.7.	Фильтрация	91
3.3.8.	Волокнистая набивка	92
3.3.9.	Гравитационное осаждение	93
3.3.10.	Время выдержки	93
3.3.11.	Центрифугирование	94
3.3.12.	Дистилляция	94
3.4.	Обессоливание	95

3.4.1.	Эффективность перемешивания	97
3.4.2.	Разбавляющая вода	97
3.4.3.	Рециркуляция воды	98
3.4.4.	Качество воды на выходе	98
3.4.5.	Растворимость воды в сырой нефти	99
3.4.6.	Несмешиваемость нефтей	99
3.4.7.	Аналитические методы	100
3.5.	Оборудование для разделения эмульсий	101
3.5.1.	Водоотделители	103
3.5.2.	Резервуары для хранения	105
3.5.3.	Баки-отстойники.	106
3.5.4.	Вертикальные разделители эмульсий	114
3.5.5.	Горизонтальные разделители эмульсий	116
3.5.6.	Электростатические коагуляторы	119
3.5.7.	Рабочие параметры	132
3.6.	Основные элементы системы	134
3.6.1.	Электроснабжение	134
3.6.2.	Изоляторы	135
3.6.3.	Электроды	136
3.6.4.	Системы распределения жидкостей	137
3.6.5.	Контрольно-измерительные приборы и системы защиты	138
3.6.6.	Системы удаления твердых частиц	139
3.6.7.	Смесительные устройства	143
3.6.8.	Регуляторы и индикаторы уровня	144
3.6.9.	Детекторы воды в нефти (приборы для мониторинга водо- догрязевого отстоя)	145
3.7.	Операционные ограничения	145
3.7.1.	Обработка эмульсий, добытых на объектах с использо- ванием третичных методов увеличения нефтеотдачи	145
3.7.2.	Осветление воды, добываемой попутно с эмульсиями	146
3.7.3.	Горелки и огневые трубы	146
3.7.4.	Коррозия	147
3.8.	Экономические аспекты технологий разделения нефтяных эмуль- сий	149

ГЛАВА 4. Водоочистные устройства, используемые при проведении ра- бот на нефть и газ	159
4.1. Введение	159
4.2. Захоронение или закачка попутной воды (пара)	160
4.2.1. Отделение воды от свободных углеводородов	160
4.2.2. Устройства для гравитационной сепарации	163
4.2.3. Установки газовой флотации	172

4.2.4.	Нефтеотделительные гидроциклоны	174
4.2.5.	Центрифуги	178
4.2.6.	Фильтры со скорлупой грецких орехов	178
4.2.7.	Удаление растворенных углеводов из воды	179
4.2.8.	Удаление твердой взвеси из попутной воды	182
4.2.9.	Обработка твердых примесей	188
4.2.10.	Удаление растворенных твердых примесей из воды	189
4.2.11.	Производство пара	201
4.3.	Очистка поверхностной воды для закачивания в пласт	207
4.3.1.	Удаление твердой взвеси из воды, предназначенной для закачки в пласт	207
4.3.2.	Удаление растворенного газа (кислорода)	212
4.3.3.	Биологический контроль	217
4.3.4.	Удаление сульфатов	218
4.4.	Химические средства водоочистки	220
4.4.1.	Водоосветлители (флокулянты)	222
4.4.2.	Предотвращение отложения твердых осадков	223
4.4.3.	Химические ингибиторы образования отложений	223
4.4.4.	Методы подбора ингибиторов образования отложений	224
4.4.5.	Механизмы химического воздействия	224
4.4.6.	Защита от коррозии	225
4.4.7.	Бактериальный контроль	227
4.4.8.	Тестирование биоцидов	229
4.4.9.	Поглотитель растворенного кислорода	230
4.4.10.	Пеногаситель	230
4.4.11.	Поверхностно-активные вещества (ПАВ)	230
4.5.	Выбор конструкционных материалов для водоочистного обо- удования	231
4.5.1.	Материалы для оборудования систем очистки попутной воды	231
4.5.2.	Материалы, обеспечивающие нормальную эксплуатацию	231
4.5.3.	Материалы для эксплуатации в агрессивных средах	232
4.5.4.	Материалы для защиты от трения	233
4.5.5.	Материалы для очистных устройств для морской воды	234
4.5.6.	Материалы для паронагнетательных систем	235
ГЛАВА 5.	Комплексная подготовка газа	240
5.1.	Цели подготовки газа	240
5.2.	Стандартные требования к товарному газу	240
5.3.	Обессеривание высокосернистого газа	242
5.3.1.	Определение высокосернистого газа	242
5.3.2.	Другие соединения серы	243

5.3.3.	Удаление CO ₂	243
5.3.4.	Обзор процесса десульфуризации	244
5.3.5.	Стандартное технологическое оборудование для десульфуризации сырого газа с помощью регенеративного растворителя	245
5.3.6.	Обессеривающие растворители.	246
5.3.7.	Регенеративные химические растворители	247
5.3.8.	Первичные амины	248
5.3.9.	Вторичные амины.	248
5.3.10.	Третичные амины	249
5.3.11.	Состав фирменных аминовых растворителей	249
5.3.12.	Горячий раствор углекислого калия (K ₂ CO ₃)	249
5.3.13.	Компьютерное моделирование процессов десульфуризации	250
5.3.14.	Оценка скорости циркуляции раствора	250
5.3.15.	Виды эксплуатационных проблем	250
5.4.	Физические растворители	253
5.4.1.	Процесс «Селексол» (процесс очистки газов от кислых компонентов посредством физической адсорбции)	254
5.4.2.	Процесс «Флюор»	255
5.4.3.	Процесс «Пуризол»	255
5.5.	Смешанный процесс	255
5.5.1.	Процесс «Сульфинол»	255
5.6.	Процесс восстановления/окисления (окислительно-восстановительный процесс)	255
5.7.	Нерегенеративные процессы с химическим растворителем (растворителем)	256
5.8.	Процессы дезодорирующей очистки соединениями свинца	257
5.8.1.	Фильтр для очистки высокосернистого газа (оксид железа)	258
5.8.2.	SulfaTreat (оксид железа)	258
5.8.3.	Молекулярные сита	258
5.9.	Программа отбора для оптимального выбора процесса	259
5.10.	Осушка природного газа	260
5.11.	Осушка с использованием гликоля	260
5.12.	Описание процесса	261
5.13.	Функция входного сепаратора	263
5.14.	Назначение контактора или абсорбционной колонны	263
5.15.	Назначение ребойлера (испарителя для повторного испарения)	267
5.16.	Снижение точки росы по воде	268
5.17.	Регенерация (восстановление) гликоля	269
5.18.	Методы повышения чистоты гликоля	270
5.19.	Компоненты системы циркуляции гликоля	272

5.19.1.	Циркуляционный насос гликоля	272
5.19.2.	Теплообмен	272
5.19.3.	Фильтры	273
5.19.4.	Уравнительный резервуар (сборник-разделитель)	273
5.19.5.	Фильтр предварительной очистки	273
5.19.6.	Гликолевый испарительный резервуар	274
5.19.7.	Гликолевый трубопровод.	274
5.20.	Контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИПиА)	274
5.20.1.	Управление расходом газа	275
5.20.2.	Скорость циркуляции регенерированного гликоля	275
5.20.3.	Температура ребойлера	276
5.20.4.	Регулирование уровня жидкости	277
5.20.5.	Индикаторы давления и температуры	277
5.21.	Проектные решения контактора	278
5.22.	Определение точки росы по воде	278
5.23.	Список для проверки условий эксплуатации	279
5.24.	Диагностика неисправностей	280
5.24.1.	Вспенивание	280
5.24.2.	Коррозия	280
5.24.3.	Недостижение точки росы по воде	280
5.25.	Проблемы охраны окружающей среды	281
5.26.	Гликолевая осушка и контроль выбросов летучих органических соединений	281
5.27.	Осушка твердым поглотителем (адсорбентом)	283
5.28.	Стандартное технологическое оборудование	284
5.29.	Осушка растворимыми осушителями	284
5.30.	Контроль точки росы по воде и по углеводородам	288
5.30.1.	Ускоренная осушка твердым поглотителем (адсорбентом)	288
5.31.	Контроль точки росы путем искусственного охлаждения	289
5.32.	Процесс «ИФПЕКСОЛ»	292
5.33.	Методы извлечения газоконденсатных жидкостей	293
5.33.1.	Масло-абсорбционные установки (МАУ)	293
5.34.	Турбодетандерный процесс	295
5.34.1.	Предварительная подготовка газа	295
5.34.2.	Конструкция турбодетандера	296
5.35.	Дросселирование. Эффект Джоуля–Томсона	296
5.36.	Мембранная обработка для удаления CO ₂	297
ГЛАВА 6.	Насосы	304
6.1.	Основы гидравлики и понятие потока	304
6.1.1.	Типы флюидов	304
6.1.2.	Типы насосов	304

6.1.3.	Конструкция насосной системы	305
6.2.	Законы гидравлики	306
6.2.1.	Введение	306
6.2.2.	Гидростатика	307
6.2.3.	Гидродинамика	311
6.3.	Центробежные насосы	315
6.3.1.	Введение	315
6.3.2.	Основные классификации	315
6.3.3.	Типы рабочих колес	316
6.3.4.	Количество рабочих колес	317
6.3.5.	Осевая нагрузка рабочего колеса	317
6.3.6.	Радиальная нагрузка рабочего колеса	318
6.3.7.	Быстроходность насоса	318
6.3.8.	Напорные характеристики насоса	319
6.3.9.	Напорная характеристика системы	322
6.3.10.	Регулирование расхода	322
6.3.11.	Обратные клапаны	323
6.3.12.	Клапан рециркуляции с минимальным расходом	324
6.3.13.	Изменение производительности	324
6.3.14.	Регулирование скорости	324
6.3.15.	Законы подобия	325
6.3.16.	Заливка насоса	326
6.3.17.	Рекомендации по установке	327
6.4.	Поршневые насосы прямого вытеснения	330
6.4.1.	Введение	330
6.4.2.	Роторные насосы	330
6.4.3.	Поршневые насосы с возвратно-поступательным движением	334
6.4.4.	Производительность поршневого насоса с возвратно-поступательным движением	336
6.4.5.	Рекомендации по установке	338
6.5.	Приводные механизмы насоса	340
6.5.1.	Общие сведения	340
6.5.2.	Электродвигатели	340
6.5.3.	Паровые турбины	340
6.5.4.	Турбодетандеры и гидравлические турбины	341
6.5.5.	Газовые турбины	341
6.5.6.	Двигатели внутреннего сгорания	342
ГЛАВА 7.	Компрессоры	344
7.1.	Введение	344
7.1.1.	Общие сведения	344

7.2.	Классификация и типы компрессоров	346
7.2.1.	Поршневые компрессоры с возвратно-поступательным движением поршня	346
7.2.2.	Разъемные компрессоры	347
7.2.3.	Неразъемные компрессоры	347
7.2.4.	Ротационные компрессоры прямого вытеснения	347
7.2.5.	Центробежные компрессоры	349
7.3.	Теория компримирования	351
7.3.1.	Изоэнтропическое (адиабатное) сжатие	352
7.3.2.	Полиетропическое сжатие	352
7.3.3.	Напор	353
7.3.4.	Адиабатный (изоэнтропический) КПД	353
7.3.5.	Полиетропический КПД	354
7.3.6.	Коэффициент сжимаемости	354
7.3.7.	Расход газа (мощность)	354
7.3.8.	Степень сжатия	355
7.3.9.	Промежуточное охлаждение	356
7.3.10.	Потребляемая мощность	356
7.3.11.	Выбор компрессора	356
7.3.12.	Количество ступеней сжатия	357
7.4.	Центробежные компрессоры	358
7.4.1.	Основные компоненты	358
7.4.2.	Производительность компрессора	367
7.4.3.	Помпаж	367
7.4.4.	Блокировка расхода на нагнетании	369
7.4.5.	Технологическая установка	369
7.4.6.	Техническое обслуживание	373
7.5.	Поршневые компрессоры с возвратно-поступательным движением поршня	374
7.5.1.	Основные компоненты	374
7.5.2.	Производительность компрессора	380
7.5.3.	Технологическая установка	388
7.5.4.	Пульсации	390
7.5.5.	Факторы вибрации	391
7.5.6.	Охлаждение цилиндра	392
7.5.7.	Подача масла	393
7.6.	Заключение	395
ГЛАВА 8.	Первичные приводы	398
8.1.	Введение	398
8.2.	Поршневые двигатели возвратно-поступательного действия	398
8.2.1.	Двухтактный цикл	399

8.2.2.	Четырехтактный цикл	400
8.2.3.	Цикл со сгоранием при постоянном давлении (цикл Дизеля)	401
8.2.4.	Двигатели без наддува и их сравнение с двигателями с турбонаддувом	403
8.2.5.	Выбросы выхлопных газов	404
8.2.6.	Семейства двигателей и взаимозаменяемость	407
8.2.7.	Моторные топлива	408
8.3.	Газотурбинные двигатели	409
8.3.1.	Максимальная температура цикла, ТВРТ	409
8.3.2.	Расход воздуха	410
8.3.3.	Ограничение скорости	411
8.3.4.	Ограничение рабочих температур	411
8.3.5.	Стандартные условия	411
8.3.6.	Оценка по площадке	411
8.3.7.	Температура воздуха на входе	412
8.3.8.	Поправка для производительности с учетом высоты	412
8.3.9.	Увеличение КПД турбины	412
8.3.10.	Типы газовых турбин	413
8.3.11.	Система воздухозабора.	416
8.3.12.	Выбросы выхлопных газов	417
8.3.13.	Виды топлива для турбин.	419
8.3.14.	Тепло выхлопных газов.	419
ГЛАВА 9.	Трубопроводы	420
9.1.	Введение	420
9.1.1.	Выкидная линия	420
9.1.2.	Соединительные трубопроводы	421
9.1.3.	Сборные/товарные трубопроводы	421
9.1.4.	Магистральный трубопровод	421
9.2.	Формулы для расчета снижения давления в трубопроводах	422
9.2.1.	Уравнение Бернулли	423
9.2.2.	Число Рейнольдса и коэффициент трения Му迪	424
9.2.3.	Падение давления для потока жидкости	428
9.2.4.	Падение давления для потока газа	430
9.2.5.	Многофазный поток	435
9.3.	Падение давления в клапанах и фитингах	441
9.3.1.	Коэффициенты сопротивления	441
9.3.2.	Коэффициенты расхода	446
9.3.3.	Эквивалентные длины	446
9.4.	Выбор толщины стенки трубопровода	447
9.4.1.	Отраслевые правила для трубопроводов	447

9.4.2.	Материалы для изготовления труб — основные принципы	449
9.4.3.	Расчет толщины стенок трубы с использованием <i>Стандарта ВЗ1.3</i>	452
9.4.4.	Расчет толщины стенок трубы с использованием <i>Стандарта ВЗ1.4</i>	453
9.4.5.	Расчет толщины стенок трубы в соответствии с требованиями <i>Стандарта ВЗ1.8</i>	454
9.4.6.	Расчет толщины стенки: сравнение стандартов	462
9.5.	Учет скорости потока	462
9.5.1.	Выбор диаметра трубопровода для транспортировки жидкостей	463
9.5.2.	Выбор диаметра газопровода	463
9.5.3.	Выбор диаметра трубопровода для перекачивания многофазных сред	464
9.6.	Номинальные значения давления для клапанов, фитингов и фланцев	465
9.6.1.	Номинальные значения давления	466
9.6.2.	Типы фланцев	466
9.6.3.	Материалы для прокладки	467
9.6.4.	Материалы для болтовых креплений	468
9.6.5.	Фитинги трубопроводов	469
9.6.6.	Минимальная толщина стенок труб и фитингов	470
9.6.7.	Патрубки	471
9.6.8.	Клапаны	471
9.6.9.	Распределительные клапаны и устройства для сброса давления (предохранительные устройства)	474
9.7.	Соединение элементов с различными классами давления	475
9.8.	Тепловое расширение трубы и опоры	478
9.8.1.	Раздача трубы.	478
9.8.2.	Размещение опор трубопровода	480
9.9.	Трубопроводы	480
9.9.1.	Сборные системы	480
9.9.2.	Магистральные трубопроводы.	481
9.9.3.	Наземные трубопроводы	481
9.9.4.	Подводные трубопроводы.	494
9.10.	Чистка трубопровода	504
9.10.1.	Устройства запуска и приема очистных скребков	506
9.10.2.	Выбор скребка	508
9.10.3.	Пробкоуловители	509
9.11.	Гидравлические испытания. Неразрушающие испытания и обследование	510
9.11.1.	Гидравлические испытания	510
9.12.	Контрольно-измерительные приборы и автоматика	514

ГЛАВА 10. Системы безопасности	519
10.1. Основные принципы безопасности	519
10.1.1. Введение	519
10.1.2. Основные принципы охраны труда и окружающей среды (ОС)	519
10.1.3. Дерево событий	520
10.1.4. Анализ опасностей	523
10.1.5. Первичная защита	524
10.2. Методические рекомендации	524
10.2.1. Введение	524
10.2.2. Регулируемые параметры процесса	525
10.2.3. Компоненты процесса	525
10.2.4. Нормальные рабочие диапазоны	525
10.2.5. Аномальные рабочие условия	526
10.2.6. Последствия выбросов углеводородов	527
10.2.7. Предохранительные устройства	528
10.2.8. Системы безопасности технологического процесса	528
10.2.9. Меры по предотвращению возгорания	533
10.2.10. Нежелательные события	533
10.2.11. Анализ безопасности	535
10.2.12. Проведение анализа безопасности	538
10.3. Разгрузочные клапаны и системы аварийного сброса давления	540
10.3.1. Введение	540
10.3.2. Выбор разгрузочного устройства	540
10.4. Системы утилизации путем вентиляции и сжигания на факеле	560
10.4.1. Конструкция системы утилизации	560
10.4.2. Факельные сепараторы	561
10.4.3. Защита от обратной вспышки	561
10.4.4. Факельные стойки	565
ГЛАВА 11. Измерение расхода жидкостей и газов	579
11А. Жидкостная расходометрия	579
11А.1. Введение	579
11А.2. Расходомеры вытеснительного типа (РВТ) или объем- ные расходомеры	580
11А.3. Турбинные расходомеры	582
11А.4. Расходомеры Кориолиса	584
11А.5. Конструкция измерительных систем	586
11А.6. Показатели работы расходомера	588
11А.7. Выбор типа расходомера	589
11А.8. Калибровка расходомера	591

11А.9.	Система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН)	592
11А.10.	Расчеты свойств потока и общая характеристика работы системы	595
11Б.	Газовая расходомерия	595
11Б.1.	Введение	595
11Б.2.	Диафрагменные расходомеры	596
11Б.3.	Турбинные газовые расходомеры	598
11Б.4.	Ультразвуковые расходомеры	601
11Б.5.	Расходомеры Кориолиса	604
ГЛАВА 12.	Электроэнергетические системы	610
12.1.	Введение	610
12.2.	Электротехнические нормы и правила	610
12.3.	Источники питания	610
12.4.	Определение размера и выбор источника питания	611
12.5.	Электрические распределительные системы	618
12.5.1.	Основная распределительная система и напряжения . . .	618
12.5.2.	Второй контур электроэнергетической системы	619
12.6.	Электрическое заземление	625
12.7.	Падение напряжения в электроэнергетических системах	627
12.7.1.	Падение напряжения при запуске двигателя (питание от трансформатора).	628
12.7.2.	Падение напряжения при запуске двигателя (питание от генератора)	629
12.8.	Коэффициент мощности и использование конденсаторов	630
12.9.	Классификация опасных участков	634
12.9.1.	Североамериканские стандарты	634
12.9.2.	Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC).	635
12.10.	Электродвигатели переменного тока	638
12.10.1.	Асинхронные электродвигатели	639
12.10.2.	Вращение ротора	642
12.10.3.	Синхронный двигатель	645
12.11.	Технические характеристики двигателя	646
12.11.1.	Напряжение и ток	646
12.11.2.	Мощность в лошадиных силах и киловаттах	646
12.11.3.	Номинальная скорость	647
12.11.4.	Коэффициент перегрузки	647
12.11.5.	Классы изоляции	647
12.11.6.	Конструкционное исполнение двигателей	648
12.11.7.	Кодовые обозначения при заторможенном роторе	649

12.11.8. Коэффициент полезного действия	650
12.12. Характеристики электродвигателей NEMA	650
12.12.1. Стандартные конструкции двигателя	650
12.12.2. Кривая зависимости скорости от крутящего момента	650
12.12.3. Начальный крутящий момент	651
12.12.4. Пусковой момент и максимальный (опрокидывающий) момент	651
12.12.5. Крутящий момент полной нагрузки	652
12.12.6. Пусковой ток и ток полной нагрузки	652
12.12.7. Двигатели особой конструкции	652
12.13. Методы запуска двигателя	653
12.13.1. Пуск при полном напряжении	653
12.13.2. Пуск с использованием автотрансформатора	653
12.13.3. Пуск при соединении по схеме «звезда–треугольник»	653
12.13.4. Запуск с использованием части обмотки	654
12.13.5. Мягкий пуск	654
12.14. Коэффициенты понижения номинального значения	654
12.14.1. Перепады напряжения	655
12.14.2. Частота	655
12.14.3. Высота над уровнем моря и температура	656
12.15. Приводы двигателя переменного тока	656
12.15.1. Отношение напряжения (В) к частоте (Гц)	657
12.15.2. Нагрузка при постоянном крутящем моменте	657
12.15.3. Нагрузка при постоянной мощности	657
12.15.4. Пуск при пониженном напряжении и частоте	658
12.15.5. Выбор двигателя	660
12.15.6. Расстояние между приводом и двигателем	660
12.15.7. Коэффициент перегрузки приводов переменного тока	660
12.16. Подбор соответствующего двигателя переменного тока для на- грузки	660
12.16.1. Таблицы нагрузочных характеристик	661
12.16.2. Расчет момента нагрузки	661
12.16.3. Центробежный насос	661
12.16.4. Винтовой привод	661
12.17. Корпусы	664
12.17.1. Открытый каплезащищенный корпус (ОКЗ)	664
12.17.2. Корпус закрытого типа невентилируемый (ЗТН)	664
12.17.3. Корпус закрытого типа с воздушным охлаждением (ЗТВО)	664
12.17.4. Взрывобезопасный корпус (ВБ)	664
12.18. Монтаж	665
12.18.1. Типоразмеры NEMA	665
12.19. Двигатели супер-NEMA	665

12.19.1. Размеры	665
12.19.2. Крутящий момент	666
12.19.3. Высота над уровнем моря и температура окружающей среды	666
12.19.4. Корпусы для двигателей супер-NEMA	666
ГЛАВА 13. Хранение нефтепродуктов	671
13.1. Резервуары для хранения	671
13.1.1. Типы резервуаров для хранения	671
13.1.2. Варианты хранения	675
13.1.3. Дыхательные клапаны резервуара	678
13.1.4. Замерный люк	679
13.1.5. Дыхание резервуара	679
13.1.6. Насосные операции и заправка	679
13.1.7. Системы газовой подушки	680
13.1.8. Действие факторов огня	681
13.1.9. Конструкция вентиляционной системы	681
13.1.10. Резервуары с плавающей крышей	683
13.1.11. Управление потерями продукта и требования обеспечения безопасности для резервуаров с плавающей крышей	683
13.1.12. Рабочая вместимость резервуаров с плавающей крышей	684
13.1.13. Контроль паров продукта в резервуарах с плавающей крышей	685
13.1.14. Вспомогательное оборудование резервуара	687
13.1.15. Контроль утечек жидкости из резервуаров	688
13.1.16. Изучение условий на производственном участке для размещения технологических резервуаров	692
13.1.17. Соединения резервуарного парка и эксплуатация	693
13.1.18. Резервуарный парк для хранения сероводородной нефти	696
13.1.19. Техническое обслуживание резервуарных парков	696
ГЛАВА 14. Морские и подводные сооружения	698
14.1. Введение	698
14.2. Исторический обзор	699
14.2.1. Несущие конструкции	699
14.2.2. Подводные системы	711
14.3. Стационарные стальные и бетонные основания гравитационного типа	711
14.3.1. Стационарные стальные конструкции	712
14.3.2. Бетонные конструкции гравитационного типа	721
14.4. Совместимые и плавучие системы	724

14.4.1.	Стационарные платформы на ферменной несущей конструкции и с растяжками	725
14.4.2.	Платформы с натяжными опорами	726
14.4.3.	Глубоководные плавучие буровые установки	728
14.4.4.	Донная фонтанная арматура и ее сравнение с надводной	730
14.4.5.	Плавучие нефтедобычные системы	731
14.5.	Подводные системы	735
14.6.	Обеспечение бесперебойного режима подачи потока	738
14.7.	Добыча в морских условиях	740
14.7.1.	Заканчивание скважин (освоение скважин после бурения)	740
14.7.2.	Технологическое оборудование	742
14.7.3.	Обслуживание и капитальный ремонт скважин	742
14.7.4.	Сбыт сырой нефти	744
14.7.5.	Сбыт газа	744
14.7.6.	Утилизация (сброс) воды	745
14.8.	Арктика	745
14.8.1.	Условия окружающей среды	745
14.9.	Требования к будущим технологиям	752
ГЛАВА 15.	Управление проектом обустройства нефтяного промысла	754
15.1.	Введение	754
15.2.	Определения	756
15.3.	Реализация проекта	772
15.3.1.	Инициирование проекта	772
15.3.2.	Выбор группы проекта	778
15.3.3.	Выбор проектной организации.	779
15.3.4.	Утверждение расходов и первоначальная смета расходов	780
15.3.5.	Утверждение партнерами	782
15.3.6.	Материально-техническое обеспечение	783
15.3.7.	Контроль и отчетность по ходу выполнения проекта и стоимости	786
15.3.8.	Управление персоналом	787
15.3.9.	Ввод в эксплуатацию и запуск	791
15.3.10.	Завершение проекта	792
Предметный указатель	793

Введение

В эпоху начала освоения нефтяных и газовых месторождений не существовало научного подхода к проектированию и строительству производственных объектов. Добытую нефть заливали в цистерны, откуда газ удалялся по газотводу, а воде и осадкам давали оседать на дне. В начале 1900-х годов бытовало мнение, что извлечение нефти возрастает, если нефть сперва пропускать через сепаратор, а не заливать сразу в цистерну. Первые сепараторы имели рабочее давление около 10 атм и были снабжены простым рычажным управлением.

Со временем, когда начали бурить более глубокие скважины высокого давления и были разработаны локальные распределительные системы для использования газа, рабочие давления сепараторов возросли. Первые горизонтальные сепараторы, способные удовлетворить растущую потребность в разделении высокодебитных потоков газа и низкодебитных потоков жидкостей, были разработаны и испытаны лишь к середине 20-го века.

На этом этапе проектирование производственных объектов еще не было систематизировано. Чаще всего промысловики использовали сугубо практические методы типа «правила буравчика» для монтажа стандартных компонентов оборудования, основываясь на ограниченном опыте и мало опираясь на упорядоченную теорию. Современные требования относительно необходимости учета, контроля качества, строгого соблюдения техники безопасности и охраны природы в то время только начинали формироваться.

С начала 1950-х годов оборудование начало усложняться, а его значение для экономической оценки принимаемых решений по освоению месторождений резко возросло. Необходимость научного обоснования проектирования производственных объектов возникла вместе с началом использования тяжелой нефти, заводнения, нефти и газа с высоким содержанием серы, добычи газа в условиях аномально высокого пластового давления, а также при освоении удаленных морских и арктических месторождений. К концу 1950-х годов нефтяные компании начали осознавать необходимость нанимать, обучать и привлекать к сотрудничеству инженеров, специализирующихся на эксплуатации промысловых объектов.

Основными задачами наземного промыслового оборудования являются: (1) разделение газа, нефти и воды, добытых в скважине, (2) подготовка газа для продажи, обратной закачки в пласт или сжигания на факеле, (3) подготовка нефти для продажи, (4) очистка воды для обратной закачки в пласт или отвода и (5) обеспечение возможности проведения испытаний скважин. Помимо выполнения этих производственных задач, промысловый объект должен обеспечивать (1) снабжение (блок по производству электроэнергии и управления двигателем,

производство воздуха для КИПиА, система дизельного и вертолетного топлива), (2) системы безопасности (в случае аварийной остановки процесса, пожара и утечки газа, тушения пожара, эвакуационно-спасательных работ и аварийного отвода газа), (3) жизнеобеспечение (жилые и рекреационные помещения, система питьевого водоснабжения, санитарные системы, хранение продуктов питания и медицинские службы), (4) системы эксплуатации и технического обслуживания (краны и подъемное оборудование, офисные помещения, диспетчерская, склад запчастей и лаборатория) и, конечно, фундаменты под все оборудование (в том числе оборудование площадок, подъездные пути, морская платформа).

Проектирование и строительство производственных объектов охватывает широкий спектр работ, включая классическое гражданское строительство и производство химического, механического, контрольно-измерительного и электрического оборудования, а также основы управления проектом. В одном лишь данном *Справочнике* все эти вопросы не могут быть представлены настолько детально и глубоко, чтобы читатель стал «экспертом», способным самостоятельно проектировать сложные производственные объекты. Однако мы попытались дать инженеру, не являющемуся специалистом в области промыслового оборудования, основные представления об используемых нами системах и видах оборудования, объяснить, как они работают и каковы относительные преимущества и недостатки имеющихся вариантов; таким образом, представленная нами информация позволит более обоснованно подбирать оборудование для конкретных условий работ и разбираться в терминологии, благодаря чему специалисты общего профиля смогут более эффективно взаимодействовать с различными специалистами более узкого профиля.

Я хотел бы поблагодарить авторов каждой из глав *Справочника инженера-нефтяника* за весьма трудоемкую работу по сокращению объема сложного материала для того, чтобы уложиться в ограниченное количество предоставленных для него страниц. Думаю, что вряд ли кто-нибудь из них понимал в начале работы, как долго и как трудно она будет продвигаться, однако все они, с большим или меньшим энтузиазмом, продолжали начатую работу и стойко переносили изменения рабочих заданий и массу «полезной» критики со стороны редакторов — Ларри Лейка и меня. Я хотел бы также поблагодарить нескольких человек (имен которых я не буду упоминать, чтобы не смущать их), которые вначале согласились написать некоторые главы, но не смогли завершить начатое из-за перераспределения работ или по личным соображениям. Их работа оценена по достоинству, и некоторые авторы воспользовались их идеями при окончательной доработке текста.

Мне хотелось бы еще раз поблагодарить Ларри У. Лейка, чьи проницательность, деликатные подсказки и вопросы, которые временами ставили меня в тупик, но при этом способствовали осуществлению всего этого проекта. Он прочитал и отрецензировал большую часть черновики этого и остальных томов *Справочника*.

Наконец, я уверен, что все авторы данного тома присоединятся к выражению признательности моему секретарю Поле Уэйзингер, которая внимательно следила за ходом работ, осуществила массу телефонных звонков и разослала огромное количество писем по электронной почте, координируя ход обработки и редактирования текста *Справочника* и позволяя мне быть постоянно в курсе этих работ.

Кеннет Е. Арнольд

ГЛАВА 1

Подготовка нефти и газа

Мэри Тро, SPE, AMEC Paragon Inc.

1.1. Введение: от продукции скважин до товарной нефти и газа

Продукция нефтяных и газовых скважин представляет собой смесь углеводородного газа, конденсата или нефти, воды с растворенными в ней минеральными солями (обычно с большим содержанием NaCl), других газов, в том числе окиси углерода (CO₂), иногда сероводорода (H₂S), и твердых веществ в виде взвеси, состоящей из песка пород-коллекторов, обычной грязи, а также обломков отложений и продуктов коррозии на стенках насосно-компрессорных и обсадных труб.

Для реализации добытых углеводородов (как газообразных, так и жидких) необходимо их подготовить (очистить от воды и твердой фазы), измерить, продать и отправить потребителю по трубопроводу, автоцистернами, железнодорожными цистернами или океанскими танкерами. Газ транспортируется в основном по трубопроводам, однако может также переправляться морским, автомобильным и железнодорожным транспортом в виде сжиженного природного газа (СПГ) в резервуарах (танкерах) высокого давления. В этой главе рассматриваются методы предпродажной промысловой подготовки нефти и газа.

Целью подготовки нефти является получение товарной нефти, отвечающей требованиям покупателя относительно максимально допустимого количества воды, соли и других нежелательных примесей. Газ также проходит подготовку для достижения соответствия требованиям покупателя относительно точки росы (температуры конденсации водяного пара и углеводородов) для минимизации конденсации в процессе транспортировки. Промысловая вода должна отвечать нормативным требованиям для захоронения в океане, если скважины пробурены в акватории, требованиям по предотвращению закупоривания пор при закачке в коллекторские пласты, а также техническим требованиям к качеству воды для иного использования, например, в паровых котлах при нагнетании горячей воды или пара или, в некоторых случаях, для ирригации.

Оборудование, расположенное между скважинами и трубопроводом или иной системой транспортировки, называется промысловыми установками. Нефтепромысловые установки, предназначенные для подготовки нефти, имеют ряд

отличий от нефтеперегонных и химических заводов. Технологический процесс нефтепромысловой установки проще и состоит из сепарации (разделения жидких и газообразных УВ) и изменения температуры и давления, при этом не происходит никаких химических реакций с образованием новых молекул. На нефтеперегонном заводе скорость и состав сырьевого потока определяются еще до проектирования оборудования. В случае промысловой установки состав обычно устанавливается по результатам испытаний поисково-разведочных скважин испытателем пластов или принимается по аналогии с существующими скважинами на сходных по строению месторождениях. Расчетная скорость потока (дебит скважины) оценивается по данным каротажа и результатам моделирования. Даже при высокой точности оценок фактический состав, дебиты (газа, нефти и воды), давление и температура меняются с течением времени эксплуатации месторождения, по мере «старения» первоначальных и бурения новых скважин. Расчетная производительность промысловых установок соответствует наиболее вероятной оценке максимальной скорости потока (максимальным дебитам) по нескольким скважинам, основанной на графиках динамики добычи и суммарного количества нефти или газа, теоретически извлекаемого из данной залежи. Фактические уровни производительности установки возрастают по мере того, как скважины достигают расчетных дебитов. Этот уровень производительности может некоторое время поддерживаться за счет бурения дополнительных скважин, после чего уровни добычи нефти и газа начинают снижаться, добыча воды — возрастать, а рабочее давление потока — снижаться по мере истощения залежи. Оборудование следует проектировать для работы при различных скоростях потока, неопределенном составе флюидов и при различных температурах.

1.2. Определение терминов

В данном томе *Справочника* используются следующие определения терминов.

Нефть — жидкие углеводороды, добываемые из коллектора. *Конденсат* — жидкие углеводороды, образующиеся путем конденсации из газа в результате снижения давления и температуры при подъеме газа из коллектора вверх по трубам и выходе из скважины через диафрагму на ее устье. Обычно конденсат имеет более светлую окраску, более низкий молекулярный вес и меньшую вязкость, чем нефть; однако легкая нефть может иметь свойства, аналогичные свойствам конденсата.

Углеводороды состоят из многочисленных различных «компонентов», или молекул, сложенных атомами углерода и водорода. В порядке возрастания молекулярного веса, начиная с самого легкого, к углеводородам относятся метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}), гексан (C_6H_{12}) и так далее. С увеличением отношения атомов углерода к атомам водорода мо-

лекулы становятся «тяжелее» с одновременным возрастанием тенденции существовать скорее в жидком, чем в газообразном состоянии.

Промысловая установка представляет собой совокупность оборудования, используемого для сепарации (разделения) флюидов, полученных из нефтяной или газовой скважины, на разные потоки, которые затем можно продать и отправить на газо- или нефтеперерабатывающий завод для дальнейшей переработки.

Моделирование процесса — расчеты, выполняемые обычно с помощью компьютерной программы, с целью предсказания реакции компонентов скважинных флюидов на изменения давления и температуры при подготовке на промышленных установках. Это не химическая реакция, скорее — простой фазовый переход с превращением жидкостей в пар или конденсацией пара в жидкость. При снижении давления или повышении температуры легкие молекулы газов, таких как метан и этан, выкипают, превращаются в парообразную фазу, захватив с собой некоторое количество компонентов со средними молекулярными весами. Остальные компоненты среднего молекулярного веса и большинство тяжелых молекул стабилизируются в виде жидкости.

Основной твердый отстой и вода (ТОиВ) — содержание воды и твердых частиц в нефти (в объемных процентах). Согласно спецификациям обычных нефтепроводов, эта величина не должна превышать 0,1–3 %, а для трубопроводов Мексиканского залива — 1 %.

Точка кипения (давление насыщения, истинное давление пара) — давление, при котором растворенный газ начинает выделяться из жидкости при повышении температуры или снижении давления. Величина давления насыщения жидких углеводородов зависит от давления, температуры и состава жидкости.

Давление пара по шкале Рейда — давление, при котором углеводородная жидкость начинает испаряться при определенных условиях. Оно может быть замерено в полевых условиях в соответствии с особым стандартом Американского общества по испытаниям и материалам (American Society for Testing and Materials) с получением значения давления, более низкого, чем истинное давление пара.

Точка росы по углеводородам — значение, при котором углеводородная жидкость начинает конденсироваться из газа при снижении температуры или повышении давления; точка росы зависит от состава газа. В спецификациях газопроводов часто указывается точка росы по воде для контроля образования гидратов в трубах и коррозии труб. В зависимости от «истории» углеводородной жидкости (то есть от технологической цепочки, предшествующей описываемой), точки росы по углеводородам и по воде могут не совпадать.

Гидраты — кристаллические, похожие на лед твердые вещества, образующиеся из углеводородных газов и жидкой воды. Гидраты могут образовываться при температурах значительно более высоких, чем точка замерзания воды, и могут забивать оборудование и трубопроводы.

1.3. Функции промысловых установок

1.3.1. Основной технологический процесс. Основной функцией промысловой установки является разделение нефти, газа, воды и твердых примесей; подготовка нефти для соответствия товарным спецификациям (в частности, по содержанию твердых частиц и воды, содержанию солей, давлению пара); измерение и анализ характеристик нефти для определения ее цены и доставка к транспортным средствам (трубопроводу, автоцистерне, танкеру или железнодорожной цистерне).

Газ должен быть подготовлен для продажи или удаления. В прошлом удаление газа иногда означало сжигание его на факеле или выпуск в атмосферу, однако сейчас газ, который не может быть транспортирован, обычно используется для обратной закачки в пласт с помощью компрессора. Подготовка газа может означать лишь отделение его от жидкостей или включать в себя также дополнительные процессы, такие как компримирование (сжатие), дегидратация (обезвоживание), удаление H_2S и CO_2 или обработку с целью конденсации тяжелых компонентов, которые можно транспортировать в жидком виде.

1.3.2. Дополнительные технологические процессы. Помимо подготовки нефти и газа для продажи, следует проводить подготовку добываемой вместе с ними воды и твердых примесей для последующего удаления или захоронения отходов. Подготовка добываемой воды обычно включает в себя удаление из нее рассеянных и растворенных углеводородов и может означать не только сепарацию или сбор нефти с поверхности, но также фильтрацию, деионизацию или перекачку из одной емкости в другую.

Если требуется обработка твердых частиц, она может включать в себя промывку в воде и перемешивание твердой взвеси с целью удаления нефти и последующего обезвоживания.

1.3.3. Вспомогательные системы. В дополнение к основным технологическим процессам могут потребоваться процессы нагрева и охлаждения. Технологическое тепло обычно требуется для подготовки нефти и перегрева топливного газа для использования в газотурбогенераторах и компрессорах. Технологическое охлаждение обычно требуется для компримирования газа.

Хотя технологические установки при необходимости могут работать без использования электроэнергии, производство электроэнергии и электросети обычно используются на крупных и сложных установках, а также в жилых помещениях для персонала.

Все технологические установки требуют организации систем безопасности, включая контрольно-измерительные приборы системы безопасности, систему глушения скважин, обнаружения пожара и утечек газа, противопожарное оборудование, средства эвакуации, такие как спасательные плоты и аварийно-спасательные капсулы при работе в акватории, а также другое оборудование в за-

висимости от расположения и сложности технологической установки и наличия обслуживающего персонала.

1.4. Пример установки для подготовки нефти

На **рис. 1.1** показана блок-диаграмма простой установки для подготовки нефти. Каждый блок описан ниже, исключая блок осушки газа, который описан в разделе 1.5, посвященном установке комплексной подготовки газа.

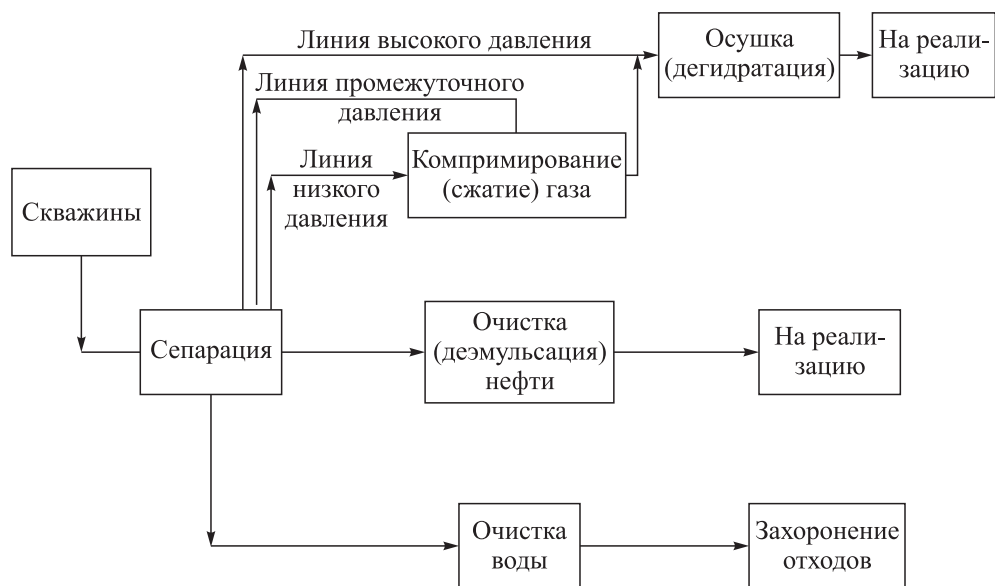


Рис. 1.1. Типовая установка подготовки нефти

1.4.1. Сепарация. Первый этап процесса — отделение газа от жидкости и воды от нефти. Это обычно производится в сепараторе — емкости высокого давления, в которую направляется поток продукции скважины для разделения газа, нефти и воды под действием гравитации. Сепараторы могут содержать впускные отводящие устройства (диверторы), выпускные гасители вихрей, ковши, переливные камеры и каплеуловители, способствующие разделению потоков. Более подробное описание устройства сепаратора содержится во второй главе этого тома *Справочника*, посвященной сепараторам нефти и газа.

Сепаратор может быть двухфазным (двухкомпонентным) — с отделением газа от жидкостей, а также трехфазным (трехкомпонентным) — с разделением газа, нефти и воды, выводимых через три различных выпускных отверстия. Первый сепаратор установки, в который попадает скважинный флюид, называется сепаратором продукции скважины, или сепаратором высокого давления. Если продук-

ция скважины поступает под высоким давлением (например, 34–82 бар) и если нефть из сепаратора поступает непосредственно в трубопровод, газ начнет мгновенно выделяться из нефти вследствие снижения давления, вызванного потерей энергии на трение в трубопроводе. Газ занимает гораздо больший объем, чем равное по массе количество нефти, поэтому диаметр трубопровода, рассчитанного на поток жидкости, окажется недостаточным, если часть жидкости мгновенно перейдет в газообразное состояние, что приведет к резкому повышению скорости потока и падению давления. По этой причине владельцы трубопроводов обычно определяют максимально допустимое давление пара для предотвращения мгновенного испарения легких компонентов жидкости. Процесс снижения давления пара в нефти с целью соблюдения спецификаций нефтепроводов называется «стабилизация нефти».

Для стабилизации простейшим способом нефть помещается в резервуар под давлением, близким к атмосферному. Этим достигается испарение газа из жидкости в резервуаре со сниженным до атмосферного давлением. При этом истинное давление пара в нефти (давление насыщения) снижается до атмосферного или даже ниже атмосферного, если помимо снижения давления осуществляется подогрев, и спецификации нефтепровода относительно давления насыщения будут соблюдены. Газ, испарившийся в резервуаре, затем сжимается до уровня исходного давления в сепараторе и соединяется с газом сепарации.

Если нефть направляется не напрямую в резервуар с атмосферным давлением, а в сепаратор промежуточного давления, то газ, выделяющийся в таком сепараторе, будет иметь более высокое давление и потребуются меньшая мощность компрессора для компримирования. Кроме того, общее количество нефти, стабилизированной в резервуаре с атмосферным давлением, окажется большим при использовании промежуточной стадии сепарации, чем при одномоментном резком снижении давления до атмосферного. Это связано с равновесием системы газ–жидкость при мгновенном испарении под высоким давлением и изменением состава нефти, испаряющейся в резервуаре.

Хотя газ будет мгновенно испаряться и при переливе нефти в резервуар из сепаратора промежуточного давления, количество этого газа будет гораздо меньше, чем в первом случае, когда жидкость поступает в резервуар непосредственно из сепаратора высокого давления. Таким образом, добавление промежуточной стадии сепарации имеет два преимущества: во-первых, снижение мощности, необходимой для компримирования газа, поскольку газ испаряется под более высоким давлением, и, во-вторых, получение более стабильной нефти. Если мы добавим еще и третью стадию сепарации под низким давлением, общий объем жидкости в резервуаре еще более возрастет при дополнительном объеме газа, испаряющегося под повышенным давлением и, таким образом, требующего еще более низкой мощности компрессора; однако при этом капитальные затраты на дополнительную стадию сепарации не оправдываются незначительным повышением цены углеводородов.

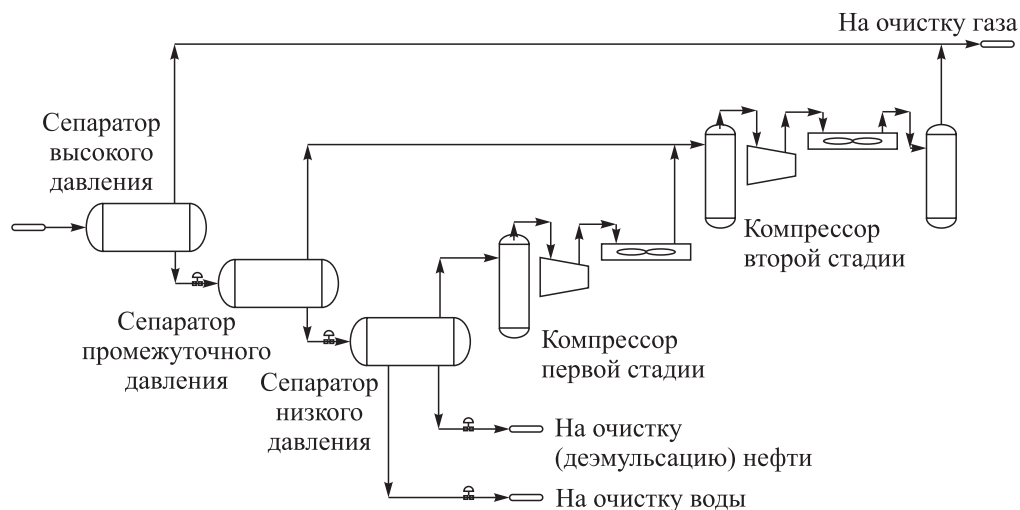


Рис. 1.2. Трехстадийная сепарация

Типичная технологическая цепочка сепарации может включать в себя скважину, продукция которой направляется в сепаратор высокого давления под давлением 76 бар, затем в сепаратор низкого давления под давлением 10,3 бар, затем, возможно, в нефтеочиститель (деэмульгатор) под давлением 3,5 бар (см. следующий раздел), а затем на хранение в резервуар с атмосферным давлением. Давления в сепараторах подобраны таким образом, чтобы газ испарения после каждой стадии сепарации поступал на компримирование с разумной степенью сжатия. Степени сжатия и расчет мощности компрессора описаны ниже в главе 7 этого тома *Справочника*.

1.4.2. Первичная очистка (деэмульсация) нефти. Никакая сепарация не бывает идеальной, в нефти всегда остается немного воды. Содержание воды в нефти может колебаться от менее 1 об. % до более 20 об. %. Чем выше значение плотности нефти (то есть чем выше молекулярный вес и вязкость нефти), тем ниже эффективность сепарации.

Для извлечения остаточной воды нефть пропускается через очиститель (деэмульгатор) или систему очистки, описанную в третьей главе этого тома *Справочника*, посвященной разделению водонефтяных эмульсий. Деэмульгатор похож на сепаратор, однако имеет некоторые специальные конструктивные элементы, способствующие отделению воды от нефти. Очистители или системы очистки обычно используют нагрев для снижения вязкости нефти, снабжены крупными отстойными секциями, в которых процесс отделения воды от нефти может происходить в течение определенного времени, и иногда снабжены электростатической решеткой для коалесценции капель воды. Традиционные очистители обычно имеют передний отдел с нагревателем, в котором водонефтяная эмульсия нагревается

и происходит первичное отделение «свободной воды». Затем нефть направляется в следующий отдел емкости, где происходит коалесценция и осаждение капель воды. Газ отделяется (то есть высвобождается) из эмульсии по мере снижения давления и повышения температуры в сепараторе, расположенном выше по потоку. В традиционном очистителе (с подогревателем, секцией отделения свободной воды и секцией осаждения) содержание воды в нефти может быть снижено до 1 % и ниже. Электростатический очиститель, представляющий собой традиционный очиститель с электростатической решеткой в секции осаждения, может снизить содержание воды до 0,3–0,5 % по объему.

В контракте между продавцом нефти, который обычно ее и добывает, и покупателем, которым может быть трубопроводная компания, обычно оговаривается допустимое содержание воды, может быть также указано максимально допустимое содержание соли в нефти. Более высокое содержание воды может повысить опасность коррозии нефтепроводов и других систем транспортировки, а также создать проблемы при переработке нефти. Высокое содержание соли, связанное с минерализацией добываемой пластовой воды, оставшейся в нефти, может вызвать проблемы при переработке нефти, когда вода выпаривается в перегонной установке НПЗ.

Нефть из очистителя обычно направляется в сухой нефтяной резервуар, из которого она прокачивается через товарный расходомер для передачи на узел учета и далее в трубопровод для транспортировки. Дополнительную информацию можно получить в главах 6, 11 и 13 этого тома *Справочника*, посвященных насосам, измерительным устройствам и нефтехранилищам.

1.4.3. Очистка попутной воды. Как сказано выше, сепарация не идеальна, и количество нефти, оставшееся в сепарированной воде, обычно составляет от 100 до 2 000 мг/л (ppm). Для дальнейшего захоронения воды это количество следует снизить до приемлемого уровня. Нормативные требования по содержанию нефти в воде при ее захоронении путем сброса за пределы промысла различны в разных районах, и в ряде случаев сброс попутной (добываемой вместе с нефтью) воды полностью запрещен. Например, на внешнем континентальном шельфе Мексиканского залива (федеральные воды США) на нефтедобывающие компании накладываются ограничения по содержанию нефти в воде не более 42 мг/л для каждой пробы и не более 29 мг/л в среднем за месяц. На суше этого района сброс попутной воды полностью запрещен. В случаях запрета сброса попутная вода обычно возвращается в пласт через специальные скважины для закачки промстоков.

Различные виды оборудования для очистки воды описаны в главе 4 этого тома *Справочника*, посвященной водоочистным устройствам, используемым при проведении работ на нефть и газ. Типы оборудования, используемые в этом случае, включают в себя устройства для сбора нефти с поверхности воды, сепараторы с плоскими коалесцирующими фильтрами, устройства для газовой флотации

(отделения нефти путем продувки газа через воду) и гидроциклоны. Дополнительное оборудование, включающее в себя пескоотделители и фильтры, может потребоваться для удаления твердых частиц перед закачкой, как это описано в главе 4, посвященной водоочистным устройствам, используемым при проведении работ на нефть и газ.

Для успешной работы гидроциклонов требуется перепад давления свыше 7 бар и их размещение между сепаратором и его клапаном регулятора уровня воды. Кроме удаления нефти из воды, гидроциклоны обладают способностью коалесцировать оставшиеся капли нефти в потоке воды, способствуя сепарации капель в оборудовании, расположенном ниже по технологической цепочке. Устройства для сбора нефти с поверхности (скиммеры) используют гравитационную сепарацию для удаления нефти, оставшейся в попутной воде, и обычно размещаются после сепараторов и гидроциклонов.

Хорошее практическое правило предполагает использование двух типов водоочистителей на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) и трех — на установке подготовки нефти (УПН), где нефть отделить труднее. Например, система водоочистки может состоять из гидроциклона, за которым следует скиммер и камеры газовой флотации.

1.5. Установка комплексной подготовки газа

На **рис. 1.3** показана блок-диаграмма простой установки комплексной подготовки газа. Ниже описаны все основные блоки такой установки.

1.5.1. Подогрев. Газовые скважины часто являются высоконапорными, со статическим давлением в насосно-компрессорных трубах 345–1 034 бар и динамическим давлением свыше 207 бар. Такое давление в точке потока газа через устьевую диафрагму скважины необходимо снизить примерно до уровня давления в трубопроводе. При снижении давления потока газа этот газ охлаждается, происходит конденсация жидкости и могут сформироваться гидраты. Гидраты — это кристаллические твердые вещества, образующиеся из молекул углеводородов и воды при наличии углеводородных газов и жидкой воды при температурах, значительно более высоких, чем точка замерзания воды. Гидраты могут закупорить диафрагму и выкидные линии, поэтому высоконапорные газовые скважины обычно снабжаются линейным обогревателем; при этом выкидные линии и диафрагма помещаются в ванну с горячей водой для предотвращения замерзания скважины. Более подробное описание гидратов приводится в главе, посвященной фазовому поведению водно-углеводородных систем (том I этого *Справочника*).

Образование гидратов можно затормозить путем закачки растворителя, например метанола, в выкидную линию. Это практикуется на подводных скважинах и других скважинах, где использование линейного обогревателя невозможно. Для большинства скважин с высокими дебитами использование линейных обогревателей предпочтительнее в связи с высокой стоимостью метанола.



Рис. 1.3. Типовая установка комплексной подготовки газа

1.5.2. Сепарация. Сепаратор представляет собой место для осаждения любых жидкостей из газа. В сепараторе создается давление, более высокое, чем в трубопроводе, чтобы газ прошел требуемое охлаждение, очистку, осушку (дегидратацию) и подготовку, причем каждая операция сопровождается некоторым снижением давления, и поступил в трубопровод под тем давлением, которое поддерживается в трубопроводе.

1.5.3. Охлаждение. В случае высокой динамической температуры газа температура технологической цепочки ниже устьевой диафрагмы может быть достаточно высокой, что избавляет от необходимости использования линейного обогревателя выше сепаратора высокого давления. Если динамическая температура газа в насосно-компрессорных трубах еще выше, то горячий газ, выходящий из сепаратора высокого давления, может создать технологические и коррозионные проблемы в очистительной системе, расположенной ниже по технологической цепочке. Кроме того, горячий газ содержит больше водяного пара, из-за которого система осушки должна быть более габаритной и дорогостоящей, чем в случае предварительного охлаждения газа. В связи с этим иногда необходимо установить охладитель газа после сепаратора первой стадии.

В качестве охладителя можно применять воздушный охладитель или кожухотрубный теплообменник, работающий непосредственно на морской воде или включающий в себя контур воды, охлаждаемый морской водой или водой из другого источника.

1.5.4. Очистка газа. Природный газ может содержать ряд примесей, таких как H_2S и CO_2 , которые именуются «кислыми газами». Природный газ, содержащий H_2S , называется высокосернистым газом; если газ не содержит H_2S или если H_2S из него удален, он называется «сладким» (бессернистым, малосернистым) газом. Процесс удаления H_2S и, по возможности, CO_2 называется обессериванием (десульфуризацией) газа.

Газ H_2S высокотоксичен. CO_2 образует концентрированную кислоту, обладающую высоким коррозионным действием в присутствии воды. Вместе эти вещества вызывают коррозию, а если коррозия приводит к утечке, они представляют собой смертельную опасность.

Обычно H_2S и CO_2 удаляются из природного газа с помощью аминовой системы, которая состоит из колонны аминовой промывки с лотками или структурированной насадкой для продувки высокосернистого газа через аминовую жидкость, поглощающую H_2S и частично CO_2 . Затем амин регенерируется в очистной колонне, где от него отделяются H_2S и CO_2 .

В продаже также имеется ряд лицензированных процессов с использованием физических растворителей и периодической чистки (химической или адсорбционной).

Более подробное описание газоочистки можно найти в главе, посвященной анализу углеводородов (*Hydrocarbon Testing*) в работе [1].

1.5.5. Осушка (дегидратация) газа. Для предотвращения конденсации воды в газопроводе, которая может привести к коррозии и образованию гидратов, спецификации трубопроводов обычно содержат ограничения по содержанию водяного пара в газе. Стандартные спецификации газопроводов на большей части юга США предполагают содержание воды не более 1 кг на 10 000 м³ газа (0,1 г/м³). Это соответствует точке росы примерно 0 °С под давлением 69 бар. В северных районах или в глубоководных акваториях, где температуры вокруг трубопровода могут быть значительно ниже, в спецификациях обычно указывается значение 0,6 кг воды на 10 000 м³ газа (0,06 г/м³), что соответствует точке росы –17,8 °С под давлением 69 бар.

Вода часто удаляется из газа с помощью системы осушки газа гликолем, как описано ниже. Другие методы предполагают осушение твердым адсорбентом, низкотемпературную конденсацию (промораживание) и фильтрацию через мембрану.

При осушке газа гликолем для поглощения водяного пара из газа обычно используется триэтиленгликоль. Этот процесс протекает в колонне гликолевой промывки, в которой обедненный (регенерированный, восстановленный или сухой) гликоль течет из верхней части колонны вниз по лоткам или структурированной насадке под действием силы тяжести. Газ пропускается противотоком снизу вверх таким образом, чтобы наиболее сухой газ контактировал с наиболее сухим гликолем.

Сухой газ, выходящий из колонны, используется для предварительного охлаждения обедненного гликоля перед поступлением в колонну. Затем газ отправляется на продажу или последующую переработку для отделения конденсата.

Насыщенный (обогащенный) гликоль, выходящий из нижней части колонны, регенерируется в непрерывном процессе. Вначале насыщенный гликоль отправляется на сепаратор для удаления конденсированных углеводородов, а затем подогревается и фильтруется перед отправкой на ребойлер или регенератор.

Насыщенный гликоль подогревается в регенераторе до 199–204 °С, в результате чего вода выкипает. Пар либо выпускается непосредственно в атмосферу, либо охлаждается и конденсируется для отделения небольших количеств углеводородных паров из воды.

Полученный в результате этих процессов горячий обедненный гликоль охлаждается на перекрестном теплообменнике выходящим из колонны потоком прохладного насыщенного гликоля. Перекрестный теплообмен повышает эффективность процесса, обеспечивая предварительный подогрев гликоля, отправляемого в ребойлер, что снижает общее энергопотребление. Ребойлер может подогреваться обогревателем на газовом топливе, электрическими подогревателями или системой теплоносителя. Более подробное описание этого процесса приводится в главе, посвященной осушке (*Dehydration*) в работе [1].

1.5.6. Газопереработка. Сухой газ может подвергаться дальнейшей переработке для отделения жидких углеводородов в форме газоконденсатных жидкостей, сжиженного природного газа или сжиженного нефтяного газа. Газоконденсатные жидкости — это углеводородные жидкости, такие как этан, пропан, бутан и пентан (природный бензин), которые могут быть выделены из потока природного (свободного) газа после отделения более тяжелых углеводородных компонентов путем сепарации при температуре окружающего воздуха. Сжиженный нефтяной газ — это смесь углеводородов, главным образом бутана и пропана, которые могут транспортироваться в жидком виде под давлением или при низких температурах и восстанавливаться в виде газа при снижении давления. Сжиженный природный газ — это жидкость, состоящая главным образом из метана, который сжижается для облегчения транспортировки при невозможности транспортировки по газопроводу.

Наиболее распространенными процессами сепарации газоконденсатных жидкостей или сжиженного нефтяного газа являются поглощение отбензиненным (регенерированным) абсорбционным маслом, низкотемпературная конденсация или турбоэспандерные (турбодетандерные) установки. Остаточный обедненный газ может быть использован как топливо, закачан обратно в пласт или направлен в трубопровод.

1.5.7. Стабилизация. При стабилизации из потока жидкости удаляются легкие углеводороды либо путем снижения давления, приводящего к отделению легких компонентов, о чем упоминалось выше, либо путем снижения давления од-

новременно с нагреванием. Большая часть воды будет удалена при сепарации. Полученный стабильный конденсат имеет низкое давление пара и поэтому может заливаться в цистерны под атмосферным давлением для транспортировки автотранспортом, по железной дороге, баржами или танкерами без частой вентиляции для отвода пара. Часто вводятся ограничения на давление пара, при котором происходит стабилизация жидкости, необходимая также при транспорте газа трубопроводом.

Вода, отделенная в процессе сепарации/стабилизации, должна быть очищена и захоронена, как описано в предыдущем разделе, посвященном водоочистке.

1.5.8. Компримирование. Легкие компоненты, удаленные в газообразной форме в процессе стабилизации, будут находиться под более низким давлением, чем основной поток газа. Эти компоненты могут быть сжаты до давления в сепараторе высокого давления для последующей переработки вместе с остальным газом.

1.6. Управление технологическим процессом

Сепаратор работает, как правило, в непрерывном, а не в периодическом режиме. Это означает, что входящий поток непрерывно поступает в сепаратор и что газ и жидкость должны с таким же постоянным темпом выделяться из него. Для жидкости это обеспечивается автоматическим регулятором уровня жидкости (уровнемером) и клапаном-регулятором уровня. Традиционный регулятор уровня жидкости состоит из поплавка на тросике. При подъеме уровня жидкости в сепараторе поплавок поднимается до тех пор, пока не достигнет выключателя налива, который открывает клапан для слива части жидкости. Когда уровень вновь опускается до нормального положения, вновь включается налив, а клапан слива закрывается. В двухфазном сепараторе используется один регулятор уровня жидкости и клапан-регулятор, а в трехфазном — нефтеспуск с автоматическим регулятором и клапаном-регулятором уровня нефти и водоспуск с автоматическим регулятором и клапаном-регулятором уровня воды.

Если клапаны регулируют выход жидкостей из сепаратора, то как регулируется выход газа? Поскольку жидкость несжимаема и уровень жидкости в сепараторе остается практически постоянным, объем содержащегося в нем газа остается примерно постоянным. При поступлении дополнительных порций газа в сепаратор растет давление. Регулятор давления устанавливается в зоне сепарированного газа или на газоотводной трубе. Регулятор посылает клапану регулятора на трубе сигнал, сообщающий, что клапан должен открыться, когда давление превысит установленную величину. Клапаны регулятора давления обычно модулируют, то есть постепенно открываются все шире и шире по мере возрастания давления выше заданной величины и закрываются при снижении давления ниже заданной величины.

Иначе говоря, какое бы количество жидкости ни поступило в сепаратор, равное количество жидкости должно вытечь через регулятор уровня жидкости. Регу-

лятор уровня определяет, высок или низок уровень жидкости, и соответственно настраивает клапан регулирования уровня жидкости. Какое бы количество газа ни поступило во входное отверстие сепаратора, равное количество газа должно выйти через клапан управления давлением. Регулятор давления определяет давление в сепараторе, открывая клапан управления давлением, если давление начинает превышать заданную величину, и закрывая его, если давление опускается ниже заданного. Если входящий поток прерывается, все выпускные клапаны закрываются, поддерживая давление и уровень жидкости в сепараторе.

Более подробную информацию о контрольно-измерительных приборах, в том числе о выборе клапана управления, можно найти в главе 11 этого тома *Справочника*, посвященной измерительным устройствам для нефти и газа.

1.7. Безопасность конструкции

Если система управления технологическими процессами работает правильно, операторы используют все вручную настраиваемые клапаны правильно и нет поломок, то в системе безопасности нет необходимости. Однако случаются несрабатывание приборов управления, нарушение герметичности клапанов и ошибки в работе операторов. Система безопасности существует для предотвращения возникновения избыточного давления и возможного повреждения оборудования, протечек, загрязнения, пожара, телесных повреждений у персонала и порчи оборудования. В работе [2] приведен порядок проверки наличия всего необходимого аварийно-спасательного оборудования. В системе безопасности обычно существует два уровня защиты — основной и вспомогательный.

1.7.1. Основная защита. Основная защита — это, как правило, детектор или выключатель на оборудовании, обнаруживающий нежелательное событие. Например, оборудование может быть снабжено выключателем в случае обнаружения значений давления, уровня или температуры более высоких или низких, чем это предусмотрено в пределах нормального рабочего диапазона. При обнаружении нежелательного события система аварийного отключения должна отключить поступление потока в оборудование, на которое распространяется нежелательное воздействие.

1.7.2. Вспомогательная защита. В случае, если основная защита не срабатывает или срабатывает слишком медленно для устранения проблемы, в действие вступает вспомогательная защита, состоящая из клапана сброса давления (разгрузочного) для предотвращения возникновения избыточного давления. Разгрузочный клапан предназначен для раскрытия, сброса избыточного давления в резервуаре или обвязке через обвязку «коллектора разгрузки», направляющего разгружаемые флюиды в надежное место для последующего извлечения или захоронения. В других случаях вспомогательная защита может состоять из резервных сенсоров или выключателей, подобных используемым для основной защи-

ты, установленных на нижерасположенном оборудовании или на оборудовании, о котором идет речь.

Сепаратор с заданным рабочим давлением будет иметь «расчетное» давление или «максимально допустимое рабочее давление», существенно более высокое, чем рабочие давления, для предотвращения возникновения избыточного давления в резервуаре высокого давления в результате незначительных колебаний технологического процесса. Например, при многостадийной сепарации рабочее давление в каждом последующем сепараторе технологической цепочки будет ниже, чем в предыдущем, из которого он получает поток сырья. Это позволяет также снизить расчетное давление системы. Когда поток из системы с более высоким расчетным давлением попадает в систему с более низким расчетным давлением, существует потенциальная опасность создать избыточное давление в расположенной ниже системе с более низким расчетным давлением. В многостадийных сепараторах различные рабочие давления часто приводят к различным расчетным давлениям для сепараторов высокого, промежуточного и низкого давления и их обвязки. Это создает опасность, известную как «прорыв газа». Например, если клапан регулирования уровня жидкости заедает в открытом положении, жидкость вытекает из сепаратора и газ прорывается через клапан регулирования уровня жидкости до уравнивания давления между верхним и нижним сепараторами. Это равновесное давление может быть выше расчетного давления нижнего сепаратора.

Системы безопасности должны быть предназначены для защиты системы наиболее низкого давления в ситуациях, подобных вышеописанной. Разгрузочные клапаны обычно размещаются на резервуарах высокого давления для защиты от избыточного давления, вызванного закупоркой выходного отверстия, что происходит, когда все выпускные отверстия резервуара закрыты вследствие закупорки или аварийной остановки системы. Разгрузочные клапаны также должны иметь достаточный размер для защиты от избыточного давления, вызванного прорывом газа. Скорость потока газа при прорыве может в течение короткого времени превышать скорость потока газа, входящего в сепаратор высокого давления, поскольку газ неконтролируемым образом спускается из сепаратора высокого давления в систему низкого давления. Скорость потока можно рассчитать, зная величину давления выше в технологической цепочке, пропускную способность полностью открытого регулирующего клапана, другие ограничения потока в трубах, а также заданное давление разгрузочного клапана в резервуаре, расположенном ниже в технологической цепочке. Полученную расчетную скорость потока можно использовать для расчета правильного размера разгрузочного клапана.

Если перепад давления между двумя резервуарами слишком велик, число прорывов газа будет также велико. Представьте себе, например, сепаратор высокого давления с максимально допустимым рабочим давлением 100 бар, из которого жидкость вытекает в резервуар для хранения под атмосферным давлением.

Абсолютное давление в высоконапорном сепараторе в 100 раз выше, чем в этом резервуаре. Газ, прорвавшийся из сепаратора высокого давления, в условиях атмосферного давления расширяется в 100 раз по сравнению с первоначальным объемом. Если клапан контроля над уровнем жидкости в сепараторе имеет отверстие диаметром 50,8 мм (площадью 20,27 см²), газоотводное отверстие на резервуаре должно иметь площадь в 100 раз большую для спуска того же количества газа (2027 см² или газоотводное отверстие диаметром в 508 мм). Резервуар высокого давления с аварийным сливом жидкости в резервуар для хранения под атмосферным давлением — это плохая идея. Это показывает еще одно преимущество многостадийной сепарации — снижение объема возможного выброса газа между любыми двумя давлениями.

В дополнение к основной и вспомогательной системам защиты технологического процесса, для минимизации последствий утечки углеводородов используется система аварийного обеспечения. Эта система включает в себя детекторы горючих газов, возгорания и задымления, систему герметизации для сбора вытекающих жидких УВ, а также систему аварийного отключения, позволяющую начать отключение платформы через систему управления технологическими процессами. Подробное описание дается в главе 10 этого тома *Справочника*, посвященной системам безопасности.

Список литературы

1. *Engineering Data Book*, 12th edition, Gas Processors Suppliers Assn., Tulsa (2004).
2. *RP 14C, Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms*, 7th edition, API, Washington, DC (2001).