Химиялық өндіріс/141

МҰНАЙ МЕН ГАЗДЫҢ КӘСІПТІК ӨҢДЕЛУІ

2-басылым

Хуссейн К. Абдель-Аал
Мохаммад А. Аггур
Мохаммад А. Фахим

CRC Press
Taylor & Francis Group

ХИМИЯ ӨНЕРКӘСІБІ
Анықтамалықтар мен оқу құралдары сериясы
Бірінші редактор
ХАЙНЦ ХАЙНЕМАНН
Беркли, Калифорния
Серия редакторы
ДЖЕЙМС ДЖ. СПЕЙТ
Компания CD & W, Inc.
Ларами, Вайоминг

СОҢҒЫ ЖАРИЯЛАНЫМДАРЫ
Мұнай-газ және газ кен орындарын игеру, Екінші басылым, Хуссейн К. Абдель-Ааль, Мохамед А. Агур және Мохамед А. Фахим
Мұнай өңдейтін зауыттарда мұнай өнімдерін күкірттен тазалау бойынша нұсқаулық, Нур Шафик Ель-Генди және Джеймс Дж. Спейт
Мұнай өнімдерін өңдеу кезінде пайдаланылатын жағармай майлары, Джеймс Спейт және Дуглас И. Эксаль
Мұнайды өңдеудің химиясы мен технологиясы, Бесінші басылым, Джеймс Спейт
Жоғары білімді мамандарды табысты ғылыми және еңбек қызметіне үйрету, Джеймс Спейт
Беріс құбылыстарының теориялық негіздері, Үшінші басылым, Джоэль Плавски
Биологиялық шикізаттан алынған синтетикалы материалдар, минералды майлар және майлау материалдары: Химиясы және технологиясы, Екінші бөлім, Лесли Р. Рудник
Ауыр мұнай өнімдерінің сапасын жоғарылататын үдерістер мен реакторларды модельдеу, Джордж Анчейта
Биологиялық шикізаттан алынған синтетикалы материалдар, минералды майлар және майлау материалдары: Химиясы және технологиясы, Екінші басылым, Лесли Р. Рудник
Өндірістік үдерісті автоматты басқару негіздері, Уттам Рей Чаудхури және Утпал Рей Чаудхури
Көмірді өндіру мен өңдеудің химиясы мен технологиясы, Үшінші басылым, Джеймс Г. Спейт
Биодизельдік отынды өндіру және қасиеттері бойынша тәжірибелік нұсқаулық, Муштак Ахмад, Мир Аджаб Хан, Мухаммед Зафар және Шация Султана
Өндірістік үдерісті басқаруға кіріспе, Екінші басылым, Джоуз А. Ромагноли және Ахмет Палазоглу
Мұнай-газ және мұнай-химия ісінің негіздері, Уттам Рей Чаудхури
Сұйықтандырылған катализатормен крекинг саласындағы жетістіктер: Тестілеу, сипаттамасы және табиғатты қорғау заңдылығы, Марио Л. Очелли редакциясымен
Фишер Тропш синтезі саласындаға жетістіктер, катализаторлар және катализ, Бертона Х. Девис және Марио Л. Очелли редакциясымен

600 Брокен Саунд Парквей NW, 300 Бока-Ратон офистік ғимарат, Флорида, 33487-2742 (Taylor & Francis Group
6000 Broken Sound Parkway NW, Suite 300 Boca Raton, FL 33487-2742)
© 2016, ООО Taylor & Francis Group LLC
CRC Press – Informa тобына кіретін ұйымның – Taylor & Swift Group компаниясының мөртабаны

АҚШ-тың мемлекеттік тапсырысы бойынша өндірілген, бірегей өнімге талапсыз

коррозияға қарсы қағазда басылған
Нұсқа күні: 20150817
Халықаралық стандарты кітап нөмірі-13: 978-1-4822-5592-8 (Жұмсақ мұқабада)
Осы кітап сенімді қайнар көздерінен алынған ақпараттан тұрады. Сенімді мәліметтер мен ақпараттарды жариялау үшін елеулі күштер салынған болатын, бірақ, авторлар және баспашы барлық ұсынылған материалдардың анықтығына, сондай-ақ оларды пайдалану салдарына жауапкершілікті өздеріне ала алмайды. Авторлар және баспашылар осы жарияланымда ұсынылған барлық материалдардың авторлық құқықтарының иегерлерін анықтады және оларға, егер авторлық құқықтардың иегерлері өзінің материалдарын осы нысанда жариялануына рұқсат бермесе, өзінің кешірім сұрайтындарын білдірді. Егер, авторлық құқықпен қолғалған материал расталмаса, біз оны келесі баспа үшін салыстырып тексере алу үшін, бізбен байланысыңыз.
Авторлық құқық туралы АҚШ заңнамасымен рұқсат етілген жағдайларды қоспағанда, осы кітаптың бір бөлімі де баспашылардың жазбаша рұқсатысыз, фотокөшірмелерді, шағын көшірмелерді қосқанда, бар болатын немесе болашақта жасалынатын электронды немесе механикалық құралдармен және жазбада, немесе мәліметтерді сақтау мен іздеудің кез келген жүйесінде қайта басылмайды, көбейтілмейді, таратылмайды немесе пайдаланылмайды.
Осы жұмыстың материалдарын электронды нысанда фотокөшіруге немесе пайдалануға рұқсат алу үшін www.copy-right.com (http://www.copyright.com/) веб-сайтына кіріңіз немесе 222 Роузвуд Драйв, Данверс, Массачусетс, 01923, 978-750-8400 (222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, 978-750-8400) мекенжайында орналасқан Copyright Clearance Center, Inc (CCC) компаниясымен байланысыңыз. CCC пайдаланушылардың кең тобына лицензиялық және тіркеулік қызметтерді көрсететін коммерциялық емес кәсіпорын болып табылады. Фотокөшіруге CCC лицензиясын алған ұйымдарға қатысты төлемдердің жеке жүйесі қолданылады.
Бұйымдағы тауар белгісінің белгіленуі: Бұйымның аты немесе фирамалық атауы тауар белгілері немесе тіркелген тауар белгілері болуы мүмкін. Олар тек қана авторлық құқықтарды бұзусыз сәйкестендіру мен шифрін ашу үшін пайдаланылады.
http://www.taylorandfrancis.com мекенжайы бойынша Taylor & Francis Компаниясының веб-сайтына және http://www.crcpress.com мекенжайы бойынша CRC Press Компаниясының веб-сайтына кіріңіз.

Мазмұны

Алғы сөз 19
Авторлар 22
Кіріспе 24
Технологиялық операция деген не? 26
1.Мұнай және газ – қалыптасуынан өндіруге дейін 33
1.1 Кіріспе 33
1.2 Мұнай мен газдың пайда болуы және жиналуы 34
1.2.1 Мұнай мен газдың пайда болуы 34
1.2.2 Мұнай мен газдың жиналуы 34
1.2 Мұнай және газ кен орындарының пайдалану ресурсы 35
1.3 Мұнайды және газды іздестіру: Кен орнын барлау 37
1.3.1 Геологиялық суретке түсіру 38
1.3.2 Геофизикалық зерттеулер 38
1.5 Мұнай коллекторларының типтері 40
1.5.1 Мұнай коллекторларының геологиялық классификациясы 40
1.5.1 Қабатты ығыстыру механизмдері 44
1.6 Мұнай және газ кен орындарын игеру 46
1.7 Бұрғылау технологиясы және жұмыс істеу тәртібі 47
1.7.1 Ұңғыманы бұрғылау 47
1.7.1.1 Бұрғылау қондырғысы 48
1.7.1.2 Бұрғылау ерітіндісі (Сазды ерітінді) 51
1.7.2 Ұңғыманы шегендеу құбырларымен бекіту 51
1.7.3 Шегендеу колонналарын цементтеу 52
1.8 Кен орындарды игеру технологиясының мағынасы мен міндеттері 53
1.8.1 Қорларды бағалау 53
1.8.2 Ұңғымалардың орналасуы, орналастырылуы және өнімділігі 54
1.8.3 Коллекторды модельдеу 57
1.8.4 Кен орынды игеру 58
1.8.5 Мұнай өндіруді күшейту 58
1.8.5.1 Қысымды тұрақтандыру 59
1.8.5.2 Ұңғыманы суландыру 59
1.8.5.3 Химиялық қалпына келтіру 60
1.8.5.4 Мұнайды қабаттан онымен араласатын агенттермен ығыстыру 61
1.8.5.5 Қабатқа жылулық әсер ету 61
1.9 Өндіру технологиясының мағынасы мен міндеттері 62
1.9.1 Ұңғымаларды аяқтауды жобалау 63
1.9.1.1 Ұңғымаларды аяқтау типтері 63
1.9.1.2 Пайдалану шегендеу және сораптық-компрессорлық

колонналарды орналастыру нұсқалары 66
1.9.2 Сораптық-компрессорлық колонналардың дизайны 68
1.9.2.1 Сораптық-компрессорлық колонналардың өлшемін анықтау.....68
1.9.2.2 Сораптық-компрессорлық колоннаның беріктігі мен тығыздығының категорияларын анықтау 72
1.9.3 Ұңғымаларды аяқтау мен күрделі жөндеу бойынша операциялар.....73
1.9.3.1 Атыс-жарылыс жұмыстары.....73
1.9.3.2 Ағынды күшейту мақсатында ұңғымадағы жұмыстар 77
1.9.3.3 Ұңғымаға құмның келіп түсуімен күресу 78
1.9.3.4 Ұңғымадағы жөндеу-оқшаулау жұмыстары 79
1.9.4 Ұңғыманы пайдалану 80
1.9.4.1 Механикалы пайдаланудың механикаландырылған тәсілі ...80
Сұрақтар.... 86
2. **Кен орындарын игеру бойынша негізгі жұмыстар: Алдын ала тексеру** 87
2.1 Газ-мұнай қоспасын ажырату 87
2.2 Мұнайды сусыздандыру және эмульсияны тазарту 89
2.3 Тұзсыздандыру 90
2.4 Тұрақтандыру және күкірттендіру 91
2.5 Мұнай өнімдерін сақтауға арналған резервуарлар 92
2.5.1 Мұнай өнімдерін сақтауға арналған резервуарлардың типтері 92
2.6 Газды күкіртсіздендіру 93
2.6.1 Технологиялық үдерісті суреттеу.....94
2.7 Табиғи газдың сусыздандыру 94
2.7.1 Технологиялық үдерісті суреттеу 95
2.8 Сұйылтылған табиғи газды өндіру және ажырату 95
2.9 Сұйылтылған табиғи газды бөлу 95
2.10 Жерүсті өндірістік объекттер 96
3.**Шикі мұнайдың және мұнай өнімдерінің құрамы мен типтері** 97
3.1 Кіріспе: шикі мұнай туралы деректер.....97
3.2 Шикі мұнайдың құрамы.....99
3.2.1 Химиялық амал 100
3.2.1.1 Көмірсутектердің бірінші қатары 100
3.2.1.2 Екінші көмірсутекті емес қосылыстар 102
3.2.1.2.1 Күкірттің қосылыстары.....102
3.2.1.2.2 Азот қосылыстары 103
3.2.1.2.3 Оттекті қосылыстар 103

3.2.1.2.4 Металдар қосылыстары....104
3.2.2 Физикалық әдістер 104
3.3 Шикі мұнайды жіктеу 108
3.3.1 Жалпы жіктеу (химиялық құрылымы негізінде) 108
3.3.2 Химиялық құрамы бойынша жіктеу 108
3.3.3 Тығыздығы бойынша жіктеу 109
3.4 Шикі мұнайды салыстыру және сынамасы....110
3.4.1 Мұнайдың маркерлі сұрыпталымы....112
3.4.1.1 Мұнайдың эталонды маркасы 112
3.4.1.2 Ауыр мұнай 113
3.4.1.3 Парафинді мұнай 113
3.4.1.4 Төмен күкіртті мұнай 113
3.4.1.5 Жоғары күкіртті мұнай 113
3.5 Мұнай өнімдері....113
4.**Табиғи газдың құрамы мен сипаттамасы** 115
4.1 Мәселенің тарихы....115
4.2 Табиғи газдың көздері мен шығу тегі 118
4.3 Құрамы....119
4.4 Газдың қасиеттері мен сипаттамалары 120
4.5 Табиғи газды қайта өңдеу 122
4.6 Қолдану және пайдалану салалары....122
5.**Мұнай кәсіпшілігі қызметінде экономиканың рөлі** 124
Мұнайды өндірудегі тозу және таусылу 124
5.1.1 Амортизацияны анықтау әдістері....126
5.1.2 Таусылуды анықтау әдістері 127
5.2 Шикі затты және табиғи газды өндіруге жалпы шығындар 128
5.2.1 Пайданың жылдық нормасы (ПЖН 129
5.2.2 Төлем мерзімі, өзін-өзі ақтау мерзімі немесе ақшалай
қаражаттарды қалпына келтіру кезеңі..... 130
5.2.3 Күрделі салымдардың шекті тиімділігінің нормасы
(КСТН) және дисконттау коэффициенті (ДК) 132
5.2.4 Таза келтірілген құн (ТКК) 137
6.**Газ-мұнай қоспасының екіфазалы ажыратқышы** 143
6.1 Кіріспе....143
6.1.1 Кейбір негізгі қағидалар 144
6.2 Айыру міндетін шешу 146
6.3 Газ-мұнай қоспасын айыру теориясы 148
6.2 Ажырату әдістері 153
6.3 Газ-мұнай қоспасын ажыратуға арналған жабдық 154

6.5.1 Мұнай-газ ажыратқышының функционалдық құрамдас бөліктері 155
6.5.2 Өнеркәсіптік мұнай-газ ажыратқыштары 156
6.5.2.1 Тестік ажыратқыштар 157
6.5.2.2 Төмен температуралық ажыратқыштар 159
6.5.3 Бақылау құрылғылары және мұнай-газ ажыратқыштарының ішкі құрамдас бөліктері 163
6.5.3.1 Сұйықтық деңгейін бақылау құрылғысы 163
6.5.3.2 Қысым реттеу қақпақшасы 163
6.5.3.3 Қысымды төмендету қақпақшасы 163
6.5.3.4 Ылғал бөлгіш 164
6.5.3.5 Кіру ағындарын ауытқуы 164
6.5.3.6 Толқын тосқаулары 165
6.5.3.7 Көбік жойғыш плиталар 165
6.5.3.8 Ағынды тұрақтандырғыш 166
6.5.3.9 Құм ағынды аппараттар және құмдақ кептіргіштер 166
6.6.1 Негізгі жорамалдар 166
6.6.2 Теориялық негіздер 167
6.6.3 Мұнай тамшыларының тұнбалануы 167
6.6.4 Ажыратқыштардың газ өнімділігі 169
6.6.5 Сұйықтық бойынша ажыратқыштардың өнімділігі 170
6.6.6 Тік мұнай-газды ажыратқыштардың мөлшерлері 170
6.6.6.1 Максималды газ өнімділігі 170
6.6.6.2 Максималды мұнай өнімділігі 172
6.6.6.3 Мөлшер анықтау тәртібі 172
6.6.7 Көлденең мұнайлы-газды ажыратқыштардың мөлшерлері 173
6.6.7.1 Максималды газ өнімділігі 173
6.6.7.2 Максималды құю көлемі 174
6.6.7.3 Мөлшерді анықтау тәртібі 175
6.6.8 Мұнай-газ ажыратқыштарының мөлшерін анықтаудың шешілген мысалдары 176
6.1 мысал: Жобалау міндеттері, тік ажыратқыштар 176
6.7 Мұнай-газ ажыратқыштарына арналған оңтайлы қысым 183
6.7.1 Кіріспе 183
6.7.2 Газ-мұнай қоспасын үш кезеңді ажырату қондырғысы қысымдарының профилі 185
6.7.3 Екінші сатыдағы оңтайлы жұмыс қысымын анықтау 186
6.7.3.1 Эксперименттік өлшемдер 187
6.7.3.2 Шамаланған формуласы 188
6.7.3.3 Бірреттік тепе-теңдік буланууды есептеу 189

6.8 Мұнай-газ ажыратқыштарды таңдау және пайдалану сипаттамалары....189
6.9 Фракциялар бойынша есептеу....193
6.9.1 Кіріспе....193
6.9.2 Жедел түрде булану үшін қажет жағдайлар....194
6.9.3 Жедел түрде будың қалыптасу формасы....194
6.9.4 Будың шапшаң пайда болу формуласын кейбір маңызды қолданулар....197
Сауалдарға шолу жасау және білім беру міндеттері....197

7. Мұнайдың, су мен газдың үшфазалы ажыратқыштары....200
7.1 Кіріспе....200
7.2 Үшфазалы көлденең ажыратқыштар....201
7.3 Үшфазалы тік ажыратқыштар....205
7.4 Ажырату теориясы....207
7.5.1 Көлденең ажыратқыштардың мөлшерлерін анықтауға арналған формулалар....211
7.5.1.1 Су тамшыларының максималды тұнбалануы....212
7.5.1.2 Максималды газ өнімділігі....214
7.5.1.3 Ұстап тұрудың максималды уақыты....214
7.5.2 Тік ажыратқыштардың мөлшерін анықтау үшін қолданылатын формулалар....218
7.5.2.1 Су тамшыларын максималды тұндыру....219
7.5.2.2 Максималды газ өнімділігі....220
7.5.2.3 Сұйықтықтарды ұстап тұрудың максималды уақыты (ұстап тұру уақыты)....220
Сұрақтарға шолу жасау және оқыту міндеттері....224
8. Эмульсияны тазарту және шикі мұнайды дегидратациялау....229
8.1 Кіріспе....229
8.2 Мұнайлы эмульсии....230
8.2.1 Араластыру қуаты....232
8.2.2 Эмульсиялайтын агенттер....233
8.3 Дегидратациялау және тазарту бойынша технологиялық операциялар....236
8.3.1 Мұнаймен бірге тартылатын суды бөлу....237
8.3.2 Эмульсияланған мұнайды бөлу....237
8.3.3 Эмульсияны тазарту....238
8.4 Жылыту....238
8.4.1 Жылытудың басымдылықтары мен кемшіліктері....238
8.4.2 Мұнай эмульсияларын жылыту әдістері....240

8.4.3 Жылудың қажет саны 242
8.4.4 Термоажыратқыштар түрлері 243
8.5 Химиялық өңдеу.....245
8.5.1 Химиялық құралдарды (деэмульгаторларды) таңдау және айдау 246
8.6 Электр құрал-жабдықты қолдану.....249
8.7 Химиялық электрдегидраторлар (Деэмульсаторлар).....251
8.8 Деэмульсаторлар дизайны.....253
8.8.1 Көлденең деэмульсаторлардың көлемін анықтау 254
8.8.1.1 Су тамшыларының максималды шөгінуі.....254
8.8.1.2Максималды ұстау уақыты 255
8.8.1.3Көлемін анықтау тәртібі.....255
8.8.2 Тік деэмульсаторлардың өлшемін анықтау 259
8.8.2.1 Су тамшысының максималды шөгуі 259
8.8.2.2 Максималды ұстау уақыты 259
8.8.2.3 Өлшемді анықтау тәртібі.....259
9. Шикі мұнайды тұзсыздандыру 263
9.1 Кіріспе 263
9.2 Шикі мұнайдағы тұз шоғыры 265
9.3 Тұзсыздандыру процесін сипаттау 269
9.4 Мұнайды электростатикалық тұзсыздандыру 272
9.5 Бұрғылау ерітінділерін сұйылтуға арналған су 274
9.6 Дайындау сұрақтары 276
9.7 Ақаулықты анықтау және жою 276
10. Шикі мұнайды тұрақтандыру және тазалау 279
10.1 Кіріспе.....279
10.2 Тұрақтандыру процесі 281
10.2.1 Тез қайта түрленумен тұрақтандыру (қосымша газ мұнай сепараторы).....284
10.2.2 Бензинсіздендіру арқылы тұрақтандыру 284
10.3 Табақты тұрақтандырғыш түрлері 284
10.4 Рефлюксті емес тұрақтандырғыштар.....284
10.4.1 Құрал-жабдықтар және пайдалану. 285
10.4 Тұрақтандырғыштарды қолдану тәсілдері мен негізгі сипаттамалары 289
10.5 Шикі мұнайды тазалау 290
10.5.1 Қызметкерлердің қауіпсіздігі мен коррозиядан қорғау H2S концентрациясын қауіпсіздік деңгейіне дейін төмендетуді талап етеді. 290
10.5.2 Мыс және мыс материалдар күкірт қосындысына ерекше

әсер етеді; оларды пайдалануға тыйым салынуы тиіс. 290
10.5.3 Болат құрылымдарда кернеу мен сульидтен шытынау
проблемасы туындайды. 290
10.5.4 Меркаптан қосындысының жағымсыз иісі болады. 290
10.6.1 Инертті газдың көмегімен кезең-кезеңмен буландыру 290
10.6.2 Инертті газды пайдаланумен науа түріндегі тұрақтандыру 291
10.6.3 Ребойлерді пайдаланумен науа түріндегі тұрақтандыру 294
Талқылауға арналған сұрақтар..... 294
11. Өңдеудің басқа үлгілері.....295
11.1 Нарықтық бағасын қосу үшін өндірістік өңдеу (MVA)—
1-жағдай.....295
12.2 Өңдеудің басқа түрлері — 3-жағдай 297
12.3 3-жағдай: Өңдеудің басқа түрлері 298
11.4.1Жоғарғы күкіртті шикі мұнай: өндіріс жағдайында күкірт
сутегін бөліп алу 298
11.4.2 Ауыр шикі мұнайды тазалау процесі 299
11.4.3 Ауыр шикі мұнайға сұйылтқыштарды қосу 299
12.**Күкіртті газды өңдеу**.....305
12.1 Кіріспе 305
12.2 Газды тазалау процесстері 307
12.3 Тазалау процессін таңдау 307
12.4 Партиялармен өңдеу процесстері 311
12.4.1 Жоғары күкіртті газды тазалауға арналған сүзгі 311
12.4.1.1 Сүзгі қабаты құрылымы 313
12.4.2 Мырыш оксиді.....315
12.4.3 Молекуляр сүзгісі 315
12.5 Сұйық фаза процесі 318
12.5.1 Амин процессі.....319
12.5.1.1 Моноэтаноламин еріткіштері.....322
12.5.1.2 Диэтаноламин.....324
12.5.1.3 Диизопропаноламин 324
12.5.1.4 Метилдиэтаноламин 324
12.5.1.5 Аралас аминдер 325
12.5.1.6 Амин құрылғыларының құрылымы 325
12.5.1.7 Абсорбер құрылымы 326
12.5.2 Белсенді көміртегі калий ыстық ерітіндісін пайдалану
процессі.....328
12.5.3 Қышқылды газды жою үшін физикалық ерітіндіні пайдалану
процесі 329
12.5.3.1 Люминисценцияны пайдаланумен жүретін процесстер .330

12.5.3.2 Селексол пайдаланумен жүретін процесстер 331
12.5.3.3 Сульфинолды пайдаланумен жүретін процесс 332
12.6.1 «Стретфорд» процесі 336
12.6.2 «ЛОКАТ» процесі 337
12.6.3 Сульферокс пайдаланумен жүретін процесс.....338
12.6.4 Жарғақтық үдерістер 339
12.6.5 Экологиялық аспектілер.....346
13.**Газды құрғату** 348
13.1 Кіріспе 348
13.2 Гидрат түзілуін болжау 349
13.2.1 Жуық әдістер 349
13.2.2 Аналитикалық әдістер 352
13.3 Гидрат түзілуін баяулату үшін пайдаланылатын әдістер.....354
13.3.1 Температура/қысымды бақылау 354
13.3.2 Химиялық реагенттерді енгізу.....355
13.3.2.1 Метанол енгізу 355
13.3.2.2 Гликоль енгізу.....356
13.3.3 Құрғату әдістері.....358
13.4 Абсорбция (Гликолмен құрғату процесі) 359
13.4.1 Негізгі принциптері 359
13.4.2 Абсорбция жүйесі 361
3.4.3 Қысым мен температура есептері 362
13.4.4 Процесс құрылымы 363
13.5.1 Реагенттермен құрғатуды жүргізу 368
13.5.2 Газды құрғатуға арналған адсорбер құрылымы 371
13.5.3 Қайта қалпына келтіру үшін жылуға қажеттілік 377
14**Газ конденсат сұйықтықтарын бөліп алу және өндіру(ГКС)**384
14.1 Кіріспе.....384
14.2 ГКС ажырату және бөліп алу 386
14.2.1 Фаза өзгерту нұсқалары.....386
14.2.1.1 Энергияны бөліп алуға арналған құралдар 386
14.2.1.2 Көлемін бөліп алу құралдары 386
14.2.2 ГКС бөліп алуды бақылау көрсеткіштері 386
14.2.3 Бөліп алудың жекелеген процесстері 388
14.2.3.1 Абсорбция процессі 388
14.2.3.2 Салқындату процессі.....388
14.2.3.3 Криогендік процестер 392
14.3 ГКС ажыратып алу.....392
14.3.1 Мақсаты мен міндеттері.....392
14.3.2 Ректификация негізі 393

14.3.3 Ажыратып алу процесстері және ажыратып алу колонналарының түрлері 395
14.4 Бөлу (ажырату) жүйелілігінің синтезі 396
14.4.1 Бөлу (ажыратып алу) құны 396
14.4.2 Ережелер (эвристика) және мысалдар 397
14.4.2.1 Ережені баяндау 398
14.5 ГКС өнімдері 402
15.**Мұнаймен бірге өндірілген суды жою және тиімді пайдалану** 407
15.1 Теориялық негіздері 407
15.2 Мұнаймен бірге өндірілетін судың сапасын бағалау 408
15.1 Мұнаймен бірге өндірілетін суды тазалау жүйесі 409
15.2 Су тазалау құрылғысы 410
15.2.1 Сүзгілер 410
15.2.2 Мұнай тұндырғыштар 411
15.2.3 Көбік бөлгіштер мен ыдыстар 411
15.2.4 Жалпақ коалесциялы сүзгілері бар сепараторлар 414
15.2.1 Ирек түтіктер модулі 417
15.2.2 Флотаторлар.....417
15.4.6.1 Бытыраңқы газды пайдалантын флотаторлар. 418
15.4.6.2 Бытыраңқы газды пайдаланатын флотаторлар 418
15.5 Суды жоюға арналған қайраңдату жабдықтары 421
15.5.1 Суды жою үшін пайдаланылатын қадалар 421
15.5.2 Суды жою үшін пайдаланылатын қадалар 422
15.5.3 Мұнайдан керосин және жанар май бөліп алу үшін пайдаланылатын қадалар..... 422
15.6 Суды тазалау және жоюға арналған құрылғы құрылымы 424
15.6.1 Көлденең цилиндрлі мұнай тұтқыштардың көлемін анықтау 425
15.6.2 Мұнай тұтқыштың тік бұрышты қимасу көлемін анықтау (АНИ) 427
15.6.3 Тік цилиндрлі мұнай тұтқыш көлемін анықтау 428
15.6.4 Жалпақ параллельді ажыратқыш құрылғылары бар мұнай тұтқышты іріктеу 432
15.6.5 Пластиналы ажыратқыш құрылғылары бар мұнай тұтқыштарын таңдау.....433
15.6.6 Көлбеу ажыратқыш құрылғылары бар мұнай тұтқыштарын таңдау.....434
15.6.7 Ирек түтіктер нығыздауыштарының талап етілетін санын анықтау 434
15.6.8 Флотация құрылғысын таңдау 435

15.6.9 Қалдықтарды өңдейтін құрылғыларды таңдау 437
15.6.9.1 Қадалы қалдықтарды өңдейтін құрылғылар 437
15.6.9.2 Ағызатын құрылғылар 438
15.6.9.3 SP қада 439
16. **Далалық резервуарлар, буларды өңдеу жүйесі (VRS) және резервуардағы мұнай жабыны** 443
16.1 Далалық резервуарар 443
16.1.1 Резервуарлардың жіктелуі.....443
16.1.2 Резервуарлардың түрлері 444
16.1.2.1 Қалқымалы қақпақтары бар резервуарлар 445
16.1.2.2 Жылжымайтын қақпақтары бар резевуарлар 446
16.1.2.3 Оқ тәрізді резервуарлар 446
16.1.2.4 Сфералық резервуарлар 447
16.1.3 Резервуарлардың құрылыс материалдары 447
16.1.4 Қосымша пікірлер.....448
16.2 Буды өңдеу жүйесі 448
16.2.1 Кіріспе бөлімі 448
16.2.2 Экономикалық және экологиялық пайда 449
16.2.3 Буды қайта өңдеу жүйесінің негізгі моделі 450
16.3 Резервуардағы мұнайды жабу 453
16.3.1 Теориялық негізі 453
16.3.2 Басымдылығы 454
17.**Мұнай өндіруге арналған химиялық реагенттер**.....456
17.1 Кіріспе 457
17.2 Бағалау және таңдау.....457
17.3 Химиялық реагенттердің жіктелуі 458
17.4 Коррозия және көбік ингибаторлары 459
17.5 Биоцидтер 460
17.6 Деэмульгаторлар 460
17.8 Тұзсыздандырылатын химиялық реагенттер 462
17.9 Мұнайдың қату температурасын төмендеткіштер 462
17.10 Газды тазалау және өңдеуге арналған химиялық реагенттер 463
17.10.1 Жоғары күкіртті газды тазалау 463
17.10.2 Газ гидратсыздандыру.....463
18.**Құбырлар мен сораптар**.....464
18.1 Құбырлар 464
18.1.1 Кіріспе 464
18.1.2 Мұнай кен орындарында пайдаланылатын мұнай жинау жүйесі 465
18.1.3 Шикі мұнайды тасымалдауға арналған құбырлар 467

18.1.4 Құбырлардың көлемін анықтау 467
18.1.4.1 Құбыр қабырғасының қалыңдығын анықтаудың қадамдық процедуралары. 472
18.1.4.2 Құбыр диаметрі мен қысының ауытқу байланысы 473
18.1.5 Құбырларды пайдалану бойынша басқа да мәселелер 474
18.2 Сораптар 475
18.2.1 Кіріспе 475
18.2.2 Сораптардың түрері мен жіктелуі 475
18.2.3 Сорапты таңдау 477
18.2.4 Ат күші бар сораптардың қуаттылығын есептеу 479
А-қосымшасы:Өлшемдерді аудару кестесі.....480
А-қосымшасы.....481
В-қосымшасы: тұрақты газ мәндері.....483
Пайдаланылған әдебиеттер тізімі.....485

Алғы сөз

Мұнайды барлаумен және өндірумен байланысты қызмет бүкіл әлемде тапжылмай дамып жатқаны дерегін ескере отырып, біз – инженерлік-техникалық жұмыстар саласындағы академиктер және мамандар мұнай және газ кен орындарын пайдалануды белсенді қолдау үшін пайдаланылатын технологиялар мен жұмыстық үдерістердің ерекшелігін толық ұғып алуға міндеттіміз. Одан басқа, мұнайды барлау және өндіру үдерісінде қажетті болып табылатын, технологиялық пен басқа үдерістерді жеткілікті түсіну мұнай-газ кен орындарын игеру бойынша жерүсті жұмыстар қандай рөлді атқаратынын толық түсінуді қамтамасыз етеді.

Мұнай өнімдерін барлаумен және өндірумен байланысты орасан үлкен шығындар мен тәуекелдер барлық технологиялық операцияларды –ұңғыманың сағасынан мұнай-газ қоспасын өндіру кезінен бастап мұнай мен газдан сапалы өнімдер өндірісіне дейін қайта қарастыруды талап етеді. Мұнайды өндірумен байланысты үдерістердің үлкен саны, мұнай мен газды кәсіптік өңдеу үшін пайдаланылатын, технологиялық жабдық үшін, сондай-ақ оның конструкциясы үшін күрделі міндет болып саналады. Мұнай-газ қоспасын өндіру бойынша операциялардың бірізділігін оңтайландыру өндірілетін мұнай мен газдың көлемін ұлғайтудың, сондай-ақ пайдаланулық шығыстарды төмендетудің негізгі факторы болып қалуы мүмкін.

Соңғы 10 жылда немесе оған жуық болған негізгі өзгерістерді көрсету үшін, кітаптың толық қайта қарастырылған және жаңартылған екінші басылымы, жолай газбен бірге өндірілген, шикі мұнайды кәсіптік өңдеу туралы толық ақпаратты ұсынады. Біз, бірінші басылымда ұсынылған қағидаларды бекітуді жалғастыра отырып, алға жүруге ниеттіміз. Біздің міндет өзгеріссіз қалады – қабаттық сұйықтықтарды кейінгі ажырату үшін өңдеудің, мұнай мен газды дайындаудың, тазартудың, сондай-ақ сапалы өнімдерін өндірудің қағидалары мен процедураларын қамтитын, кеңейтілген және жетілдірілген кітапты ұсыну.

Жаңа басылым кәсіптік объекттерге қатысты жаңа ақпаратпен толықтырылғандықтан, осы кітап 5 бөлімге бөлінген 18 тараудан (бірінші басылымдағы 13 тараумен салыстырғанда) тұрады. I бөлімде мұнайды және газды өндіру туралы толық теориялық ақпарат (1-тарау), мұнай-газ кен орындарын игеру бойынша негізгі операциялар туралы қысқаша мәліметтер (2-тару), шикі мұнай мен мұнай өнімдерінің құрамы мен типтері туралы ақпарат (3-тарау), табиғи газдың құрамы мен қасиеттері туралы мәліметтер (4-тарау), сонымен қатар мұнай және газ кен орындарын игеру үшін экономиканың маңызы туралы ақпарат (5-тарау) ұсы-

нылған. II бөлімде мұнай мен газды ажыратудың екі- және үшфазалық үдерісі (сәйкесінше 6 және 7 тараулар) суреттелген. Шикі мұнайды өңдеу туралы толық ақпарат III бөлімде ұсынылған. Осы бөлім эмульсияны тазарту және шикі мұнайды сусыздандыру (8-тарау), шикі мұнайды тұзсыздандыру (9-тарау), тұрақтандыру және күкіртсіздендіру (10-тарау), сонымен қатар өңдеудің басқа типтері (11-тарау) туралы ақпаратты ұсынады. IV бөлімде ұсынылған, газды өндіру мен өңдеу туралы ақпаратқа жоғары күкіртті газды тазарту, газды сусыздандыру, жеңіл көмірсутектердің кең фракцияларын (ЖККФ) ажырату және өндірісі туралы мәліметтер – сәйкесінше 12, 13 және 14 тараулар кіреді. Өз кезегінде, V бөлім жерүсті өндірістік объекттерге арналған – екінші басылымға жаңа толықтыру. Осы бөлімге мұнаймен бірге өндірілген суды ұтымды пайдаланумен және кетірумен (15-тарау), кәсіпшілікте мұнай өнімдерін сақтауға арналған резервуарлармен, буды қайтару жүйесімен және резервуарда мұнайды жабумен (16-тарау), мұнайды өндіруге арналған химиялық реагенттермен (17-тарау), сонымен қатар құбырлармен және сораптармен (18-тарау) байланысты тақырыптар кіреді.

Екінші басылым соңғының артықшылықтарын пайдаланады, сонымен қатар, жер үсті мұнай операцияларына қатысы бар, маңызды мәліметтерді және жаңа ақпаратты қосады – соның ішінде табиғи газ, экономикалық қағидалар және рентабельділік, мұнайды өндіру үшін пайдаланылатын химиялық реагенттер, құбыр желілері және сорғылар туралы. Осы толықтырулар біздің кітапқа жаңа ерекшеліктерді, әсіресе әңгіме техника-экономикалық негіздеуде доллар белгісі туралы жүрген кезде, береді.

Осы кітаптың Кіріспесінде қарастырылған технологиялық операция түсінігі, осы басылымда суреттелген, мұнай-газ кен орындарын игеру бойынша көптеген жерүсті жұмыстар үшін тән. Технологиялық операциялар мұнай кен орындарын пайдалану және табиғи газды өңдеу кезінде орындалады. Типтік мысалдар дистилляция, араластыру және абсорбция болып табылады.

Мұнай кен орындарын игерумен байланысты болатын, жерүсті жұмыстарды өткізу бойынша кешендік нұсқаулық бола отырып, осы кітап, мұнай және газ кен орындарын пайдалануға жататын, мәселелерді шешуге кәсіби және тұжырымдамалық амалды ұсынады. Кітапта мұнай кен орындарын игеру бойынша әртүрлі операциялармен байланысты жағдайлы тапсырмалардың мысалдары мен шешімдері бар, сонымен қатар қадамдық есептеулер көрсетілген. Осы кітап, оны оқулық пен анықтамалық ретінде пайдалануға болатындай етіп, әзірленген. Бірінші жағдайда (оқулық ретінде) кітапты, әлемнің көптеген мектептерінде

оқытылатын, мұнай-газ кен орындарын игеру бойынша жерүсті жұмыстарына арналған курстар үшін, сондай-ақ мұнай-газ өндіру технологиясында, химиялық технологияда және көршілес инженерлік-техникалық жұмыстарда маманданатын студеттер үшін тағайындалған, бір немесе екі семестрге есептелген курс үшін пайдалануға болады. Басқа жағынан, кітаптың мұнай өнеркәсібінде жұмыс істейтін сарапшылар, инженерлер және тәжірибе алатын машықтанатын мамандар үшін ешқандай құндылығы жоқ.

Авторлар ақпарат берген және, осы басылымда ұсынылған, бейінді материалдарға түсінік берген көптеген мұнай компанияларына және тұлғаларға алғысын білдіреді. Біз Taylor & Francis Компансиясының қызметкерлері – Барбара Гланнға, Роберт Симске және Кари Будыкке, сондай-ақ МТС Компаниясының қызметкері – Адель Росариоға осы басылымды дайындауда және жариялауды көрсеткен көмегі үшін үлкен алғысымызды білдіреміз.

Хуссейн К. Абдель-Ааль
Мохамед А. Агур
Мохамед А. Фахим

Авторлар

Профессор Хуссейн К. Абдель-Ааль Каирдағы (Мысыр) Ұлттық ғылыми-зерттеу орталығында, сондай-ақ Патша Фахд атындағы Мұнай және минералдар университетінде (Дахран, Сауд Арабиясы) химиялық инженерия мен мұнай өңдеу саласында құрметті профессор болып та-былады. Құрама Штаттарында дипломнан кейінгі білімді алу алдында ол мұнай өнеркәсібінде Суэц мұнай өңдейтін зауытта (1956-1960 жж.) инженер-технолог лауазымында жұмыс істеді.

1971-1988 жылдар кезеңінде профессор Абдель-Ааль Фахд (Дахран) патшасы атындағы Мұанй және минералдар университетінде хими-ялық инженерия кафедрасында жұмыс істеді, ол оны 1972-1974 жыл-дар аралығында басқарды. Ол 1980-1981 жылдары Техас механика-а-уылшаруашылық университетінің химиялық инженерия кафедрасында шақырылған профессор болды. 1985-1988 жылдар кезеңінде профессор Абдель-Ааль өзіне Каирдегі Ұлттық ғылыми-зерттеулік орталығында күн энергиясы кафедрасының меңгерушісі міндеттерін алды.

Профессор Абдель-Ааль 90-нан астам техникалық мақалаларды жазуға қатысты және *Мұнай және газ кен орындарын игеру* (Marcel Dekker Inc. баспасы, 2003) оқулығының бірінші авторы болып табылады. Одан басқа, ол *Мұнай экономикасы және игеру технологиялары* (CRC Press баспасы, 2014) кітабының үшінші басылымының редакторы болып табылады.

Профессор Сутегі энергетикасының халықаралық қауымдастығының Директорлар кеңесінің (Майами, Флорида) мүшесі және негізін қалаушы болып табылады. Одан басқа, ол *Сутегі энергетикасының халықаралық журналының* Редакциялық алқасының құрметті мүшесі болып табылады.

Доктор Мохамед А. Агур Катарда Техас механика-ауылшару-ашылық университетінде профессор және мұнай өндіру технологиясы бойынша бағдарламаның бұрынғы төрағасы болып табылады. Осы-ның алдында ол Мұнай институтында (Абу-Даби) және Фахд патшасы атындағы Мұнай және минералдар университетінің (Сауд Арабиясы) мұнай өндіру технологиясы профессоры лауазымын алып отырды. Док-тор Агур Esso Resources Canada компаниясының Өндірістік технологи-ялардың ғылыми-зерттеулік тобының жетекшісі, сонымен қатар Техас шығыс округінде орналасқан Exxon компаниясының штатты инже-нер-технологы болып табылған. Оның ғылыми, өндірістік және зерттеу қызметінде 48-жылдық тәжірибесі бар. Одан басқа, ол көптеген жария-ланымдарды шығарды және үш патентке ие.

Доктор еңбегі сінген ұстаздың 19 факультеттік және алты университеттік марапаттарын, сонымен қатар еңбегі сінген зерттеушінің үш марапатын алды. Ол Institute of Academic Excellence Ғылыми-зерттеулік институтымен берілген Мұнай өндіру технологиясының ең озат факультеті 2012 марапатын және 2013 жылы Инженер-мұнайшылар қоғамымен берілген мұнай өндіру технологиясы кафедрасының профессорлық-оқытушылық қызметке аймақтық марапатты алды.

Доктор Мохамед А. Фахим 40 жыл бойы Кувейт Университетінде және Біріккен Араб Әмірліктері Университетінде профессор және химиялық инженерия кафедрасының меңгерушісі лауазымын алып отырды.

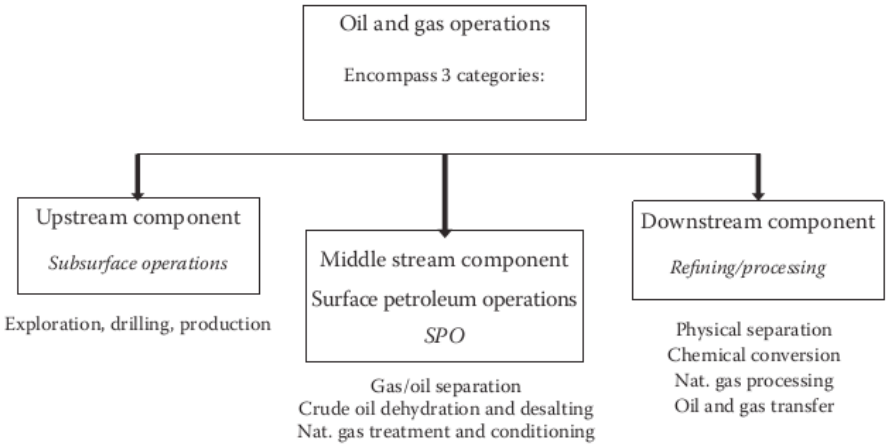
Доктор Фахим мұнайды тазарту және газды өңдеу саласында 150-ден астам ғылыми еңбектерін жариялады.

Профессор Фахим *Мұнайды тазартудың теориялық негіздері* (Elsevier баспасы, 2010) кітабының бірінші авторы және *Мұнай және газ кен орындарын игеру* (Marcel Dekker Inc. бапрасы, 2003) кітабының авторласы болып табылады.

Кіріспе

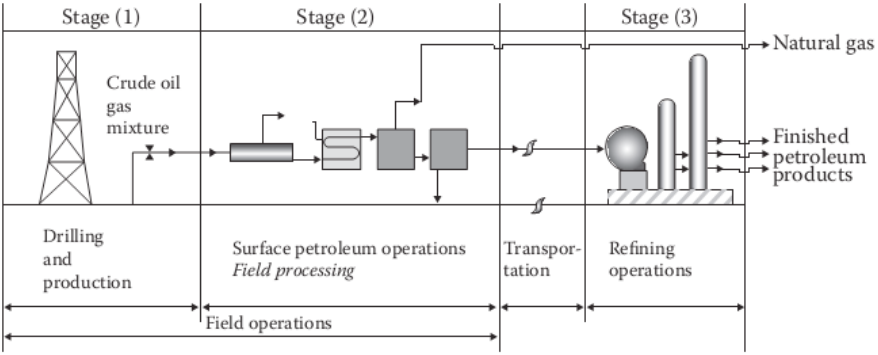
Мұнай және газ кен орындарын игеру кітабының жаңа басылымы мұнай өндіретін компаниялар қосынды өндіруді жоғарылату, сонымен қатар мұнай кен орындарын игеру бойынша жерүсті операцияларды орындау барысында мұнай мен газдың максималды шығысын қамтамасыз ету мақсатында мұнай кен орындарын игерудің экономикалық қағидаларын мұқият оқып зерттеумен айналысатын кезде жариялана-ды.

Тұтасымен, мұнай кен орындарын игеру бойынша технологиялық операциялар, келесі блок-схемада көрсетілгендей үш сатыны қамтиды.



Oil and gas operations – Мұнай-газ кен орындарын игеру бойынша технологиялық операциялар
Encompass 3 categories – 3 санатты қамиды:
Upstream component – Барлау және өндіру блогы
Subsurface operations – Жерасты қабаттардағы операциялар
Exploration, drilling, production – Іздестірулер, бұрғылау, өндіру
Middle sream component – Шікізатты қайта өңдеу және өнімді дайындау блогы
Surface petroleum operations – Жерүсті өңдеу бойынша операциялар
Gas/oil separation – Мұнайды/газды ажырату
Crude oil dehydration and desalting – Шикі мұнайды сусыздандыру және тұссыздандыру
Nat. gas treatment and conditioning – Табиғи газды өңдеу және тазарту
Downstream component – Қайта өңдеу компоненттері
Refuning/processing – Тазарту/өңдеу
Physical separation – Физикалық ажырату
Chemical conversion – Химиялық конверсия
Nat. gas processing – Табиғи газды өңдеу
Oil and gas transfer – Мұнай мен газды тасымалдау

Осы технологиялық операциялар өндірісті ұйымдастырудың келесі схемасында бейнеленген:



Stage – кезең
Crude oil gas mixture – Газ бен мұнайдың қоспасы
Drilling and production – Бұрғылау және игеру
Surface petroleum operations – Мұнай кен орындарындағы жер үстіндегі жұмыстар
Field processing – Кәсіптік өңдеу
Transportation – Тасымалдау
Refining operations – Тазарту бойынша операциялар
Natural gas – Табиғи газ
Finished petroleum products – түпкілікті мұнай өнімдері

Мұнай кен орындарында жер үстіндегі жұмыстар ретінде қарастырылатын, мұнай және газ кен орындарын игеру бойынша технологиялық операцияларға ұңғыманың сағасынан түсіру орындарына оны кейінгі тазарту және басқа операцияларды орындау мақсатында шикі мұнайдың қоспасын айдау үшін қажетті операциялар кешені кіреді.

Шикі мұнай біртекті зат болып табыла бермейді. Оның физикалық қасиеттері табылған орнынан тәуелді өзгереді, бұл, өз кезегінде, оны кейінгі пайдалануды және бағасын анықтайды. АҚШ-тың энергетика саласындағы Ақпарат бойынша басқармасының сөзінен, «барлық шикі мұнай бірдей емес» (АҚШ-тың энергетика саласындағы Ақпарат бойынша басқармасы, 2015 жыл). 40 000-нан астам мұнай кен орындары бүкіл әлем бойынша – жерде сияқты, сондай-ақ ашық теңізде де бытырап орналасқанын атап өту керек. Олардың ішінде ең үлкендері Сауд Арабиясындағы Гавар және Кувейттегі Бурган кен орындары болып табылады. Олардың әрқайсында 60 миллиардтан астам мұнай және газ баррелі (9.5×109 м^3) бар. Мұнай кен орындарының көпшілігі әлдеқайда кішілеу болып табылады. Энергетика саласындағы Ақпарат бойынша басқарманың мәліметтеріне сәйкес, тек қана Құрама Штаттарында 30 000-нан астам мұнай кен орындары бар 2003 ж. күйі бойынша). Құрама Штаттардың мұнай қорларының жартысынан көбі оның 100 ең

үлкен кен орындарында орналасқан. Энергетика саласындағы Ақпарат бойынша басқарманың жаңа есеп беріуіне сәйкес, бұл кен орындарда жалпы 36,5 миллиард мұнай барреліне 20,6 жуығы немесе жалпы көлемінен 56%-ы бар (Мұнай кен орындарының тізімі, 2015).

Мұнай өндірумен байланысты операциялардың көпшілігі, мұнай мен газды кәсіптік өңдеу үшін пайдаланылатын, технологиялық жабдық үшін проблемалы болып табылады. Бұл осы жабдықтың дизайнымен және жұмыс істеу ерекшелігімен байланысты. Стандартты мысал, өндірілетін мұнайдың қорлары таусылатын кезде, мұнай эмульсиясының қасиеттері үнемі өзгеріп тұратындығы факті болып табылады. Бұл жағдайда оны өңдеу жағдайлары да өзгереді.

Осы басылымда біз оқырмандарды, ұңғыманың сағасынан өндірілген мұнай-газ қоспаларын экономикалы пайдалы бөліп алуға және, нарықтың талаптарына жауап беретін, сапалы мұнай өнімдеріне айналдыруға көмектесетін, жерүсті өндіріс жүйесін жасау үшін қажетті білімнің жеткілікті мөлшерімен қамтамасыз ету үшін, инженер-химктермен пайдаланылатын, технологиялық операциялар түсінігін енгізуге талпындық

Технологиялық операция деген не?

Технологиялық операция – бұл химиялық өңдеу зауытында немесе мұнай өндіретін зауытта орындалатын негізгі физикалық операция. Оның мысалдары дистилляция, абсорбция, сұйықтықтар динамикасы, сондай-ақ жылу- және массаберу болып табылады. Белгілі технологиялық операциялар үшін тән болатын теориялық қағидалар оны өнеркәсіпте пайдалануынан тәуелсіз бірдей болып табылады. Осылай зерттеушілер технологиялық операция терминіне келді.

Негізінен, технологиялық операциялар түсінігі деп материалдар мен энергияның (қағида бойынша, физикалық құралдармен) беруін және өзгеруін қарастырады. Мұндай операциялар мұнай немесе химия өнеркәсібінің қажеттіліктеріне сәйкес жіктеледі. Төменде маңызды технологиялық операциялардың жарым-жартылай тізімі берілген:

• Сұйықтықтар динамикасы – сұйықтықтардың динамикасы мен тасымалдауын басқару қағидаларын қарастырады.

• Жылуберіліс – әртүрлі әдістермен жылуды беру негізіне жатқызылған қағидаларды қарастырады.

• Дистилляция, абсорбция, өндіру және кептіру – диффузиялық масса беру бойынша технологиялық операциялар ретінде белгілі. Осы технологиялық операцияларды қолданумен мұнайдың көмірсутектерін ажырату бір фазадан басқаға диффузия көмегімен молекулаларды тасымалдау арқылы жүзеге асырылады. Стандарттық мысалдар дистил-

ляция және абсорбция болып табылады.

Мұнай кен орындарын игеру бойынша жерүсті операциялардың ерекшелігін түсіну үшін технологиялық операциялар түсінігін енгізу оқырмандар үшін мәнді болады, өйткені осы термин жерүсті операциялардың көпшілігі *физикалық* немесе *реакция бермейтін* үдерістер болып табылады. Негізінен, мұндай операциялар *энергияның* берілісімен және трансформациясымен, сонымен қатар физикалық құралдармен *материалдарды* берумен, ажыратумен және өңдеумен (тазартумен) істес болады. Мұнай кен орындарын игеру бойынша жерүсті операцияларды өткізу кезінде пайдаланылатын берілістің үш тәсілі бар. Олар келесілер болып табылады:

1. Импульсті беру (сұйықтықтардың қозғалысы нәтижесінде)
2. Жылуалмастырғыштар және қыздыру пештері арқылы жылу бергіштік
3. Тазартқыш колонналарда, абсорберлерде және, байыту мен ажыратуға жауап беретін, басқа құрылғыларда масса бергіштік (беру, ауыр металдар жеңілдерден бөлінетін кезде, молекулалар диффузиясы көмегімен жүзеге асырылады).

Қағида бойынша, берілістің бұл үш тәсілі тасымал құбылысы шектерінде қарастырылады.

Мұнай және газ кен орындарын игеру кезінде орындалатын, стандартты технологиялық операциялардың мысалдары төменде (олардың нақты қолдануымен бірге) көрсетілген.

Технологиялық операция	**Ескерту**
Біркелкі лездік булану	Мұнай-газ қоспасын ажырату
Дистилляция/Бензинсіздендіру	Тұрақтандыру/шикі мұнайды күкіртсіздендіру
Абсорбция	Табиғи газды тазарту
Сұйықтықтар динамикасы	Кен орынды пайдалану бойынша жұмыстардың көпшілігі
Жылуберіліс	Кен орынды пайдалану бойынша жұмыстардың көпшілігі

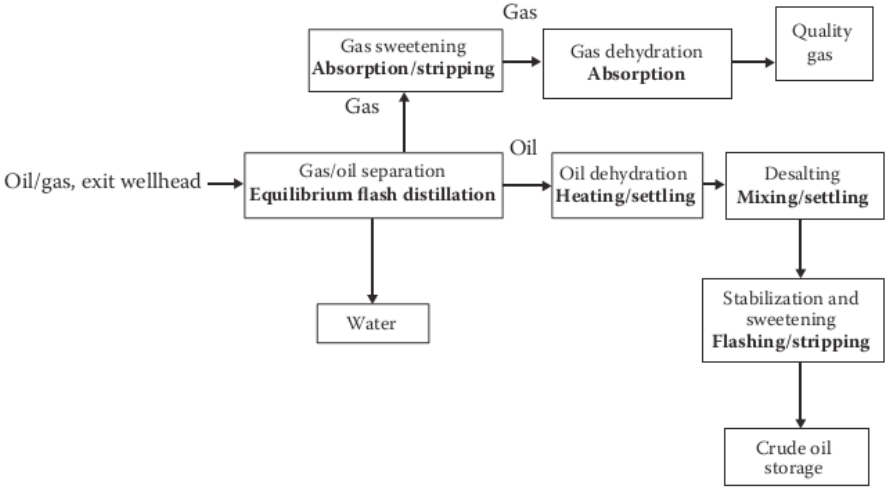
Мұнай және газ кен орындарын игерудің ұсынылатын схемасын орындау кезінде, бір операциядан басқасына ауыса отырып, технологиялық операцияларды орындаудың хронологиялық тәртібін ұстану керек. Мүмкіндігінше әр операцияны (мұнай-газ қоспасын ұңғыманың сағасынан кейінгі тиеп жөнелту немесе байыту үшін оын толық ажыратуына, тазартуына және сақтауына дейін), технологиялық операция түсінігінің ерекшелігіне жүгіне отырып, орындау қажет. Өндірістің

тура осындай схемасы жолай газ үшін де жарамды - өндіруден – сату үшін тағайындалған ақырғы сапалы газды алуға дейін.

Технологиялық кешен

Технологиялық кешен мұнай өнімдерін, олардың физикалық немесе химиялық өзгеруін тудыра отырып, ажыратуға немесе тазартуға әсер ететін жабдық болып табылады. Мысалы, егер технологиялық кешен дұрыс түрде жобаланған болса, шикі мұнайды тұзсыздандыру үдерісі шикі мұнаймен сұйылтуға арналған суды мұқият араластыру көмегімен жүзеге асыралатын болады.

Технологиялық оперция туралы түсінікті енгізгеннен кейін, біз төмендегі схемаға сәйкес мұнай-газ қоспаларын толық өңдейтін технологиялық кешенді анықтай аламыз.



Gas – Газ
Gas sweetening – Газды күкіртсіздендіру
Absorption/stripping – Абсорбция/бензиннен айыру
Gas dehydration – Газды сусыздандыру
Quality gas – Сапалы газ
Oil/gas, exit wellhead - Мұнай/газ, ұңғыманың шығыс сағалық тесігі
Gas/oil seperetion – Мұнайды/газды ажырату
Equilibrium flash distillation – Біркелкі бірретік дистилляция
Oil – Мұнай
Oil dehydration – Мұнайды сусыздандыру
Heating/settling – Қыздыру/тұндыру
Desalting – Тұзсыздандыру
Mixing/settling – Араластыру/тұндыру
Stabilization and sweetening – Тұрақтандыру және күкіртсіздендіру
Flashing/stripping – Булану/бензиннен айыру
Crude oil storage – Шикі мұнайды сақтау

Операциялардың тәртібін сақтай отырып және осы схеманы пайдалана отырып, схемада қалың қаріппен белгіленген, мұнай кен орнын игеру үдерістерін жобалауда іске қосылған жабдықтың әр торабының функциясын анықтауға болады. Келесі кідіріссіз қадам осы үдерістің негізінде жататын технологиялық операциялар қағидаларын пайдалану көмегімен жүзеге асырылатын, физикалық түрлендірулерді орындау үшін қажетті жабдықтың өлшемі мен типін анықтау болып табылады. Белгілі технологиялық операцияларды пайдаланудың теориялық қағидалары оларды қолданудан тәуелсіз барлық технологиялық операциялар үшін бірдей болып табылатынын есте сақтау керек.

I бөлім
Теориялық негіздер

Алғашқыда осы бөлімде мұнай мен газ туралы - олардың пайда болу кезінен өндіруге дейінгі ақпарат ұсынылған (1-тарау). Мұнай-газ кен орындарын игеру бойынша негізгі жерүсті операциялар туралы қысқаша мәліметтер келесі тарауда (2-тарау) суреттелген. Бұдан әрі шикі мұнайдың және мұнай өнімдерінің құрамы мен түрлерінің толық сипаттамасы (3-тарау), сонымен қатар табиғи газдың құрамы мен қасиеттері туралы мәліметтер (4-тарау) ұсынылған. Осы басылымның маңызды құраушысы 5-тарауда ұсынылған мұнай және газ кен орындарын игеру үшін экономиканың маңызы туралы ақпарат болып табылады.

1
Мұнай және газ – қалыптасуынан өндіруге дейін

1.1 Кіріспе

Біздің кітаптың басты міндеті мұнай-газ кен орындарын игеру бойынша жерүсті операциялар туралы, сонымен қатар мұнайды, газды және суды тасымалдау мен өңдеу үшін пайдаланылатын жабдықтар туралы ақпаратты ұсыну болып табылады. Мұндай ақпарат кен орындарын жалпы жоспарлау мен игеру үшін өте маңызды болып табылады, сондықтан ол мұнай-газ кен орындарын жоспарлаудың, техника-экономикалық бағалаудың және пайдаланудың бастапқы кезеңдерінде қарастырылуы және пайдаланылуы тиіс. Мұнай кен орнын игеруді бақылаудың интеллектуалды жүйесі және оның анықтаушы қағидалары мұнай өнеркәсібінде жалпы қабылданған коммерциялық тәжірибені тарату мақсатында соңғы жылдары әзірленгенін білу керек. Өндірісті интеграциялау (ӨИ) ақпараттық-коммуникациялық технологиялардың көмегімен үйлестірілетін , шикі мұнайды мұнай-газіздеушілік барлауды орындаудың жұмыс процестерін және әдістерін білдіретін белгіленбеген термин болып табылады. Интеграцияланған өндірістің әсері мен маңыздылығы, сондай-ақ оның потенциалы маңызды және мағыналы болып табылады.

Мұнай-газ кен орындарын игеру бойынша жерүсті операцияларын өткізу мен қажетті технологиялық жабдықты пайдалану алдында, ең алдымен коллектордың потенциалын оқып білу және бағалау үшін көп жоспарлы жұмыстарды және егжей-тегжейлі зерттеулерді өткізу, кен орнының ұзақ игеруін қамтамасыз ететін өндірістік стратегияны анықтау, өндірістік стратегияға сәйкес келетін ұңғыманы аяқтаудың жобасын, сонымен қатар ұңғыманы бұрғылау кілемін жасау керек.

Әдетте, мұнай кәсіпшілігі ісіне маманданатын студенттер өндірілген сұйықтықтарды беруге және қайта өңдеуге арналған курсты оқу алдында коллекторларға, ұңғымаларды игеруге, бұрғылауға және жерасты өндіріс әдістеріне жататын мәселелерді оқып зерттейді. Мұнай кәсіпшілігі ісіне маманданбайтын, бірақ осы курсты оқитын студенттерге маңызды және қажетті білім мен тәжірибе жетпейтін болады, сондықтан осы тарау оларға мұнай және газ кен орындарын пайдалануға қатысты барлық операцияларды оқып білуге көмектесетін қысқаша шолу ақпаратынан тұрады.

Алғашында осы тарауда жерастында мұнай мен газ қалай қалыптасатыны және жиналатыны туралы ақпарат берілген. Содан кейін мұнай және газ кен орындарының іздестіру-барлау жұмыстарын бастау сәтінен ұңғы-

маны жоюға дейін – толық пайдалану айналымы туралы мәліметтер баяндалған. Содан кейін мұнай коллекторларын іздестіру (табу) үшін қажетті іздестіру-барлау жұмыстары суреттеледі. Осыдан кейін бұл тарауда геологиялық және өндірістік қасиеттеріне сәйкес жіктелетін, мұнай коллекторларының әртүрлі типтерінің суреттеуі берілген. Соңында кен орындарды пайдалану бойынша жұмыстар, соның ішінде коллектор туралы мәліметтер, сондай-ақ бұрғылаудың және өндірістік үдерісті ұйымдастырудың аспекттілері сипатталған.

1.2 Мұнай мен газдың пайда болуы және жиналуы

1.2.1 Мұнай мен газдың пайда болуы

Мұнай мен газдың (мұнай өнімдерінің) қалыптасуы мен пайда болуының себептерін түсіндіру үшін бірнеше теориялар ұсынылған болатын, олар мұнай өнімдерінің пайда болуының органикалық және бейорганикалық теорияларына бөлінген. Органикалық теорияда ғалымдар мен геологтардың көпшілігі қабылдайтын нұсқасы ұсынылған.

Миллион жылдар бұрын ежелгі теңіздер қазіргі құрлықтың көп бөлігін алып жатқан деп болжануда , сондай-ақ оның дәлелдемелері бар. Мысалы, Парсы және Мексика шығанақтары сол ежелгі теңіздердің бөлігі болып табылады. Уақыттың өтуімен осы теңіздерге құйылған өзендер теңіз түбінде бірте-бірте таралып жинақталған лай және тұнба материалдарының орасан мөлшерін тасымалдады. Лайдың және тұнба қабаттарының мың футтық пайда болуы теңіз түбінің баяулап шөгуін және басылуын тудырды, ол уақыт өтуімен шөгінді жыныстарға (құмдақтар, тақтатасты саз және карбонатты жыныстар) айналды, осында қазір мұнай өнімдері табылып жатыр.

Теңізге лаймен және шөгінді материалдармен бірге өзеннен келген ұсақ өсімдіктердің және тірі ағзалардың көп мөлшері, сонымен қатар теңіздің түбіндегі теңіз флорасы мен фаунасының кішкентай қалдықтарының көп мөлшері мұнай өнімдерінің көзі болды. Бұл ұсақ ағзалар өліп, олардың кәдімгі ыдырауын болдырмаған , лайлы шөгінділердің астында көмілген.

Көптеген жылдар бойы қысым, температура, бактериялардың әсері және басқа реакциялар осы өлі ағзаларды мұнайға және газға айналдырды. Осылайша, газ жоғары температура жағдайында, ал мұнай – төмен температура жағдайында қалыптасты. Жалпы, мұнай мен газ пайда болған қатты жыныстарды аналық жыныс деп атайды.

1.2.2 Мұнай мен газдың жиналуы

Мұнай, газ және су құмдақтың жеке бөлшектері арасындағы бос

кеңістіктерді немесе ізбестас пен доломиттердің бос кеңістіктерін, жарықтарын және ойыстарын алып отырады. Осы жыныстар су өткізбейтін (жауып тұратын жыныс деп аталатын) жыныстың шарымен қашан бітелгеніне қарамастан, аналық жыныстың бос кеңістіктеріне жиналып қалған мұнай өнімдері тығындалған болатын. Осылайша, мұнай коллекторы қалыптасты. Бірақ, егер аналық жыныста мұнай өнімдерінің тығындалуы үшін қажетті жағдайлар жасалмаса, мұнай газы қысымның және ауырлық күшінің әсерінен басқа жауып тұратын (саңылаусыз жабылған) жынысқа жетпегенше , аналық жыныстан жылжыған (көшкен). Газ, мұнай және су қоюлық айырмашылығынан қабаттарда жиналады. Бар газ қабаттың үстіңгі бөлігін, су – төменгі бөлігін алып отырды, ал мұнай газ бен судың арасында болды.

Газдың немесе мұнайдың суды толық ығыстыруы ешқашан болған емес. Тұзды судың кейбір мөлшері бос кеңістіктерде газбен және/немесе мұнаймен бірге болған. Мұндай су қабыршық сияқты жыныс түйіндерінің бетін жауып тұрған. Ол көмбе су деп аталады және бос кеңістіктердің 10-нан 50%-ға дейін көлемін алып тұрады.

Мұнай өнімдері тығындалып және жиналып қалатын геологиялық құрылым (бұл құрылым аналық жыныс немесе мұнай өнімдері көшкен жыныс болып табылатынына қарамастан) мұнай коллекторы деп аталады.

Жоғарыда айтылғанның бәрін қорытындылай келе, мұнай коллекторын қалыптастыру алғашында жерүсті және теңіз ағзалары қалдықтарының жиналуында, сонымен қатар олардың ежелгі теңіздердегі лай мен шөгінді материалдарында көмілуінде екенін атап өту керек. Содан кейін бұл қалдықтар, мұнай-газ қоспаларын қалыптастыратын, сутегінің және көміртегінің қосылуына мүмкіндік туғызатын жағдайларда ыдырайды. Нәтижесінде, қалыптасқан мұнай өнімі кеуекті аналық жыныста (жауып тұратын жыныс бар болғанда) тығындалып қалады немесе аналық жыныстан басқа тығындалған (саңылаусыз) құрылымға көшеді.

1.3 Мұнай және газ кен орындарының пайдалану ресурсы

Мұнай және газ кен орындарын игеру геологиялық барлау жұмыстарынан басталады. Әрі қарай көрсетілгендей, геологиялық және геофизикалық зерттеулер мен өлшеулер көмірсутегілердің ықтимал коллекторының орналасу орнын анықтау үшін пайдаланылады. Мұндай зерттеулердің нәтижелері коллектордың ықтимал орналасуы, оның ауданы, шөгу тереңдігі және кейбір басқа, мысалы, жылжулар және жарықтар сияқты сипаттамалары туралы бірыңғай ақпарат береді.

Қолжетімді мәліметтердің негізінде, «жабайы мысық» деп аталатын, бірінші іздестіру-барлау ұңғымасы бұрғыланатын орын (әдеттегідей, потенциалды коллектордың ортасында) таңдалады. Мұндай ұңғыманы жобалау жинақталған тәжірибенің негізінде орындалады, өйткені ол туралы қолжетімді мәліметтердің саны сәйкес жобалауды орындау үшін жеткіліксіз болып табылады. Ұңғыма бұрғыланғаннан кейін барлық бұрғыланған қабаттар үшін жыныстың және сұйықтықтардың қасиеттері туралы мәліметтер жиналып талданады. Осы мәселеге неғұрлым көп назар аударылса, соғұрлым көп келешекті коллектордың жобалық тереңдігі туралы ақпарат жиналып талданады. Егер ұңғымада көмірсутектер (мұнай және/немесе газ) табылса, онда өндіру потенциалын анықтау үшін, сынақтар өткізу керек. Өзге жағдайда, ұңғыма *өнімді емес* деп есептелініп жойылады.

Егер «жабайы мысық» өнімді болып табылса, көбірек іздестіру-барлау ұңғымаларын бұрғылау мен зерттеу қажет. Коллектордың көлемі, қабаттағы көмірсутектердің мөлшері, сонымен қатар кен орнындағы өндіру потенциалы туралы мүмкіндігінше көбірек ақпарат беру үшін осы ұңғымалардың санын және орналасуын анықтау маңызды. Осы кезеңде коллектордың алдын-ала моделдеуі өткізіледі, сонымен қатар кен орны пайдалы ма екенін анықтау үшін техника-экономикалық баға беріледі. Егер кен орынын игеру туралы шешім қабылданса, максималды өндіруге және ең жоғары экономикалық көрсеткіштерге жеткізетін кен орынды пайдаланудың ең оңтайлы жоспарын анықтау үшін игеру мен өндіру бойынша түрлі стратегияларды бағалауға арналған толық моделді зерттеулер өткізіледі.

Осы тәртіпті сақтай отырып, ұңғыманы аяқтауды жобалау экономикалық ең тиімді және қауіпсіз жолмен өндірудің максималды көлемін алумен кен орынды пайдаланудың бүкіл мерзімі бойында ұңғыманы пайдаланатындай жасалынады. Ұңғыманы бұрғылаудың жоспарлары мен бағдарламалары ұңғыманы аяқтау схемасы негізінде әзірленетін болады. Осы кезеңде қабаттың өнімділігін болжауды есепке алумен өндірілген сұйықтықтарды ажырату және өңдеу бойынша жерүсті объектілері құрастырылады. Одан басқа, осы кезеңде материалдар мен жабдықтарды, олардың кен орындарды игеру және мұнай өнімдерін өндіру үшін уақытында болуын қамтамасыз ету үшін сатып алынуы жоспарланады және өткізіледі.

Бұрғылау жұмыстары графикке сәйкес басталады. Әр бұрғыланған ұңғыма зерттеледі және бағаланады. Жиналған мәліметтерге сәйкес бұрғылау бағдарламасы өзгереді. Өндіру қарқындарын жылдамдату үшін жерүсті өндірістік және өңдейтін қондырғылардың барлығы не-

месе бөлігі жаңа ұңғымаларды игеруге арналған алаңшаларда орналасуы қажет.

Кәсіптік мәліметтер (өндіру қарқыны, қысым, температура, мұнай мен газдың арақатынасы, судың мөлшері (бар болғанда)) белгілі кезеңнің бойында жиналады және содан кейін коллекторды модельдеу барысында алынған жобалық (есептік) мәліметтермен салыстырылады. Әдеттегідей, олар сәйкес келмеуі керек. Содан кейін модельді баптау деп аталатын процедура орындалады, оның барысында коллектордың моделі (табиғи модельдеу кезінде пайдаланылатын және минималды анық болатын мәліметтерді өзгерту арқылы) реттеледі. Мұндай баптау модельдеудің мәліметтері нақты өндірудің мәліметтерімен сәйкес келмегенінше жүзеге асырыла береді. Бұдан әрі өзгертілген модельдер ұңғыманың болашақ өнімділігін анықтау үшін пайдаланылады. Белгілі уақыт өткеннен кейін нақты өндіру мәліметтері модельдеудің таяудағы нәтижелерімен қайта салыстырылады. Сәйкес келгендер қайтадан жойылуы керек. Модельді баптау процедурасын кен орынды пайдалану мерзімі аяқталғанға дейін қайта орындау керек. Одан басқа, мысалы, қысымды ұстап тұру, өндіруді күшейту/ұңғымалардың өнімділігін ұлғайту, сонымен қатар механикаландырылған ұңғыманың пайдалануы сияқты бірнеше операциялар кен орны өнімділігінің бүкіл мерзімі ішінде орындалу керектігін атап өту қажет. Егер көмірсутегілер экономикалық пайдалы жолмен өндірілмейтін болса, кен орнын тоқтатып қою керек. Ол үшін ұңғыманы бітеу, оны цемент пен құмның шарларымен толтыру, сонымен қатар шегендеу колоннасын жауып қою керек. Осы процедура компанияның немесе мемлекеттік органдардың нормативтік құжаттарына сәйкес өткізіледі.

1.4 Мұнайды және газды іздестіру: Кен орнын барлау

Алдыңғы бөлімдерде түсіндірілгендей, мұнай мен газ жер бетінің және теңіз түбінің астында мыңдаған фут тереңдікте болады. Мұндай коллекторлар жердің геологиялық тарихынан тәуелді тек қана белгілі жерлерінде орналасады. Осылайша, мұнай коллекторларының орналасуын анықтау өте күрделі міндет, сонымен қатар мұнай өндіретін өнеркәсіптің ең проблемалы мәселесі болып табылады. Мұнай коллекторын іздестіруге және табуға үш негізгі жұмыс түрлері кіреді: геологиялық суретке түсіру, геофизикалық зерттеулер және іздестіру-барлау бұрғылауы. Келесі бөлімдерде осы жұмыс түрлерінің әрқайсысы үшін қысқаша ақпарат ұсынылған.

1.4.1 Геологиялық суретке түсіру

Геологиялық суретке түсіру жерасты мұнай коллекторларының орналасуының потенциалды орындарын анықтаудың ең байырғы және алғашқы құралы болып табылады. Ол жер бетінің геологиясын, ашылған жыныстардың және жыныстың беттік қабаттарының үлгілерін зерттеуді тұспалдайды. Жиналған ақпарат геологиялық теориялармен бірге мұнай коллекторлары жердің астында суретке түсіру орнында бола ма екенін анықтау үшін пайдаланылады. Геологиялық суретке түсірудің нәтижелері соңғы болмайды және тек қана мұнай коллекторын табу мүмкіндігін береді. Бір геологиялық суретке түсіруді пайдалану арқылы мұнай коллекторларын іздестірудегі табыс дәрежесі тарихи төмен болып табылады. Қазіргі уақытта геологиялық суретке түсірулер мұнай коллекторларының орналасу орнын анықтаудың мүмкіндіктерін жоғарылату үшін геофизикалық зерттеулермен бір уақытта орындалады.

1.4.2 Геофизикалық зерттеулер

Негізінде өнеркәсіпте пайдаланылатын геофизикалық зерттеулердің төрт типі бар: гравиметриялық барлау, магниттік барлау, сейсмометриялық зерттеу және қашықтықтан зондтау.

Гравиметриялық барлау мүмкін болатын мұнай коллекторын табудың ең қымбат тұратын әдісі болып табылады. Зерттеулердің осы типі тау жынысының тығыздығын суретке түсіруді өткізетін гравиметр құралын пайдалануды тұспалдайды. Мысалы, тұз, тау жыныстарына қарағанда, тығыздығы аз болып табылады, сондықтан гравиметр тұз күмбездерінің бар екенін анықтай алады, олар, өз кезегінде, антиклиналь құрылымының бар екендігін көрсетеді. Мұндай құрылымда мұнай мен газдың жиналып қалуы мүмкін.

Магниттік барлау, тау жыныстарының типі мен шөгу тереңдігі әсер ететін, магниттік тартылысты өлшеуде тұрады. Магниттік барлау, құрамында магниттік темір кенінің жоғары концентрациясы болатын, көмбе жанартаулық формациялардың немесе іргетас жыныстарының бар болуын және шөгу тереңдігін анықтау үшін қолданылады. Осы ақпарат іргетас жыныстары үстінде шөгінді қабаттардың бар болуын анықтау үшін пайдаланылады.

Сейсмометриялық зерттеу геологиялық орта арқылы жоғары қысымды дыбыстық толқындарды жіберуді және тау жыныстары қабаттарының әртүрлі беттерімен тойтарылған толқындарды алуды тұспалдайды. Дыбыстық толқындар орасан зор жерүсті дірілдеткіштермен немесе пайдаланылатын жарылыс заттарымен пайда болады. Толқынның жүріс

уақыты және оның сипаттамалары кіретін, жиналған мәліметтердің үлкен көлемі геологиялық тау құрылымы туралы ұғымды алу, сонымен қатар мұнай өнімдерінің жиналып қалуы мүмкін болатын, қабаттарды анықтау мақсатында талданылады.

Барлық геофизикалық зерттеулердің арасында зерттеудің осы түрі ең маңызды және дәл болып табылады. Соңғы жылдары айтарлықтай ғылыми-техникалық прогреске сейсмометриялық зерттеу саласында қол жеткен. Мәліметтерді жинауды, оны өңдеуді, талдауды және түсіндіруді оңтайландыру сейсмометриялық зерттеудің мағынасы мен дәлдігін жоғарылатты. Одан әрі, сейсмометриялық зерттеудің үш өлшемді (3D) технологиясын дамыту геологиялық тау құрылымдарының 3D суреттемесін ұсыну үшін мүмкіндік берді.

Қашықтықтан зондтау пайдалы қазбалардың жерасты кен орнының, судың, жарықтардың және басқа құрылымдық ерекшеліктердің бар болуын анықтау үшін инфрақызыл жылусезгіш түсті суретке түсіруді пайдалануды тұспалдайтын қазіргі заманғы техника болып табылады.

Әдетте, серікпен байланысты болатын өлшеу құрылғысы сигналды жерасты құрылымдар карталарын өндіретін арнайы компьютерлерге жібереді.

1.4.3 Іздестіру-барлау бұрғылауы

Геологиялық суретке түсіру мен геофизикалық зерттеулер барысында жиналған мәліметтер құрамында мұнай немесе газ болатын геологиялық құрылым туралы мүмкін түсініктер мен ұғымдарды әзірлеу үшін пайдаланылады. Бірақ, бізге әлі де мұнай/газ кен орындарын игеру экономикалық мақсатқа лайықты болу үшін осы геологиялық қабаттардың құрамында мұнай өнімдері бар ма және олардың мөлшері жеткілікті ме екенін анықтау керек (егер сондай анықталса). Соңғы жауапты алудың жалғыз тәсілі – бұл барлау ұңғымасын бұрғылау және зерттеу.

«Жабайы мысық» ретінде белгілі барлау ұңғымасы геологтармен және геофизиктермен анықталған орында бұрғыланады. Ұңғыма бұрғыланатын жыныстардың әртүрлі қабаттарының қасиеттері туралы немесе әртүрлі формациялар ие болатын сұйықтықтар мен қысымдар туралы іс-жүзінде ештеңе белгілі болмаған кезеңде бұрғыланады. Осы себептен жұмыстың қауіпсіздігін қамтамасыз ету үшін ұңғыманы аяқтау және бұрғылау бағдарламасы әдетте өзгереді. Бірінші ұңғыманың контрукциясы оңтайлы болып табылмайды, сондықтан оның құны, кен орында бұрғыланатын, басқа ұңғымалармен салыстырғанда әлдеқайда жоғары болады.

Барлау ұңғымасын өткізгеннен кейін бұрғыланған жыныс бөлшек-

терінің үлгілерін алу және олардың құрамы мен қанығулық сипатын зерттеу маңызды. Мұндай мәліметтер оның шөгу тереңдігіне қатысты қабаттың типін анықтау үшін, сонымен қатар жыныста көмірсутекті құрамды шикізаттың бар болуын тексеру үшін пайдаланылады.

Қабатты бұрғылау үлгілерін талдау үшін арнайы зертханаларға қосымша іріктеп алу, сақтау және жолдау керек. Мұнайы бар қабатты әр бұрғылаудан кейін пайдалануға енгізілген ұңғыманы зерттеу керек. Ұңғыманы қайта бұрғылаудан кейін әртүрлі каротаждық жұмыстарды қайта-қайта өткізу керек. Бұрғыланатын қабаттарда ақпаратты жинау үшін пайдаланылатын бірнеше каротаждық құрылғылар мен техникалар (электр каротаж, радиоактивті каротаж әдісі және акустикалық каротаж) бар. Осы құрылғылар ұңғымаға каротаждық сымның (электр кабелі) көмегімен түсіріледі. Олар қажетті тереңдікке жеткеннен кейін құрылғылар жоғарыға өлшенген сигналдарды жібереді, олар компьютерлерге жазылады. Жиналған сигналдар өңделенеді және шөгу тереңдігімен жыныстар мен сұйықтықтардың қасиеттерін салыстыру нысанында ұсынылады.

Барлау ұңғымасы жыныстар мен сұйықтықтардың қасиеттері, типі және сұйықтықтармен қанығулығы, коллектордағы бастапқы қысым, коллектордың өнімділігі және т.б. туралы маңызды ақпаратты береді. Мұндай мәліметтер кен орынды игеру үшін пайдалы болатын өте маңызды ақпарат болып табылады. Сонымен бірге, көптеген жағдайларда барлау ұңғымасын зерттеу барысында алынған мәліметтер жеткілікті болып табылмайды. Осылайша, жаңа коллектордың өлшемі мен қасиеттері туралы толығырақ ақпаратты алу үшін қосымша ұңғымаларды бұрғылау қажет. Бірақ бұл әр барлау ұңғымасын бұрғылау барысында коллектордың анықталуы керектігін білдірмейді. Барлау ұңғымасын бұрғылау кезінде өнімсіз ұңғымаларға немесе экономикалық тиімсіз коллекторларға кезігуге болады.

1.5 Мұнай коллекторларының типтері

Әдеттегідей, мұнай коллекторлары геолологиялық құрылымы мен игеру тәсіліне (ығыстыру механизміне) сәйкес жіктеледі.

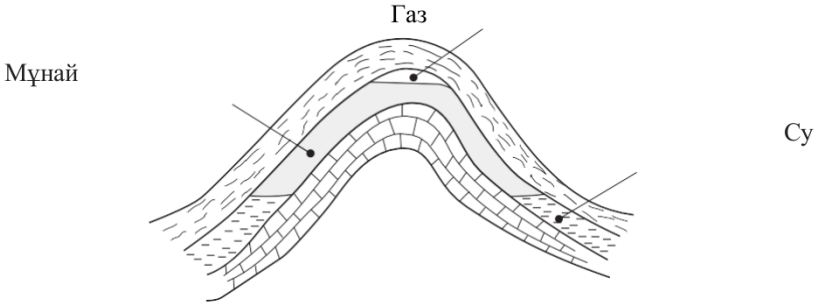
1.5.1 Мұнай коллекторларының геологиялық классификациясы

Мұнай коллекторларының геологиялық құрылымы әртүрлі өлшемдерде және пішіндерде болуы мүмкін. Дәстүрлі түрде коллекторларды олардың қалыптасу байланысты жіктеу ыңғайлы. Олар келесі жағдайлар болып табылады:

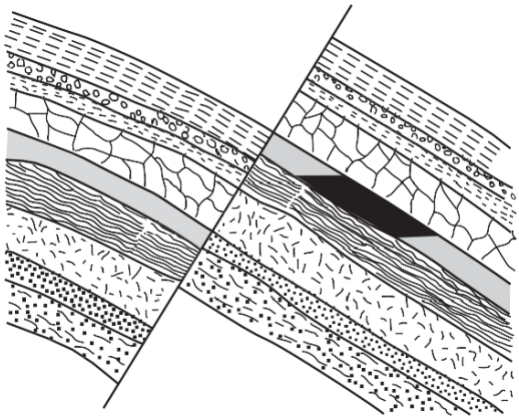
•Күмбез тәріздес және антиклиналь коллекторлар. Осы коллекторлар 1.1-суретте көрсетілгендей, жыныс қабаттарының жиналуы нәтижесінде пайда болды. Күмбез тәріздес коллектордың контуры – дөңгелек, ал антиклинальдің – ұзын және тар. Мұнай және газ кеуекті жыныстар арқылы жылжиды немесе көшеді, мұнда олар саңылаусыз жауып тұратын жыныспен тығындалады және қабаттың пішініне ие болады.

•Бұзылған коллекторлар. Мұндай коллекторлар 1.2-суретте көрсетілгендей, жыныс қабаттарын жылжыту мен орын ауыстыру (тектоникалық бұзылу) арқылы қалыптасқан. Кеуекті емес тау жынысы құрамында мұнай/газ болатын кеуекті жыныстың қозғалыс бағытына қарама-қарсы бағытта жылжиды, бұл олардың тығындалып қалуына алып келеді. Мұнайдың/газдың коллекторда тығындалуы мұнайлы жыныстың және тектоникалық бұзылулардың иілуі көмегімен жүзеге асырылады.

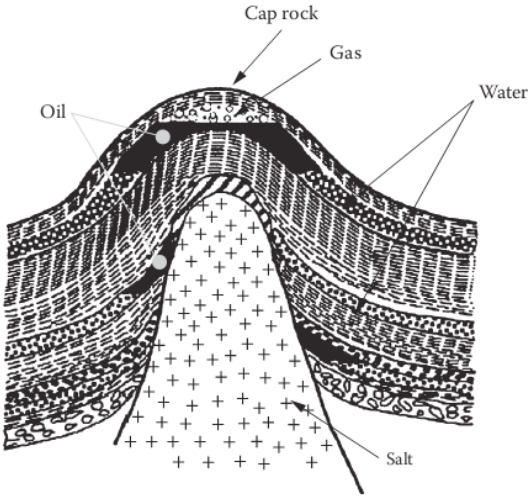
• Тұзды күмбезі бар коллектор. Коллектор құрылымының осы типі жоғарыда жатқан жыныстардың қабаттарын деформациялайтын және көтеретін үлкен өткізбейтін тұзды күмбездің жоғары қарай жылжуы нәтижесінде пайда болады. 1.3-суретте көрсетілгендей, мұнай өнімдері жауып тұратын жыныстың және өткізбейтін жыныстың төменде жатқан шарының арасында немесе жыныстың екі өткізбейтін қабаттарының және тұзды күмбездің арасында тығындалып қалады.



СУРЕТ 1.1
Жыныс қабаттарының жиналу нәтижесінде пайда болған коллектор.

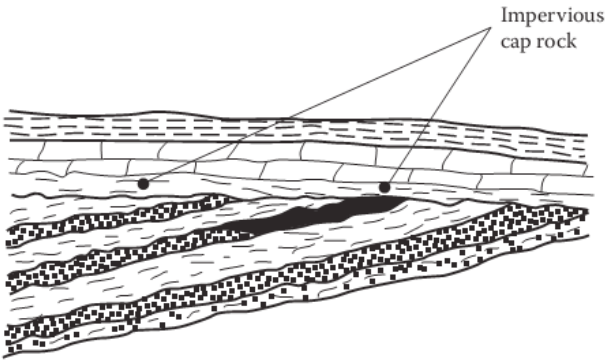


1.2-СУРЕТ
Бұзылған коллектордың геологиялық пішіні.



Oil – Мұнай
Cap rock – Жабын жынысы
Gas – Газ
Water – Су
Salt – Тұз

1.3-СУРЕТ
Тұз күмбезі бар құрылым учаскесі.



Impervious cap rock – өткізбейтін жабын жынысы

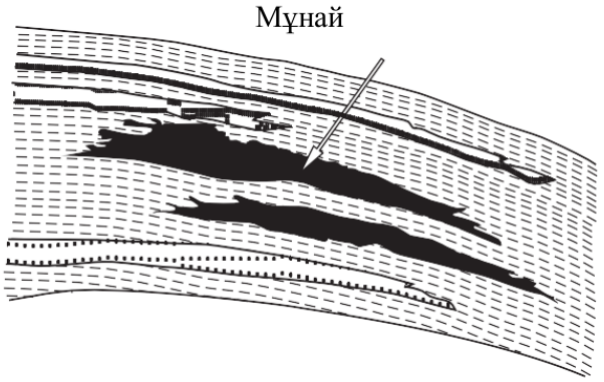
1.4-СУРЕТ

Тау жыныстарының үйлесімсіз орналасуынан пайда балған коллектор.

• Тау жыныстарының үйлесімсіз шөгуі. 1.4-суретте бейнеленген коллектор құрылымының осы типі өткізбейтін жауып тұратын жыныс төмен жатқан қабаттардың диагональ қуақаздары арасында қалыптасқан кезде тау жыныстарының үйлесімсіз шөгуі нәтижесінде пайда болған.

• Линза тәрізді коллекторлар. Коллекторлардың осы типіне жататын мұнайлы кеуекті жыныстар қоршаған кеуекті емес жыныстармен тығындалып қалған. Қабаттың қалыптасуы кезінде тұнбалардың және саздың әртекті шөгінділері қабаттың осындай кенет өзгеруінің мүмкін себебі болып табылады. Коллектордың осы типінің үлгісі 1.5-суретте көрсетілген.

• Аралас коллекторлар. Бұл жағдайда жыныстардың жиналуы мен бұзылуы, қабат кеуектілігінің кенет өзгеруі мен басқа жағдайлардың үйлесімі коллектордың осы типі үшін қақпанды құрайды.



1.5-СУРЕТ
Құмды линза тәрізді коллектордың үлгісі .

1.5.2 Қабатты ығыстыру механизмдері

Коллекторда мұнай пайда болып жиналатын кезде ілеспе газ бен судың қысым энергиясы да шоғырланады. Бұрғыланатын ұңғыма коллекторға жеткен кезде ондағы қысым мұнай қабатының қысымынан төмен болу керек. Осы қысымдар арасындағы айырмашылық газдың, судың немесе оның да, басқасының да энергиясы болып табылады. Мұндай энергия мұнайды қабаттан ұңғымаға ығыстырады және оны жоғарыға қарай көтереді. Осылайша, мұнай кен орындарын игеру бойынша инженерлер мен өндірісті ұйымдастыруы бойынша инженерлер үшін қызығушылықты білдіретін, мұнай коллекторларын жіктеудің басқа әдісі мұнайдың қабаттан ұңғымаға және одан әрі жоғарыға қарай жылжуын қамтамасыз ететін, оның жұмыс режимдеріне (ығыстыру механизмдеріне) сәйкес коллекторды сипаттау болып табылады. Ығыстырудың үш негізгі механизмі бар:

1. Ерітілген газ режимімен мұнай коллекторы. Коллектордағы қысым мен температураға сәйкес оның ішіндегі мұнайда онда ерітілген газдың (ерітілген газ) мөлшері әр түрлі болуы мүмкін. Ерітілген газ мұнайды тек қана егер қысым мұнай үшін тән болатын белгілі мәнге дейін төмендетілетін (қанықтыру қысымы деп аталатын) жағдайда ығыстыратын болады. Егер ұңғыма коллектор арқылы бұрғыланса және онда қанықтыру қысымынан төмен болатын қысым орнатылса, бөлінетін газ кеңейеді, мұнайды қабаттан ығыстырады және оны жоғарыға қарай көтереді. Энергияның жалғыз көзі ерітілген газды бөлу мен кеңейту энергиясы болып табылатын коллекторлар ерітілген газ режимі бар мұнай

коллекторлары деп аталады. Мұнайды ығыстырудың бұл механизмі барлық ығыстыру механизмдерінің ішінде тиімділігі ең төмен болып табылады. Жалпы, оның көмегімен коллектордан 15-тен 25%-ға дейін мұнай өндіріледі.

2. Газарынды режиміндегі коллекторлар. Көптеген коллекторларда мұнайдың үстінде орналасқан газды күмбез пішінді еркін газ бар. Осындай газды күмбездің пайда болуы коллектордағы қысым мен температура кезінде мұнайда ерімейтін газдың көп мөлшерде болуына байланысты. Артық газ ауырлық күшінің әсерінен бөлінеді және коллектордың жоғарғы бөлігін алады.

Мұндай коллекторларда мұнай газды күмбезде газдың кеңеюі арқылы өндіріледі. Кеңейтілген газ мұнайды төмен қарай итереді және бұрын өндірілген мұнай болған бос кеңістіктерді толтырады. Бірақ көптеген жағдайларда ерітілген газ мұнайдың қабаттан ығыстырылуына да мүмкіндік туғызады. Қолайлы жағдайларда ерітілген газдың кейбір бөлігі жоғары қарай газды күмбезге жылжиды да, оны осылайша ұлғайта отырып, өзінің энергиясын сақтап қалады. Мұнай газды күмбезді кеңейту көмегімен өндірілетін, коллекторлар тегеурінді газ режиміндегі коллекторлар деп аталады. Мұндай механизм ерітілген газдың тиімді режимі болып табылады. Оның көмегімен коллектордан мұнайдың алғашқы көлемінен 25-тен 50%-ға дейін өндіруге болады.

3. Суарынды режиміндегі коллекторлар. Басқа коллекторлардың көпшілігі орасан, үздіксіз, кеуекті қабаттар болып табылады, оларда мұнай/газ тек қана кішкене бөлігін алып отырады.

Мұндай жағдайларда мұнайдың/газдың астындағы ірі қабат жоғары қысыммен берілетін тұзды сумен шылқылдатылады. Егер мұнай/газ мұнай қабатына қарама-қарсы орналасқан ұңғымадағы қысымды төмендету көмегімен өндірілетін болса, тұзды су кеңейеді де, қабаттан мұнайды/газды ығыстырып, бұрын өндірілетін мұнаймен/газы бар бос кеңістікті ала отырып, жоғарыға қарай көтеріледі. Мұнайды/газды жылжытатын судың қозғалысы мұнайдың немесе газ қысымының құлауын бәсеңдетеді, сонымен қатар көміртектердің кеңею энергиясын сақтайды.

Мұнай/газ қабатының астындағы тұзды суды кеңейту мен жылжыту нәтижесінде мұнай өндірілетін коллекторлар суарынды режиміндегі коллекторлар деп аталады. Осы ығыстыру режимі ең тиімді болып табылады, себебі оның көмегімен шикізаттың бастапқы көлемінен 50%-ға дейін өндіруге болады.

1.6 Мұнай және газ кен орындарын игеру

Әртүрлі геологиялық суретке түсірулердің, геофизикалық зерттеулердің және барлау ұңғымаларын оқып білудің барысында жиналған ақпараттар мен мәліметтердің жеткілікті үлкен мөлшері карталардың әртүрлі типтерін құрастыру үшін пайдаланылады. Контурлық карталар бақылау нүктелеріне қатысты геологиялық құрылымды көрсету үшін корреляция маркерлері деп аталатын тереңдіктің бірдей интервалдары арқылы түсірілген сызықтармен берілген. Қуаттары бірдей картталарда корреляция маркерлері арасында қалыңдықтағы тербелістер ұсынылған. Басқа маңызды карталар, мысалы, кеуектілік карталары, өткізгіштік карталары мен жыныстардың әртүрлі сипаттамаларын және құрылымдардың орналасуын көрсететін карталар да құрастырылады. Қабаттардың барлық қолжетімді мәліметтері мен карталардың көмегімен құрылымдардың егжей-тегжейлі концептуалдық модельдері құрастырылады, оларда құрылымның шектерінде мұнай және газ шөгінділердің орналасу орны белгіленеді.

Осы кезеңдегі ақпарат мұнай қорларын бағалау, кен орынды игеруге қатысты шешім қабылдау және өнеркәсіптік пайдаланудың жоспарын құрастыру үшін жеткілікті болып табылады.

Мұнай-газ кен орындарын пайдалану бірлескен біріккен күш салуларды, сонымен қатар көптеген пәндерді білуді тұспалдайды. 1.3-бөлімде көрсетілгендей, коллекторды анықтау, суреттеу және сипаттау үшін геологтар мен геофизиктерді іске тарту керек. Мұнай және газ кен орындарын игеру бойынша инженерлер кен орынның өнімділігінің бүкіл мерзімінде мұнай қорларын өндіру мен коллекторды игеруді басқару бойынша стратегияны әзірлейді. Өндірісті ұйымдастыру бойынша инженерлер, сондай-ақ ұңғымаларды аяқтау бойынша инженерлер ұңғыманы аяқтау мен пайдалануға арналған қондырғыны конструкциялайды, оның көмегімен әртүрлі өндіру әдістер мен жағдайларды бақылауға болады. Ұңғымаларды бұрғылау бойынша инженерлер бұрғылау бағдарламаларын әзірлейді, олар негізге ұңғыманы аяқтау жобасын алады. Бұрында әр топ жеке-жеке жұмыс істеген және өз жұмысының нәтижелерін келесі топқа берген. Мысалы, геологтар мен геофизиктер өзінің жұмысын аяқтағанда, олар өз жұмысының нәтижесін кен орынды игеруді жобалаумен айналысатын топқа берген, ал ол өз кезегінде өз жұмысының нәтижесін өндірістік процесті ұйымдастырумен айналысатын топқа береді және т.б. Барлық дерлік жағдайда, әр жұмыс тобы маңызды мәселелерді талқылау мен анықтау үшін алдыңғысымен қызмет ету, сонымен қатар қосымша жұмыстарды өткізу туралы сұрату керек. Мұндай жұмыс тиімсіз деп есептелінеді.

Осылайша, соңғы жылдардың ішінде ірі компаниялардың көпшілгі кен орындарды игеруге мультитәртіптік топтық амал деп аталатын амалды қолдана бастады. Осы амалға сәйкес, кәсіпқойлар командасына, барлық қажетті тәртіптерде маман болып табылатын,инженерлер мен ғалымдар кіруі тиіс. Команда мүшелері кен орынды игерудің бүкіл кезеңі ішінде бір топ сияқты бірге жұмыс істейді. Сол уақытта, мысалы, бағдарламашылар, инженер-жоспарлаушылар, шығындар бойынша инженерлер, экономистер мен басқа да мамандар жұмыс тобымен тығыз қызмет етеді және тіпті оның ажырағысыз бөлігі болуы мүмкін. Тәжірибе көрсеткендей, кен орындарды игеруге мұндай амал едәуір тиімді болып табылады, сондықтан көбіне-көп компаниялар осы бағытта жұмыс істеуде.

Келесі бөлімде бұрғылау технологиясының, сонымен қатар кен орындарын зерттеу мен игеру технологиясының рөлі мен функциясының қысқаша суреттемесі берілген.

1.7 Бұрғылау технологиясы және жұмыс істеу тәртібі

Ұңғыманы игеру (өндірістік стратегияны әзірлеу, кен орындары шектерінде ұңғымалардың орналасуын анықтау, сонымен қатар ұңғыманың аяқталуын жобалау) кезеңінен кейін бұрғылаумен байланысты болатын жұмыстар кезеңі басталады. Әдетте, осы кезең бұрғылау бағдарламасын әзірлеуден кейін басталады. Содан кейін қажетті жабдықтар мен материалдарды сатып алуға жоспарлар дайындалып орындалады. Келесі қадам – жабдықтар мен материалдарды алып келу алдында кен орнында бұрғылау алаңшаларын дайындау, сонымен қатар бұрғылау жұмыстарының басталуы. Мұнай өндіретін компанияда қызметті ұйымдастыруға қатысты ұңғымаларды бұрғылау мен шегендеуге жауап беретін ұңғыманы бұрғылау бойынша инженерлер, сонымен қатар ұңғыманың аяқталуына жауапты болатын өндірісті ұйымдастыру бойынша инженерлер тағайындалады. Одан басқа, ұңғымаларды бұрғылау бойынша инженерлер ұңғымаларды бұрғылауға да, аяқтауға да жауап бере алады.

Бұрғылау бағдарламасы үш негізгі кезеңдерден тұрады: (1) ұңғыманы берілген тереңдікке дейін бұрғылау, (2) әртүрлі шегендеу колонналарын орнату және (3) шегендеу колонналарын цементтеу.

1.7.1 Ұңғыманы бұрғылау

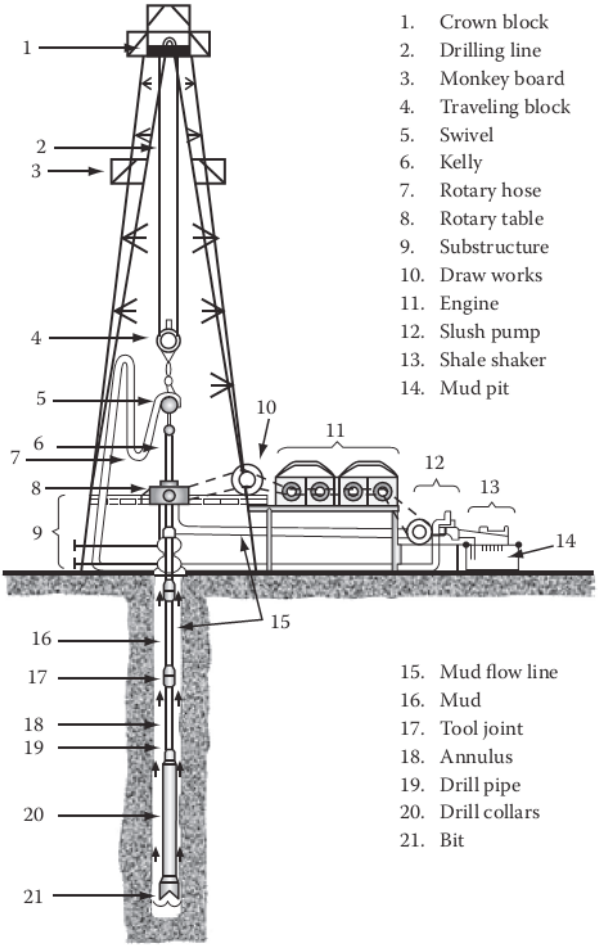
Ұңғымаларды бұрғылау айналмалы бұрғылаудың қазіргі заманғы әдісіне дейін бұрғылау әдістерін дамытудың негізгі кезеңдері арқылы өтті. Осы әдісті пайдалану кезінде бұрғылау бастиегі қостүтік колон-

насының төменгі ұшына – бұрғылау колоннасына бекітіледі. Мұндай колонна, бұрғылау бастиегінің айналуын тудыра отырып, үстінде айналады. Бастиектің айналуы, сонымен қатар оған бұрғылау колоннасымен қысым жасау жыныстардың қирауына және ұсақ бөлшектерге кесілуіне (бұрғыланған жыныс) алып келеді. Тесіктен бұрғыланған жынысты кетіру үшін бұрғылау ерітіндісі немесе сазды ерітінді деп аталатын арнайы сұйықтық пайдаланылады. Ол бұрғылау колоннасы арқылы айдалынады және бұрғылау бастиегіндегі қондырма арқылы ағыс түрінде шығады. Мұндай сұйықтық бастиекті бұрғыланатын жыныстан, оны жоғары қарай бұрғылау колоннасы мен тесік қабырғасы арасындағы құбыр сырты кеңістік арқылы көтере отырып тазартады.

Бетінде бұрғыланатын жынысты кетіру үшін сазды ерітіндіні елейді және бұрғылау колоннасына кері айдайды. Бұрғылау жұмыстары бұрғылау қондырғысы деп аталатын үлкен күрделі жабдықтың көмегімен орындалады. Мұндай жабдық одан әрі қысқаша суреттелген.

1.7.1.1 Бұрғылау қондырғысы

1.6-суретте роторлы бұрғылау қондырғысы схемалы түрде бейнеленген. Ол екі негізгі бөлімдерден тұрады: бұрғылау қондырғысының негізінен (табанды бөлігі) және бұрғылауға арналған мұнарадан (жоғарға бөлігі). Бұрғылау қондырғысының негізі 15-тен 30 футқа дейін биіктікке жетеді, әдетте, бұрғылауға арналған мұнараны ұстап тұратын қатты платформа болып табылады.



1. Кронблок
2. Бұрғылау арқаны
3. Үстідегі жұмысшы балконы
4. Жылжымалы блок
5. Вертлюг
6. Жетекші құбыр
7. Вертлюгі бар біріктіргіш тіреуше
8. Роторлы үстел
9. Бұрғылау қондырғысының негізі
10. Бұрғылау жүкшығыры
11. Мотор
12. Бұрғылау сорабы
13. Дірілдік елек

14. Бұрғылау ерітіндісін араластыруға арналған цистерна
15. Бұрғылау ерітіндісіне арналған айнала жүру желісі
16. Бұрғылау ерітіндісі
17. Бұрғылау құбырының құлпы
18. Құбыр сырты кеңістік
19. Бұрғылау құбыры
20. Ауырлатылған бұрғылау құбырлары
21. Бастиек

1.6-СУРЕТ
Роторлы бұрғылау қондырғысының схемасы .

Қондырғыға бірнеше жүйелер мен компоненттер кіреді. Негізгі жүйелері келесілер болып табылады:

• Электр қоректендіру жүйесі. Ол қондырғының әртүрлі жүйелері мен компоненттеріне электр энергиясын беретін дизельдік қозғалтқышы бар электр генераторларынан тұрады. Өндірілетін энергияның 85%-ға жуығы бұрғылау ерітіндісінің айнала жүру жүйесімен тұтынылады.

• Көтеру жүйесі. Осы жүйенің міндеті ұңғымадан/ұңғымаға бұрғылау колоннасын түсіруден және көтеруден тұрады. Осы жүйенің негізгі элементтері кронблок, бұрғылау жүкшығыры, жылжымалы тальдік блок, көтергіш ілмек, ұршық, элеватор, бұрғылау тальдері және тальдік арқанның жылжымайтын ұшының бекіткіші болып табылады.

• Айналмалы жүйе. Жалпы, жүйеге жылжуын қамтамасыз ете отырып, квадраттық немесе алты қырлы көлденең қимасы (жетекші құбыр) бар құбырды айналдыратын электржетегі бар роторлы үстел кіреді. Жетекші құбыр көтеру жүйесімен ұсталынып отырады және бұрғылау құбыры мен бастиектің төменгі бөлігіне бекітіледі.

•Бұрғылау ерітіндісін берудің айналау жүйесі. Негізінен жүйе бұрғылау ерітіндісін сақтауға арналған резервуарлардан, жоғары арынды сораптардан, бұрғылау ерітіндісі жылжитын шлангтар мен құбырлардан және діріл елегінен тұрады. Жүйенің міндеті – бұрғылау ерітіндісін ұңғыма бойымен бұрғыланған жыныстарды жоғарыға тасу мақсатында жылжыту.

•Бұрғылау бастиегі. Бұл іс-жүзінде ұңғыманы бұрғылайтын құрылғы. Ол айналу нәтижесінде, сондай-ақ бұрғылау колоннасы жасайтын қысымның көмегімен жыныстарды қиратады және кеседі. Жыныстардың әртүрлі типтері үшін тағайындалған бастиектердің әртүрлі типтері мен пішіндері болады.

1.7.1.2 Бұрғылау ерітіндісі (Сазды ерітінді)

Бұрғылау ерітіндісі бұрғылау жұмыстарының өте маңызды элементі болып табылады. Оның маңыздылығы ол орындайтын функциялардың орасан үлкен мөлшерімен айқындалады. Осындай функциялардың кейбіреулеріне келесілер кіреді:

- Бұрғыланатын жынысты ұңғыманың түбінен жоғарыға тасымалдау.
- Бастиекті салқындату және бұрғылау колоннасын майлау.
- Қабатты айдау және қабаттағы сұйықтықтардың ұңғымаға ағып кетуін болдырмау үшін гидростатикалық қысымды өнімдендіру.
- Ұңғымалардың қабырғаларын қирап қалуын болдырмау үшін оларды ұстап тұру.
- Бұрғылау бастиегінің саптамаларынан шығатын ағыс түріндегі бұрғылау ерітіндісін пайдалану көмегімен жүзеге асырылатын бұрғылауды оңтайландыру.

Ұңғыма жағдайында пайдаланылатын бұрғылау ерітіндісінің қажетті қасиеттерін (қоюлық, тұтқырлық және су бергіштік) алу үшін, ол әртүрлі пропорцияларда дайындалуы мүмкін. Негізінен бұрғылау ерітіндісі судан және саздан (су негізіндегі бұрғылау ерітіндісі) тұрады. Басқа материалдар және химиялық заттар да оның қасиеттерін бақылау үшін қосылады.

Басқа, мысалы, көбік және ауа сияқты аққыштар да бұрғылау жұмыстарының барысында пайдаланылады.

1.7.2 Ұңғыманы шегендеу құбырларымен бекіту

Бекіткіш – бұл қабырғаларды ұстап тұру және олардың опырылып қалуын болдырмау үшін бұрғыланған тесікке (ұңғымаға) орнатылатын болат құбыр. Ұңғыманың қабырғаларын цементтеу кезінде формацияның шарларын тығындайды және әртүрлі шарлар арасында өзара әрекеттесуге жол бермейді.

Әдетте, ұңғымаға әртүрлі диаметрлі төрт шегендеу колонналары орнатылады. Олар геологпен көрсетілген тереңдікке орнатылады. Мұндай колонналарға бағыттауыш колонна, бірінші шегендеу колоннасы, аралық шегендеу колоннасы және пайдаланатын колонна кіреді. Бағыттауыш колонна ең үлкен диаметрге және төрт шегендеу колоннасының ұзындығына теңдестірілетін ең кіші диаметрге ие болады. Өз кезегінде, пайдалану колоннасы ең кіші диаметрге және ең ұзын корпусқа ие болады.

Сыртқы диаметрлері әртүрлі болатын колонналар беріктіктің және тығыздықтың әртүрлі категорияларына жатуы мүмкін . Беріктік кате-

гориясы колоннаның өндірісі үшін пайдаланылатын болат қорытпаның типімен, сонымен қатар оның минималды аққыштық шегімен анықталады. Әдетте беріктіктің келесі категориялары болады – H-40, J-55, N-80, C-75, L-80 және P-105. Әріптер (H, J және т.б.) қорытпаның типін және қыздырып өңдеуді анықтайды, ал цифрлар (40, 55 және басқалар) минималды аққыштық шегін (мың фунт/шаршы дюйм) анықтайды. Сыртқы диаметрлері белгілі және беріктік категориясы бар колоннаның сызықтық футына фунттармен анықталатын колонналар әртүрлі тығыздыққа (әртүрлі ішкі диаметрлерге) ие болу мүмкін. Колонна беріктігінің салмағы мен категориясы оның жарылу, мыжылу және тартылу сияқты әртүрлі жүктемелеріне қарсылығын анықтайды. Шегендеу колонналарын жобалағанда бұрғылау, орнату және мұнай өнімдерін өндіру кезінде пайда болатын барлық жүктемелердің төзуін қамтамасыз ете алатындай тығыздықты және беріктік категориясын таңдау қажет.

Шегендеу колоннасын орнату үшін, қажетті тереңдікке жеткеннен кейін, бірден бұрғылау бойынша операцияны аяқтау және бұрғылау колоннасын ұңғымадан тартып алу керек. Осыдан кейін бұрғылау колоннасының көтеру жүйесін пайдалана отырып, колонна ұңғымаға толық түспейінше, шегендеу колоннасын (құбыр артынан құбырды) түсіру керек. Бағыттауыш қалып деп аталатын дөңгелек тегіс зат колоннаның бірінші құбырының төменгі бөлігіне бекітіледі. Мұндай қалып колоннаның ұңғымада жылжуын жеңілдетіп басқарады. Келесі саты – колоннаны цементтік ерітіндінің көмегімен ұңғыманың қабырғасына бекіту. Осы процедураның аяқталуына қарай бұрғылау жұмыстарын (келесі колоннаны орнату үшін қажетті тереңдікке қол жеткенше) жаңартып отыруға болады. Әдетте, шегендеу колонналарын орнату және мұнай өндіруді бастау алдында мұнай қабатын каротаждау және бағалау керек. Шегендеу колонналары егер каротаждық жұмыстардың нәтижелері өнімді қабаттың бар болуын растайтын жағдайда ғана орнатылуы тиіс. Өзге жағдайда ұңғыманы жабу керек.

1.7.3 Шегендеу колонналарын цементтеу

Шегендеу колоннасын цементтеу үшін колонна мен ұңғыманың қабырғасы арасындағы құбыр сырты кеңістікті цементтік ерітіндімен толтырылуы керек. Осы процедура шегендеу колоннасы арқылы цементтік ерітіндінің қажетті мөлшерін (жұмыс өндірісінің орнында дайындалған) айдаумен орындалады. Әдетте, ерітіндіні шегендеу колоннасына беру басталғанға дейін цементті бұрғылау ерітіндісінен бөлетін, сонымен қатар олардың араласуын болдырмайтын арнайы резеңке тығынды орнату қажет.

Басқа тығын цементтік ерітіндінің белгілі мөлшерін айдағаннан кейін салынады, одан кейін цементті кетіру үшін тағайындалған бұрғылау ерітіндісі (әдетте сазды) беріледі. Бірінші тығын колоннаның түбіне жеткеннен кейін айдау қысымын, тығынды сығып шығару және цементтік ерітіндінің тіреу колоннасының сыртына ағуын қамтамасыз ету үшін жоғарылату керек. Жоғарғы тығын колоннаның түбіне жеткен кезде цементтік ерітінді үстіне дейін бүкіл құбыр сырты кеңістігін толтыруы керек. Осыдан кейін цементке тиісуге (ол қатпайынша және қысушы жүктемелерге жеткілікті тұрақтылыққа ие болмайынша) тыйым салынады. Содан кейін келесі шегендеу колоннасын орнату үшін бұрғылау операцияларын жалғастыруға болады.

Егер шегендеу колонналары цементтелген болса, олар ұңғымада берік бекітілген. Цементтің колоннамен және ұңғыманың қабырғасымен ілінісі берік болғаны маңызды. Ол үшін арнайы зерттеу (цементтік тұтастырғыштың акустикалық каротажы) өткізіледі, оның мақсаты цементтеудің бүтінділігін тексеру болып табылады. Егер шегендеу колонналарын цементтеу сапалы емес екені анықталса, цементтеу бойынша жөндеу қымбат тұратын жөндеу жұмыстарын дереу орындау қажет.

1.8 Кен орындарды игеру технологиясының мағынасы мен міндеттері

Кен орындарын игеру бойынша инженерлер кен орындарын игеруде және пайдалануда маңызды рөлді атқарады. Игеру бойынша инженерлермен орындалатын басты міндеттердің кейбіреулері одан әрі көрсетілген.

1.8.1 Қорларды бағалау

Табылған коллекторда мұнай мен газдың қорларын бағалау кен орындарын бағалау және өнеркәсіптік игеру үшін оның келешегіне қатысты шешімді қабылдау кезінде ең маңызды факторлардың бірі болып табылады. Коллектордағы мұнай мен газдың мөлшерін анықтау үшін коллектор туралы қолжетімді мәліметтерді пайдалана отырып, коллектордың жалпы көлемін (Vb) анықтау керек. Содан кейін қабаттың кеуекті жынысының бос кеңістіктеріндегі (жыныстағы кеуектілік кеңістік деп аталатын) сұйықтықтардың көлемін есептеу керек. Ол үшін коллектордың жалпы көлемін тау жынысының кеуектілігінің мәніне (φ) көбейту керек. Кеуектілік – бұл жыныстағы кеуектілік кеңістік көлемінің және жыныстың жалпы көлемінің арақатынасымен анықталады. Әдетте, кеуектілік кеңістік мұнаймен (немесе газбен) және сумен толтырылады. Сумен толтырылатын кеуектілік кеңістіктің бөлігі сумен қаныққан-

дық (*Sw*) деп аталады. Кеуектілік және бастапқы сумен қанықкандық каротаждық жұмыстардың және барлау ұңғымаларынан алған кернділік сынамаларды оқып зерттеу барысында анықталады. Осылайша, резервуардағы мұнайдың бастапқы көлемі (*V*0) келесі арақатынаспен анықталады:

$$V0 = Vb\varphi(1 - Sw).$$

Мұнайдың мұндай көлемі қабаттағы мұнайдың бастапқы қоры (ҚМБҚ) немесе мұнайдың теңгерімдік қоры (МТҚ) деп аталады. МТҚ-ны анықтаудың осы әдісі қорларды есептеудің көлемдік әдісі деп ата-лады.

Одан басқа, МТҚ-ны бағалаудың басқа әдістері (материалдық тең-герім әдісі мен өндірудің құлау қисығы бойынша қорларды есептеу әдісі) бар.

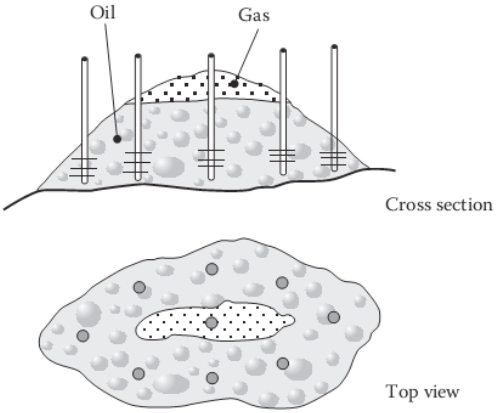
Барлық МТҚ-ны өндіру мүмкін емес, өйткені қабыттың кеуекті жынысында мұнайдың кейбір мөлшерінің жыныстан ұңғымаға жылжуына кедергі жасайтын белгілі күштер бар болады. Өндірілуі мүмкін болатын МТҚ-ның бөлігі шығару коэффициенті (*Er*), ал өндірілген мұнайдың жалпы көлемі (*ErV*0) дәлелденген қорлар деп аталады.

Уақыты жеткенде, коллектордың дәлелденген қорының көлемі үш факторлардың арқасында өзгереді. Біріншіден, мұнайдың көлемі оны коллектордан өндіру барысында азаяды. Екіншіден, неғұрлым мұнай көп өндірілсе, соғұрлым біз коллектор туралы ақпаратты көп аламыз. Осылайша, осындай ақпараттың арқасында МТҚ-ны зерттеудің алғашқы нәтижелері өзгертілуі немесе толықтырылуы мүмкін. Үшіншіден, өндірудің және кен орындарды пайдаланудың жаңа жетілдірілген әдістерін пайдалану кезінде мұнайды шығарудың мүмкін коэффициенті шығарылады. Осылайша, кен орынның дәлелденген қорлары туралы ақпарат үнемі жаңартылады.

1.8.2 Ұңғымалардың орналасуы, орналастырылуы және өнімділігі

Кен орындарды игеру технологиясының басқа маңызды функциясы бұрғылану керек болатын ұңғымалардың оңтайлы орналасуын анықтау, сонымен қатар әр ұңғыманың өнімділігі туралы ақпаратты алу болып табылады, өйткені мұндай мәліметтер коллектордың ең тиімді өнімін қамтамасыз ету үшін маңызды болып табылады. Көптеген жағдайларда ұңғымаларды бұрғылауға арналған орын коллектордың нысанымен және қабатты ығыстыру режимдерімен анықталады. Коллектордың бөлігін игере бастаған кезде , бірден сумен батырылатын немесе газбен толтырылатын орындарда ұңғымаларды бұрғылауға тыйым салынғанын есте сақтау керек. 1.7-1.10 суреттерде коллектордың әртүрлі ны-

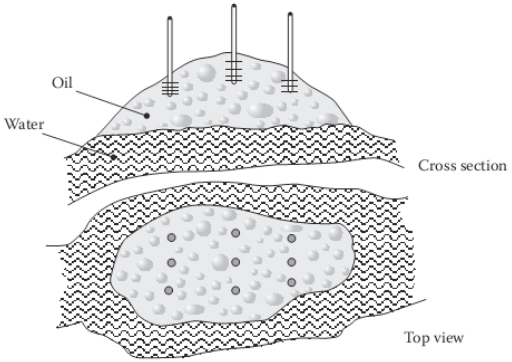
сандары және қабатты ығыстыру режимдері үшін ұңғымаларды бұрғылаудың артық көренетін орындары бейнеленген.



Oil – Мұнай
Gas – Газ
Cross section – Көлденең тілік
Top view – Үстінен көрінісі

1.7-СУРЕТ

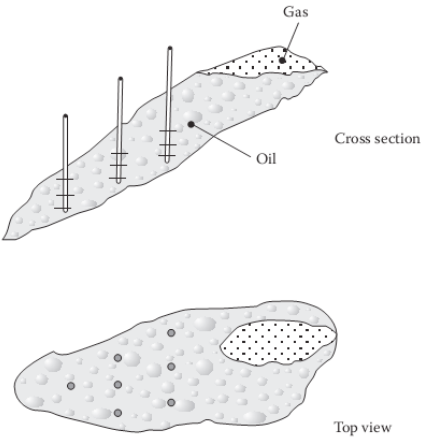
Газарынды режимді резервуар; мұнайлы учаскенің табаны маңында аяқтау.



Oil – Мұнай
Water – Су
Cross section – Көлденең тілік
Top view – Үстінен көрінісі

1.8-СУРЕТ

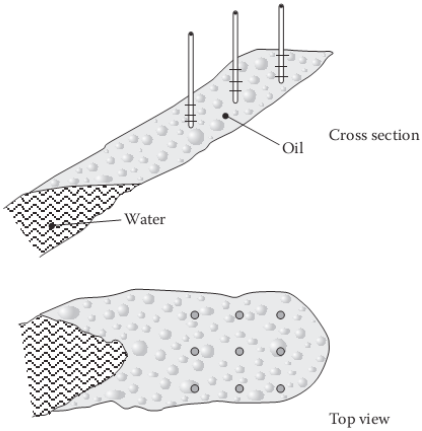
Табан асты сулардың белсенді арыны бар коллектор; мұнайлы учаскенің жоғарғы бөлігі маңында ұңғыманың аяқталуы.



Oil – Мұнай
Gas – Газ
Cross section – Көлденең тілік
Top view – Үстінен көрінісі

1.9-СУРЕТ

Қабаттың газсерпімді режимі, қабат еңісінің тік бұрышы; ұңғымалар құрылымның түбінде орналасқан.



Oil – Мұнай
Water – Су
Cross section – Көлденең тілік
Top view – Үстінен көрінісі

1.10-СУРЕТ

Қабаттың суарынды режимі, қабат еңісінің тік бұрышы; ұңғымалар құрылымның түбінде орналасқан.

Ұңғымалардың орналасуы және әр ұңғыманың өнімділігі экономикалық ең пайдалы тәсілмен мұнай өнімдерінің максималды мөлшерін өндіру мақсатында анықталады. Бұл оңай міндет емес, сондықтан қабаттың есептік моделі кең зерттеулерді талап етеді. Мұндай зерттеулер кен орынды игеру және мәліметтердің үлкен санын алу кезеңінен кейін бірден өткізіледі. Одан басқа, осындай зерттеулердің барысында өндіру коэффициентін жоғарылату үшін қосымша ұңғымаларды (ұңғымалардың батырылған торын) бұрғылауда қажеттілік пайда болуы мүмкін.

1.8.3 Коллекторды модельдеу

Коллектор құрылымының күрделілігі мен коллектордағы сұйықтықтар ағынын анықтайтын сызықтық емес теңестірулердің көп мөлшері сұйықтықтар динамикасы мәселелерінің талдамалық шешімін алуды болдырмайды. Осы мәселені шешу үшін сандық есептеудің әртүрлі әдістерін пайдаланатын коллекторды модельдеудің бағдарламалары әзірленеді. Бағдарламаның қызмет етуі қабат-коллектордың және қабаттық сұйықтықтардың кеуекті жынысына қатысты болатын көптеген параметрлерді енгізуді талап етеді. Осы параметрлердің көпшілігі дәлдіктің әртүрлі дәрежесімен белгілі болу керек немесе есептелуі керек. Осылайша, модельдеу нәтижелерінің дәлдігі алғашында енгізілетін мәліметтердің дәлдігіне тәуелді болады.

Модельдік зерттеулер кен орынды пайдалану мерзімі бойында коллектор өнімділігін болжау мен бағалау үшін кен орынды игеру кезеңінде алдын ала өткізіледі. Кен орынды игеру басталғаннан кейін қажетті мәліметтер жиналады, ал коллектордың нақты өнімділігі модельдеу кезеңінде болжанған өнімділікпен салыстырылады. Барлық дерлік жағдайларда нақты және болжанатын нәтижелер сәйкес келмейді, сондықтан кен орынды игеру (модельдеу) бойынша инженерлер жаңа алынған мәліметтерді пайдаланып , жаңа ұсыныстарды жасап, оны да, басқаны да орындай отырып, кейбір немесе барлық енгізілетін мәліметтерді өзгерту арқылы модельді түзетеді.

Осы процедура модельдеу нәтижелерінің және әрекеттегі кен орынды игеру барысында алынған нақты нәтижелердің толық сәйкес келуіне дейін орындалады. Бұл процедура модельді баптау деп аталады. Осындай процедураны орындаудан кейін түзетілген модельдеу бағдарламасы кен орынның өнімділігін болжау үшін, сонымен қатар кен орынның игеруін жақсарту мақсатында өндірістік стратегияны басқару үшін пайдаланылады. Осы процедура кен орынды пайдаланудың әр жеке кезеңінде толық қайталанады.

1.8.4 Кен орынды игеру

Кен орынды игерумен байланысты көптеген мәселелер болады, олар кең және кешенді зерттеуді талап етеді. Қарапайым сөздермен айтқанда, кен орынды игеру міндеті мұнайды өндіру бойынша айрықша стратегияларды анықтауда тұрады, олардың көмегімен құрамында көмірсутегі бар шикізатты өндірудің максималды көрсеткіштерін алу және керексіз сұйықтықтарды өндіруді минимумға келтіру мақсатында коллектордағы әртүрлі сұйықтықтардың орын ауыстыруын бақылауға болады. Өндірістік стратегияларға кен орынның шектерінде әр жеке ұңғыма үшін өндіру қарқындарын анықтау, кейбір ұңғымаларды уақытша жабу, көрсетілген орындарда жаңа ұңғымаларды бұрғылау, сонымен қатар белгілі қысымды қамтамасыз ету немесе өндіруді күшейту бойынша операцияларды енгізу кіре алады. Кен орынды игерудің маңыздылығы соңғы жылдары мойындалған болатын. Бұл көптеген ірі мұнай өндіретін компанияларда кен орынды игеруге жауап беретін арнайы топтар мен бөлімдердің құрылуына алып келді.

1.8.5 Мұнай өндіруді күшейту

1.5.2 бөлімде суреттелген табиғи қабатты ығыстыру механизмдері , әдетте, төмен мұнай бергіштік коэффициентін қамтамасыз етеді. Шындығында, егер коллекторлардан мұнайды өндіру тек қана қозғаушы күштердің көмегімен жүзеге асырылатын болса, онда мұнай бергіштік коэффициенті өте төмен болады. Жыныстар мен сұйықтықтардың айрықша қасиеттері, сонымен қатар коллекторда сұйықтықтардың жылжуын басқаратын күштер өндірудің осындай төмен көрсеткіштерін қамтамасыз етеді.

Өндіру көрсеткіштері алғашқы өндірудің көрсеткіштерінен жоғары болуы үшін, біз табиғи қозғаушы күштерді, сондай-ақ жыныстар мен сұйықтықтардың қасиеттерін жасанды бақылау мен өзгерту үшін мұнайды өндіру процесіне араласуымыз керек. Кен орындарын игеру бойынша инженерлер игеру, түзету және жетілдіру әдістерін, сонымен қатар алғашқы өндірудің жоғарылау көрсеткіштеріне жетуге жәрдем беретін әртүрлі техникаларды әзірлеп, зерттеулерін жалғастыруда. Осындай техникалардың кейбіреулеріне табиғи қозғаушы күштің әрекетін күшейту кіреді. Мұндай техника сұйықтықты жоғары қысыммен коллекторға айдау арқылы жүзеге асырылады. Басқа техникалар сұйықтықтар мен жыныстың қасиеттерін жақсартуға бағытталған, бұл мұнай негізіндегі сұйықтықтардың жылжымалығын жақсартуға және олардың жылжуына кедергі жасайтын күштерді басып тастауға алып келеді. Барлық жоғарыда көрсетілген техникалар қабаттардың мұнай

бергіштігін ұлғайту әдістері немесе қабат бергіштікті жоғарылату әдістері ретінде әйгілі. Қабат бергіштікті жоғарылатудың кейбір әдістерінің қысқаша суреттемесі одан әрі берілген.

1.8.5.1 Қысымды тұрақтандыру

Мұнай өндіру барысында коллектордағы қысым қабатты ығыстыру режимінен, ығыстыру күшінен, сондай-ақ мұнайды өндіру көлемінен тәуелді болатын мөлшерде төмендейді. Қысымның максималды төмендеуі ерітілген газдың режимі бар коллекторларда, содан кейін – газарынды режимі бар мұнай коллекторларында байқалады. Қысымның ең аз төмендеуі суарынды режимі бар коллекторларда болады. Коллектордағы қысымның төмендеуі қабаттың мұнайды беру қабілеттілігін төмендетеді. Егер коллектордағы қысым қанығу қысымынан төмен болса, ұңғыманың өнімділігі аса төмен болып қалады.

Өнімділікті сақтау мен мұнай өндіруді жоғарылату үшін коллекторда жоғары қысымды ұстап тұрудың жалғыз тәсілі коллектордағы қажетті қысымды сақтап қалуға көмектесетін мөлшерде және қысыммен коллекторға сұйықтықты айдауда тұрады. Коллектордың типіне байланысты ондағы қысымды коллектордың шетіндегі бұрғыланған ұңғыма арқылы суды айдау болсын, не коллектордың жоғарғы бөлігіне газды айдау болсын ұстап тұруға болады.

1.8.5.2 Ұңғыманы суландыру

Суландыру жағдайында мұнай өндіретін ұңғымалар арасында бірдей интервалдар арқылы айдау ұңғымалары бұрғыланады. Мысалы, егер ішіне бес ұңғыма кіретін геометриялық тор бойынша су жіберу схемасы туралы айтатын болса, онда бұл жағдайда бір айдау ұңғымасы төрт мұнай өндіретін ұңғымалар арасында және олардан бірдей қашықтықта орналасуы керек. Суды төрт мұнай өндіретін ұңғымаға жылжыту (ығыстыру) үшін мұнайды айдау ұңғымасына айдау керек. Ұңғымалар арасындағы оңтайлы қашықтықты (олардың орналасу схемасы), сонымен қатар айдау қарқындылығы мен мұнайдың тиімді ығыстыруын қамтамасыз ететін айдалатын судың қысымын анықтау үшін технологиялық үдерістің модельдеуі, әдетте, мұнайды өндірудің басталуына дейін өткізілуі керек. Ұңғымаларға су жіберу бойынша жұмыстар әрқашан өндірілетін сұйықтықты жоғары суландырумен байланысты. Мұндай жұмыстар мұнай бергіштік коэффициенттің экономикалық тиімділік жоспарында тым төмен болғанша жүргізіледі.

Судың тұтқырлығы мұнайдың тұтқырлығынан төмен болып табылатындықтан, ол мұнай арқылы өте алады және қиын өндірілетін мұнай-

дың елеулі көлемі арқылы өте отырып, мұнай өндіретін ұңғымаға ерте жете алады. Суландыру тілдерінің пайда болуын болдырмау мақсатында инженерлер коллектордың белгілі типі үшін айдалатын судың көлемін анықтау кезінде зерделі болуы тиіс. Одан басқа, олар жыныстың және сұйықтықтың қасиеттерін ескеру қажет. Егер судың тұтқырлығын өзгертіп, оны мұнайдың тұтқырлығымен салыстырғанда жоғары жазаса, ұңғымаға су жіберу процесін жетілдіруге болады. Осылайша, мұнайдың жоғары жылжуын, сонымен қатар су-мұнайлы бөлімнің тұрақтылығын қамтамасыз ететін жағдайлар жасалатын болады. Одан басқа, мұндай жағдайларда мұнай тілдерінің пайда болуы мүмкін болмайды . Осының барлығына айдалатын суға полимерлерді қосу арқылы қол жетуге болады. Осы процедура полимерлік сулау деп аталады.

1.8.5.3 Химиялық қалпына келтіру

Кейбір сұйықтықтар басқаларына қарағанда, біртектілеу болады, сондықтан қатты беттермен жылдамырақ ілініседі. Сұйықтықтардың екі типі бір қатты бетпен түйіскен кезде, олардың біреуі (ұқсастықтың жоғары индексімен) бет бойымен басқасының зарарына ағып кетеді. Осыдан кейін мұндай қатты бет сұйықтықпен суланатын бет ретінде сәйкестендіріледі. Кеуекті тау-кен жыныстарының көпшілігі мұнаймен емес, сумен суланған, сондықтан сумен суланған жыныстар ретінде анықталады.

Мұндай жыныстар мұнайды ығыстыру үшін қолайлы жағдайлар жасайды, өйткені мұнайды өндіру барысында суды пайдалану керек. Кен орындарды игеру бойынша инженерлер мен бет химиясында маманданатын ғалымдар ұңғымаға су жіберу бойынша тиімді жұмыстарды өткізу мақсатында жыныстың суланғыштығын өзгерту үшін химиялық заттарды пайдалануды тұспалдайтын әдістерді әзірледі. Мұндай әдістер химиялық регенерация әдістері ретінде әйгілі. Екі ең кең таралған химиялық регенерация әдістері беткі-белсенді заттарды қолданумен су жіберу, сонымен қатар сілтілік су жіберу болып табылады.

Беткі-белсенді заттарды қолданумен ұңғымаға су жіберу кезінде, алдымен қабатқа айдау ұңғымасы арқылы беткі-белсенді заттармен су ерітіндісінің мөлшері айдалады. Содан кейін ұңғымаға су жіберу бойынша кәдімгі операциялардағы сияқты кәдімгі су айдалады. Тасқын сулар пайда болғанға дейін айдалған беткі-белсенді заттар фазалардың бөліну шекарасында беткі тартылыстың өзгеруін тудырады, сонымен қатар жыныста болған мұнайға жылжымалылық береді, сондықтан мұнай тасқын сумен ығыстырылуы мүмкін. Өз кезегінде, суға полимерлерді қосу кезінде мұнайдың жылжымалылығы үшін қолайлы жағдай-

лар жасалатын болады, бұл қабатқа су жіберу тиімділігін жоғарылатады. Мұндай жағдайда осы әдісті беткі-белсенді заттарды қолданумен полимерлік су жіберу деп атауға болады.

Сілтілік су жіберу – бұл беткі-белсенді заттарды қолданумен су жіберу ғана, бірақ бұл жағдайда беткі-белсенді заттар коллекторға бірден айдалмай, соның ішінде пайда болады. Осы әдіс тек қана мұнай коллекторларында, сілтімен реакцияға түсе алатын және бетті-белсенді заттарды түзе алатын табиғи қышқылдардың жоғары концентрациясы болатын жағдайларда пайдаланылады.

Ең кең таралған амал тасқын судың пайда болуына дейін күйдіргіш сода ерітіндісінің (NaOH) мөлшерін айдау. Сілті мұнайда қышқылдармен реакцияға түседі, бұл беткі-белсенді заттардың пайда болуына алып келеді. Осыдан кейін сілтілік су жіберу операциясы беткі-белсенді заттарды қолданумен қабатқа су жіберу процесіне айналады. Осы әдіс, беткі-белсенді заттарды қолданумен қабатқа үнемі су басу процедурасына қарағанда, арзанырақ тұратын болып табылады.

1.8.5.4 Мұнайды қабаттан онымен араласатын агенттермен ығыстыру

Егер мұнайды қабаттан онымен араласатын агенттермен ығыстыру туралы айтатын болса, онда осы операция барысында мұнай коллекторында араласатын заттың мөлшері коллекторға жеткілікті араласуды қамтамасыз ететін қысым кезінде айдалады. Содан кейін су айдалады. Араласатын сұйықтық ретінде көміртегі қостотығы байытылған табиғи газ, азот, түтіндік газдар, сонымен қатар жеңіл көмірсутектерден алынған сұйықтық пайдаланылады. Мұнайды қабаттан онымен араласатын сұйықтықтармен ығыстыру өндірудің жоғары көрсеткіштерін қамтамасыз етеді.

1.8.5.5 Қабатқа жылулық әсер ету

Құрамында өңделмеген мұнай бар коллекторлар пайдаланудың бірегей мәселесін тудырады. Мұнайдың жоғары тұтқырлығынан өндірудің жоғарыда көрсетілген жетілдірілген әдістерінің көмегімен де мұнайды өндіру өте қиын, ал кейде тіпті мүмкін емес. Мұнайдың жылжымалығын жақсартудың ең жақсы тәсілі – мұнайдың тұтқырлығын азайту үшін қабатты қыздыру. Егер мұнайды өндіру қабатты қыздыруды тұспалдаса, онда өндірудің мұндай әдісі қабатқа жылулық әрекет ету деп аталады. Қабатқа жылулық әрекет етудің үш ең кең таралған әдісі бар – қабатқа буды айдаумен мұнай өндіруді күшейту, буды айдаумен суды жіберу және қабат ішін өртеу.

Қабатқа буды айдаумен мұнай өндіруді күшейту әдісі белгілі уақытқа (әдетте, бір айдан көп кезеңге) өнімді ұңғымаға буды айдауды тұспалдайды. Содан кейін ұңғыма кейбір уақытқа (әдетте, бірнеше күнге) жабылады. Айдалған бу қоршаған жыныстқ қыздырады да, мұнайдың тұтқырлығын елеулі төмендетеді. Осыдан кейін ұңғыманы пайдалану кезеңі басталады. Ол мұнайдың ағыны азайғанға дейін жалғаса береді. Бұл жағдайда, буды айдаумен мұнайды өндіруді күшейту операциясы қайта өткізіледі. Бірақ осы процедураны тура сол тәртіпте – алдымен буды айдау, содан кейін ұңғыманы жабу және тек қана осыдан кейін пайдалануға кірісу керектігін есте ұстау керек. Осы процедура Хью-Пью әдісі ретінде әйгілі.

Буды айдаумен ұңғымаға су жіберу процедурасы ұңғымаға су жіберудің әдеттегі процедурасына ұқсас, тек бірінші жағдайда судың орнына бу пайдаланылады. Осылай айдау ұңғымасына мұнайдың тұтқырлығын төмендететін бу айдалады, ал конденсацияланған бу (ыстық су) мұнайды өнімді ұңғымаларға ығыстырады.

Қабатқа қабат ішінде өртенуді қамтамасыз ету үшін айдау ұңғымасы арқылы ауа айдалады. Бірақ осы процедура жақын жатқан қабатта мұнайдың өртенуіне мүмкіндік туғызатын жағдайларда орындалуы керек. Қабат ішінде өртену аумақтарында айдалған мұнаймен, бумен және газдармен кенжар түзіледі. Ауаны үздіксіз айдау кезінде оттық кенжар өнімді ұңғымаларға жылжиды. Бумен, газдармен және конденсацияланған сұйықтықтармен қыздыру мен ығыстыру әдістерінің үйлесімі мұнай өндіру көрсеткіштерін жоғарылатады.

1.9 Өндіру технологиясының мағынасы мен міндеттері

Өндірісті ұйымдастыру бойынша инженерлер игеру кезеңінде де, кен орынды пайдалану кезеңінде де ең маңызды рөлді атқаратын сияқты. Олар кен орындарды игеру бойынша инженерлермен дайындалған кен орындарын игеру мен пайдалану бойынша стратегияларды тәжірибелік енгізуге жауапты болады. Өндірісті ұйымдастыру бойынша инженерлер өндірудің белгіленген әдістерінің көмегімен мұнайдың/газдың қажетті көлемдері өндірілетін шегендеу колонналарын жобалау мен орнатуға жауапты болады. Одан басқа, олар кен орынды пайдалануның бүкіл мерзімі ішінде мұнайды өндірудің ең жақсысы болып табылатын күйде ұңғыманы ұстау үшін жауапты. Өндірісті ұйымдастыру бойынша инженерлермен орындалатын осы екі басты міндет жерасты өндірісінің технологиясы ретінде жіктеледі. Өндірісті ұйымдастыру бойынша инженерлер бұрынғыдай, ұңғыма сағасында мұнайды жинау сәтінен бастап, мұнай мен газды ақырғы тұтынушыға жеткізумен

аяқтай отырып, барлық жерүсті өндірістік объектілерді жобалауға пайдалану мен күтуге жауапты болады. Мұндай операциялар осы кітаптың негізгі заты болып табылатын жерүсті өндіріс технологияларына жатады. Осылайша, осы кітапта бір уақытта мұнай-газ кен орындарының шектерінде жерасты және жерүсті өндірістің технологияларына қатысты (өндірістің бірыңғай жүйесі ретінде қарастырылатын) мәселелер көрсетілген. Мұндай жүйенің басты міндеті ең үнемді және қауіпсіз тәсілмен мұнай өнімдерінің максималды мөлшерін өндіруде тұрады. Келесі бөлімдерде жерасты өндіріс технологияларына қатысты операциялар қысқаша суреттелген.

1.9.1 Ұңғымаларды аяқтауды жобалау

Ұңғыманы аяқтау – коллектордың қабырғаларынан жоғарыдағы ұңғыманың сағасына дейін жылжитын, өндірілетін сұйықтықтар үшін өткелді беретін ұңғыманы орналастырудың жерасты механикалық схемасы.

Ұңғыманы аяқтауды жобалау бұрғылау бойынша инженерлер үшін қажетті болып табылады, өйткені осы процедура, ұңғыманы аяқтауға сәйкес келетін, ұңғыманы бұрғылау бойынша операциялардың тиісті жобалалануына, жоспарлануына және орындалуына мүмкіндік туғызады.

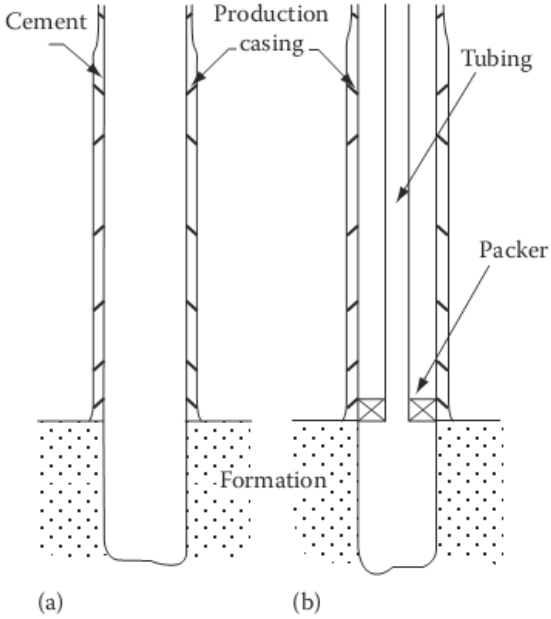
1.9.1.1 Ұңғымаларды аяқтау типтері

Ұңғымаларды аяқтаудың үш негізгі типі бар: ашық кенжармен ұңғыманы аяқтау, шегенделген кенжармен ұңғыманы аяқтау (перфорацияланған шегендеу құбырларын пайдаланумен ұңғыманы аяқтау) және колонна-хвостовикпен ұңғыманы аяқтау.

Ашық кенжармен ұңғыманы аяқтау кезінде ұңғыма мақсатты мұнай қабаты үстінде орналасқан нүктеге дейін бұрғыланады. Содан кейін ұңғымаға пайдалану шегендеу колоннасы цементтеледі. Осыдан кейін мақсатты қабат бұрғыланады де шегенделмеген (ашық) болып қалдыралады. Өндірулер көлемі мен өндірілген сұйықтықтардың қасиетіне байланысты, ұңғыма шегендеу колоннасының көмегімен немесе өнімді қабаттың үстіне орнатылатын және сораптық-компрессорлы мен шегендеу колоннасының арасындағы кеңістіктің саңылаусыздығын қамтамасыз ететін нығыздауышты қолданатын пайдалану сораптық-компрессорлық колонналары арқылы пайдаланыла алады. Нығыздауыш міндеттерінің бірі шегендеу колоннасын өндірілетін сұйықтықтардан қорғау болып табылады. 1.11-суретте аяқтаудың осы типі бейнеленген.

Егер шегенделген кенжармен аяқтау (перфорацияланған шегендеу

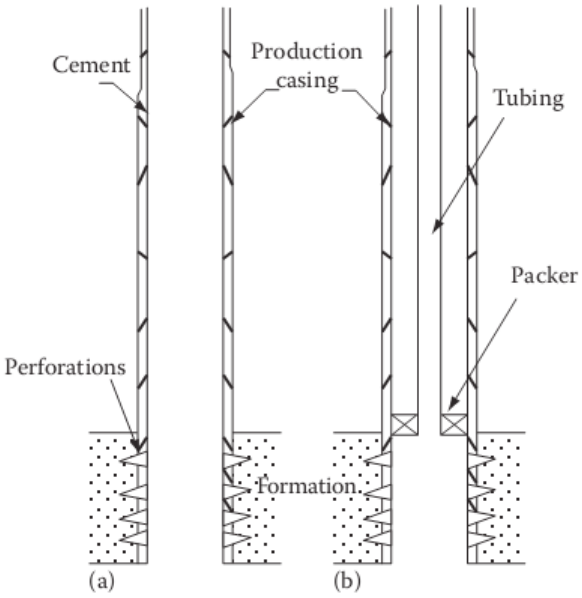
құбырларын пайдаланумен ұңғыманы аяқтау) туралы айтса, онда бұл жағдайда ұңғыма өнімді аумақ арқылы бұрғыланады, ал пайдалану шегендеу колоннасы оған түсіреледі де цементтеледі. Осыдан кейін өнімді аумақтың шектерінде орналасқан колоннаның бөлігінде қабат пен ұңғыма арасындағы байланысты қамтамасыз ететін перфорациялық арналар бұрғыланады (1.2-суретті қараңыз). Әрі жаңадан, игеру жағдайларына тәуелді мұндай ұңғымадан алынатын мұнай пайдалану шегендеу колонналары немесе пайдалану сораптық-компрессорлық колонналары арқылы өндірілуі мүмкін.



Cement – Цемент
Production casing – Пайдалану шегендеу колоннасы
Tubing – Пайдалану сораптық-компрессорлық колонна
Packer – Тығыздауыш
Formation – Қабат

1.11-СУРЕТ

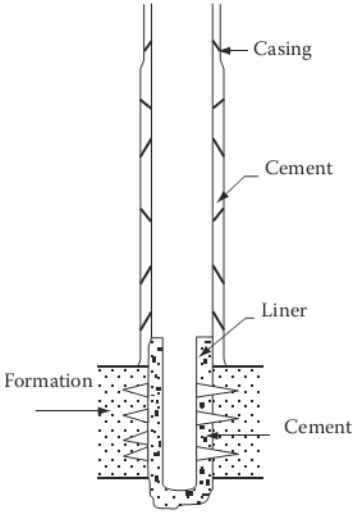
Ашық кенжармен ұңғыманы аяқтау: (a) пайдалану шегендеу колоннасы және (b) нығыздауышпен пайдалану сораптық-компрессорлық колонна арқылы өндіру.



Cement – Цемент
Production casing – Пайдалану шегендеу колоннасы
Tubing – Пайдалану сораптық-компрессорлық колонна
Packer – Тығыздауыш
Formation – Қабат
Perforations – Перфорациялық арналар

1.12-СУРЕТ
Шегенделген кенжармен ұңғыманы аяқтау: (a) сораптық-компрессорлық колоннадағы нығыздауышсыз және (b) сораптық-компрессорлық колоннадағы нығыздауышпен.

1.13-суретте көрсетілгендей, колонна-хвостовикпен ұңғыманы аяқтау кезінде пайдалану шегендеу колоннасы мұнай қабаты үстіне орнатылады және цементтік ерітіндімен бекітіледі (ашық кенжармен ұңғыманы аяқтау жағдайында сияқты). Осыдан кейін хвостовик (әдеттегідей, диаметрі кішілеу шегендеу колоннасы) орнатылады, ол өнімді қабаттың бойымен цементтеледі. Содан кейін хвостовикте перфорациялық арналар бұрғыланады, олардың арқасында ұңғыма мен қабат арасында байланыс орнатылады.



Cement – Цемент
Casing – Пайдалану шегендеу колоннасы
Liner – Артқы ілмек
Formation – Қабат

1.13-СУРЕТ
Колонна-артқы ілмекпен ұңғыманы аяқтау.

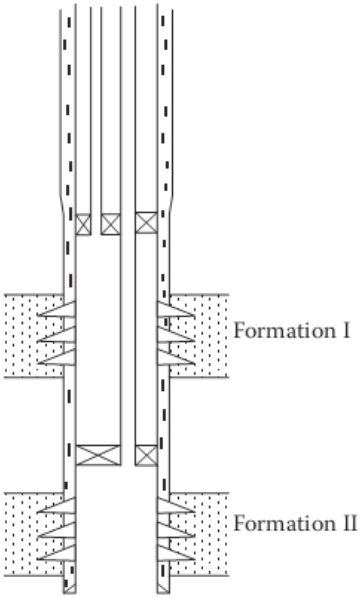
Кейбір жағдайларда қабаттың бойында әлдеқашан перфорациялық арналары бар және цементтеуді талап етпейтін хвостовик орнатылады.

1.9.1.2 Пайдалану шегендеу және сораптық-компрессорлық колонналарды орналастыру нұсқалары

Пайдалану шегендеу және сораптық-компрессорлық колонналарды орналастыруға байланысты ұңғымаларды аяқтаудың бірнеше нұсқалары бар. Лайықты нұсқаны таңдау әдетте коллектордың сипаттамалары мен шығындарына байланысты болады. Коллектордың типі және ығыстыру механизмі, жыныстар мен сұйықтықтардың қасиеттері, сонымен қатар механикаландырылған өндірудегі және күшейтудегі қажеттіліктер, ұңғыманы аяқтау типін таңдауға және колонналарды орналастыру схемасына әсер ететін кейбір техникалық факторлар болып табылады. Пайдалану шегендеу және сораптық-компрессорлық колонналарды орналастыруға негізделген ұңғымаларды аяқтау нұсқалары екі негізгі категорияларға бөлінуі мүмкін: ұңғыманы кәдімгі аяқтау және лифттік колонналарсыз ұңғыманы аяқтау.

Кәдімгі аяқтау сораптық-компрессорлық колонна пайдалану шегендеу колоннасының ішінде орналастырылатын кездегі аяқтау нұсқасы болып табылады. Бұл жағдайда нығыздауыш сияқты пайдаланылмауы да мүмкін, ал мұнайды өндіру сораптық-компрессорлық колонна, құбыр сырты кеңістік арқылы немесе ол да, басқа да арқылы жасалынады. Ұңғыма өтетін мұнай қабаттарының санына байланысты аяқтау бір немесе бірнеше қабатта орындалуы мүмкін. 1.14-суретте бірнеше (үш) қабатта кәдімгі аяқтау бейнеленген.

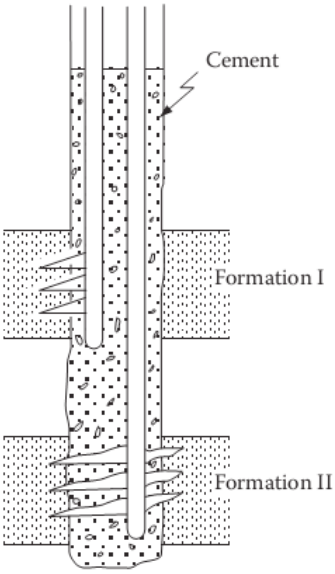
Лифттік колонналарсыз ұңғымаларды аяқтау – ұңғымаларды аяқтаудың арнайы типі, оны барысында ұңғыманы игеру үшін салыстырмалы кіші диаметрлі пайдалану шегендеу колоннасы қолданылады . Аяқтаудың мұндай типі кезінде сораптық-компрессорлық колонна пайдаланылмайды. Одан басқа, аяқтаудың осы нұсқасы төмен шығынды болып табылады және ресурсы аз болатын үлкен емес кен орындарды игеру кезінде пайдаланылады. Кәдімгі аяқтау жағдайдаында сияқты лифттік колонналарсыз ұңғымаларды аяқтау, 1.15-суретте көрсетілгендей, бір немесе бірнеше қабатта орындалуы мүмкін.



Formation – Қабат

1.14-СУРЕТ

Ұңғыманы бірнеше қабатта кәдімгі аяқтау.



Cement – Цемент
Formation – Қабат
1.15-СУРЕТ
Ұңғымаларды бірнеше қабатта лифттік колонналарсыз аяқтау.

1.9.2 Сораптық-компрессорлық колонналардың дизайны

Сораптық-компрессорлық колоннаның дизайны осы пайдалану колоннасының өлшемін, беріктігі мен тығыздық категориясын анықтауды тұспалдайды. Пайдалану сораптық-компрессорлық колоннаның өлшемі өндіру көлемімен ағынды сұйықтықтың типтерімен, сонымен қатар ұңғыма кенжардағы және жоғарыдағы қысыммен анықталады. Сораптық-компрессорлық колоннаның беріктік категориясы және тығыздығы оның беріктігін көрсетеді және колонна барлық күтілетін жағдайларда салынатын әртүрлі жүктемелерді талдаумен анықталады.

1.9.2.1 Сораптық-компрессорлық колонналардың өлшемін анықтау

Пайдалану сораптық-компрессорлық колоннаның өлшемін анықтау ұңғыманы аяқтаудың және бұрғылаудың басталған нүктесі болып табылады, өйткені осы колоннаның өлшемі барлық шегендеу колонналарының өлшемдеріне және сәйкесінше, бұрғылау бағдарламасына, сонымен қатар онымен байланысты шығындарға тікелей әсер етеді. Сораптық-компрессорлық колоннаның өлшемі ұңғыманы игерудің өз-

геріп тұратын жағдайларында оны пайдаланудың бүкіл мерзімі бойында өндірудің қажетті қарқындарын қамтамасыз ететіндей таңдалуы керек. Сораптық-компрессорлық колоннаның өлшемін анықтау үшін өндіру жүйесін (қабаттан мұнайды өндіруден оның жерүсті ажыратқышқа тигеніне дейін) толық зерделеу қажет. Табиғи ығыстыру барысында сияқты өндірудің (игеруден бастап кен орын қорларының таусылуына дейін) жетілдірілген әдістерін пайдалану кезінде де қабаттың сұйықтықтарды беру қабілеттігін ескеру қажет. Одан басқа өндірілетін сұйықтықтардың пайдалануы құбыр бойымен қозғалысын, ұңғыма сағасының тарылуын, сонымен қатар ұңғыманы пайдалану мерзімінің бойында жасалынатын жерүсті мұнайын жинауды талдап шығу, сондай-ақ сұйықтықтарды механикаландырылған өндірудің мүмкін құралдарын ескеру қажет.

Қабаттан ұңғыманың кенжарына сұйықтықтардың қозғалысын құйылу қатынасы басқарады, сол уақытта сұйықтықтардың кенжардан жоғарыға жылжуы қайту қатынасы арқылы жүзеге асырылады.

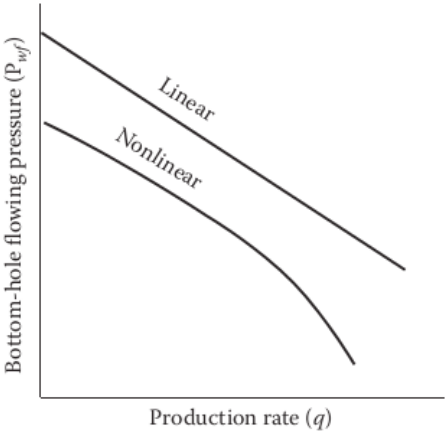
Құйылу қатынасы – өндіру көлемі (q) мен динамикалық кенжарлық қысым арасындағы тәуелділік (Pwf). Арақатынас коллекторлар үшін сызықтық болып табылады, оларда мұнай қанығу қысымынан жоғары қысым кезінде өндіріледі (яғни Pwf қанығу қысымынан жоғары немесе тең болған кезде). Өзге жағдайда қатынас, 1.16-суретте көрсетілгендей, қисықтың пішінін қабылдайды. Құйылудың қатынасы сызықтық болып табылса, ол құйылу қатынасының еңісіне кері пропорционалды болатын өнімдік коэффициентімен беріледі. Іс-жүзінде, өнімділік коэффициенті – бұл өндіру көлемінің қысым айырымының бірлігіне арақатынасы (коллектордағы орташа статикалық қысым арасындағы қысымдағы айырмашылық PR және Pwf). Құйылу қатынасы коллектор жынысының және сұйықтықтардың сипаттамаларынан тәуелді болады, олар уақытымен, сонымен қатар 1.17-суретте көрсетілгендей, қосынды өндірумен өзгереді.

Құйылудың қатынасын анықтау үшін және болашақ қатынастарды болжау үшін бірқатар әдістер бар.

Қайту қатынасы сұйықтықтардың пайдалану сораптық-компрессорлық колоннасы ұңғыманың сағасы және жерүсті шығу желісі бойынша жылжуын тұспалдайды. Жалпы алғанда, сұйықтықтың жылжуын талдауға ағын жүйесінің әр учаскесінде қысым айырымын анықтау кіреді. Бұл өте күрделі мәселе, өйткені ол мұнайдың, газдың және судың (көпфазалы ағын) біруақытта жылжуын қарастырады, бұл жылжу қысым айырымын, кейбіреулері өзара тәуелді болып табылатын көптеген айнымалы шамалардан тәуелді етеді. Осы мәселенің талдамалық шешімі

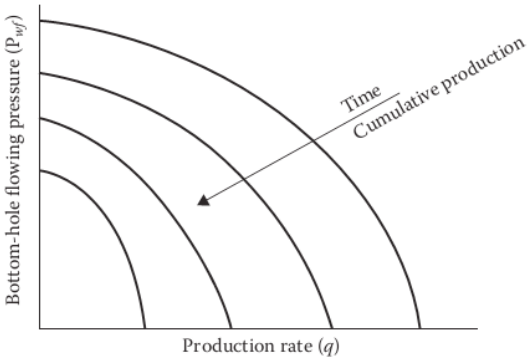
жоқ. Оның орнына көпфазалы ағында қысымның айрымын болжау үшін пайдаланылатын эмпирикалық арақатынастар мен механикалық модельдер әзірленеді. Қазіргі кезде осы қатынастарды тік, еңкіш және көлденең құбырларда қысым айрымын анықтауға арналған модельдерді пайдаланатын компьютерлік бағдарламалар қол жетімді.

Сораптық-компрессорлық колоннаның өлшемін және шығу желісін анықтау кешенді процесс болып табылады, оған ұңғыманың болашақ өнімділігін анықтау мен болжау, пайдаланудың өзгеріп жатқан жағдайларында көпфазалы ағынды талдау, сонымен қатар экономикалық тиімділікті талдау кіреді. Бірақ, біз қарапайымдау амалды ұсынамыз, ол одан әрі суреттелген және 1.18-суретте бейнеленген.



Bottom-hole flowing pressure – Кенжарлы гидродинамикалық қысым
Linear – сызықтық
Nonlinear – сызықсыз
Production rate – Өндіру көлемі

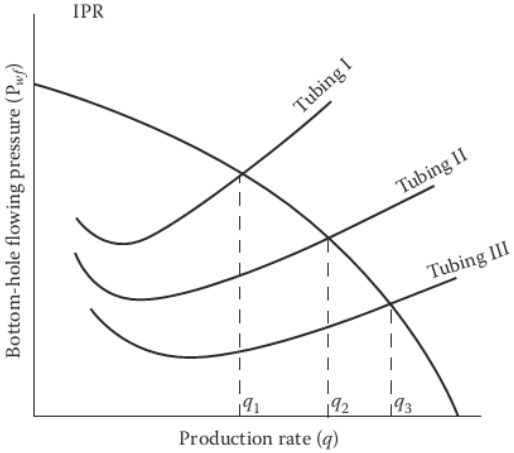
1.16-СУРЕТ
Құйылудың ара қатынасы.



Bottom-hole flowing pressure – Кенжарлы гидродинамикалық қысым
Time – уақыт
Cumulative production – өндіру жиынтығы
Production rate – Өндіру көлемі

1.17-СУРЕТ

Құйылу қатынасының уақыттан немесе қосынды өндіруден тәуелділігі.



Bottom-hole flowing pressure – Кенжарлы гидродинамикалық қысым
Tubing – Пайдалану сораптық-компрессорлық колонна
Production rate – Өндіру көлемі

1.18-СУРЕТ

Әртүрлі құбырлар үшін құйылудың және қайтудың қатынасы.

1. Құйылу қатынасының осы күнін мен болашағын анықтау (болжау). Нәтижелерді, q-ге P*wf* қатынасы сияқты графикалық түрде көрсету.

2. Сораптық-компрессорлық колоннаның және шығу желісінің диаметрін таңдап және жерүсті ажыратқыш қысымының берілген мәнінен бастап, қолжетімді арақатынастарды және көпфазалық ағынның модельдерін пайдалана отырып, өндірудің белгілі көлемі, мұнайдың суланғыштығы және газ-мұнай арақатынасы үшін кенжарлы гидродинамикалық қысымды анықтау.

3. Егер мұнайдың суланғыштығының және газ-мұнай арақатынасының мәндері тұрақты болып табылады, 2-қадамды өндіру көлемінің (q) әртүрлі мәндері үшін қайталау қажет. Осылайша, q және Pwf арасындағы арақатынас анықталған және құйылу қатынасындай тура сол графикте көрсетілген.

4. 2 және 3 қадамды сораптық-компрессорлық колоннаның және шығару желісінің өлшемдерінің әртүрлі үйлесімдері үшін қайталау қажет.

5. 2-4 қадамдарды мұнайдың суланғыштығының және газ-мұнай арақатынасының әртүрлі күтілетін мәндері үшін, сонымен қатар ұңғыманы пайдаланудың әртүрлі жағдайлары үшін (табиғи құйылу және механикаландырылған өндіру) қайталау.

6. Pwf – q графигінде сораптық-компрессорлық колоннаның шығу желісімен және игеру жағдайларымен белгілі үйлесімі үшін қайту қатынасы қисығының және уақыттың кез келген мезеті үшін құйылу қатынасы қисығының қиылысуы, Pwf сәйкес келетін өндірудің максималды мүмкін көлемін көрсетеді. Егер қайту қатынасының қисығы құйылу қатынасының белгілі қисығымен қиылыспаса, онда құйылу мен игеру жағдайларының осындай арақатынасында мұнайды бермейтін болады.

7. Мүмкіндік болса, қайту қатынасы қисықтарының нағыз және басқа кейінгі құйылу қатынасы қисықтарымен қиылысуын қамтамасыз ете алатын, осындай үйлесімді, сонымен қатар өндірістік стратегияның талаптарына жауап беретіндей, осындай q мәндерін таңдау керек.

8. Егер сораптық-компрессорлық колоннаның шығару желісімен үйлесуінің бір нұсқасынан көбін пайдалану мүмкін болса, онда экономикалық тиімдісін таңдап алу қажет.

1.9.2.2 Сораптық-компрессорлық колоннаның беріктігі мен тығыздығының категорияларын анықтау

Егер сораптық-компрессорлық колоннаның өлшемі анықталған болса, келесі қадам сораптық-компрессорлық колоннаның беріктік пен қалыңдық категорияларын анықтаудан тұрады. Пайдалану колоннасы жағдайында сияқты сораптық-пайдаланулық колоннаның беріктік категориясы болат қоспасының типіне және аққыштық шегіне дейін оның

созғыш жүктемесіне жатады. Сораптық-пайдаланулық колоннаның беріктік категориясы пайдаланулық колонналардың беріктік категорияларына ұқсас (яғни Н-40, J-55, N-80, C-75, L-80 и P-105). Одан басқа, күкіртқұрамды ортадағы күш түсулердің әрекетінен жарылуға тұрақты болатын басқа да жоғары төзімді колонналар да қолжетімді.

Сораптық-компрессорлық колоннаның беріктік категориясын және тығыздығын анықтау үшін. алдымен сораптық-компрессорлық колоннаға әрекет ететін максималды қиратқыш және жарғыш жүктемелерді есептеу керек, сонымен қатар оларды беріктік қорының коэффициентіне көбейту керек. Алынған мәндер айтарлықтай қиратқыш және жарғыш жүктемелерді төзе алатын сораптық-компрессорлық колоннаның беріктік пен тығыздық категорияларын алдын-ала таңдау үшін пайдаланылады. Егер колоннаның тығыздығы белгілі болса, тығыздықтың мәнін беріктік қорының коэффициентіне көбейте отырып, созғыш жүктемені есептеуге болады. Осыдан кейін есептеудің нәтижелері таңдалынған сораптық-компрессорлық колонна үшін жарылуға беріктік шегінің мәнімен салыстырылады. Егер беріктіктің осындай шегі созғыш жүктеменің мәніне тең немесе асып кетсе, онда мұндай сораптық-компрессорлық колоннаны пайдалануға болады. Өзге жағдайда басқа беріктік категориясы және колоннаның тығыздығы таңдалынады, ал есептеулер ақырғы таңдау жасалғанша қайталанады.

1.9.3 Ұңғымаларды аяқтау мен күрделі жөндеу бойынша операциялар

Ұңғыманы аяқтау және күрделі жөндеу бойынша операциялар іс жүзінде ұқсас болып табылады. Бірақ осы операцияларды өткізу кезінде олар әртүрлі заттармен ассоциацияланады. Ұңғыманы аяқтау бойынша операциялар ұңғыманы пайдалануға дайындау үшін орындалатын кейбір немесе барлық жұмыстарды қамтиды. Өз кезегінде, күрделі жөндеу бойынша операциялар кен орынды игерудің бастапқы кезеңінде пайда болатын, белгілі мәселелерді шешу үшін орындалатын жұмыстарға жатқызылады. Ең маңызды және стандартты операциялардың кейбіреулері келесі тараудың бөліктерінде қысқаша берілген.

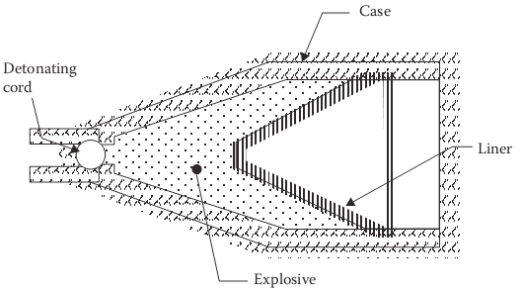
1.9.3.1 Атыс-жарылыс жұмыстары

Қабатты ұңғыманың сағасымен байланыстыратын шегенделген кенжармен ұңғыманың перфорациялық арналары шегендеу колоннасы цементтің шары және қабат арқылы өтеді. Перфорациялық арналар тегіс болуы керек, сонымен қатар жоғары өнімділікті қамтамасыз ету үшін салыстырмалы үлкен диаметрге және ену тереңдігіне ие болу керек.

Одан басқа перфорациялық арналар бұл қабаттың өнімділігін бағалау журналдарында анықталғандай, қабаттың таза және өнімді аумақтары арқылы өту керек. Осылайша, ұңғымалық перфоратор сәйкес жерде орнатылуына ерекше назарды аудару керек. Ұңғымалық перфоратордың қажетті типін, жарылғыш қоспаны және ұңғыманы аяқтауға арналған ерітіндіні таңдау, сонымен қатар атыс жұмыстарын орындау барысында ұңғымадағы қысымды бақылау оңтайлы және өнімді перфорациялық арналарды алудың маңызды элементтері болып табылады.

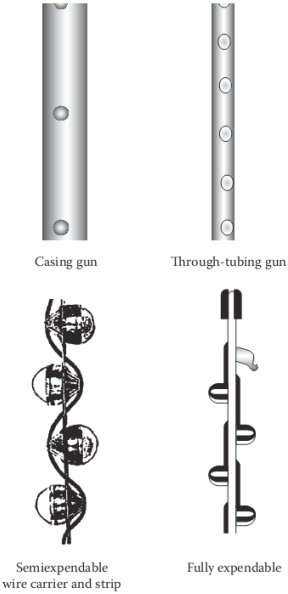
Перфорациялық арналар арнайы пішіндегі жарылыс затының зарядын жару арқылы орындалады. Мұндай заряд қаптама деп аталатын корпустан; қорғасынның, мыстың және вольфрамның ұнтақты қоспасынан тұратын ендірмеден; қаптама мен ендірме арасында орналасқан жарылғыш материалдан; сонымен қатар оталдырғы білтеден тұрады. 1.19-суретте фигуралы зарядтың схемалы көлденең қимасы көрсетілген. Жарылыс кезінде қаптама кеңейеді және жарылады, ал ендірме қорғасынның, мыстың және вольфрамның бөлшектерінен тұратын, сәбіз тәріздес қондырмаға тиеді. Мұндай ендірме үлкен жылдамдықпен жылжиды және қаптамаға нанғысыз жоғары қысым көрсетеді. Жоғары энергияға ие болатын ендірме, осылайша, перфорациялық арнаны түзе отырып каптама, цемент және қабат арқылы өтеді.

Ұңғымалық перфораторлар бос денелі болат корпусы бар және металды таспада зарядтардың орналасуымен жартылай қирайтын перфораторлар сияқты жіктеледі (Сурет 1.20). Бос денелі болат корпусы бар перфораторлар болат цилиндрлерімен берілген, оларда жарылыс зарядтары және қажетті құралдары орналасқан. Кішкентай диаметрлі перфораторлар пайдаланулық сораптық-компрессорлық колонналар үшін пайдаланылады, ал үлкен диаметрлі перфораторлар тек қана пайдаланулық шегендеу колонналары үшін қолданылады. Перфораторлар қатты корпуска ие, жоғары қысымды және температураны шыдай алады, сондай-ақ атыс жұмыстары барысында қалып кеткен жыныстың барлық сынықтарын жинайтындығымен пайдалы ерекшеленеді.



Case – Қаптама
Liner - Ендірме
Explosive – Жарылғыш зат
Detonating cord – Оталдырғы білте

1.19-СУРЕТ
Фигуралы заряд (қимада бейненленген).



Casing gun – Шегендеу колонналарына арналған тескіш
Through-tubing gum – Лифттік колоннада жұмыс істеуге арналған тескіш
Semiexpandeable wire carrier and strip – Таспалы кумулятивті корпуссыз жартылай қирататын тескіш
Fully expandable – Толық қирататын тескіш

1.20-СУРЕТ
Ұңғымалық тескіштің типтері.

Бірақ перфораторлардың корпусы қатты болып табылғандықтан, ол өткір бұрышты майысулары бар учаскелерде өте алмайды. Жартылай қирайтын перфораторларда заряд иілімді металл жолаққа бекітіледі. Жарылыстан кейін жыныстың сынықтарының үлкен бөлігі ұңғымаға тиеді, бірақ металл жолақ, қалып кеткен жанбаған заряд, сонымен қатар электронды детонатор алынып шығарылады. Одан басқа, осындай перфораторлардың иімділігі оларға майысуларда және шамадан тыс майысқан ұңғымаларда ілгері жылжуға мүмкіндік береді. Толық қирайтын перфораторлар, жартылай қирайтын перфораторлар сияқты тура сондай артықшылықтарға ие болады. Бірақ қиратушы перфоратор ұңғыманың тесігінде қалып қоятын бөліктерге толығымен қирайтындықтан, нәтижесінде заряд толық жанып кетті ме екенін анықтау мүмкін емес.

Перфорациялық арналар тегіс және салыстырмалы зақымданбаған болу үшін атыс жұмыстарын кенжардағы қысым қабатты қысымнан әлдеқайда төмен болып табылатын жағдайларда орындау керек.

Атыс жұмыстарын өткізгеннен кейін қысымдағы айырма сұйықтықтардың қабаттан ұңғымаға жылжуын тудырады. Осындай жылжудың барысында перфорациялық арналар жыныстың қандай да бір сынықтарынан тиімді тазартылады. Атыс операцияларын орындаудың осындай тәсілі тоқыраудағы атыс-жарылыс жұмыстары деп аталады. Тоқырауда АЖР-ды өткізу үшін ұңғымаға сораптық-компрессорлық колоннаны орнату қажет, сондықтан мұндай атудың әдісі сораптық-компрессорлық колонна арқылы перфорациялауға жатады.

Алғашқы уақытта үлкен диаметрмен және терең енумен перфорациялық арналарды орындау үшін әрқашан шегендеу колонналарына арналған үлкен бос денелі кумулятивті перфораторлар пайдаланылған. Бұл ұңғыманың сыртында сораптық-компрессорлық колоннаны орнатуды талап етті. Одан басқа, ұңғымадағы қысымды бақылау керек болды, сондықтан атыс жұмыстары, кенжардағы қысым қабатты қысымнан онша көп емес болған жағдайларда өткізу керек. Репрессияда перфорациялаудың мұндай тәсілі перфорациялық арналарды жыныс сынықтарынан тазарту үшін тиімді құралдарды ұсынбады. Шегендеу колонналардың үлкен перфораторларын пайдалануды және тоқырауда жұмыстарды орындауды тұспалдайтын атыс жұмыстарын орындаудың басқа тәсілі СКҚ-дағы перфорация ретінде әйгілі. Бірақ жақындағы технологиялық әзірлемелердің арқасында қажетті перфорациялық арналарды кішкене заряды бар жартылай қиратушы перфоратордың көмегімен орындауға болады.

1.9.3.2 Ағынды күшейту мақсатында ұңғымадағы жұмыстар

Ағынды күшейту мақсатында ұңғымадағы жұмыстарды екі негізгі категорияларға бөлуге болады: аналық жыныста қышқылдық өңдеу және қабатты гидравликалық жару. Аналық жыныста қышқылдық өңдеу міндеті бұрғылаумен немесе ұңғыманы күрделі жөндеумен байланысты басқа жұмыстармен тудырылуы мүмкін болатын қабаттың кенжар маңы аумағының зақымдануларын жоюдан тұрады. Қышқылдық өңдеу ұңғыманың өнімділігін жаңғырту немесе жоғарылату үшін өткізіледі. Қабатты гидравликалық жару сияқты осындай операция өз кезегінде өткізгіштігі төмен қабаттар үшін қолданылады. Оның мақсаты ұңғыманың өнімділігін жоғарылату болып табылады.

Карбонатты қабатты қышқылдық өңдеу оған төмен қысыммен берілетін тұзды хлорсутекті қышқылды айдау арқылы жүзеге асырылады. Қышқыл айдалған кезде ол өткізгіштігі жоғары құрылымдар арқылы өтеді де, реакцияға түсіп, карбонатты жыныстарды ерітеді. Нәтижесінде қабаттан ұңғымаға сұйықтықтар ағынын жеңілдететін арналар ретінде белгілі әртекті жоғары өткізгіш туннельдер құрылады. Кварцтық қаңқаны қышқылдық өңдеу кезінде фторсутекті және тұзды хлорсутекті қышқылдың (лайлы қышқыл ретінде әйгілі) ерітіндісі сазды және жарым-жартылай кремнеземді еріту үшін қабатқа айдалады.

Қабатты гидравликалық жару операциясы, әдетте, азөткізгішті қабатта (өте төмен өткізгіштікпен) жасалған ұңғымаларда орындалады. Карбонатты қабатты гидрожаруға арналған сұйықтық, қабаттың гидравликалық жарылу қысымынан асып кететін қысымдар кезінде тұзды хлорсутекті қышқыл алдында айдалады. Оны айдағаннан кейін жыныс жарылады, ал жарықтардың беті кедір-бұдырлы болып қалады, өйткені қышқыл оның карбонаттық қабырғаларымен реакцияға түседі. Осылайша, қысым төмендетілген кезде жарықтар жабылмайды және сұйықтықтардың қабаттан ұңғымаға жылжуы үшін жеткілікті кеңістікті береді. Осы операция қышқылдық гидрожарылыс деп аталады. Азөткізгішті кварцтық жыныстардың гидравликалық жарылуы қабаттың гидравликалық жарылуы деп аталады. Карбонаттық жыныстарды гидрожару операциясы жағдайында сияқты азөткізгішті кварцтық жыныстардың гидрожаруына арналған сұйықтық жарықтардың пайда болуын тудыру үшін жоғары қысымда айдалу қажет.

Жарық кейіннен пропант ретінде белгілі болатын қысуға жоғары төзімділігі бар жоғары өткізгішті құммен толтырылуы үшін ашық болу керек.

1.9.3.3 Ұңғымаға құмның келіп түсуімен күресу

Егер ұңғымалар цементтелмеген немесе әлсіз цементтелген қабатта бұрғыланған болса, онда құм сұйықтықтармен бірге шығарылуы мүмкін. Ұңғымадан құмды шығару өте күрделі мәселе болып табылады. Өндірілетін құм жерасты және жерүсті жабдықты зақымдайды да, осылайша, оның өте жиі және қымбат тұратын алмастыруына алып келеді. Одан басқа, құм ұңғыманың кенжарында және жерүсті технологиялық жабдықта тұнып қалады, ал бұл, өз кезегінде, ұңғыманы және жабдықты тазарту үшін қайта-қайта тоқтатуларды талап етеді.

Құмның шығаруын бақылайтын және болдырмайтын әдістер бар. Мұндай әдістер механикалық сақтау әдістері, сондай-ақ химиялық пен пластиктік консолидация әдістері болып жіктеледі. Механикалық сақтаудың ең қарапайым әдісі өнімді аумақтың қарама-қарсы жағында торлы құбырлы сүзгіштерді орнатуды тұспалдайды. Мұндай сүзгіштер эрозия мен коррозияға тартылады, сондықтан оларды жиі ауыстырып отыру қажет. Ал бұл олардың құмды ұңғымадан шығару мәселесін тек қана жарым-жартылай шешуге қабілетті екенін білдіреді. Құмның ұңғымаға түсуімен ең жақсы және ең көп қолданылатын механикалық күресу әдісі қиыршық тасты төгу деп аталады. Қарапайым сөздермен айтқанда, осы әдіс өнімді аумаққа қарама-қарсы орналасқан шегендеу колоннасының диаметріне қарағанда, кішірек диаметрмен торлы құбырлы сүзгішті орнатуды тұспалдайды. Шегендеу колоннасы мен сүзгіш арасындағы құбыраралық кеңістік белгілі өлшемдегі қиыршық таспен (құммен) толытырылады. Қабаттық құм қиыршық тасты жауып тастайды, ол өз кезегінде, құбырлы сүзгішті ұстап тұрады. Құбыраралық кеңістікті толтырудың мұндай шешімі ұңғымаға сұйықтықтармен бірге жылжитын қабаттық құмның тиюін болдырмайды.

Ұңғымада құмның пайда болуымен күресудің химиялық немесе пластмассалық әдісі қабатқа полимердің ерітіндісін және катализаторды айдауды тұспалдайды, олар ұңғыма оқпаны айналасындағы құмның бөлшектерін полимермен жабады. Кейіннен полимер қатып қалады және құмның бөліктерін желімдейді де, осылайша, ұңғыма оқпаны айналасындағы құмды бекітеді.

Ұңғымаға құмның түсуімен күресудің әр әдісінің өз кемшіліктері бар, сондықтан әр белгілі жағдай үшін лайықты болатын ең лайықты әдісті таңдауға ерекше назар аудару керек. Ұңғымаға құмның келуімен күресудің барлық әдістері оның өнімділігінің жоғалуына алып келеді. Бірақ мұндай мәселе құмды шығару мәселесімен салыстырғанда елеусіз болып табылады.

1.9.3.4 Ұңғымадағы жөндеу-оқшаулау жұмыстары

Жөндеу-оқшаулау жұмыстары ұңғымада оны пайдаланудың бастапқы кезеңінде орындалатын кез келген цементтеу жұмыстарын тұспалдайды. Негізінен, бұл ұңғымадағы белгілі мәселелерді шешу үшін орындалатын жөндеу жұмыстары. Жөндеу-оқшаулау жұмыстарын қолданудың ең кең таралған салалары келесілер болып табылады:

• Газ-мұнай және су-мұнай қатынасын бақылау. Газдың және судың көп мөлшері бар перфорациялық арналарға цементті айдау олардың шамадан тыс келуін бәсеңдетуі мүмкін, осылайша, мұнай өндіруге және қажетсіз жоғары газ-мұнай және су-мұнай қатынасының төмендеуіне мүмкіндік туғызады.

• Арнаны жөндеу. Осы операция, егер алғашқы цементтеу кезінде бос кеңістіктер анықталса, немесе шегендеу пайдаланулық колоннаның корпусы жарылып қалса, орындалады. Егер шегендеу колоннасы сыртындағы арна екі немесе одан да көп аумақтарды байланыстырса, қажетсіз сұйықтықтар (мысалы, су) мұнаймен бірге өндіріле отырып, қабатқа арна арқылы енуі мүмкін. Өзге жағдайда мұнай арнаға енуі және басқа төменарынды қабатқа тиюі мүмкін. Арнаны жөндеу арнаның жоғарғы мен төменгі бөліктерінде бірнеше перфорациялық тесіктерді орындауды тұспалдайды. Одан әрі арнаға цементтік ерітінді айдалады, ол оны саңылаусыз етеді.

• Ұңғыманы қайта аяқтау. Егер көптеген коллекторларды немесе көп-/бірқабатты коллекторды пайдалану үшін бір ұңғыма пайдаланылса, онда жаңа қабатты игеру алдында біріктірілген қабатты жауып тастау керек. Осылай, біріктірілген қабатты толық тығындау үшін ескі перфорациялық арналарға цемент айдалады. Осы операцияны өткізгеннен кейін жаңа қабат перфорацияланады.

• Шегендеу колоннасының ағуын жою. Ағудың сипатына байланысты цементтік ерітінді шегендеу колоннасының белгілі бөліктерін тығындау үшін пайдаланылады. Осылайша, осы ерітіндінің көмегімен ұңғымаға қажетсіз сұйықтықтардың енуін болдырмауға, сонымен қатар өндірілген мұнайдың басқа қабаттарға тиюін қамтамасыз етуге болады.

• Хвостовиктерді орнату. Осы операция ашық оқпанмен аяқтауды перфорацияланған хвостовикпен аяқтауға түрлендіру мақсатында хвостовикті цементтеуді тұспалдайды.

• Ұңғыманы тығындау және жабу. Мұндай операция таусылған ұңғымаларды жабу үшін пайдаланылады. Осылай, цемент барлық перфорациялық арналарды қысып тығындайды және ұңғымада бірнеше цементтік тығындарды құрады.

1.9.4 Ұңғыманы пайдалану

Ұңғыманы пайдалану қабаттан бұрғылау ұңғымасына, сонымен қатар ұңғыма кенжарынан жоғарыға жылжитын сұйықтықтарды шығаруды тұспалдайды. Мұндай сұйықтықтар үстіге қажетті көлемде шығарылуы керек. Одан басқа, сұйықтықтарды шығару кезінде олардың жерүсті тазартқыш құрылыстар арқылы жылжуын қамтамасыз ететін жеткілікті қысым сақталу керек. Кейбір коллекторларда қысымның жоғары болатындығы соншалықты жоғары кенжарлы қысым жағдайларында қажетті көлемде өндірілетін сұйықтықтар ұңғыма сағасының сәйкес қысымымен үстіге итеріп шығарылады. Пайдаланудың мұндай тәсілі табиғи фонтан ретінде әйгілі. Жоғары қысымды ұстап тұратын (мысалы, қабаттағы табан судың арқасында) жоғары бастапқы қысымы бар коллекторлар ұзақ уақыт бойы табиғи фонтан әдісімен әзірленуі мүмкін.

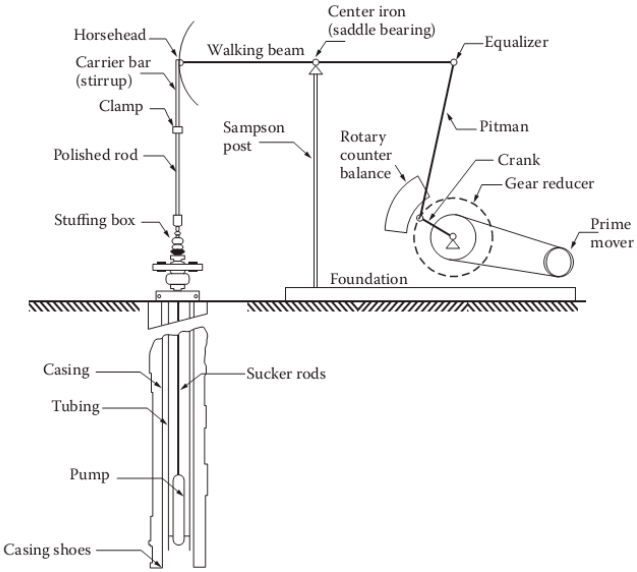
Егер коллектордағы қысым төмендесе, оны коллекторға, табиғи фонтандауды, қажетті өндіру көлемдерін және ұңғыма сағасындағы сәйкес қысымды қамтамасыз ететін суды немесе газды айдау арқылы ұстап тұруға болады. Бірақ кейбір жағдайларда қабатты қысым қажетті табиғи фонтанды сақтау үшін жеткіліксіз болуы мүмкін. Бұл әдетте сораптық-компрессорлық колоннада гидростатикалық арынды төмендететін және үйкелісті жоғарылататын өндірілетін судың жоғарыланған мөлшері кезінде болады. Осылайша, сұйықтықтар қажеттіден төмен болатын қысым кезінде жоғарыға дейін жете алады немесе оған тіпті жете алмайды. Мұндай жағдайларда сұйықтықтарды көтерудің сыртқы құралдарына жүгіну қажет. Мұндай құралдар ұңғыманы пайдаланудың механикаландырылған әдістері деп аталады. Өндірісті ұйымдастыру бойынша инженерлер механикаландырылған көтеру қондырғыларын таңдауға, жобалауға, орнатуға және пайдалануға жауапты болады.

1.9.4.1 Механикалы пайдаланудың механикаландырылған тәсілі

Механикаландырылған пайдаланудың мақсаты ұңғыманың төменгі бөлігіндегі қабаттан өндірудің жоғары қарқындарын жасау мен жер бетінің талап етілетін қысымымен жоғарыға сұйықтықты механикалық көтеру үшін төмен кенжарлы қысымды жасау болып табылады. Негізгі механикаландырылған пайдалану әдістері қарнақтық сораппен, гидравликалық сораппен, электр ортадан тепкіш сораппен ұңғыманы пайдалану және сұйықтықты көтерудің газлифттік көтеру тәсілі болып табылады.

Қарнақтық тереңдік сорап (ҚТС) өнеркәсіпте пайдаланылатын ең ескі және кең таралған ұңғымаларды пайдаланудың механикаланды-

рылған әдісі болып табылады. Бірақ әдіс салыстырмалы төмен өнімді тік және түзу ұңғымалармен шектелген. Сораптық жабдық негізінен батырмалы сорапқа қосылған, сораптық колоннаға (сораптық қарнақ) қарай жоғары және төмен қайтымды-ілгерімелі қозғалысты қамтамасыз ететін жерүсті жабдықтан тұрады (Сурет 1.21). Сорапты біржүрісті клапандары бар плунжер-цилиндрлі жүйе ретінде қарастыруға болады. Өндірілетін сұйықтықтар төмен қарай жүріс кезінде плунжердің үстіндегі цилиндрге тиеді және жоғары қарай жүріс кезінде жоғарыға көтеріледі.



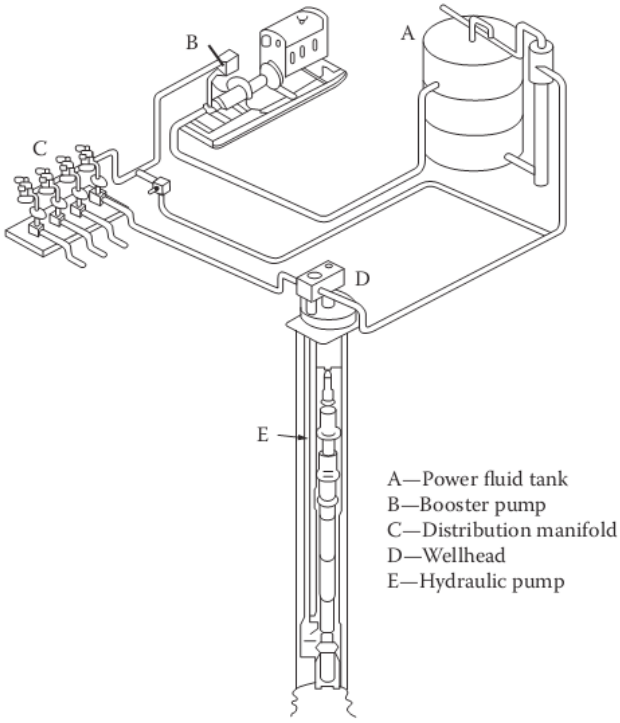
Horsehead –
Carrier bar (stirrup) –
Clamp – Қамыт
Polished rod – Жылтыратылған сояуыш
Stuffing box – Нығыздауыш құрылғы
Casing – Корпус
Tubing – Құбыр желісі
Pump – Сорап
Casing shoes – Колоннаның тоспасы
Sucker rods – Сорап қарнағы
Sampson post – Ырғалғыш білдектің тірегі
Walking beam – Балансир
Center iron (saddle bearing) – Балансирдің орталық мойынтірегі (тіреуіш мойынтірек)
Rotary counter balance – Ырғалғыш білдектің роторлы теңестіргіші
Foundation - Негіз

Equalizer – Тұрақтандырғыш
Pitman – Балансирдің шатуны
Grank – Иінтірек
Gear reducer – Айналымдарды төмендеткіш
Prime mover – Бірінші жетек

1.21-СУРЕТ
Ұңғыманы қарнақтық пайдалану схемасы

Гидравликалық сорапты (ГС) пайдалану әдісінде сорап ұңғыманың төменгі бөлігінде орналасқан, жоғары қысымдағы сұйықтық энергиясымен қоректенеді. Сораптың функциясы ұңғыманың сағасындағы талап етілетін қысыммен жоғарыға өндірілетін сұйықтықты көтеру үшін оның қысымын ұлғайту болып табылады. 1.22-суретте гидравликалық сорап станциясының схемасы көрсетілген. Жерүсті объекті сорапты қоректендіретін гидравликалық сұйықтықтың жоғары қысымын қамтамасыз етеді. Гидравликалық сұйықтық тұйықталған тізбек арқылы өте алады және өндірілетін сұйықтықпен түйіспейді. Мұнай сондай-ақ гидравликалық сұйықтық ретінде пайдаланылуы мүмкін. Бұл оны өндірілетін сұйықтықпен араластыруға мүмкіндік береді. Осы әдістің негізгі шектеуі гидростанцияның қымбат тұратын орталықтанған блоктарында және қымбат тұратын таза гидравликалық сұйықтыққа қажеттілігі болып табылады.

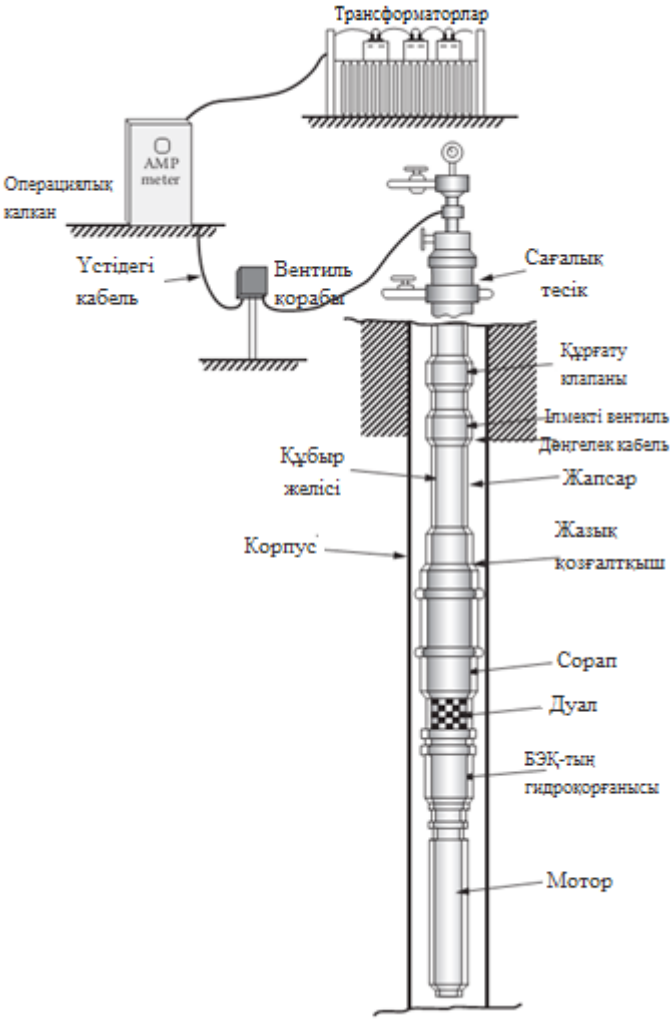
Электр ортадан тепкіш сорапты (ЭОТС) пайдалану әдісі электр қозғалтқыштардан қоректендірумен ортадан тепкіш сораптарды пайдаланады. Сорап және қозғалтқыш ұңғыманың төменгі бөлігінде орналасқан және электр энергиясы арнайы кабель арқылы жер үстімен моторға беріледі (сурет 1.23). ГС-да сияқты ЭОТС функциясы сұйықтықтың қысымын ол қозғала алатындай және жоғары қысыммен жоғарыға жете алатындай жоғарылату болып табылады. ЭОТС жоғары беттік қысыммен өте жоғары жылдамдықтарды өндіруге қабілетті.



A – Жұмыстық сұйықтыққа арналған ыдыс B – Көмекші сорап C – Таратқыш құбыр желісі D – Ұңғыманың сағалық тесігі E – Гидравликалық сорап

1.22-СУРЕТ

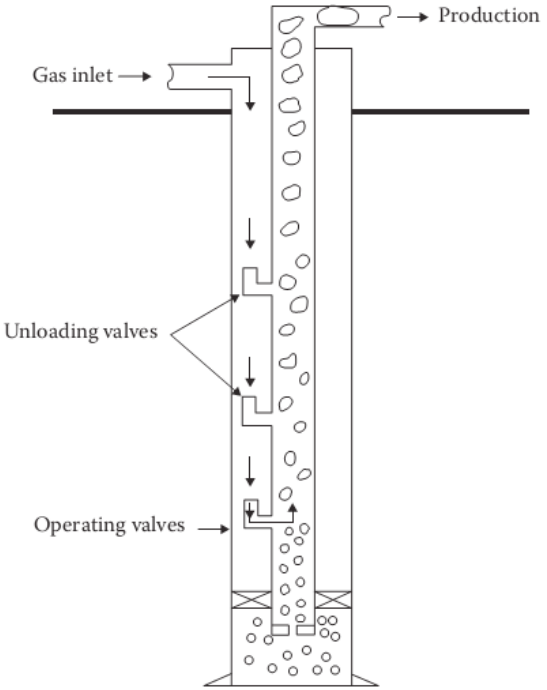
Гидравликалық сорапты орнату схемасы.



1.23-СУРЕТ
Типтік стандартты толық сорап жүйесі. (Брайон Джексонос, Centrilift ұсынылған)

Газлифттік (ГЛ) қондырғының көптеген әртүрлі типтері болса да, көтеру приципі олардың барлығында бірдей. Жоғары қысымды газ корпусы мен құбыр желісі арасындағы сақиналық кеңістік енгізіледі,

содан кейін арнайы газлифттік клапандар арқылы (Сурет 1.24) құбыр желісіне тиеді. Газ құбыр желісіндегі сұйықтықпен араласады, бұл кезде оның тығыздығы төмендейді, демек, ұңғыманың төменгі бөлігінде сұйықтықпен берілген гидростатикалық арын төмендейді. Кенжарлық қысымның төмендеуі қабаттан сұйықтықты көбірек өндіруді тудырады. Төмендетілген гидростатикалық арын құбыр желісіндегі қысымның жоғалтуларын төмендетеді және осылайша, сұйықтыққа салыстырмалы жоғары қысымы бар бетке жетуге мүмкіндік береді.



Production – өндіру
Gas inlet – Газдың кіруі
Unloading valves – қайта өткізу клапаны
Operating valves – бөліп тұратын реттығын

1.24-СУРЕТ
Газлифттің схемасы

СҰРАҚТАР

1. Мұнай пайда болуының органикалық теориясын қысқаша суреттеңіз

2. Мұнай қабатына анықтама беріңіз.

3. Мұнай қабатының пайда болуы мен мұнайдың жиналуына алып келетін қажетті жағдайлар қандай?

4. Мұнай-газ аналық жыныс деп нені тұспалдайды?

5. Мұнай қабатының әртүрлі геологиялық типтерін атаңыз және суреттермен қысқаша сипаттаңыз.

6. Қабаттан мұнайдың ағуын тудыратын механизм нені білдіреді?

7. Мұнайдың қабаттан ағуын тудыратын механизмдердің әртүрлі типтерін суреттеңіз.

8. Мұнайды іздестіру кезінде пайдаланылатын әдістерді атаңыз және қысқаша суреттеңіз.

9. Жуып-шаятын сұйықтықтардың қандай функциялары бар?

10. Ұңғымадан су шығарудың мақсаты неде?

11. Мұнай кен орындарын игеру және пайдалану саласындағы кен орындарды игерудің рөлі мен функцияларын қысқаша суреттеңіз.

12. Суреттерді пайдалана отырып, сіз газ арынды режимі бар антиклиналь қабаттық резервуар үшін ұңғыманы қайда орналастыратыныздыжәне бұрғылайтыныңызды көрсетіңіз, себептерін айтыңыз.

13. Суреттерді пайдалана отырып, сіз су арынды режимі бар антиклиналь қабаттық резервуар үшін ұңғыманы қайда орналастыратыныздыжәне бұрғылайтыныңызды көрсетіңіз, себептерін айтыңыз.

14. Табиғи резервуарды модельдеудің рөлі қандай?

15. Өнідруді күшейту нені білдіреді?

16. Өндіруді күшейтудің әртүрлі әдістерін суреттеңіз.

17. Мұнай кен орнын игеру мен пайдалану саласындағы өндіру технологиясының рөлі мен функциясын қысқаша суреттеңіз.

18. Ұңғыманы игерудің негізгі типтері қандай?

19. Ұңғыманың өнімділік коэффициентін анықтаңыз.

20. Ұңғыманы перфорациялаудың мақсаты қандай?

21. Ұңғыманы күрделі жөндеу бойынша келесі жұмыстардың әрқайсысының функциясын түсіндіріңіз:

а. Ынталандыру

б. Құмның пайда болуымен күресу

в. Ұңғымадағы жөндеу-оқшаулау жұмыстары

22. Ұңғыманы механикаландырылған пайдалану мен өндіруді күшейту арасындағы айырмашылықты суреттеңіз.

23. Ұңғыманы механикаландырылған пайдалану әдістерінің әртүрлі типтері қандай?

t

2
Кен орындарын игеру бойынша негізгі жұмыстар: Алдын ала тексеру

Осы тарау мәтін мазмұнын алдын ала қарап шығу ретінде және қамтылатын қызмет саласының, көз жетер биіктіктен, түрлерін алудың тәсілі ретінде қызмет етуі керек. Өндірілген шикі мұнай-газ қоспасын далалық өңдеуі ұңғымадан алынған ағынды минималды шығындар арқылы әрқайсынан максималды мөлшерді өндіру үшін сапалы мұнай мен газдың тауарлық өніміне бағытталған. Осы тарауда біздің мақсатымыз базалық түсінікті беру және ұңғыма сағасынан өнім ағынының ақырғы сапасына дейін блоктың әр өңделінетін бетін қысқаша суреттеуін ұсыну болып табылады. Осы тарау оқырмандар үшін негізді дайындау кезінде өзінің құндылығын дәлелдейді. Оқырмандар осы тараудан өткен кезде, олар 2.1-суретте көрсетілгендей, кезеңнен кезеңге жеңіл өте алатын болады.

2.1 Газ-мұнай қоспасын ажырату

Ұңғымадан ағынды өңдеу кезінде бірінші қадам - бұл шикі мұнай, табиғи газ бен судың фазаларын жеке ағындарға бөлу. Газ-мұнай қоспасының ажыратқышы – бұл осы жұмысты орындайтын аппарат. Газ-мұнай қоспасының ажыратқыштары тік, көлденең немесе сфералық болуы мүмкін. Ажыратқыштар ажыратуға арналған фазалар санына байланысты екі типке жіктеліне алады:

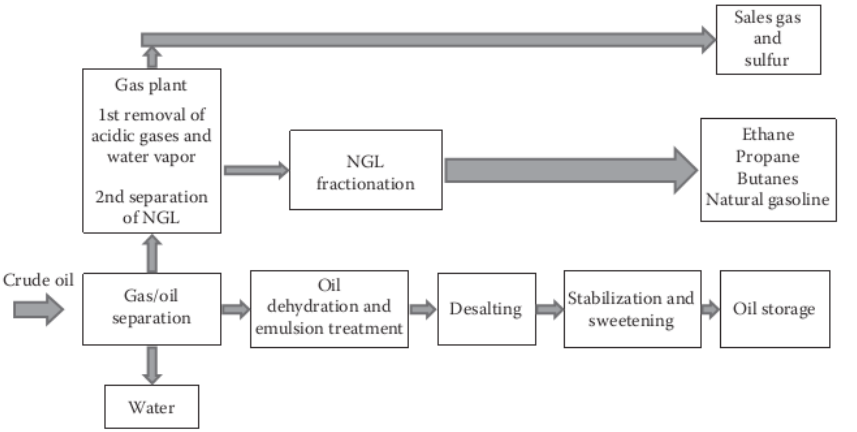
1. Мұнай кен орындарында мұнайдан газды немесе газ кен орындарында судан газды бөліп алу үшін пайдаланылатын екіфазалы ажыратқыштар.

2. Сұйық фазадан газды және мұнайдан суды бөліп алу үшін пайдаланылатын үшфазалы ажыратқыштар.

Сұйықтық (мұнай, эмульсия) деңгейді тісіру немесе реттеу клапаны арқылы төмен қарай кетеді. Газ колоннадан газды сұйықтықтың кішкентай тамшыларынан бөліп алуға арналған ажыратқыш арқылы өтіп жоғары шығады.

Ажыратқыштарды олардың жұмыстық қысымына сәйкес категорияларға бөлуге болады. Төмен қысымды құрылғылар 10-нан 80 фунт/шаршы дюймге дейін (69-дан 1241 кПа дейін) қысыммен жұмыс істейді. Орташа қысымды ажыратқыштар 230-дан 700 фунт/шаршы

дюймге дейін (1586-дан 4826 кПа дейін) қысыммен жұмыс істейді. Жоғары қысымды құрылғылар 975-тен 1500 фунт/шаршы дюймге дейін (6722-ден 10342 кПа дейін) қысыммен жұмыс істейді.



Sales gas and sulfur – тауарлық газ және күкірт
Gas plant – газ өңдеу зауыты
1st removal of acidic gases and water vapor – 1 қышқыл газдарды және су буларын кетіру
2nd separation of NGL – ГК 2 ажырату
NGL fractionation – ГК бөлу
Gas/oil separation – Газ-мұнай қоспасын ажырату
Crude oil – Шикі мұнай
Water – Су
Oil dehydration and emulsion treatment – Мұнайды сусыздандыру және эмульсияны тазарту
Desalting – Тұщыландыру
Stabilization and sweetening – Тұрақтандыру және күкіртсіздендіру
Oil storage – Мұнайды сақтау
Exhane – Этан
Propane – Пропан
Butanes – Бутан
Natural gasoline – Газды бензин

2.1-СУРЕТ
Кәсіпшілікте өндіруші ұңғыманың ағыстарын өңдеу

Гравитациялық бөлу – бұл ажыратуды орындайтын негізгі әрекет, бұл ең ауыр сұйықтық төменде шөгетінін, ал ең жеңілі жоғары көтерілетінін білдіреді. Ажыратқыштың ішіндегі газ бен сұйықтықтың арасындағы ажырату дәрежесі келесі факторлардан тәуелді болады: ажыратқыштың жұмыстық қысымынан, сұйық қоспаның болу уақытынан және сұйықтық ағының типінен (турбулентті ағын ламинарлы ағынға қарағанда, газ көпіршіктерінің көп мөлшеріне шығуға мүмкіндік береді).

2.2 Мұнайды сусыздандыру және эмульсияны тазарту

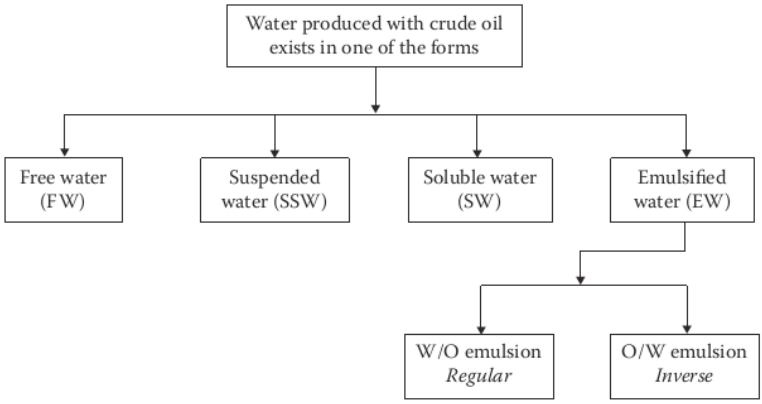
Шикі мұнайды бөлгеннен кейін, ол тазартудың келесі кезеңдерінен өтеді. Мұнай кен орнын игеру кезінде басты аспект құрамында су болатын шикі мұнайдың ағызу-құю құрылғыларын жобалау мен пайдалану болып табылады.

Газ-мұнай қоспаны ажыратудың бірінші сатысы кезінде шикі мұнайдан гравитацияның көмегімен барлық су кетірілмейтінін ескеру керек. Бөлінген қабаттық мұнайда 15%-ға дейін су болуы мүмкін, ол эмульсияланған нысанда болуы мүмкін. Сусыздандырудың мақсаты екі функция болып табылады: қалып кеткен еркін су мұнай көлемінен толық жойылғанына көз жеткізу және мұнай эмульсиясын қирату үшін қажетті құрал-сайманды қолдану. Жалпы алғанда, ажыратқыштан кетірілген еркін су 500 мкм және одан үлкен су тамшыларына дейін кішірейтіледі.

Ажыратқыштан шығатын мұнай ағынында әдетте өлшемі кішілеу еркін су тамшылары болады, барлығына қосымша, су мұнайды эмульсияға айналдырады. Мұнайдағы қабаттық судың толық көрінісін 2.2-суреттен көруге болады.

Өндірілген шикі мұнайда шөгінді мен қабаттық су (қатты тұнба және су), тұз бен басқа қосындылар болады. Олар осы саты кезінде шикі мұнайдан жеңіл кетіріледі. Құрамында қатты бөлшектер және қосындылар болатын қабаттық су ағын суларды тазарту жүйесіне бағытталады. Тазартылған, сусызданған мұнай құрылғының жоғарғы жағынан ағады. Тұздың сипаттамаларына байланысты құрамдастырылған субөлгіш пен тұзсыздандырғыш қажет болады.

Шикі мұнайы бар қабаттық су нысандардың біреуінде болады



Water produced with crude oil exists in one of the forms – Шикі мұнайдан өндірілген су келесі нысандардың біреуінде бола алады

Free water (FW) – Еркін су (ЕС)
Suspended water (SSW) – Вадоз су (ВС)
Soluble water (SW) – Еритін су (ЕС)
Emulsified water (EW) – Эмульсиялық су (ЭС)
W/O emulsion – Су/мұнай эмульсиясы
Regular – Жүйелі
Inverse – Кері

2.2-СУРЕТ
Шикі мұнаймен бірге өндірілетін минералданған судың нысаны.

Жалпы алғанда, сусыздандыру жүйесіне тазарту типіне сәйкес жабдықтардың әр түрлі типтері кіреді: суды кетіру немесе эмульсияны бөлшектеу. Ең кең таралғандары бұл:

- Еркін су ажыратқышы (FWKO)
- Жуатын бак
- Кіші диаметрлі және үлкен биіктікті резервуар
- Ағын тазартқыш
- Химреагенттерді айдауға арналған клапан
- Электрстатикалық сусыздандырғыш

Жиірек біреуден көп сусыздандыратын құрал, әсіресе эмульсияны бөлу үшін пайдаланылады. Мысалы, бұл қыздырғыш-деэмульгатор және хим-электродегидратор. Эмульсияны бөлу үшін химикаттарды қосудың рөлін жете бағаламауға болмайды. Осы химикаттар деэмульгаторлар ретінде әрекет етеді – олар су-мұнай бөлімінің бетіне сіңіріле салысымен эмульсияның пайда болуына алып келетін су бетінде мұнайдың тұрақтандырғыш қабықшасын жарады.

2.3 Тұзсыздандыру

Егер тұздың мөлшері 20 РТВ-дан (мың мұнай барреліне натрий хлоридінің эквиваленті түрінде көрсетілген тұз фунтынан) асып кетсе, шикі мұнайдан тұзды кетіру алғашқы шикізатты қайта өңдеу үшін ұсынылады. Шикі мұнайдағы тұз мұнайдағы қалдық суда (тұз ерітіндісі) ерітілген түрде табылады. Ол күрделі коррозияны және өлшемделік мәселелерін тудырады және оны жою керек.

Электростатикалық тұзсыздандыру мұнай кен орындарын сусыздандыру мен тұзсыздандыру үшін немесе мұнайды тазартатын зауыттарда шикі мұнайдан суда еритін ластаушы заттар мен бейорганикалық хлоридтерді жоюға көмектесу үшін қолданылады. Мұнай өндіретін құрылғыларда осындай суда ерігіштік қосылыстарды кетіру кейінгі айырып шығару үдерістерінде тот басудан зақымдануларды болдырмау

үшін жүзеге асырылады.

Шикі мұнайдағы тұздың мөлшері (РТВ) екі параметрлердің функциясы болып табылады: мұнайдағы қалдық судың мөлшері (R) және қалдық судың тұздылығы (S). Математикалық формула түрінде бізде келесі алынады:

$$РТВ = f(R, S)$$

Тұзсыздандырудың электростатикалық үдерісіне екі маңызды бірізді әрекет кіреді:

1. Шикі мұнайдың құрамында болатын кішкентай су тамшыларының мөлшерін ұлғайту үшін су инжекторын жуып-шаю (суды сұйылту).
2. Дисперстік су фазасын механикалық жылжытуды және дисперсиялауды енгізу жолымен тамшыларды өлшемі бойынша үлестіру (электростатикалық коагулятор).

2.4 Тұрақтандыру және күкірттендіру

Газсыздандыру, сусыздандыру және тұзсыздандыру сатыларынан кейін шикі мұнайды сақтау үшін жинау жүйелеріне айдау қажет. Бірақ тұрақтандыру және күкіртсіздендіру күкіртсутегі түрінде (H_2S) қатысу керек. H_2S газы жиі шикі мұнайда ол ұңғымалардан келіп түскенде болады. Оның иісі өткір ғана емес, сонымен қатар улы да болып келеді. Ол адамды тыныс алуы кезінде өлтіруі мүмкін. Осы газ сондай-ақ ылғалды атмосферада, бұл ретте күкірт қышқылын түзе отырып, тот басуды тудыруы мүмкін. Құбыр желілерін тасымалдаудың техникалық талаптарға сәйкес H_2S-мен бірге қышқылдық газдарды (көмірқышқыл газ, CO_2) кетіру талап етіледі.

Тұрақтандыру үдерісі, негізінен, жарым-жартылай дистилляция нысаны болып табылады және үйлестіру үдерісін білдіреді. Ол құрамында күкірт болатын шикі мұнайды күкіртсіздендіреді (күкіртсутегінің және көмірқышқыл газды кетіреді) және бу қысымын төмендетеді, осымен ол шикі мұнайды танкерлерде тасымалдау үшін қауіпсіз етеді. Бу қысымы, метан, этан, пропан және бутан сияқты жеңіл көмірсутектермен тудырылған. Шикі мұнайдың қысымы төмендетіле салысымен жеңіл көмірсутектер буланады және мұнайдың жалпы көлемінен ұшып кетеді.

Егер осындай жеңіл көмірсутектердің жеткілікті мөлшері кетірілген болса, бу қысымы шамалас атмосфералық қысым кезінде тасымалдау үшін қанағаттанарлық болып қалады.

2.5 Мұнай өнімдерін сақтауға арналған резервуарлар

Мұнай өнімдерін өндіру, өңдеу және тарату әртүрлі типті және өлшемді көп резервуарларды қажет етеді. Бұрандалармен бекітілген кішкене резервуарлар немесе дәнекерленген резервуарлар кәсіпшілік үшін мінсіз болуы мүмкін, сол уақытта ірілеу, дәнекерленген сақтауға арналған резервуарлар бүкіл бойынша таратқыш терминалдарында және мұнай өңдейтін зауыттарда пайдаланылады. Өнімді сақтауға арналған көлемдерді пайдалану жағдайлары, сонымен қатар игерудің нақты мәселелері бакты таңдау үдерісіне әсер етуі мүмкін.

Сақтауға арналған резервуарлар көптеген нысандарда қолжетімді: цилиндрлік вертикаль және горизонталь; ашық үсті және жабық үсті; жалпық түп, конустық түп, еңкіш түп және тостақ тәріздес түп. Үлкен резервуарларда, әдетте, вертикаль цилиндрлік немесе вертикаль бүйірлік қабырғадан түпке ауысатын дөңгелектенген бұрыштары бар. Бұл пішін оған ішіндегі сұйықтықтың гидравликалық гидростатикалы индукцияланған қысымын төзуге мүмкіндік береді. Тасымалдау кезінде сұйықтықтарды тиеуге-түсіруге арналған бак-резервуарлардың көпшілігі әртүрлі дәрежедегі қысымды төзу үшін тағайындалған.

Мұнай өнімдерін сақтауға арналған резервуарлардың көпшілігі дара қабырғалармен жердің үстінде орналасқан және сақтауға арналған горизонталь резервуарлар болып табылады. Мұндай резервуарларда кез келген кемулерді ұстап қалу үшін резервуар сыртын қорғаудың екінші жүйесі болу керек.

2.5.1 Мұнай өнімдерін сақтауға арналған резервуарлардың типтері

Сұйықтықтарды сақтау үшін пайдаланылатын резервуарлардың сегіз типі болады:

1. бекітілген қақпағы бар резервуарлар;
2. қалқымалы қақпағы бар резервуарлар;
3. стационарлы қақпағы бар резервуарлар;
4. қалқымалы қақпағы бар күмбездік резервуарлар;
5. тік резервуарлар;
6. арынды резервуар;
7. өзгеретін бу кеңістігі бар резервуарлар;
8. сұйылтылған табиғи газды (СТГ) сақтауға арналған резервуарлар.

Резервуарлардың алғашқы 4 типі, топырақты негізге перпендикуляр бағдарланған осьпен цилиндрлік пішінге ие. Осы танктер негізінен

жер үстінде орналасқан. Көлденең танктер жер үстінде сияқты жер астында да пайдаланылуы мүмкін. Арынды резервуарлар өте жиі тік орналасқан және жоғары қысымдар кезінде құрылымдық бүтінділігін сақтау үшін сфералық пішінге ие. Олар жердің үстінде орналасқан. Өзгеретін булы кеңістікпен резервуарлар цилиндрлік пішінге сияқты сфералық пішінге де ие бола алады.

2.6 Газды күкіртсіздендіру

Шикі мұнайдың өңдеуін аяқтай отырып, біз табиғи газды тазартуға және қайта өңдеуге қайтып ораламыз. Құбыр желісі бойымен тасымалдау үшін құрғақ газ сапасының деңгейіне дейін табиғи газдың тікелей тәжірибесі өте күрделі болуы мүмкін, бірақ, әдетте, оған әртүрлі қосындыларды кетіру үшін үш негізгі процесс кіреді:

1. Күкіртті және күкірт қышқылын кетіру (газды күкіртсіздендіру);
2. Суды кетіру (газды сусыздандыру);
3. Табиғи газдың (ЖККФ) сұйықтықтарын бөлу.

Табиғи газды күкіртсіздендіру әрқашан ЖККФ-ны ажырату процесінің басталуы алдында табиғи газды сусыздандырудың және басқа өңдеу процестерінің алдында болатынын атап өту керек. Басқа жағынан сусыздандыру әдетте құбыр желілік тасымалдаудың талаптары бойынша қажетті. Бұл табиғи газдан ЖККФ-ны іріктеу үдерісінде қажетті қадам. Күкіртті мұнайлы газдың құрамы H_2S және CO_2 концентрациясының кең спектрінен өзгере алады. Ол бөлшектерден миллионға шамамен көлемнің 50 пайызына варияцияланады. Ең маңызды газдар H_2S және CO_2 болып табылады. Газды тұзсыздандыруды бірқатар себептерден өткізу керек: судың бар болуы кезінде осы екі газдардың коррозиялық белсенділігі; H_2S газдың уыттылығы және жану жылуы 980 Btu/SCF (Британ жылулық бірлігі /норм.куб.фут) кем емес. Күкіртсіздендіру ерітіндісінің қалаулы сипаттамаларының кейбіреулері келесілер болып табылады:

- H_2S және басқа күкіртті қосылыстардың талап етілетін кетіруіне қол жеткізу керек.
- Еріткіш пен қышқылдық газдардың арасындағы реакциялар еріткішті тозуын болдырмау үшін қайтымды болу керек.
- Еріткіш термотұрақты болу керек.
- Айналып жүретін еріткіштің бірлігіне қышқылдық газды сіңіру жоғары болу керек.
- Еріткіш тот басуды тудырмау керек.

- Еріткіш қосқышта немесе көмекші колоннада көбіктенбеуі керек.
- Қышқылдық газдардың таңдамалы кетіру қалаулы болады.
- Еріткіш арзан және оңай қолжетімді болу керек.

Газды аминдік тазарту сондай-ақ газды күкіртсіздендіру және қышқылдық газдарды кетіру ретінде әйгілі, газдардан H_2S-ті және CO_2-ні кетіру үшін әртүрлі алкиламиндердің су ерітінділерін (әдетте жай ғана аминдер деп аталады) пайдаланатын процестер тобына жатқызылады. Олар сондай-ақ қалпына келтірілетін химиялық еріткіштер ретінде әйгілі. Бұл мұнай өндіретін зауыттарда пайдаланылатын кәдімгі элементарлық үдеріс және сондай-ақ мұнай-химиялық зауыттарда, газ өндіретін зауыттарда және басқа өнеркәсіптік кәсіпорындарда пайдаланылады.

2.6.1 Технологиялық үдерісті суреттеу

Газды тазартудың типтік аминдік процесіне сіңіргіштің блогы және регенератордың блогы, сонымен қатар көмекші жабдық кіреді. Сіңіргіште аминдік ерітінді тазартылмаған газға қатысты кері бағытта ағады және агроөңдеу өнімін жасау үшін H_2S-ті және CO_2-ні сіңіреді, H_2S-тен және CO_2-ден еркін болатын және аминдік ерітінді сіңірілген қышқылдық газдардың жоғары мөлшеріне ие болады. Байытылған аминдік ерітінді содан кейін кедейленген аминді өндіретін рекуператорға, содан кейін сіңіргішке кері қайта өңделген болу үшін бағытталады. Рекуператордан босатылған бөлінген газ H_2S-тің және CO_2-нің жоғары концентрациясына ие болады.

2.7 Табиғи газдың сусыздандыру

Гликольмен абсорбциялық кептіру табиғи газдан және ЖККФ-дан суды кетіру үшін сұйық сіңіргіш жүйесі болып табылады. Бұл осы ағындардан суды кетіру үшін ең кең таралған және экономикалы пайдалы құрал. Триэтилен гликоль (TEG) табиғи газ ағынынан суды кетіру үшін пайдаланылады, бұл құбыр желісінің сапа стандарттарына сәйкес келеді. Осы үдеріс төмен температураларда гидраттардың пайда болуын болдырмау немесе көміртегінің немесе күкіртсутегінің қостотығының бар болуымен қамтасыз етілген тот басу мәселесіне (әдетте табиғи газда табылады) жол бермеу үшін қажет. Сусыздандыру немесе судан буды кетіру кіретін судың конденсация температурасын (бу сұйыққа конденсацияланатын температура) құрамында судың белгілі мөлшері болатын шығыста роса нүктесінің температурасына дейін төмендету есебінен қол жетеді.

2.7.1 Технологиялық үдерісті суреттеу

Конденсаттық газды сіңіргіште құрғақ гликольмен байланысқа енгізеді. Су буы гликольге сіңіріледі, демек, оның конденсация температурасы азаяды. Ылғал қанықкан гликоль содан кейін сіңіргіштен регенерация жүйесіне келіп түседі, онда ұлғайтылған газ бөлінеді және колоннаға және рекуператорға фракцияланады. Қыздыру сіңірілген су буын буландыруға және сусыз кедейленген гликольді салқындауға (жылу алмасу арқылы) және оны сіңіргішке кері айдауға мүмкіндік береді.

2.8 Сұйылтылған табиғи газды өндіру және ажырату

Табиғи газдың қажетті өңдеуінен кейбіреуі ұңғыма сағасында немесе маңында жүзеге асырыла алады (кәсіптік өңдеу), табиғи газды толық өңдеу, әдетте, табиғи газды өндіретін аймақта орналасқан мұнай өндіретін зауытта болады.

ЖККФ әдетте этан көмірсутегісінен және ауырлау (С+) компоненттерінен тұрады. ЖККФ-ны газды ағынның көлемінен өндіру және бөліп алу үшін фазадағы өзгерісті жасау қажет. Басқа сөзбен айтқанда, жаңа фаза ажыратуды жасау үшін игерілу керек.

Екі айрықша операция бөлгіш агенттер ретінде энергияны немесе массаны пайдалануға байланысты ЖККФ құрамдастырушыларын ажырату үшін тәжірибеде болады.

1. Энергетикалық бөлгіш құрал (ESA) – салқындату көмегімен жылуды бөлу ауыр компоненттерге конденсациялауға мүмкіндік береді, демек, сұйық фаза пайда болады. Төмен температурада ЖККФ-ны өндірісі көптеген газ өндіретін зауыттарда тәжірибеленеді. Мысалы, газ ағынынан, айтайық, *С2*, *С3* және *С4* өндіру үшін салқындату кезіндегі метансыздандыру жасалынады.

2. Массалық бөлгіш құрал (MSA) – сұйықтықтың (еріткіштің) көмегімен ЖККФ-ны бөліп алу үшін жаңа фаза игеріледі, MSA ағын газымен байланысқа енгізіледі, яғни сіңіріледі. Осы еріткіш ЖККФ компоненттерін сіңіру үшін таңдалынады.

2.9 Сұйылтылған табиғи газды бөлу

ЖККФ табиғи газдың ағынынан бөлінгеннен кейін, ол ары қарай өзінің құрама бөлшектеріне немесе дистилляция немесе фракционерлеу процесі көмегімен фракцияларға бөлінеді. Осы процесс кен орнында немесе мұнай-химия кешеніне қосылған терминалдық қондырғыда болуы мүмкін. ЖККФ компоненттері этан, пропан, бутан және пентан

плюс (табиғи бензин) ретінде анықталады.

Газ өңдейтін зауыттарда фракциялаудың көптеген жалпы мақсаттары бар. 2.1-суретте көрсетілгендей, ол кондициялық өнімдердің өндірісіне және әртүрлі көмірсутектер үшін қолжетімді көздерді жасауға бағдарланған. Негізінен фракциялау фракцияға немесе көмірсутектерді азайтуға алып келетін дистилляция процесі болып табылады. Кесу мен фракция мысалдары бұл C_3/C_4, сонымен қатар ШФЛУ және C^+ ретінде әйгілі, сондай-ақ табиғи бензин ретінде әйгілі. Сұйықтықпен тазартқыш колонналар ЖККФ-ны ажырату және кетіру үшін пайдаланылады. Олармен келесі факторларды оңтайландыру есебінен айдалған өнімдерде таза парафазалық өнімдерді алу үшін басқаруға болады:

- Кірістегі ағынның жылдамдығы;
- Кері ағын жылдамдығы;
- Қыздырғыштың температурасы;
- Кері ағынның температурасы;
- Колоннадағы қысым.

2.10 Жерүсті өндірістік объекттер

Оқулықтың 5-бөліміне, жер үстінде өндірістік операциялар үшін нысандар ретінде қызмет ететін тақырыпты қамтитын жаңа бөлім кіреді. Ыңғайлығы үшін олар Жерүсті өндірістік объектілер тақырыбымен осы бөлімде топтастырылған. Осы бөлім кітаптың екінші басылымына жаңа қосымша болып табылады. Оған келесі тақырыптарды қамтитын төрт тарауды кіргізеді:

- Мұнаймен бірге өндірілген суды ұтымды пайдалану мен кетіру (15-тарау)
- Кәсіпшілікте мұнайды сақтауға арналған резервуарлар, буды қайтару жүйесі (VRS) және резевуарда мұнайды жауып тастау (16-тарау)
- Мұнайды өндіруге арналған химиялық реагенттер (OFC) (17-тарау)
- Құбыр желілері мен сораптар (18-тарау)

Осы құралдарды әдетте жерүсті кәсіптік объектілерде төрт тіреу колонналары ретінде таниды.

3
Шикі мұнайдың және мұнай өнімдерінің құрамы мен типтері

Шикі мұнай біртекті зат бола бермейді. Оның физикалық сипаттамалары, ол әлемде қайда өндірілетініне байланысты әртүрлі болады және осы өзгерістер оны пайдалану саласы мен бағасын анықтайды. Бұл әртүрлі географиялық жерлердегі мұнай әдетте өзінің бірегей қасиеттеріне ие болатынымен байланысты. Мұндай мұнай бір-бірінен, әсіресе әңгіме оның тұтқырлығы, ұшпалығы және уыттылығы туралы болса, күрт ерекшеленеді.

Өзінің табиғи тазартылмаған күйінде шикі мұнай тығыздығы мен консистенциясы бойынша өте жұқа, жеңіл және ұлпалы аққыштығынан аса қою, жартылай қатты, ауыр мұнайға дейін әртүрлі болады. Сондай-ақ, жерден өндірілетін мұнайдың түсінде, ашық, алтын-сарыдан бастап, елестетуге мүмкін болатын өте көгілдір, күңгірт қара түске дейін орасан градация бар.

Осы тарауда химиялық әдістемені және пайдаланумен және дәстүрлі физикалық әдістерді қолдану жолымен шикі мұнайдың құрамы көрсетілген. Шикі мұнайдың корреляция мен талдама көрсеткіштерінің негізінде шикі мұнайдың әртүрлі түрлерінің жіктелімі мен сипаттамасы түсіндіріледі. Сондай-ақ түсіндірмеге шикі мұнайдың белгілі түрлерінің әртүрлі типтері және мұнайдың маркерлі сұрыпталымдары кіргізілген. Одан басқа, шикі мұнайдан негізгі өнімдердің өндірісі кезінде дистилляцияның негізгі операциялары суреттелген.

3.1 Кіріспе: шикі мұнай туралы деректер

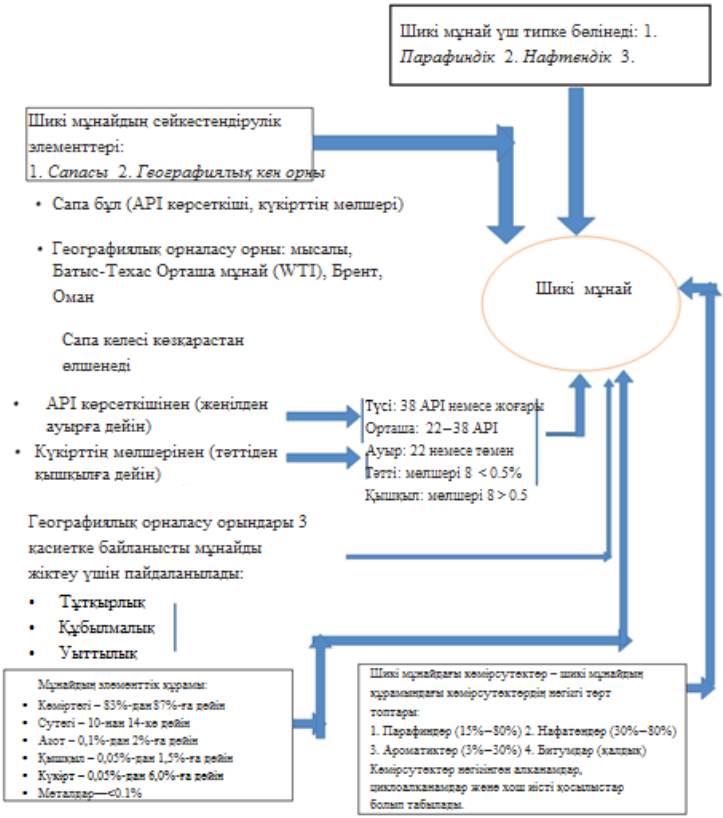
Шикі мұнай, сондай-ақ жай ғана мұнай ретінде белгілі – бұл көмірсутектерден, органикалық қосылыстардан, сонымен қатар металдың кішкене мөлшерінен тұратын жер қойнауларында табылған сұйықтық. Көмірсутектер, әдетте, шикі мұнайдың негізгі компоненті болып табылатынына қарамастан, олардың құрамы шикі мұнайдың типіне мен оны қалай өндіретіне байланысты 50%-дан 97%-ға дейін вариациялана алады. Азот, оттегі және күкірт сияқты, органикалық қосылыстар, әдетте, шикі мұнайдың 6%-дан 10%-ға дейін құрайды, сол уақытта мыс, никель, ванадий және метал сияқты металдар жалпы құрамның 1%-дан кем емесін құрайды.

3.1-суретте шикі мұнай туралы толық ақпарат берілген. Оған шикі мұнайдың түрлері, шикі мұнайдың сәйкестендіру параметрлері, шикі мұнайдың элементті құрамы, шикі мұнайда табылған көмірсутектердің

төртнегізгі топтары кіреді және ол шикі мұнайдың сапасы ретінде екі параметр бойынша өлшенеді:

1. API градустарында мұнай тығыздығы және жеңіл (38 API немесе жоғары), орташа ауыр (22-38 API) немесе ауыр (22 API немесе төмен) сияқты жіктелімі.

2. Құрамында күкірттің белсенді қосылыстары болмайтын (тәтті) (күкірттің мөлшері <0,5%) немесе күкіртсутегі болатын (қышқыл) (күкірттің мөлшері >0.5) ретінде күкірттің мөлшері



3.1-СУРЕТ

Шикі мұнай туралы деректер.

Түсі: 38 API немесе орташадан жоғары: 22−38 API ауыр: 22 немесе тәттіден төмен: мөлшері 8 < 0.5%

Қышқыл: мөлшері 8 > 0.5

Осы жіктелім одан әрі, 3.1-кестеде көрсетілгендей, шикі мұнайдың кейбір типтік түрлерімен бейнеленеді.

3.1-кесте
Шикі мұнайдың типтік түрлерінің мысалдары

TABLE 3.1

Examples of Typical Crude Oils

Classification	API Range	Examples (Crude Name, API)
Light	>33	Saudi Super Light, 39.5 Nigerian light, 36 North Sea Brent, 37
Medium	28–33	Kuwait, 31 Venezuela Light, 30
Heavy	<28	Saudi Heavy, 28 Venezuela Heavy, 24

Classification – Жіктеме
API range – API көрсеткіші
Examples (Crude name, API) – Мысалдар (Мұнайдың аталуы, API)
Light – Жеңіл
Medium – Орташа
Heavy – Ауыр

3.2 Шикі мұнайдың құрамы

Шикі мұнай – бұл ұзындығы және күрделілігі алуан түрлі көмірсутектердің қоспасы. Шикі мұнайдың құрамын зерттеудің және жіктеудің екі тәсілі бар: химиялық тәсіл (талдау) және физикалық әдістер. Химиялық құрам шикі мұнайдан көптеген жылдар бойы бөлінетін жеке химиялық қосылыстарды сипаттайды және сәйкестендіреді. Шикі мұнайдың көптеген компоненттерін сәйкестендіру мүмкіндігі болғанымен, олар бұрын ешқашан жеке компоненттерге бөлінбеген. «Oklahoma crude» сұрыбы мұнайының үлгісінде, жалпы алғанда, 141 қосынды сәйкестендірілді, бұл сұрыпқа шикі мұнайдың жалпы көлемінің 44% келеді. Екінші жағынан, физикалық әдіс шикі мұнайды және мұнай өнімдерін көмірсутектер қоспасының түрінде қарастырудан және олардың сапасын анықтау үшін физикалық зертханалық сынақтар немесе әдістерді сипаттаудан тұрады.

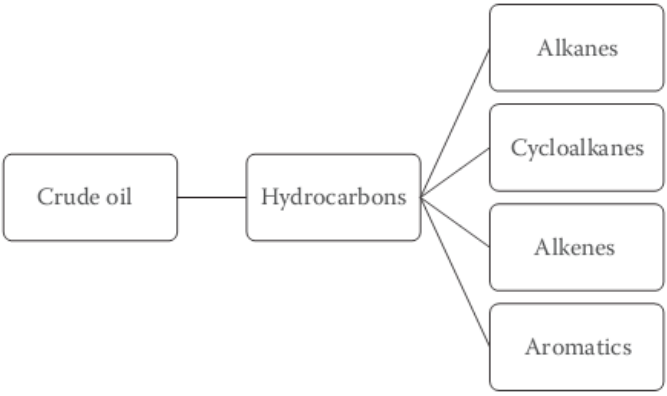
3.2.1 Химиялық амал

Барлық дерлік мұнайдың кең орындары көмірсутектер ретінде белгілі сутек және көміртектен тұратын, S, N_2, O_2, сонымен қатар, кейбір басқа металдары бар көмірсутектер емес қоспалардың әртүрлі мөлшері бар химиялық қосындылардың қоспасынан құралады. Шикі мұнайдың элементтік құрамы шамамен 3.1-суретте көрсетілген құрамға тең. Мұнайдың құрамына кіретін көмірсутектік қосындылар келесі сипаттамалармен суреттелген қосындылардың химиялық әртүрлі кешендеріне топтастырылады:

- Әрбір кешен өзінің молекулярлық құрылымы мен қасиеттері бойынша ұқсас қосындылардан тұрады (мысалы, алкандар немесе парафиндік кешендер).
- Аталған кешеннің аясында қосындылардың кең спектрі бар, олар аса жеңіл немесе қарапайым көмірсутектен ауыр немесе күрделі көмірсутекке дейін түрленіп отырады. Мысал ретінде, CH_4 парафиндік кешендегі бірінші топты және $C_{40}H_{82}$ - соңғы топты білдіреді.

3.2.1.1 Көмірсутектердің бірінші қатары

Мұнай сұрыптарының және оның өнімдерінің басым көпшілігінің негізгі құрамдас бөлігі сутек және көміртектен ғана тұратын көмірсутектік қосындылары болып табылады. Аталған қосындылар келесі класс тармақтарының біріне жатқызылады:



Crude oil – Шикі мұнай
Hydrocarbones – Көмірсутектер
Alkanes – Алкандар
Cycloalkanes – Циклоалкандар
Alkenes – Алкендер
Aromatics – Хош иістілер

• Әрбір кешен өзінің молекулярлық құрылымы мен қасиеттері бойынша ұқсас қосындылардан тұрады (мысалы, алкандар немесе парафиндік кешендер).

• Аталған кешеннің аясында қосындылардың кең спектрі бар, олар аса жеңіл немесе қарапайым көмірсутектен ауыр немесе күрделі көмірсутекке дейін түрленіп отырады. Мысал ретінде CH_4 парафиндік кешендегі бірінші топты және $C_{40}H_{82}$ - соңғы топты білдіреді.

Мұнай сұрыптарының және оның өнімдерінің басым көпшілігінің негізгі құрамдас бөлігі сутек және көміртектен ғана тұратын көмірсутектік қосындылар болып табылады. Аталған қосындылар келесі класс тармақтарының біріне жатқызылады:

• Алкандар немесе парафиндер – Алкандар жалпы формуласы C_nH_{2n+2} болатын қаныққан қосындылар болып табылады. Алкандар басқа кешендермен салыстырғанда, реакцияға түсуге қабілетсіз. Олар қалыпты немесе тармақталған тізбек бола алады; тармақталған тізбек біріншіге қарағанда құндырақ, себебі жоғары октанды жанармай өндіру үшін қолданыла алады.

• Циклоалкандар немесе циклопарафиндер (нафтендер) – циклоалкандар және бициклоалкандар шикі мұнай және оның фракцияларында әдетте әртүрлі пропорцияларда болады. Нафтаның диапазонында осы циклдік қосындылардың көп мөлшерлерінің болуы хош иісті қосындыларды өндіруде маңызы зор. Нафтендердің жоғары пайызымен араластырылған нафта хош иістендіру үшін тамаша шикізат болады.

• Алкендер және олефиндер – Алкендер – бұл жалпы формуласы C_nH_n болатын қанықпаған көмірсутектер. Олар шикі мұнайда болмайды деуге болмайды, бірақ шикі мұнайды жоғары температурада қайта өңдеуде пайда болады. Алкендер өте реакцияға қабілетті қосындылар. Жеңіл олефиндік көмірсутектер көптеген мұнай-химия өнімдері үшін базалық компонент болып есептеледі. Этилен, ең қарапайым, осы қатынаста маңызды мономер болып табылады. Мысалы, полиэтилен жақсы танымал термопластикалық полимер және полибутадиен болып есептеледі және ең кең қолданылған синтетикалық каучук болып табылады.

• Ароматиктер – хош иістендіргіш қосындылар әдетте шикі мұнайда болады. С6-С8 диапазонындағы (В-Т-Х ретінде белгілі) мономолекулярлық қосындылар ғана коммерциялық мағынаға ие болды. Аталған аспектілерде ароматиктер маңызды мұнай-химиялық шикізат қана емес, моторлық отын үшін де құнды материал болып табылады.

Биядролық және көпциклдік хош иісті қосындылар ауыр мұнай фракциялары мен қалдықтарда болады. Ауыр қалдықтарда және тасшайырлы негізді шикі мұнайдың кейбір сұрыптарында шоғырланған

асфальтендер күрделі құрылымдардың көпциклді хош иісті қосындылары болып табылады. Ол хош иісті көмірсутектер мен гетероциклді қосындыларды сұйылтылған сақиналарға енгізген масс-спектроскоптық практикалармен расталды, олар асфальтендердің негізгі компоненттері болып табылады.

3.2.1.2 Екінші көмірсутекті емес қосылыстар

Осы сәтте шикі мұнай және оны өңдеу өнімдерінің құрамындағы көмірсутектік қосындылардың негізгі топтарына қысқаша жолу жасалды. Мәлімет толық болу үшін көмірсутектік емес қосындылардың басқа типтері шикі мұнай және мұнайды өңдеудің ағындарында кездесетінін атап өткен жөн. Олардың ішінде күкірт қосындылары, азот қосындылары, оттегі қосындылары мен металдардың қосындылары ең маңызды болып табылады.

3.2.1.2.1 Күкірттің қосылыстары

Шикі мұнайдағы күкірттің газ тәріздес қосындыларынан басқа күкірттің көптеген қосындылары күкірторганикалық қосындылар түрінде сұйық күйде табылды. Аталған қосындылар, әдетте, қышқыл емес. Күкіртті шикі мұнай күкіртті сутектің жоғары пайызын қамтиды. Дегенмен, күкірттің көптеген органикалық қосындылары қызу тұрғысынан тұрақсыз болады , сондықтан мұнайды өңдеу барысында сутек сульфидін өндіреді.

Күкірттің құрамы жоғары шикі мұнайға МӨЗ-да сұраныс көп емес, себебі мұнай өңдеу өнімдерін өңдеу үшін қосымша шығын жұмсалады. Катализдік риформингке жіберілген нафта күкірт қосындылары деңгейін ең төмен (1 промилле) деңгейге түсіру үшін және катализатордың улануын болдырмау үшін гидротазалаудан өтеді.

Күкірттің келесі қосындылары әдеттегі болып табылады:

- Меркаптандар (H–S–R) – күкіртті сутек, H–S–H, меркаптанның қарапайым формасы ретінде қарастыруға болады; алайда, кешеннің жоғары формалары иістері жағымсыз. Мысалы, бутилмеркаптан (H-C-C_4H_9) құрал зағағының әдеттен тыс иісі үшін жауап береді.
- Сульфидтер (R–S–R) – сутек алкилдер тобы құрамында күкірт молекулада сутектің орнын басқанда, иістің әдетте, жағымсыздығы төмендеу. Сульфидтер гидротазалау әдісімен алынып тасталуы мүмкін, бұл әдіс мұнай ағынын келесі жолдармен сутектендіруден тұрады:

$$R–S–R + 2H–H \rightarrow 2R–H + H–S–H$$

$$R–S–R + H–H \rightarrow R–R + H–S–H$$

Күкіртті сутек жылыту арқылы алынып тасталуы мүмкін және аминдық ерітінділердің көмегімен бөліне алады.

• Полисульфидтер (R-S-S-R) – бұл күрделірек күкірттік қосындылар және олар кей жағдайларда еркін күкіртпен шектеліп, ыдырап кете алады. Оларды сульфидтер сияқты мұнай фракцияларынан гидротазалау арқылы алынып тасталуы мүмкін.

3.2.1.2.2 Азот қосылыстары

Шикі мұнайда, әдетте, азот қосындылары аз (шамамен 0,1% - 0,9%) және күкірт қосылыстарына қарағанда, тұрақты болып келеді. Азот мұнайда гетероциклдік қосындылар түрінде болады және негізгі және негізсіз деп жіктеле алады. Азоттың негізгі қосылыстары негізінен пиридин гомологтарынан тұрады және жоғары қайтып жатқан фракциялар мен қалдықтарда болады. Азоттың негізгі емес қосылыстары пиррол және индол деп аталады, жоғары қайнап жатқан фракциялар мен қалдықтарда пайда болады. Жеңіл ағындарда азоттың мардымсыз ғана мөлшері болады.

Мұнай ағындарын гидротазалау барысында (күкірттен гидротазалау) да гидро-деазоттау, нәтижесінде катализмдік процестер үшін бастапқы шикізатқа арналған азот құрамын газ тәрізді аммиак ретінде шығарып тастау, тиімді шектерге жету.

Мұнайда азоттың болуы оның аз мөлшерінің табылғанынан гөрі мұнай өңдіретін өнеркәсіптердегі операциялар үшін маңызы зор. Азот қосындылары келесі әрекеттерге жауаптылығы анықталды:

• Катализ процестерінде катализатордың улануы.

• Тұрмыстық мұнай отыны сияқты кейбір өнімдерде шайырдың түзілуі.

3.2.1.2.3 Оттекті қосылыстар

Шикі мұнайдағы оттек қосылыстары күкірт қосылыстарынан гөрі күрделірек болады. Дегенмен, оттек қосылыстары катализаторларды өңдеу үшін улы емес. Фенол, крезол, нафтен қышқылдары сияқты оттектің бөлігі қосылыстарының басым бөлігінің қышқылдылығы аз. Мұнайдағы оттектің құрамы, әдетте, 2% құрайды, алайда олар көбірек тіркелген.

3.2.1.2.4 Металдар қосылыстары

Шикі мұнайда көптеген металдар кездеседі;оның ішінде кең тарағандары – олар натрий, кальций, магний, темір, мыс, ванадий және никель. Олар әдетте суда еритін органикалық емес тұздардың (натрий хлориді жағдайында сияқты) немесе металлорганикалық қосылыс ретінде (темір, ванадий және никель жағдайындағыдай) кездеседі.

Шикі мұнайда металл компоненттерінің пайда болуы мұнай өнеркәсібі үшін оның шағын мөлшерінен гөрі едәуір пайдалы. Металлорганикалық қосылыстар әдетте, ауырлау фракцияларда және шикі мұнайдың қалдықтарында шоғырланған. Катализдік риформинг үшін мұнай ағындарында ванадий қосылыстарының жоғары шоғырлануы тұрақты уларды өндіреді. Металл уларының мөлшерін азайту үшін ғана емес, күкірт пен азот қосылыстарын күкірттен тазалау және деазоттау үшін гидротазалаудан өтулері тиіс. Катализдік крекинг үшін ауыр фракцияларда металдың құрамын азайту үшін де гидротазалауды қолдануға болады.

3.2.2 Физикалық әдістер

Шикі мұнайда табылған әртүрлі химиялық заттарды талқылағаннан және тек қана қоспаның күрделілігін емес, сол сияқты химиялық заттардың нақты схемасы ретінде шикі мұнайды жіктеудегі күрделілігін түсінуден кейін, біз сондай-ақ алғашқы мұнайшылар физикалық әдістерді, әсіресе жіктеу үшін пайдалана бастағанын түсіне аламыз. Белгілі болғандай, әртүрлі кен орындарынан шикі мұнай сыртық түрі, тұтқырлығы бойынша және сонымен қатар ақырғы өнімнің өндірісі үшін оның пайдалылығы бойынша ерекшелене алады. Сондай-ақ шикі мұнай қорларының сапасын анықтау үшін белгілі базалық тесттерді пайдалану мүмкін болады. Тесттерге алғашқы физикалық қасиеттердің (күкіртті анықтауды қоспағанда) тізімі кіреді:

- Дистилляция
- Тығыздық, меншікті тығыздық және АПИ-дің меншікті салмағы (Америка мұнай институты)
- Тұтқырлық
- Бу қысымы
- Тұтану және оталу температурасы
- Қату және лайлану температура
- Түсі
- Күкірттің мөлшері
- Қатты тұнба және су (ҚТ және С)

- Анилинді нүкте
- Көміртекті қалдық

Осы сынақтардың кейбіреулері туралы толық ақпарат төменде суреттелген.

- *АПИ-дің меншікті салмағы*. Бұрында тығыздық мұнай өнімдері үшін басты сипаттама болған. Бірақ тығыздығы пен оның фракциялық құрамы арасындағы туынды қатынас жарамды деп мойындалған, тек қана егер олар мұнайдың белгілі типіне қолданбалы болса. Тығыздық берілген температурада материал көлемінің бірлік массасы ретінде анықталады. Оның текше сантиметрге граммен өлшенетін өлшемдері бар.

Кеңірек қолданылатын тағы бір жалпы қасиет – меншікті салмақ. Бұл мұнай тығыздығының му тығыздығына қатысы және ол мұнай мен су сынамаларының тығыздығы өлшенетін екі температураға тәуелді. Су температурасы 4 °C (39 °F) құрағанда, меншікті салмақ СГС жүйесіндегі тығыздыққа тең, себебі тура сол температура сақталғанда 1 г судың көлемі анықтама бойынша 1 мл болады. Сонымен, судың тығыздығы температураға қарай әртүрлі болуы мүмкін, ал меншікті салмақ әрқашан бірдей температура жағдайында бірлікке тең. Солтүстік Американың мұнай өнеркәсібінде меншікті салмақ үшін стандарттық температуралар 60/60 °F және 15,6/15,6 °C құрайды.

Тығыздық пен меншікті салмақ мұнай өнеркәсібінде кеңінен қолданылғанымен, АПИ меншікті салмағы артықшылықты қасиет болып есептеледі. Ол келесі қатынаспен белгіленеді:

$$^{\circ}\mathrm{API} = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5$$

мұнда γ – 60 °F жағдайында мұнайдың меншікті салмағы болып табылады. Сонымен, аталған жүйеде сұйықтықтың меншікті салмағы 1,00 болса, АПИ меншікті салмағы 10 град. болады. АПИ үлкен меншікті салмағы жеңіл шикі мұнай немесе мұнай өнімі дегенді білдіреді, ал АПИ төмен меншікті салмағы ауыр мұнай немесе өнімді білдіреді.

Көміртекті қалдық. Көміртекті қалдық – стандартты зертханалық жағдайда мұнайды құрғағанша буландыру жолымен табылған кокс, битум және ауыр отын үшін салмақ бойынша көміртектің пайызы. Көміртекті қалдық деп Кондрадсон (CCR) бойынша көміртекті қалдықты атайды. Бұл металдар және кремний оксидтері сияқты сынақ басында

буланбайтын асфальт-бетондық қосылыстар мен материалдардың болжамды ұсынылуы.

• *Тұтқырлық.* Тұтқырлық сұйықтың ағуына кедергі жасаудың шарасы, яғни мұнайдың айдалуын көрсетеді.

• *Қату температурасы*. Мұнай ағатындай ең төмен температура (5 °F). Қату температурасы төмендей берген сайын мұнайдағы парафиннің құрамы азаяды.

• *Күл қалу*. Күл қалу үлгідегі металл мен тұздардың көрсеткіші болып табылады. Күл, әдетте, металл оксидтері, тұрақты тұздар мен кремний оксидтері түрінде болады. Шикі мұнайдың үлгісін ауа атмосферасында өртейді, күл – өртеуден қалған материал болып табылады.

• *Рейд бойынша қаныққан булардың қысымы*. Рейд бойынша қаныққан булардың қысымы (RVP) 100 °F температурасында мұнай немесе жеңіл өнімдердің көмегімен жасалатын бу қысымының өлшемі.

• *Металлдар*. Атап айтқанда, күшәла, никель, қорғасын және ванадий өнеркәсіптік катализаторлар үшін әлеуетті у болып табылады. Металдардың құрамы бөлікте миллионға шаққанда етіп келтірілген (ppm).

• *Азот*. Бұл сұйық көмірсутек үлгіде анықталған азоттың жалпы салмағы (бөлікте миллионға). Азот қосылыстары катализаторларды өңдеуге теріс ықпал етеді.

• *Тұздың құрамы*. Тұздың құрамы әдетте, тұз фунттарымен (натрий хлориді, NaCl) мұнайдың 1000 барреліне белгіленеді (PTB). Шикі мұнайдағы және ауырлау өнімдердегі тұздар коррозияның айтарлықтай проблемаларын тудыруы мүмкін, әсіресе, резервуар шатыры зонасы және дистицилляциялық колонналардың жоғарыдағы конденсаторларда.

• *Күкірт*. Бұл мұнай немесе оның өнімі үлгісіндегі тәжірибе барысында анықталған күкірттің жалпы құрамының пайыздық мөлшері (немесе бөлікте миллионға). Күкірттің шикі мұнайдағы құрамы олардың коммерциялық құндылығын анықтауда АПИ меншікті салмағына қосымша ескеріледі.

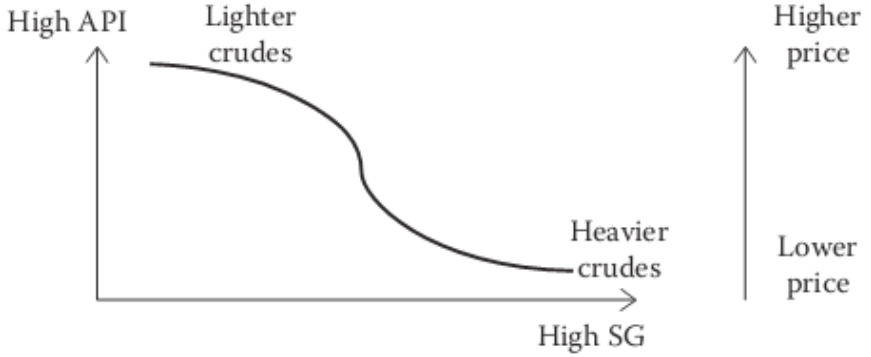
Шикі мұнайдың ауырлау түрлерінде күкірттің құрамы жоғары болады деп хабарланды.

• *Күкіртті сутек.* Шикі мұнайда немесе оның өнімдерінде ерітілген күкіртті сутек бөліктермен миллионға анықталады және өлшенеді. Бұл көмірсутектерді сақтау немесе қайта өңдеу үрдісінде дамуы мүмкін уытты газ.

Жоғарыдағы тестер әдетте, өлшенетін шикі мұнайға арналған көптеген қасиеттер болып табылады, себебі олар тасымалдауға және қойма жайларды ұйымдастыруға ықпал етеді. Сондай-ақ, аталған қасиеттер

шикі мұнайдан қандай өнімдер алынуы мүмкіндігін және қоршаған ортаның қауіпсіздігіне ықпал етуді анықтайды. Шикі мұнайдың бағасы аталған қасиеттердің басым бөлігіне байланысты.

Келесі диаграммада көрсетілгендей, күкірттің үлесі төмен жеңіл және шикі мұнай күкірттің үлесі жоғары ауыр мұнайға қарағанда, қымбат тұрады деп қорытындылауға болады.



High API – АПИ-дің жоғары меншікті салмағы
Lighter crudes – Жеңіл шикі мұнай
Higher price – Жоғары баға
Heavier crudes – Ауыр шикі мұнай
Lower price – Төмен баға
High SG – Жоғары SG

Шикі мұнайдың түрлерін зерделеудің екі амалы бойынша нәтижені келесідей келтіруге болады:

1. Химиялық құрамы
2. Физикалық қасиеттері

а. АПИ, күкірт, тұз, металдар, азот және тағы-тағылар.
б. Дистилляция: АОИМ, ТВР, EFV
в. Арақатынас: Kw, Ind

ТВР – бұл қайнаудың шынайы нүктесі, EFV – бір реттік тепе-теңдік булану, Kw – бұл Кх сипаттаушы факторы, ал Ind – бұл АҚШ Таулы-геологиялық бюросы қолданатын шикі мұнайды жіктеу жүйесі.

3.3 Шикі мұнайды жіктеу
3.3.1 Жалпы жіктеу (химиялық құрылымы негізінде)

Шикі мұнайды жіктеу үшін нақты әдіс болмағанмен, мұнай өңдеуші үшін бірқатар қарапайым критерийлер белгілеген пайдалы болар еді, олар бойынша бар шикі мұнай жіктелетін болады. Шикі мұнайды кеңінен жіктеу физикалық және химиялық қасиеттерді негізінде әзірленді. Шикі мұнайдың түрлері әдетте қоспадағы басым көмірсутек классының салыстырмалы санына қарай үш түрге жіктеледі.

1. Парафиндік компоненттер хош иісті қосылыстар мен нафтендердің біршама төмен пайыздық үлесімен негізінде парафиндік көмірсутектер болып табылады.

2. Нафтендер циклопарафиндердің қатынасы біршама жоғары және парафиндік мұнайдан гөрі битумның саны жоғарырақ.

3. Асфальтендер конденсирленген хош иісті сақиналардың көп санына және битумның жоғары пайызынан тұрады.

3.3.2 Химиялық құрамы бойынша жіктеу

Мұнай орналасуы мен табиғи процестерге қарай құрамдары әртүрлі химиялық заттардың көп санынан құралады. Мұнайдың құрамы (молекулярлық тип және салмақ) бір кен орнынан екінші кең орнынан, бір ұңғымадан келесі ұңғымаға дейін, тіпті тура сол ұңғымада, бірақ басқа деңгейге дейін әртүрлі болады .

Корреляция көрсеткіші шикі мұнайдың типін немесе классын белгілеу үшін енгізілді. Индекс корреляциясы АҚШ Таулы-геологиялық бюросы (BMCI) қолданатын шикі мұнайды жіктеу жүйесі деп танымал жүйе фракцияның орташа қайнау температурасының және оның меншікті салмағының ара қатынасын белгілейді.

$$\mathrm{BMCI} = \frac{48,640}{\mathrm{K}} + (473.7\mathrm{d} - 456.8)$$

мұнда K – бұл Кельвин градусымен фракцияның орташа қайнау температурасының нүктесі, ал d – 60/60 °F жағдайындағы фракцияның меншікті салмағы. Есептелген мәндерге сәйкес алдыңғы қатынастарды ескере отырып, мұнай түрлерін парафиндік, нафтендік (аралас) және асфальтендік деп жіктеуге болады. Мұнай парафиндері үшін нөлдік мән мен хош иісті қосылыстар үшін 100 мәні көзделген болатын.

3.3.3 Тығыздығы бойынша жіктеу

Меншікті тығыздық (меншікті салмақ) шикі мұнай түрлерін анықтау үшін кеңінен қолданылады. Бұл шикі мұнайдың сапасын бағалау. Тығыздық АПИ меншікті салмағы арқылы келесі қатынаспен белгіленеді:

Ватсонның сипаттамалық факторы (UOP) – шикі мұнайдың түрін белгілеу үшін қолданылатын басқа индекс. Оған фракцияның орташа қайнау температурасының Кельвин градусымен тығыздыққа ара-қатынасы белгіленуі жатқызылады.

$$°API = [141.5/Specific\ gravity] - 131.5$$

Ватсонның сипаттамалық факторы (UOP) – шикі мұнайдың түрін белгілеу үшін қолданылатын басқа индекс. Оған фракцияның орташа қайнау температурасының Кельвин градусымен тығыздыққа ара-қатынасы белгіленуі жатқызылады.

3.2-КЕСТЕ

Шикі мұнайдың әртүрлі типтерінің жалпы қасиеттері

Қасиеті	Парафиндік қалдық	Битумдік қалдық
АПИ-дің меншікті салмағы	Жоғары	Төмен
Мұнайдың мөлшері	Жоғары	Төмен
Мұнайдың октан саны	Төмен	Жоғары
Мұнайдың қоры	Тәтті	Қышқыл
Керосинның тұтануға бейімділігі	Төмен	Жоғары
Дизельдік отынның детонацияға бейімділігі	Төмен	Жоғары
Жағармайдың қату температурасы	Жоғары	Төмен
Жағармай мөлшері	Жоғары	Төмен
Жағармайдың тұтқырлық индексі	Жоғары	Төмен

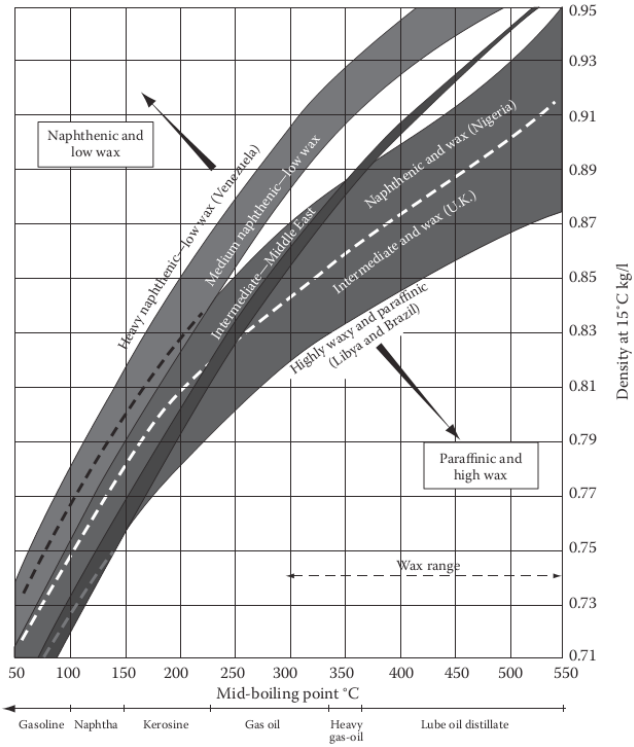
Ватсон корреляция _____коэффициенті = $\frac{(K^{1/3})}{d}$

10-нан жоғары мән парафиндердің басымдылығын, ал 10-нан төмен мән хош иісті қосылыстардың басымдылығын білдіреді. Сонымен, шикі мұнайдың алуан түрлерінің қасиеттері 3.2-кестеде көрсетілгендей, қалдықтардың түрлеріне байланысты өзгеріп отырады.

3.4 Шикі мұнайды салыстыру және сынамасы

Шикі мұнайдың алуан түрлерін салыстыру үшін негіз қалыптастыру үшін сынама ретінде белгілі эксперименталды мәліметтер жасау керек. Сынама тексерудің талдауы немесе жан-жақты талдау болуы мүмкін. Шикі мұнайдың сынамалары шикі мұнай және оның фракцияларының физикалық қасиеттеріне арналған мәліметтерді жүйелі жинау ретінде сипатталған. Басқа сөзбен айтқанда, шикі мұнай сынамасы келесілерді анықтаудан тұрады: шикі мұнайдың және алынған фракциялардың қасиеттері (яғни шығу мен қасиеттердің пайыздық қатынасы). Дистилляцияны өткізбей, аналитикалық тестілеуді сынама ретінде қарастыруға болады. Дегенмен, ең кең тараған сынама – ол барлық жоғарыда тізілген параметрлерден тұратын ауқымды сынама.

Белгілі бір жағдайларда дистилляциялық қондырғыда жоғары тиімділікте жұмыс істейтін порциялық зертханада (14 тәрелкесі бар колонна және дефлегмация коэффициенті (RR)) шикі мұнайды дистилляциялау сынаманың негізі болып табылады. Қайнаудың жоғары температурасымен компоненттердің термикалық деструкциясын болдырмау үшін колоннадағы қысым кезең-кезеңімен төмендетіледі. Шикі мұнайдың әртүрлі типтерінің сипаттамаларын қайнау шегінде салыстыру дистилляцияланған фракциялардың тығыздығы мен олардың орташа қайнау температурасының тығыздығын белгілейтін кесте арқылы жасалуы мүмкін.



Naphtenic and low wax – нафтенді және шайырлы тұнба
Heavy naphtenic-low wax (Venezuela) – ауыр нафтенді – шайырлы тұнба (Венесуэлла)
Medium naphtenic – low wax – орташа нафтенді-шайырлы тұнба
Intermediate – Middle East – аралық Таяу Шығыс
Naphtenic and wax (Nigeria) – нафтенді және шайырлы тұнба (Нигерия)
Intermediate and wax (UK) – аралық және шайырлы тұнба
Highly waxy and paraffinic (Libya and Brazil) – шайырлы және парафинді тұнба (Ливия және Бразилия)
Paraffinic and high wax – парафинды және шайырлы тұнба
Wax range – шайырлы тұнба диапазоны
Density at 150C kg/l - тығыздығы
Gasoline - бензин
Naphta - нафта
Kerosine - керосин
Gas oil – газ ойль
Heavy gas oil – ауыр газойль
Lube oil distillate – май дистилляты
Mid-boiling point 0C – қайнаудың орташа температурасы

3.2-сурет

Қайнаудың орташа температурасы/тығыздық негізінде шикі мұнайдың типтерін салыстыру.

Осындай салыстыру 3.2-суретте көрсетілген. Қисық сызықтағы шикі мұнайдың тығыздық деңгейі көмірсутектердің үш негізгі сериялары-ның салыстырмалы пропорцияларының функциялары болып табылады: хош иісті қосылыстар, циклопарафиндер, парафиндер; олардың тығыздықтарының осы ретпен төмендеуі.

Сондай-ақ, әдетте стандартты шикі мұнаймен сылыстыру ұсынылады. Мұнай өнекәсібіндегі мұнайдың кейбір қабылданған түрлеріне шолу төменде сипатталған.

3.4.1 Мұнайдың маркерлі сұрыпталымы

Мұнай өнімдерінің ең белгіленген үш түрі: Солтүстік американың батыс-техасстық орташа мұнайы (WTI), «North Sea Brent» сұрыпты мұнайы мен «UAE Dubai» сұрыпты мұнайы, олардың баға белгіленімі көрсеткіш ретінде барлық мұнай өнеркәсібі үшін қолданылады, ал жалпы алғанда, 46 негізгі мұнайды экспорттаушы мемлекет бар. «Brent» сұрыпты мұнайы әдетте WTI бағасынан $ 2 жоғары сатылады, ол әдетте Энергетикалық ақпарат қызметінің (EIA) бағасынан мұнайшы-импорттаушыдан (IRAC) алынатын баға және ОПЕК шикі мұнайы үшін орташа әлемдік бағадан $5-6 жоғары сатылады.

3.4.1.1 Мұнайдың эталонды маркасы

Эталондық мұнай немесе мұнай-маркёр – бұл мұнайды сатып алушылар және сатушылар үшін базалық бағаның қызметін атқаратын шикі мұнай. Эталондық шикі мұнайдың үш негізгі түрі бар: «WTI» сұрыпты, «Brent Blend» сұрыпты және «Dubai» сұрыпты мұнайы. Басқа танымал қоспалар төмендегілерден құралады:

- ОПЕК орташа бағасы
- Сингапурда сатылатын «Тапис» сұрыпты мұнайы
- Нигерияда қолданылатын «Bonny Light» базалық сұрыпты мұнайы және мексикалық «Isthmus» мұнайы.

EIG агенттігі жариялаған нұсқаулықта 2011 жылдың редакциясында шикі мұнайдың немесе қоспалардың 195 негізгі ағыны анықталған (Intelligence Group Energy 2011). Мұнайдың базалық сұрыпы көтерме нарығында тұрақты сатылады және оның бағасы белгіленеді, оған шикі мұнайдың басқа сұрыптарын сатушылар ұзақ мерзімді немесе көтерме бағаларды орнату үшін бағдар ретінде сүйенеді.

3.4.1.2 Ауыр мұнай

Ауыр мұнайдың АПИ меншікті салмағы 28°С төмен. АПИ төмен болған сайын мұнай соғұрлым ауырлау болуы тиіс. Ол әдетте күкірт пен бірнеше металдың, атап айтқанда никель және ванадийдің (парафиннің жоғары мөлшері) жоғары үлесінен тұрады. Бұл қасиеттер мұнайды жерден немесе құбыр арқылы айдауды қиындатады және тазалау процесіне кедергі жасайды. Аталған қасиеттер ауыр мұнай өндірісі мен оны қолдану үшін күрделі экологиялық проблемаларды туғызады.

3.4.1.3 Парафинді мұнай

Парафиндік мұнайдың АПИ меншікті салмағы 33°С жоғары. АПИ жоғары болған сайын мұнай соғұрлым төмен болады. Жеңіл мұнай парафиннің төмен үлесі бойынша анықталады. Мұнайды осылай жіктеу оны айдауды және тасымалдауды жеңілдетеді.

3.4.1.4 Төмен күкіртті мұнай

Аз күкіртті мұнайдың күкіртті сутек және көміртек диоксидінің мөлшерлері шағын, ол негізінен, жанармайда қолданылады. Аз күкіртті мұнай, ол, әдетте, шикі мұнай, ондағы күкірт үлесі 0,5% немесе салмағына қарай одан да төмен болады. Күкірттің аз болуы мұнайды өңдеу өнімдерінің сапасын жақсартады, сонымен қатар аз күкіртті мұнай жоғары күкіртті мұнай сияқты өңдеуді талап етпейді. Ол күкірттің жағымсыз иісі болмағандықтан, тәтті деп аталады.

3.4.1.5 Жоғары күкіртті мұнай

Әдетте құрамында күкірт 0,5 % асқан шикі мұнай жоғары күкіртті (қышқыл) мұнай деп аталады. Күкірттің жоғары мөлшері мұнайды өңдеудің түпкі өнімдерінің сапасына ықпал етеді және кейде қосымша өңдеу шараларын талап етеді. Оны күкірттің жағымсыз иісіне байланысты қышқыл деп атайды.

3.5 Мұнай өнімдері

Мұнай жерден өндірігенде, пайдасы аз болады. Бұл ретте шикі мұнай одан алынатын дайын мұнай өнімдерін жасау үшін процестер топтамаларынан өтеді. Шикі мұнайдың сепарациясы екі жүйелі қадаммен жүзеге асырылады: бірінші шикі мұнайдың жалпы көлемін негізінен атмосфералық қысымда ажырату арқылы; сосын атмосфералық колоннадан ауыр мұнай тұнбалары жоғары вакууммен жұмыс істейтін екінші колоннаға айдалады.

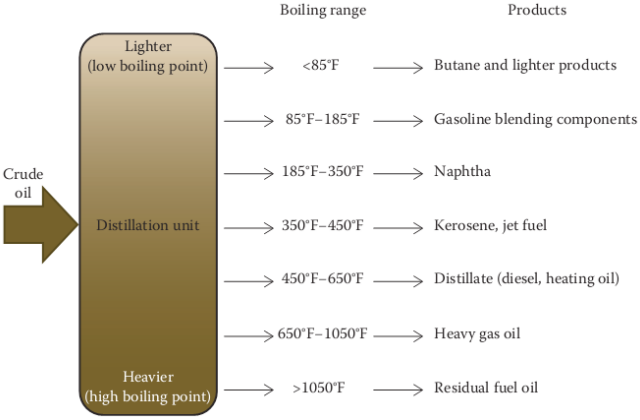
Шикі мұнайға қатысты дистилляция процесі газ, жанармай, жермай,

пеш отыны, жағармайлар, ауыр дизельдік отын мен битум сияқты компоненттерді біртіндеп елейді. Дистилляция физикалық процесс болып табылады. Ол шикі мұнайды әртүрлі көлемдерге бөле алады, бірақ ол бастапқы шикі мұнайда бар белгілі бір көлемнен артық өндіре алмайды. Бұл бізді қайта өңдеудегі келесі қадамға алып келеді, ол жоғары октанды жанармай және көптеген басқа өнімдерді өндіру үшін химиялық конверсиядан тұрады.

Зауыттар әртүрлі фракциялардың ара-қатынасын өзгерту үшін фракциялық дистилляцияның физикалық операцияларының негізгі тізбегіне қосымша химиялық өңдеудің төрт негізгі операциясына сүйенеді. Қосындысына мұнайды өңдеудің Бес колоннасы аталады.

- Колонна № 1: Фракциялық дистилляция
- Колонна № 2: Крекинг
- Колонна № 3: Сәйкестендіру (Алкилдендіру)
- Колонна № 4: Түрлендіру (Каталитикалық реформинг)
- Колонна № 5: Гидротазарту

3.3-суретінде мұнай өнімдерімен бірге атмосфералық ректификациялық колоннаның иллюстрациясы ұсынылған.



Crude oil –
Lighter (low boiling point) –
Distillation unit –
Heavier (high boiling point) –
Boiling range –
Products –

3.3-СУРЕТ

Шикі мұнай және мұнай өнімдерінің дистилляциясы. (АҚШ Энергетика саласындағы ақпарат басқармасы, Бүгін энергетикада, 05 шілде 2012 ж. Рұқсат берілген)

4
Табиғи газдың құрамы мен сипаттамасы

Тұтынушылармен пайдаланылатын табиғи газ жердің астынан ұңғыманың сағасына дейін жеткізілетін табиғи газдан күшті ерекшеленеді. Табиғи газды өңдеу көптеген жағдайда шикі мұнайды өңдеу мен тазартуға қарағанда, күрделі болмағандықтан, ол тең дәрежеде оны түпкі тұтынушылармен пайдалануға дейін қажет.

Тұтынушылармен табиғи газды пайдалану алдында метанға дейін ыдырайды. Бірақ ұңғыманың сағасында болатын табиғи газ бұрынғыдай негізінен метаннан тұрса да, тіпті де айтқандай таза емес.

Бұл тарауда қазбалы отынның ықтимал көзі ретінде табиғи газдың кейбір сипаттамаларына шолу беріледі. Соның ішінде келесі аспекттер қарастырылған:

- Мәселенің тарихы
- Табиғи газдың көздері және шығу тегі
- Құрамы
- Газдың қасиеттері мен сипаттамалары
- Қолдану мен пайдалану салалары

4.1 Мәселенің тарихы

Газды жиі *табиғи газ* деп атайды, себебі ол табиғи көмірсутегі болып табылады. Ол түссіз және негізінен, қарапайым көмірсутегі болып табылатын метаннан тұрады. Табиғи газ газ кен орындарына жеткенге дейін географиялық қабаттар арқылы ұңғымаларды бұрғылау жолымен өндіріледі.

Табиғи газ ұңғыманың сағасынан түпкі тұтынушыларға дейін бірқатар құбыр желілері арқылы өтеді. Бұл құбыр желілерін, бөлу желілерін , жинау желілерін , тасымалдаушы желілерді, таратқыш желілерді және қызмет көрсеткіш желілерді қоса алғанда әртүрлі деңгейдегі қысымды газды тасымалдайды.

Тазартылмаған табиғи газ ұңғымалардың үш типінен тұрады:

1. Мұнай ұңғымаларынан, мұнда табиғи газ әдетте *жолай газ* деп аталады. Бұл газ мұнайдан бөлек қабатта табылуы (еркін газ) мүмкін немесе тазартылмаған мұнайда ерітілген болуы (ерітілген газ) мүмкін. Ерітілген газ – бұл мұнайда ерітілген газдың үлесі, ал жолай газ (газды қалпақ деп аталатын) – бұл шикі мұнаймен байланыстағы еркін газ.

Мұнай ұңғымаларынан өндірілетін табиғи газ мұнайлы жолай газ деп аталады.

2. Ішінде шикі мұнай аз немесе мүлдем жоқ болатын газды ұңғымалардан, мұнда табиғи газды *жолай емес газ* деп атайды. Газды ұңғымалар, әдетте, өз-өзінен шикі табиғи газды (құрғақ газ) өндіреді.

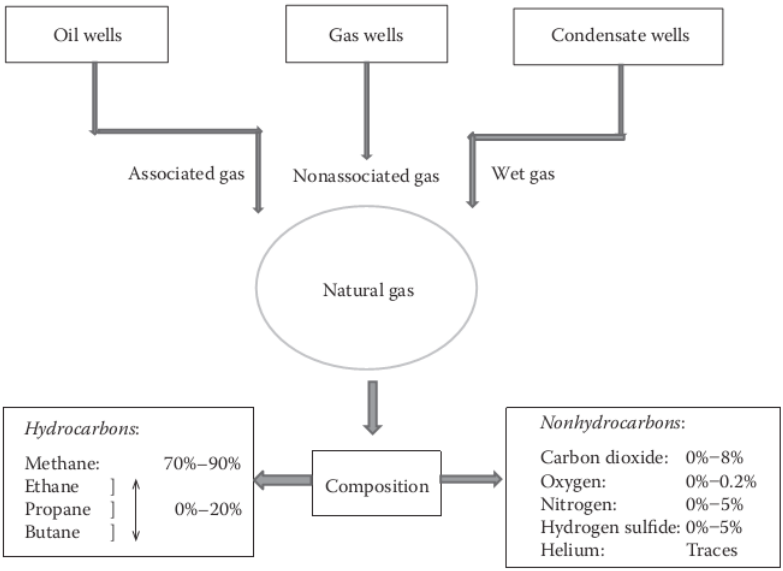
3. Жартылай сұйық көміртекті конденсатпен (ылғалды газбен) бірқатар еркін табиғи газды өндіретін газ конденсаты ұңғымалардан.

Шикі мұнайдың барлық резервуарларында ерітілген газ болады, жолай газ не болады не болмайды.

Табиғи газдың көзіне тәуелсіз, ол шикі мұнайдан (егер бар болса) бөлінген болса, ол әдетте метанның басқа көмірсутектерімен, ең бастысы, этанмен, пропанмен, бутанмен және пентанмен қоспада болады. Одан басқа, шикі табиғи газда, күкіртсутегі (H_2S), күкіртсутегінің қостотығы (CO_2), гелий, азот сияқты, көмірсутегілердің кейбір түрлерімен судың буы болады. Табиғи газдың бұл сипаттамалары 4.1-суретте суреттермен бейнеленген.

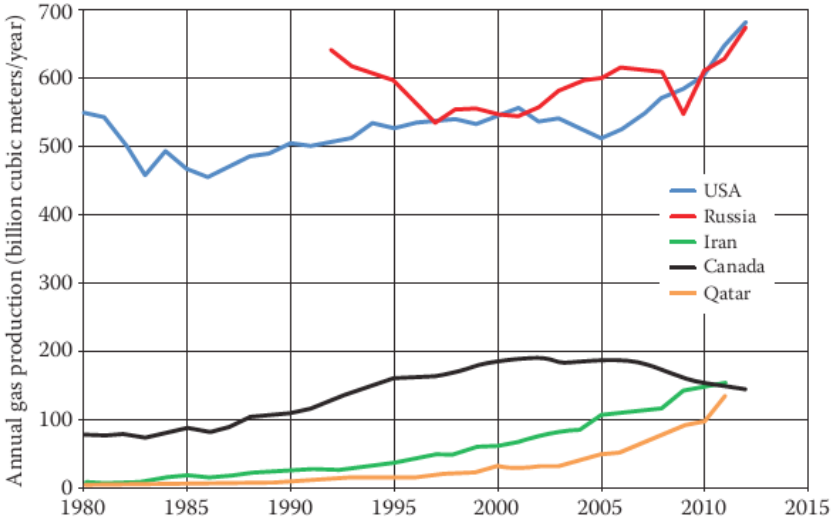
Қабаттық қысым төмендегеніне қарай, жолай емес газ аса критикалық (қысым / температура) жағдайларында кен орыннан шығарылады; молекулярлық массасы жоғарылау (C_3□) компоненттер изотермиялық жағдайларда қысымның төмендеуіне жарым-жартылай конденсациялануы мүмкін. Бұл нәтиже конденсацияның ретроградасы деп аталады. Осылайша алынған сұйықтық мардымсызданатын газ тасушы қабаттың кеуектері сияқты ұсталынуы мүмкін. Барлығынан жиі сұйықтық жоғарыда конденсацияланады да, сұйылтылған табиғи газ (СТГ) деп аталатынды өндіреді. Газ ағыннан бөлінгеннен кейін СТГ сұйылтылған мұнайлы газ (СМГ; іс-жүзінде, бутан және пропан) арқылы этанға дейін ең ауыр конденсаттардан (гександар, пентандар және бутандар) бастап, фракцияларға қосымша бөлінуі мүмкін. Жеңіл көмірсутектердің бұл көзі Құрама Штаттарында ерекше әйгілі, мұнда табиғи газды өңдеу олифиндер өндірісі үшін этандық шикізаттың және СМГ жылыту мен коммерциялық мақсаттар үшін негізгі бөлігін қамтамасыз етеді.

Әлемдегі ең үлкен газды кен орын, Иран және Катар арасында бөлінген, Оңтүстік Парс/Норд-Доум теңіз газконденсатты кен орын болып табылады. Бұл бағалар бойынша табиғи газдың 51 триллион текше метрі және табиғи газдық конденсаттың 50 миллиард баррелі. Бес жетекші газ өндіретін елдердегі тенденциялар (АҚШ энергетика саласындағы ақпарат басқармасының мәліметтері) 4.2-суретте көрсетілген.



Oil wells – мұнай ұнғымасы
Gas wells – газ ұнғымасы
Condensate wells – конденсатты ұнғыма
Associated gas – мұнай газы
Nonassociated gas – табиғи газ
Wet gas – майлы газ
Natural gas – табиғи газ
Hydrocarbons – көмірсутек
Methane – Метан
Ethane – Этан
Propane – Пропан
Butane – Бутан
Composition – Құрамы
Nonhydrpcarbones – көмірсутек емес
Carbon dioxide – CO_2
Oxygen – оттегі
Nitrogen – азот
Hydrogen sulfide – күкіртті сутек
Helium – гелий

4.1-СУРЕТ
Табиғи газдың кейбір сипаттамалары.



Annual gas production (billion cubic meters/year) - Газды өндірудің жылдық көлемі (млрд. куб. м/год)
USA – АҚШ
Russia – Ресей
Iran – Иран
Canada – Канада
Qatar – Катар

4.2-СУРЕТ
Табиғи газдың жетекші өндірісші-елдердің бестігі: АҚШ, Ресей, Иран, Канада және Катар. (АҚШ энергетикасының саласында ақпарат бойынша басқарма, https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_countries_by_natural_gas_production**.)**

4.2 Табиғи газдың көздері мен шығу тегі

Табиғи газ мұнай сияқты қазба отын болып табылады. Ол жүздеген миллион жыл бойы планктон, өсімдіктер, жануарлар және өмірдің басқа нысандары сияқты органикалық материалдан қалыптасқан болатын. Уақыт өтісімен құм, шөгінділер және тау жыныстары органикалық затты көміп тастады. Бұл шөгінділер мен жыныстың сынықтары жерастында өте жоғары қысымда және өте ұзақ уақыт ішінде қысылатын органикалық затқа үлкен қысым жасайды. Бұл органикалық қалдықтарда жоғары температураны құрайтын микроағзалардың арқасында *термогенді* метанның пайда болуына алып келеді.

Енді бұл қысым жердің астындағы тереңдегі жоғары темпера-

ралармен үйлесімде органикалық заттағы көміртекті байланыстарды қиратады, өйткені жер қыртысы асты неғұрлым терең болса, температура соғұрлым жоғары болады. Басқа жағынан терең емес шөгінділерде (температура төмен жерде) табиғи газбен салыстырғанда, көбірек мұнай өндіріледі.

Негізінен, жоғары температура кезінде мұнайға қарағанда, табиғи газ көбірек жаратылады. Сол себептен, табиғи газ, әдетте, жер қыртысынан 1-2 миль төмен болатын шөгінділердегі мұнаймен ассоциацияланады. Тереңірек кен орындарда жер астында өте терең, әдетте көбінесе табиғи газ және көптеген жағдайларда таза метан болады.

Табиғи газ өте ұсақ микроағзалармен органикалық заттарды трансформациялау жолымен де пайда болуы мүмкін. Метанның бұл типі ең ұсақ метантүзуші микроағзалармен (метаногендермен) өндірілетін *биогенді метан* ретінде аталады. Олар метанның түзілуімен органикалық затты химиялы қиратуға қабілетті. Бұл микроағзалар әдетте, оттегіден айырылған жер беті маңындағы аумақтарда кездеседі. Бұл микроағзалар сондай-ақ адамды қосқанда, жануарлардың көбісінің ішек-қарнында өмір сүреді. Осындай тәсілмен метанның түзілуі, әдетте, жердің бетіне жақын болады, ал метан әдетте атмосферада жоғалады.

Кейбір жағдайларда бұл метан жердің астында жиналуы және табиғи газ ретінде шығарылатын болуы мүмкін. Биогенді метанның мысалы қоқысты газ болып табылады. Тұрмыстық қалдықтарды тастайтын жерлер оларда болатын қалдықтардың ыдырауы есебінен табиғи газдың салыстырмалы көп мөлшерін өндіреді. Жаңа технологиялар осы газды жинауға және табиғи газ қорларын толықтыра отырып, пайдалануға мүмкіндік береді.

4.3 Құрамы

Табиғи газ энергия тасушылардың әлемдік қорларының өмірлік маңызды компоненті болып табылады. Бұл энергия көздерінің ішінде ең тазаларының, қауіпсіздерінің бірі және ең пайдалысы. Табиғи газ негізінен, метан мен этан сияқты, олардың екеуі де атмосфералық жағдайларда газтәріздес болып табылады, қаныққан жеңіл парафиннен тұратын көмірсутектердің табиғи газы болып есептеледі. Қоспада сондай-ақ пропан, бутан, пентан және гексан сияқты басқа да көмірсутектері болуы мүмкін. Табиғи газдың қабаттарында тіпті одан ауырлау, негізінен, жоғары қысымдарынан газтәріздес пішіндегі көмірсутектер кездеседі. Табиғи газдың құрамы кең шектерде өзгеруі мүмкін. Газдық ұңғымадан шығыстағы табиғи газдың типтік құрамы төменде көрсетілген:

Табиғи газдың типтік құрамы

Метан	CH_4	70%–90%
Этан	C_2H_6	0%–20%
Пропан	C_3H_8	0%–20%
Бутан	C_4H_{10}	0%–20%
Көміртегі қостотығы	CO_2	0%–8%
Оттегі	O_2	0%–0.2%
Азот	N_2	0%–5%
Көмірсутек	H_2S	0%–5%
Сирек газдар	A, He, Ne, Xe	Із

Өзінің таза түрінде ішкі нарықта пайдаланылатын сияқты табиғи газ іс-жүзінде таза метан болып табылады. Біз жиі табиғи газбен ұқсастыратын *шіріген жұмыртқаның* тән иісі іс-жүзінде, түпкі тұтынушыға жеткізу алдында газға қосылатын *меркаптан* деп аталатын одорант болып табылады. Меркаптандар иісінен қандай да бір кемулерді иісінен анықтау есебінен табиғи газды пайдалануды қауіпсіз етеді. Табиғи газ әдетте басқа ілеспелі көмірсутектердің көбісін кетіргеннен кейін таза дерлік метан болып табылатын кезде *құрғақ* болып есептелінеді. Басқа көмірсутектер қатысатын болса, табиғи газды *ылғалды* деп атайды.

4.4 Газдың қасиеттері мен сипаттамалары

Табиғи газ жанғыш болып табылады, ауадан шамамен 40%-ға жеңіл, кему кезінде ол ауада сейілуі мүмкін. Табиғи газдың басқа дұрыс қасиеттері тұтанудың жоғары температурасы және тұтанғыштықтың тар диапазоны болып табылады, олар табиғи газ 1100° F температурасында тұтанатын және ауа көлемінің 4%-15% қоспасында жанатын болады.

Келесі қасиеттерді келесідей түйіндеуге болады:

- Таза жану (Табиғи газдың біртекті молекулярлық құрылымы, оны өртеу қатты бөлшектерді немесе күкіртті өндірмейтіндей, таза жануға мүмкіндік береді)
- Тиімді
- Таралған

4.1-КЕСТЕ
Шикі мұнайдың айрықша құрамы

	Жолай (Ылғал) Газ (Мол %)	Газды ұңғыма (Құрғақ) Газ (Мол %)	Газконденсатты ұңғыма Газ (Мол %)
Көміртегі қосто-тығы	0.63	–	–
Азот	3.73	1.25	0.53
Көмірсутек	0.57	–	–
Метан	68.48	91.01	94.87
Этан	11.98	4.88	2.89
Пропан	8.75	1.69	0.92
Изобутан	0.93	0.14	0.31
n-Бутан	2.91	0.52	0.22
Изопентан	0.54	0.09	0.09
n-Пентан	0.80	0.18	0.06
Гексан	0.37	0.13	0.05
Гептан плюс	0.31	0.11	0.06
Барлығы	100	100	100

4.2-КЕСТЕ
Табиғи газ үшін типтік құбырдың сипаттізімі

	Минимум	Максимум
Негізгі және жолай компо-ненттер (Мол %)		
Метан	75	-
Этан	-	10
Пропан	-	5
Бутан	-	2
Пентандар мен ауырлау көмірсутектер	-	0,5
Азот және басқа инертті ком-поненттер	-	3-4
Көміртегі қостотығы	-	3-4
Микрокомпоненттер		
Күкіртсутегі	-	0.25–1.0 г/100 норм.куб.фут
Меркаптанды күкірт	-	0.25–1.0 г/100 норм.куб.фут
Күкірттің жалпы мөлшері	-	5–20 г /100 норм.куб.фут
Суллы бу	-	7.0 фунт/млн. куб. фут
Оттегі	-	0.2–1.0 көлемнің млн.бөлігі
Жылубөлгіштік қабілеттілік		
Жылубөлгіштік қабілеттілік, бте/норм.куб.фут шекті көмір-сутектердің жалпы масса-сынан	950	1150

Ескерту: Сұйықтықтар: беру температурасы мен қысымы кезінде судан және көмірсутектерден еркін; қатты заттар: жабдықты пайдалану кезінде беру үшін зиянды мөлшерде қатты бөлшектері болатын.

- Иіссіз (Себебі иісі жоқ, меркаптан, 4.2-бөлімде суреттелгендей, газға толтырылады)
- Дәмсіз және уытты емес
- Сіңірмейтін
- Тот басуды тудырмайтын
- Қысыммен жарылатын

Табиғи газдың сипаттамасына қатысты, үш жағдай үшін *шикі жолай газдың* құрамы: жолайдың (ылғалды газдың), газды конденсаттың (құрғақ газдың) және конденсаттық ұңғыма газының, бірінші кезекте, 4.1-кестеде көрсетілгендей, берілген, ал содан кейін сапа стандартына сәйкес табиғи газ үшін құбыр желісінің сипаттізімі 4.2-кестеде келтірілген.

4.5 Табиғи газды қайта өңдеу

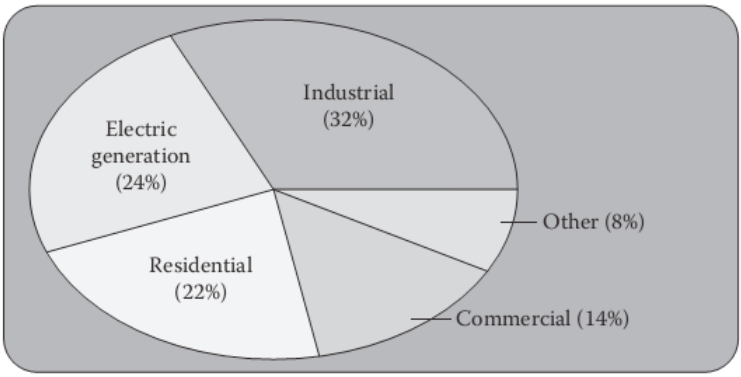
Шикі мұнайдан алынған және табиғи газдың ұңғымаларынан алынатын сұйықтықтардың қасиеттері ерекшеленеді. Жолай емес газ (еркін газ) жоғары қысым кезінде алынуы мүмкін. Оны құбыр желісіне бергенге дейін минималды өңдеу қажет болуы мүмкін. Жолай газ, бірақ, IV бөлімде суреттелгендей, жүйелі қайта өңдеуге және өңдеуге тартылуы мүмкін.

4.6 Қолдану және пайдалану салалары

Бұл қазба отын көптеген мақсаттарда қолданылады, сондықтан ол не үшін пайдаланылғаны туралы толық толық тізімді беру қиын болады. Табиғи газ барлық салаларда әртүрлі мөлшерлерде пайдаланылады. Олардың ең маңыздылары келесілер болып табылады:

- Тұрмыстық тұтыну
- Коммерциялық қолдану
- Өнеркәсіпте пайдалану
- Көліктік сектор
- Табиғи газды пайдалану арқылы электр энергиясын өндіру

4.3-суретте Құрама Штаттарындағы секторлар үшін табиғи газды пайдалану көрсетілген.



Электр энергияны өңдеу (24%)
Өнеркәсіптік (32%)
Басқалар (8%)
Коммерциялық (14%)
Тұрғын (22%)

4.3-СУРЕТ

Табиғи газды секторлар бойынша пайдалану. (АҚШ энергетикасы саласында ақпарат бойынша басқарма, энергетикаға жыл сайын шолу жасау 2002. Рұқсатпен.)

5
Мұнай кәсіпшілігі қызметінде экономиканың рөлі

Мұнай-газ саласы миллиардтаған долларды көмірсутектердің барлауына, табылуына, игеруіне, өңделуіне, өндірілуіне, тасымалдануына және қайта өңделуіне жүз жылдан аса уақыт бойы инвестиция жасап, әлдеқашан көптен бері байлық құрудың аса үлкен қайнар көзі болып табылады.

Күрделі шығыстар бойынша ұсыныстар жетерліктей нақты болуы керек, барлау және өндіру (Б&Ө), жерүсті мұнай операциялары (ЖМО), мұнайды қайта өңдеу үшін олардың негіздемесі, сондай-ақ кеңейту мақсаттарын немесе шығындарды қысқарту және қажетті алмастыруларды қамтамасыз ету үшін. Негізінен, күрделі шығыстардың ұсынысын бағалау техникалық, сондай-ақ экономикалық сипатта болады. Біріншіден, жобамен байланысты техникалық мүмкіндіктер және құқықтылық болады, одан кейін экономикалық бағалау мен негіздеме жүреді.

Бағалаудың экономикалық фазасында мұнай менеджменті инвестиция үшін капиталдан гөрі, көбірек инвестициялық мүмкіндіктерге ие екеніне немесе инвестициялық мүмкіндіктерден гөрі, инвестиция үшін көбірек капиталға ие екеніне тап болуы мүмкін. Қандай да жағдай болмасын, мұнай менеджементіне инвестициялық ұсыныстарды таңдау немесе қабылдамау үшін кейбір экономикалық талаптарға жүгіну қажет. Мүмкін, менеджмент шешімі көбінесе инвестициядан қаржылық қайтарым деңгейіне немесе олардың экономикалық тартымдылығына негізделеді.

Бұл тарауда біз газ-мұнай кәсіптік қызметінде қолданылатын кейбір экономикалық негіздерді ұсынамыз. Мұнайды және газды өндіру операцияларының барысында әркім келесі сұрақтарға жауаптарды іздестіруде қызығушылық білдіреді:

1. Күрделі салымдарды қайда және қашан жұмсау керек?
2. Шикі мұнайдың және табиғи газдың өндірісі қанша тұрады? Бір мұнай барреліңің өндірісінің жалпы құнын қалай есептеу керек?
3. Мұнай-газ жобаларында инвестициялардың рентабельділігін бағалау үшін кейбір экономикалық көрсеткіштерді қалай қолданады?

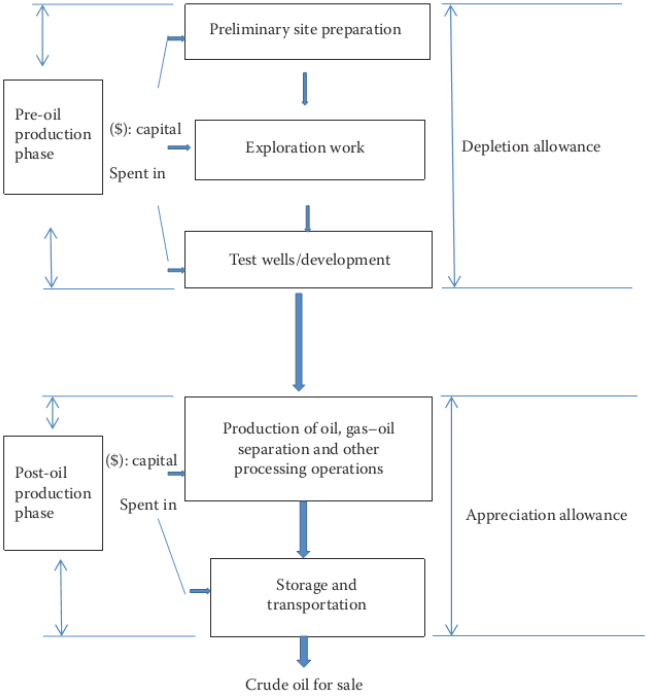
5.1 Мұнайды өндірудегі тозу және таусылу

Салым капиталын қайда және қалай жұмсау керектігі туралы сұраққа жауап келесідей дискуссия ретінде анықталады. Мұнай операциялары үшін шығындар мен кірістердің экономикалық талдауы екі маңызды

фактіні мойындауды талап етеді:

1. Физикалық активтер уақыт өткен сайын құнын азайтады, яғни, олар *құнсызданады*.

2. Мұнай ресурстары, басқа табиғи ресурстар сияқты, жылдар өткен сайын қалпына келмейді, үнемі *таусылады*.



Pre-oil production phase – Мұнай өндірудің алдын-ала фазасы
($): capital - ($): капитал
Spent in – Шығындар
Preliminary site preparation – алдын-ала құрылыс алаңын дайындау
Exploration work – Геологиялық барлау жұмыстары
Test wells/development – Ұңғымаларды тексеру/дамыту
Depletion allowance – Жер қойнауының таусылуына жеңілдік
Post-oil production phase – Мұнай өндірісінің фазасы
Production of oil, gaas-oil separation and other processing operations – Мұнайды өндіру, газ-мұнай қоспасын ажырату және басқа технологиялық операциялар
Storage and transportation – Сақтау және тасымалдау
Crude oil for sale – Сатуға арналған шикі мұнай
Appreciation allowances – Рұқсат етілетін нормадан ауытқуды бағалау

5.1-СУРЕТ

Мұнай өндірудің өзіндік құнына таусылу мен амортизациялық аударымдар салымы.

Тозу немесе амортизация активті тиімді пайдалану мерзім бойы пайда мен зиян бойынша есепте баланстан амортизациялық шығысқа актив құнын жүйелі бөлу ретінде сипатталады. Бір жағынан, жер астындағы байлықтарға жеңілдіктері табиғи ресурстардың таусылуын есептеу үшін қолданатын төлем ретінде амортизация болып табылады.

5.1 суретінде көрсетілгендей, мұнайды шығару бойынша операциялар үшін бізде екі фаза бар, онда күрделі салымын жұмсауға тура келеді. Бірінші фаза, *мұнай өндірудің бастапқы фазасы* деп аталады, бастапқы дайындықты, барлауды, ұңғыманың өнімсіз бұрғылауын және игеруін қамтиды. Осыдан кейін екінші фаза үшін жағдайлар дайын, онда ақшалар қажетті активтерді жеткізуге және өндіріс пен мұнайға дейінгі өндіріс кезеңі үшін қондырғыларға жұмсалады. Мұндағы сұрақ: мұнай шығарудың бастапқы фазасына жұмсалған капиталды қалпына қалай келтіре аламыз, сондай-ақ *өндіріс*/*постөндіріс* фазасында?

Мұнай өндіру бойынша жұмыстар үшін, 1.9-тарауында көрсетілгендей, күрделі салымдардың көлемі екі ретті кезеңде жүргізіледі: мұнай өндірудің бастапқы фазасы және өндірістің/мұнай өндірісіне дейінгі фаза . Екінші кезеңге қатыстысы физикалық активтердің қолда бары тексерілуі мүмкін; демек, осы күрделі салымдардар ды қалпына келтіру үшін *амортизацияны есепке алу* қолданылуы мүмкін. *Бірінші* кезеңде, бір жағынан, керісінше болады: материалды емес шығындар салынды, өйткені ешқандай физикалық активтер олар үшін есептелінген жоқ. Бұл жағдайда *таусылуды есепке алу* өңдеуге арналған шығындарды өтеу үшін енгізіледі, олар мұнай мен газдың нақты өндірісіне дейінгі барлауға және басқа да бастапқы операцияларға жұмсалған болатын.

Басқа сөзбен айтқанда, таусылуды есепке алу, табиғи ресурстардың таусылу есебінен қолданылатын амортизация болып табылады.

5.1.1 Амортизацияны анықтау әдістері

Уақыттың нақты кезең ішінде амортизацияны анықтаудың бірнеше әдісі бар. Пропоцианалды шығынға жатқызу әдісі оның қарапайымдылығы арқасында мұнай өнеркәсібінде жұмыс жасайтын инженерлермен және экономистермен кең қолданылады.

Әдіс келесідей түрде түсіндіріледі. Математикалық тілмен айтқанда, актив құнының уақыты келе сызықты азаяды деп жорамалданады. Ал егер келесі өзгермелілер анықталған болса:

d = амортизацияның жылдық нормасы ($/жыл)

Vo и Vs = бастапқы мәні және сәйкесінше активтің таратулық құны ($)

n = қызмет ету мерзімі (жыл)

$$\text{then the annual depreciation cost} = \frac{\text{depreciable capital}}{n}, \text{ or}$$

$$d = \frac{V_o - V_s}{n}$$

сонда амортизацияның жылдық құны =
амортизацияланатын капитал, немесе
Активтердің құны V_a жылына a, келесі түрге ие болады

$$V_a = V_o - (a)(d)$$

5.1-мысал

Дала жағдайында қажетті жылулық алмастырғыштың амортизациялық құны 100.000 $ мөлшерінде деп есептейік. Ол қайта өңдеуден кейін, айтарлық, 20 миллион баррель қызмет көрсете алады. Егер ол жылына 600.000 баррельді өндесе, жылулық алмастырғыштың амортизациясының жылдық құнын есептеу керек.

Шешімі

Амортизация коэффициенті= 100.000/20.000.000 = баррельге 0,005$.
Амортизацияның жылдық құны d = (600.000)(0,005) = 30.000$.

5.1.2 Таусылуды анықтау әдістері

Егер таусылуға жеңілдіктер мұнай кен орнында пайдаланылса, оның мәнін есептеудің екі мүмкін әдісі болады: (1) белгіленген пайыз әдісі және (2) өнім бірлігінің өзіндік құны негізінде. Белгіленген пайыз әдісі үшін әдетте пайыз басқарып отырған өкіметпен бекітіледі (бұл Құрама Штаттарда сатылымның таза көлемінен 22%), бірақ белгіленген пайыз таусылуды алып тастағанға дейін таза пайдадан 50% аспау керек. Өнім бірлігінің өзіндік құны негізінде әдісті сипаттауда оқырман, осы әдісті қолдану туралы ақпараттарды алу үшін, 5-тарауға «Мұнай экономика және инженерия, 3-басылым, КРК баспа 2014» жүгіне алады.

5.2 Шикі затты және табиғи газды өндіруге жалпы шығындар

Бұл тарау екінші сұраққа жауапты қарастырады: мұнай шикізатының және табиғи газдың өндірісі қанша тұрады? Мұнай шикізатының және табиғи газдың өндірісіне жалпы шығындар екі компоненттен тұрады: *геологиялық барлауға* арналған шығындар және мұнай игеруге арналған шығындар. Геологиялық барлауға арналған шығындар – бұл мұнай мен газ қорларын барлау мен игеруге арналған шығындар, сондай-ақ мұнай мен газ қорларының болуы мүмкін жер меншігін сатып алуға немесе учаскені жалға алуға келісім-шарттарын жасауға арналған шығындар. Мұнай өндіруге арналған шығындар, бір жағынан, бұл мұнай және газ ұңғымаларын пайдалану мен қызмет көрсетуге арналған шығындар, сондай-ақ мұнай мен газды жер бетіне жеткізуге арналған ілеспе қондырғылар мен құралдарға арналған шығындар.

Енді, 5.1.2-тарауда көрсетілгендей, амортизация шығындары мен мұнай кен орындары үшін резервтің таусылу жеңілдіктерін есептеп, өндірістің жалпы құнын есептеу оңай болады:

Өндіріс=мұнай кен орындарын пайдалану кезіндегі барлық шығындардың соммасы=таусылу шығындары+амортизация+пайдалану шығыстары

5.1-кестесі Құрама Штаттары және басқа елдер үшін мұнай мен газ шығару шығындарының жалпы көлемі туралы мәліметтерді көрсетеді

КЕСТЕ 5.1
2007-2009 жылдарға шикі мұнай мен газ өндірісіне жұмсалатын шығындар (2009 $/баррель мұнай эквиваленті)

	Мұнайды өндіруге жұмсалатын шығындар	Геологиялық барлауға жұмсалатын шығындар	Барлауға және өндіруге жұмсалатын жалпы шығындар
Америка Құрама Штаттары (орта шамамен)	$12,18	$21,58	$33,76
Құрлықта	$12,73	$18,65	$31,38
Теңізде	$10,09	$41,51	$51,60
Барлық басқа елдер (орта шамамен)	$9,95	$15,13	$25,08
Канада	$12,69	$12,07	$24,76
Африка	$10,31	$35,01	$45,32
Орта Шығыс	$9,89	$6,99	$16,88
Орталық және Оңтүстік Америка	$6,21	$20,43	$26,64

Ақпарат көзі: АҚШ энергетика саласындағы ақпарат бойынша басқарма (соңғы шолу: 15 қаңтар 2014).

а 5.618 текше фут табиғи газдың бір баррельге эквивалентті.

5.3 Рентабельділіктің қаржы көрсеткіштері және талдамасы

Бұл тарау біздің үшінші сұрағымызға жауап береді: Кейбір экономикалық көрсеткіштерді жобаның рентабельдігін бағалау үшін қалай қолдану керек? Қаржылық көрсеткіштер мен рентабелділікті талдаудың басты мақсаты кәсіпорын тартымдылығының немесе жобаның кейбір талаптарын тапсыру болып табылады, онда күтілетін пайда (кірістер) өндірістің жиынтық шығындарынан аспау керек. Қаржылық көрсеткіштерді бағалаудың көп түрлі әдістері бар, бірақ барлық бағалаулар кешенді қабылдануы керек.

Рентабельділік деңгейді өлшейді, онда бизнес ресурстарды, жерді, жұмыс күшін және капиталды пайдаланудан пайданы генерацияланады. Рентабельділікте қажеттілік фактісінде кез-келген коммерциялық кәсіпорын пайда табу үшін салынған ақшаларды пайдаланады. Рентабельділік компанияның пайдаланған инвестициядан алған пайдасын бөлумен өлшенеді.

Күрделі салымдардан қайтарымдылықты экономикалық бағалаудың көбірек қолданыстағы өлшемдермен, әдістермен және экономикалық көрсеткіштерімен, талқыға түсетіндер келесілер:

- Пайданың нормасы немесе инвестицияның өтемділігі (ИӨ)
- Төлем мерзімі (ТМ)
- Күрделі салымдардың шекті тиімділігінің нормасы (КШТН) және дисконттау коэффициенті (ДК)
- Таза келтірілген құн (ТКҚ)

5.3.1 Пайданың жылдық нормасы (ПЖН)

Пайданың жылдық нормасы теңдеумен анықталады ПЖН = (Жылдық пайда/Күрделі салымдары) (100)

Мұнай кәсіпорындары үшін ақша ағымы бірнеше жыл бойы жалғасатын пайданың орташа нормасы пайданың орташа мәнінен жыл сайынғы пайда соммасын қызмет етудің тиімді мерзіміне бөлумен есептеледі:

$$ROI = \left[\frac{\sum_{1=y}^{n} \text{annual profits}}{n} \right] \Big/ (\text{capital investment})(100) \qquad (5.1)$$

ROI – ГНП
Annual profits – жылдық пайда
Capital investment – (күрделі салымдар)

5.2-мысал

Шикі мұнайдың тұзсыздануына байланысты екі жоба үшін ПЖН есептеу қажет; әрқайсысының бастапқы инвестициясы 1 млн $. Бастапқы жобаның пайдалану мерзімі 4 жыл, ал екінші жоба үшін – 5 жыл.

Шешімі

Екі жоба үшін пайданың орташа нормасы 5.2 кестесінде көрсетілгендей есептеледі. Жоба үшін ПЖН соңғы мәні: 16.25%, жоба үшін 2: 22.2%.

5.3.2 Төлем мерзімі, өзін-өзі ақтау мерзімі немесе ақшалай қаражаттарды қалпына келтіру кезеңі

Төлем мерзімі жобаға ақша ағымы ретінде амортизацияланатын күрделі салымдарын қалпына келтіру үшін қажетті уақыт ретінде анықталады. Ақша құралдарының ағымы жалпы кірістен минус шығындарды білдіреді.

Төлем мерзімі (жыл)= Амортизацияланатын капиталдың инвестициясы/Орташа жылдық ақша құралдары

5.3-мысал

Күрделі шығындардың екі баламалы нұсқасы үшін төлем мерзімін есептеу әрқайсысына 2 млн $ мөлшерінде инвестициямен байланысты, күкіртті жою бойынша қондырғы, 5.3 кестеде көрсетілгендей. Жоба 1 мен жоба 2 өмір сүру мерзімі сәйкесінше 6 мен 10 жылды құрайды.

Шешімі

Ақша ағымынан, 5.2-кесетеде көрсетілгендей, төлем мерзімі келесідей есептеледі:

(ТМ)1= 2 × 106/471,429 = 4.24 жыл, онда $471,429 - бұл қолма-қол ақша құралдарының орташа жылдық ағымы

(ТМ)2= 2 × 106/370,000 = 5.41 жыл, онда 370,000 – бұл қолма-қол ақша құралдарының орташа жылдық ағымы

5.2-КЕСТЕ

Шикі мұнайды тұзсыздандыру үшін инвестициялардың орташа рентабельділігі (5.2-мысалдың шешімі)

	Жоба 1			**Жоба 2**		
Жыл	Жабдықтың тозуына дейінгі пайда	Тозуға жеңілдік	Амортизациядан кейінгі таза пайда	Жабдықтың тозуына дейінгі пайда	Тозуға жеңілдік	Амортизациядан кейінгі таза пайда
1	$400,000	$250,000	$150,000	$75,000	$200,000	–$125,000
2	$350,000	$250,000	$100,000	$180,000	$200,000	–$20,000
3	$300,000	$250,000	$50,000	$300,000	$200,000	$100,000
4	$275,000	$250,000	$25,000	$400,000	$200,000	$200,000
5				$600,000	$200,000	$400,000
Сомасы			$325,000			$555,000
Орташа инвестиция			$500,000			$500,000
Орташа пайда			$81,250			$111,000
Пайданың орташа нормасы		16.25%			22.20%	

5.3-КЕСТЕ
Күкіртті кетіру бойынша қондырғы үшін ақша ағыны (Мысал 5.3)

Ақша ағыны ($)		
Жыл	Жоба 1	Жоба 2
0	2,000,000	2,000,000
1	1,500,000	200,000
2	500,000	300,000
3	400,000	400,000
4	350,000	400,000
5	250,000	400,000
6	200,000	400,000
7	100,000	400,000
8	–	400,000
9	–	400,000
10	–	400,000
Ақша ағыны	$3,300,000	$3,700,000
Жылдық ақша ағыны ($/жыл)	471,429	370,000
СВ (жыл)	4.24	5.41

5.3.3 Күрделі салымдардың шекті тиімділігінің нормасы (КСТН) және дисконттау коэффициенті (ДК)

Егер бізде мұнай активі (мұнай ұңғымасы, бетін өңдеу объектілері, рафинаттау блогы және т.б.)бастапқы күрделі салымдарымен, Р барлық пайдалану кезеңі бойы генерациялайтын жыл сайынғы ақша ағымы, n болса, онда КШТН пайданың нормасы немесе пайыз ставкасы ретінде анықталады, оның ағымдағы мәнінің соммасы Р тең болу үшін, ол жылдық ақша ағымына қолданылуы мүмкін.

Есептеу жағынан КШТН теңдеумен немесе алдыңғы әдістермен ұқсастық бойынша формуламен көрсетілуі мүмкін емес. Келесі мысал КШТН есептесумен байланысты негізгі түсініктерді көрсетеді.

5.4-мысал

Мұнай компаниясы жалға мұнай ұңғымаларын ұсынады, өндіріс үшін қолданылатын қондырғыларға арналған жалпы көлемі 110 000 $ мөлшерде күрделі салымдардарын қажет етер еді. Бұл капитал 10.000$ айналмалы ақша, 90.000$ амортизацияланатын инвестиция және 10.000$ ликвидациялық құны 5 жыл қызмет ету мерзімі ішінде. Жобаға ақша құралдарының қозғалысын (салықтарды төлегеннен кейін)мұнай сатудан алынды, 5.4 кестеде көрсетілгендей. КШТН есептеу негізінде,

шешім қабылдау керек: Бұл жоба қабылдана ма екен?

Шешім

КШТН өңдеу үшін екі амал келтірілген.

5.4-КЕСТЕ
Ақша ағынының құрылымы (Мысал 5.4)

Жыл	Ақша ағыны ($103)
0	–110
1	30
2	31
3	36
4	40
5	43

1-АМАЛ : КЕЛЕШЕК ҚҰНДЫ ПАЙДАЛАНУ

Біздің мақсат – келесі теңдікті орнату: 5 жыл өткен сайын, келешек ақша ағымының құны мұнай сатудан қалпына келді, Fo және ағым келешектегі күрделі салымдардарының құндылығымен зиянсыз болуы керек, олардың банкке күрделі пайыздарды беру шартымен, FB, пайыздық ставка бойынша, i.

Яғни

$$F_o = F_B \tag{5.2}$$

Яғни

Қайда $FB = 110{,}000(1 + i)^5$, банк секторы үшін және $F_o = \sum_{i=1}^{5} F_i$, мұнай өнеркәсібіне инвестициялар үшін, ол өткен жылдың қорытындысы бойынша табыспен ұлғайтылған жобаға ақша ағыны болып табылады.

Демек,

$$F_o = 30{,}000(1+i)^4 + 31{,}000(1+i)^3 + 36{,}000(1+i)^2 + 40{,}000(1+i) + 43{,}000 + 20{,}000$$

$20.000 айналма капиталдың сомасы және бесінші жылдың соңына қарай қалдық құн болып есептелетініне назар аудырыңыз

FB = Fo қойып, бізде i бір белгісізбен бір теңдеу шығады, ол ретті шашамен есептелуі мүмкін. I мәні 0,207 тең болады, яғни КШТН 20,7% құрайды.

2-АМАЛ : ДИСКОНТТАУ ТЕХНИКАСЫН ПАЙДАЛАНУ

Біздің мақсатымыз болжанатын і шамасын пайдалана отырып, мәнді көрсету үшін жылдық ақша ағымына жеңілдіктер болып табылады. Дұрыс і дисконтталған ақша ағымының соммасын күрделі салымдардарының ағымдағы құнына тең жасайды, Р. Шешім келесі теңдеуді пайдаланады:

$$P = \sum_{y=1}^{5} p_y \qquad (5.3)$$

мұндағы

$$p_y = (\text{annual cash flow})_y \; d_y = (ACF)_y \left(\frac{1}{1+i} \right)^y$$

Annual cash flow – жылдық ақша ағыны
жыл үшін у, 1 мен 5 арасында.

Тағы бір маңызды критерий, ақша ағымын дисконттауда і дұрыс шамасын табу үшін пайдаланылуы мүмкін, келесідей қатынаспен анықталады. КШТН - бұл шама, ДК = 1,0 береді, онда ДК – дисконттау коэффициенті және формула бойынша анықталады

$$КД = \frac{\text{дисконтталған ақша ағындарының сомасы (келтірілген құн)}}{\text{Алғашқы инвестициялар}} \qquad (5.4)$$

Дисконттау коэффициентін пайдалану мысалының шешімі 5.5 кестеде көрсетілген.

Егер жылдық ақша ағымы жылдан жылға тұрақты болса, онда А $/ жыл , онда қолдануға болады:

$$A\left[\frac{1}{(1+i)} + \frac{1}{(1+i)^2} + \ldots + \frac{1}{(1+i)^n} \right] = P \qquad (5.5)$$

5.5-теңдеудің екі бөлігін (1 + і)п көбейтіп, біз келесіні аламыз:

$$A[(1+i)^{n-1} + (1+i)^{n-2} + \ldots + 1] = P(1+i)^n \qquad (5.6)$$

Сол жақ бөлігіндегі геометриялық прогрессияның қосындысы келесі түрге ие

$$\frac{(1+i)^n - 1}{i}$$

Демек, 5.6-теңдеуін келесі түрде қайта жазуға боалды

$$P(1+i)^n = A\frac{(1+i)^n - 1}{i} \qquad (5.7)$$

Бұл теңдеу 5.2-теңдеудің екі бөлімін де қанағаттандырады; яғни, Р келешек құны банкке салым жасағанда, формула бойынша анықталатынын атап өту қызықты:

$$F_b = P(1 + i)^n$$

Мұнай өнеркәсібіне (А) инвестициядан алынған жылдық ақша ағымының келешек құны, егер амортизациялық күрделі салымдарына жатса, формула бойынша анықталады

$$F_o = A\frac{(1+i)^n - 1}{i}$$

5.5-КЕСТЕ

Мұнай ұңғымаларының лизингіне инвестициялар үшін КСТН

i = 15%				**i = 20%**		**i = 25%**		**i = 20.7%**	
Жыл (ж)	Ақша ағыны	dr	Ағымдағы құны ($)	dr	Ағымдағы құны ($)	dr	Ағымдағы құны ($)	dr	Ағымдағы құны ($)
0	110,000								
1	30,000	0.8696	26,088	0.8333	24,999	0.8000	24,000	0.8290	24,870
2	31,000	0.7561	23,439	0.6944	21,526	0.6400	19,840	0.6870	21,297
3	36,000	0.6575	23,670	0.5787	20,833	0.5120	18,432	0.5700	20,520
4	40,000	0.5718	22,872	0.4823	19,292	0.4096	16,384	0.4720	18,880
5	43,000	0.4971	21,375	0.4019	17,282	0.3277	14,091	0.3910	16,813
	20,000								
Барлығы			117,444		103,932		92,747		102,380
ДК			1.07		0.94		0.84		0.93

Енді 5.7-теңдеуін КШТН есептеу үшін ретті жақындау әдісімен, A, P және n шамаларын біле отырып пайдалануға болады. Сонымен, КШТН максималды пайыздық ставкадан тұрады, онда ақшаны мұнай жобасын қаржыландыру үшін қарызға алуға болатын еді.

5.3.4 Таза келтірілген құн (ТКК)

КШТН әдісі пайыздық ставканы табуға негізделген, ол әдістен шығатын жағдайларды қанағаттандарады. Бұл жерде біз і шамасын ұсынамыз, ол инвестицияға пайданың жарамды нормасы болып табылады, ал сосын ақша ағымының дисконтты құнын і шамасын пайдалана отырып есептейміз. Таза келтірілген құн

ЧПС = ақша ағымының келтірілген құны, і мәліметі бойынша дисконталған - күрделі салымдар (5.8)

5.5-мысал

5.4-мысалда сипатталған, мұнай ұңғымаларын арендасының ақша ағымын ЧПС есептеу, егер ақша құралдары 15% тұрса.

Шешімі

i = 0,15 кезінде, жылдық ақша ағымы дисконтталады. Ақша ағымының келтірілген құны = $127.000. ЧПС тікелей теңдеудің көмегімен есептеледі 5.8:

ЧПС = 127.000 – 110.000 = $17.000

Яғни, мұнай ұңғымасын жалға беру 17.000$ (доллордың қазіргі бағамымен бағаланады) толық қайтарылған күрделі салымдардарынан тыс. Шешім 5.6 кестеде көрсетілген және мына графикте бейнеленген.

Мұнай ұңғымаларының лизингіне инвестициялар үшін КСТН

5.6-КЕСТЕ

Мұнай ұңғымаларының лизингіне инвестициялар үшін КСТН

i = 5%				**i = 20%**		**i = 25%**		**i = 20.7%**	
Жыл (ж)	Ақша ағыны	dr	Ағымдағы құны ($)	dr	Ағымдағы құны ($)	dr	Ағымдағы құны ($)	dr	Ағымдағы құны ($)
0	110,000								
1	30,000	0.8696	26,088	0.8333	24,999	0.8000	24,000	0.8290	24,870
2	31,000	0.7561	23,439	0.6944	21,526	0.6400	19,840	0.6870	21,297
3	36,000	0.6575	23,670	0.5787	20,833	0.5120	18,432	0.5700	20,520
4	40,000	0.5718	22,872	0.4823	19,292	0.4096	16,384	0.4720	18,880
5	43,000	0.4971	21,375	0.4019	17,282	0.3277	14,091	0.3910	16,813
	20,000								
Барлығы			117,444		103,932		92,747		102,380
ДК			1.07		0.94		0.84		0.93
ТКҚ			$7444.40		–$6067.70		–$17,252.90		–$7620.00

5.6-мысал

Мұнай компаниясы 10 жыл соңына 800.000$ мөлшерде ақша ағымын және ақшаға ағымдағы пайыздық ставканың 10% күтуде. Бұл кәсіпорынның ПС есептеу керек.

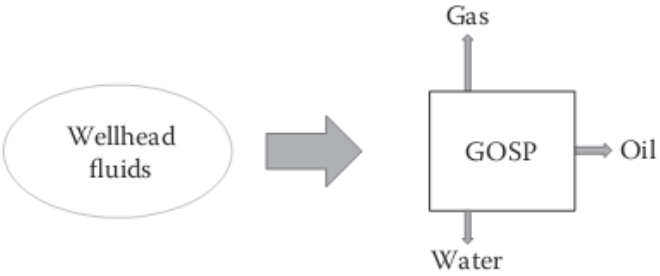
Шешім

Инвестициялық капиталдың бірде біреуі бұл жерде қатыспайды, сондықтан мәселе дисконттау процедурасына әкеп соғады.

Ақша ағынының келтірілген құны = 800.000 (1 + 0,1) – 10 = $308.000

II тарау
Өндірілетін сұйықтықтардың ажыратқышы

Мұнай мен газ қоспасы беткейге дейін шығарылғаннан кейінгі біздің басты мақсатымыз - ағымды шикі мұнайды, табиғи газды және жекелеген ағымдағы су фазасын бөлу үшін газ-мұнай ажыратқыштық құрылғысына (ГМСҚ) бағыттау. Бұл тарау 6- және 7-бөлімдерден тұрады. Сипаттамасы келесі схемада берілген жер үсті операциялары солардан басталады.



Wellhead fluids – Сағалық сұйықтықтар
Gas – Газ
GOSP – ГМсҚ
Water – Су
Oil – Мұнай

Процесс талаптарын қанағаттандыру үшін мұнай-газ ажыратқыштары әдетте бірнеше кезеңде жасалады. Бірінші кезеңнің ажыратқышы фазалардың бастапқы бөлінуі үшін пайдаланылады, ал екінші және үшінші кезеңдер әр фазаның одан арғы өңделуі үшін (газ, мұнай және су) қолданылады.

6
Газ-мұнай қоспасының екіфазалы ажыратқышы

Өндірілген флюидтерді (газ, мұнай, су) бөлу өзімен шикі мұнайды кәсіптік өңдеудің ең бірінші міндетін білдіреді және соған сәйкес газ-мұнайды бөлу сатысы шикі мұнайды кәсіптік өңдеу операцияларының топтамасындағы бастапқысы болып табылады. Бұл жердегі негізгі мақсат газдың көп бөлігін бағалы көмірсутегілерінен босатуды қамтамасыз етуде, сонымен шикі мұнайды қалпына келтіруді ұлғайтумен бірге болады.

Мұнайкәсіптік ажыратқыштарды ажырату фазаларының санына қатысты екі түрге бөлуге болады:

1. Мұнай кен орындарындағы мұнайдан газды немесе газ кен орындарындағы судан газды ажырату үшін қолданылатын екіфазалы сепараторлар
2. Сұйық фазадан газды және мұнайдан суды бөлу үшін қолданылатын үшфазалық сепараторлар.

Ол үшін газ-мұнайлық сепаратор қолданылады.

Осы бөлімде сұйықтықтан (мұнайдан) газды ажырататын екіфазалық ажыратқыш қарастырылады және газ бен сұйықтық жеке жіберіледі. Газ-мұнай бөлудің теориясы мен тәсілдерінің, сонымен қатар қолданылған жабдығының толық сипаттамасы берілді. Газ-мұнайлық ажыратқыштардың ауытқушылығы негізгі типтік операцияларды пайдаланумен жүзеге асырылады. Газ-мұнай ажыратқыштық құрылғыға арналған оңтайлы қысым анықтау мен жедел есептеулер берілді.

6.1 Кіріспе

Өнім ұңғымасының төменгі бөлігінде жоғары қысым болғанда шикі мұнай ерігіш газдардың үлкен құрамын құрайды. Шикі мұнай беткейге дейін жеткен кезде оның қысымы соншалық төмен болады. Осыған сәйкес, анағұрлым жоғары қысым барысында еріген газдар сұйықтықтан шығады. Мұнайдың тым көп мөлшерін жоғалтпастан мұнайдан газды бөлу үшін кейбір тәсілдер қарастырылған болуы қажет.

Дұрысында, өнім ұңғымасынан түсетін флюидтер екі түрде шығады: салыстырмалы түрдегі жоғары қысымдағы бу мен сұйықтық. Сұйықтық шикі мұнай мен газдың қоспасы, ішінара бос және ішінара ерітінді түрінде шығады. Мұнайды бөлу және оның тұрақты түрін алу

үшін сұйықтық қысымы төмендетілген, ал жылдамдығы азайтылған болуы керек. Бұл

әдетте газ-мұнай қоспасы қысымын бірнеше кезең бойы атмосфералық қысымға дейін дәйекті түрде төмендететін газ-мұнай ажыратқыштық құрылғысындағы (ГМАҚ) ұңғымалық сұйықтықты жіберумен жетеді. ГМАҚ қысымды азайту кезінде мұнайға жататын анағұрлым жеңілдері мен анағұрлым құнды көмірсутекті құрамдас бөліктердің кейбірі газ фазасындағы газбен бірге сөзсіз жоғалады.

Ұңғыма сағасынан алынған шикі мұнай бір кен орнын басқа кен орнымен салыстырғанда тек физикалық сипаттамаларымен (3-бөлімде сипатталғандай) ғана емес, сонымен қатар өз құрамындағы газ бен тұзды су мөлшерімен айтарлықтай ерекшеленеді. Кейбір кен орындарында тұзды су өндірілген мұнаймен бірге қабаттан ұңғымаға түспейді. Бұл осы бөлімде біз мұнайдан газды бөлуге ғана (яғни екіфазалық бөлу) көңіл бөліп қарастыратын жағдай. Басқа жағынан мұнаймен бірге тұзды су өндірілген кезде, ол кезде 7-бөлімде қарастырылған үшфазалық ажыратқышты қолдану қажет.

Әрбір қолданыстағы ұңғыма мұнайы сұйықтық беру желісі арқылы ұңғыма сағасынан жинаудың орталық қосынына дейін жіберіледі. Жинаудың орталық қосыны, әдетте, кен орны орталығындағы қандай да бір орында болады және өндірілген мұнай-газ қоспасын өңдеуге арналған бірнеше ұңғыманың ағымын жинайды.

Мұнай фазасы мен газ фазасын бөлу бір-бірінен тәуелсіз әр фазаны басқаруға, есеп жүргізу мен өңдеу жүргізуге және соған сәйкес тауарлық өнім өндіруге мүмкіндік береді.

6.1.1 Кейбір негізгі қағидалар

Мұнай-газдық ажыратқыштар әдетте келесідегідей *жұмыс үйлесімі* бойынша жіктеледі:

- Көлденең орналасқан ажыратқыштар - мөлшері жағынан 10-12-ден 15-16-ға дейінгі фут диаметрімен және 4-5 футтан 60-70 футқа дейінгі жіктен жікке дейінгі целиндрлі бөлігінің ұзындығымен танылады. Ажыратқыштар бірқұбырлы және екіқұбырлы болады.
- Тігінен орналасқан ажыратқыштар - мөлшері жағынан 10-12-ден 10-12-ға дейінгі фут диаметрімен және 4-5 футтан 15-25 футқа дейінгі жіктен жікке дейінгі целиндрлі бөлігінің ұзындығымен танылады.
- Сфералық ажыратқыштар - 24 немесе 30-дан 66-72-ге дейінгі диаметрде қол жетімді.

Бөлу қызметі негізінде мұнай-газ ажыратқыштары газды-сұйықтықты екіфазалы ажыратқыштар газды-сұйықтықты екіфазалы ажыратқыштарға немесе мұнай-газды үшфазалы ажыратқыштарға топтастырылды. Олар да келесідей жіктелген болуы мүмкін: бастапқы фазаның ажыратқышы, тестілік ажыратқыш, жоғары қысымды ажыратқыш, төмен қысымды ажыратқыш, газсыздандырғыш және басқалар.

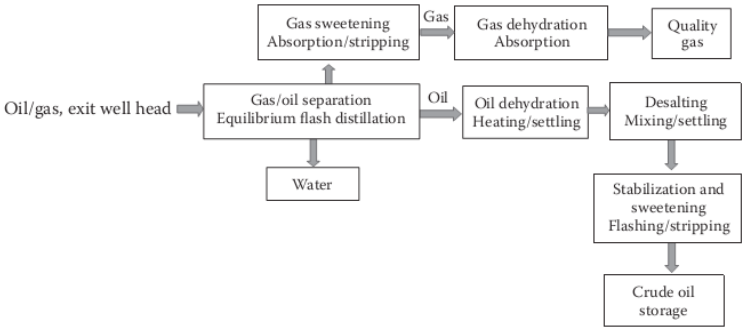
• Бөлу көрсеткіштері ағын жылдамдығы, сұйықтық қасиеті, аппараттардың сырт пішімі, ішкі жабдықтары мен басқару жүйесі сияқты көптеген факторларға әсер ететін сұйықтық пен газды өткізу деңгейлерімен бағалануы мүмкін.

• Көпшілік бөлгіш газ-мұнайлы аппараттардың газ өндірушілігі белгілі мөлшердегі сұйықтық тамшысын жою негізінде жүйеленеді.

• Сұйықтық бойынша көпшілік айырғыштардың өндірушілігі газ көпіршіктеріне қалыптасу мен ажырауға мүмкіндік беру үшін жеткілікті ұстау уақытын қамтамасыз ету негізінде жүйелендіріледі.

• Аппараттың ішкі жабдығы келесі факторлармен мұнай-газды айырғыштың пайдалану сипатына айтарлықтай әсер етуі мүмкін: ағындарды бөлу, тамшыларды/көпіршіктерді кесу мен біріктіру, көбік қалыптасуы, деңгейді араластыру және бақылау.

• Теңгерімдендірілген (бір дүркін) булануды қоса алғанда газ-мұнайды бөлу негізіне жататын блок(тар)дың жұмысы келесі диаграммада көрсетілді.



Oil/gas, exit well head – Мұнай/газ, ұңғыма сағасынан шығуы
Gas – Газ
Gas sweetening – Газды күкіртсіздендіру
Absorption/stripping – Абсорбция/бензиннен айыру
Gas dehydration – Газды сусыздандыру
Quality gas – Сапалы газ
Oil/gas, exit wellhead - Мұнай/газ, ұңғыманың шығыс сағалық тесігі

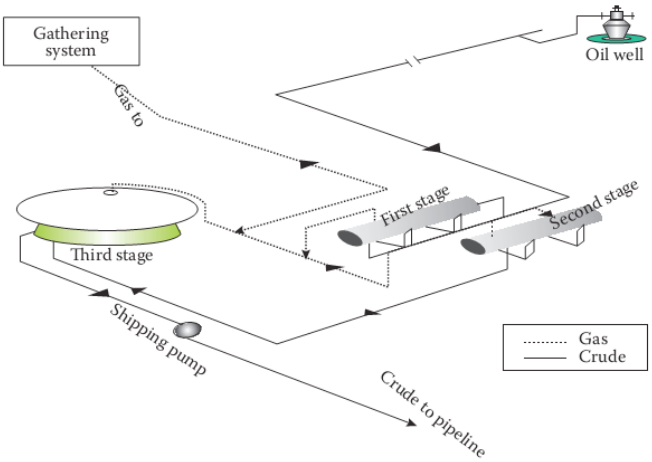
Gas/oil seperetion – Мұнайды/газды ажырату
Equilibrium flash distillation – Біркелкі бірретік дистилляция
Oil – Мұнай
Oil dehydration – Мұнайды сусыздандыру
Heating/settling – Қыздыру/тұндыру
Desalting – Тұзсыздандыру
Mixing/settling – Араластыру/тұндыру
Stabilization and sweetening – Тұрақтандыру және күкіртсіздендіру
Flashing/stripping – Булану/бензиннен айыру
Crude oil storage – Шикі мұнайды сақтау

6.2 Айыру міндетін шешу

Көп мөлшері бос және еріген газдан тұратын жоғары қысымды шикі мұнай ГМАҚ қоспаға жіберетін қалдықты желідегі ұңғыма сағасынан ағады. Айырғышта шикі мұнай резервуардың төменгі бөлігінде бөлініп шөгеді. Жоғары газды фактордағы (ГФ) шикі мұнай айырудың екі немесе одан да көп сатысы арқылы өтуі тиіс.

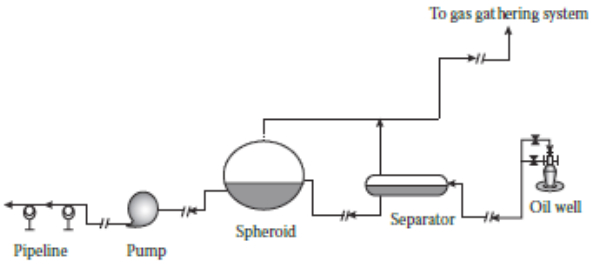
Газ айырғыштың жоғарғы бөлігінен газ жиналу жүйесіне, жеңіл фракцияларды аулау құрылғысына (ЖФАҚ) немесе газ құбырларына шығады. Шикі мұнай, бір жағынан, төменгі жағынан шығады және қажет болғанда бөлінудің басқа сатысына, ал сосын мұнайды ашық сақтау үшін резервуарға жіберіледі (6.1-сурет).

ГМАҚ аумағындағы шикі мұнай қозғалысы өзінің жеке қысымының әсерінен болады. Сорғылар алайда, резервуарлар немесе құбырлар паркінде оның ақырғы жолында мұнайды жіберу үшін қолданылады (6.2-сурет). Мұнайдың сатыдан сатыға қозғалысы барысында қысымының төмендеуі 6.3-суретте көрсетілген.



Gathering system – мұнай жиналу жүйесі
Third stage – Үшінші саты
Shipping pump – Мұнай айдауға арналған сорғы
First stage – Бірінші саты
Crude to pipeline – Құбырдағы шикі мұнай
Gas – Газ
Crude- Мұнай
Second stage – Екінші саты
Oil well – Мұнай ұңғымасы

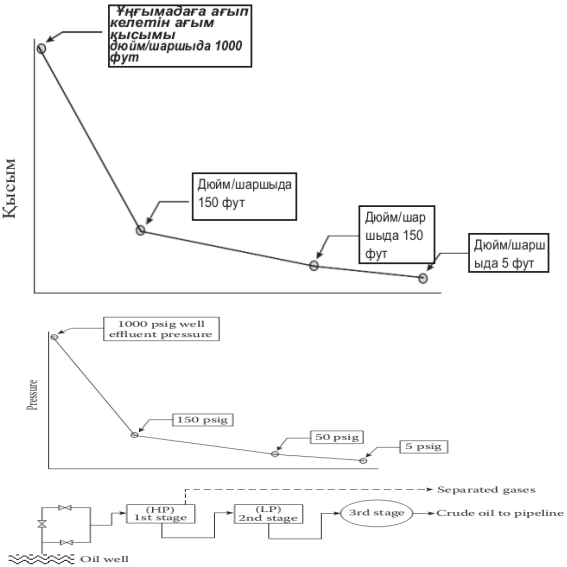
6.1-сурет ГМАҚ арқылы мұнай ұңғымасынан шыққан шикі мұнай ағыны.



Pipeline – мұнай құбыры
Pump – Құбыр сорғысы
Spheroid – тамшы тәрізді резервуар
Separator – Айырғыш
Oil well – Мұнай ұңғымасы
To gas gathering system – газ жинағыш желісі

6.2-сурет ГМАҚ-нан мұнай беру

Газ-мұнайлық айыру процесінде орын алатын өзгерістерді көз алдына келтіру үшін газ-мұнай қоспасын айырудың тәжірибелік-өнеркәсіптік қондырғысы жұмысының нәтижесін жинақтайтын 6.4-сурет берілді. Нәтижелері бір орында сыйымдылығы 1,32 баррель болатын мұнай қоспасының бастапқы резервуары үшін берілді. Әр саты үшін ұсынылған деректер ағым жылдамдығын, сонымен қатар газ құрамын көрсетеді. Мұнайдың бір баррелі сақтау үшін резервуарда жиналады және 0,32 баррель жоғалтым өзімен жеке газдың мөлшерін білдіреді.



Oil well – Мұнай ұңғымасы
(HP) 1st stage – (ВД) 1-саты
(LP) 2nd stage – (НД) 2-саты
3rd stage – 3-саты
Crude oil to pipeline – Құбырдағы шикі мұнай
Separated gases – Жеке газдар

6.3-сурет
Таяу Шығыстағы кен орнындағы типтік ГМАҚ арналған қысым төмендеуінің схемасы

6.3 Газ-мұнай қоспасын айыру теориясы

Газ бен мұнай өнімдерінің ағымына, көмірсутектер ұңғымасына ағатын көмірсутекті қоспаларды бөлу негізінде жатқан теорияны түсіну үшін осындай қоспалар 6.5-суретте көрсетілгендей көмірсутектің үш негізгі тобы бар деп болжамданады:

1. CH_4 (метан) мен C_2H_6 (этан) тұратын жеңіл топ

2. Екі топ тармағынан - пропан/бутан (C3H8/C4P10) тобы мен пентан/гексан (C5H12/C6H14) тобынан тұратын аралық топ

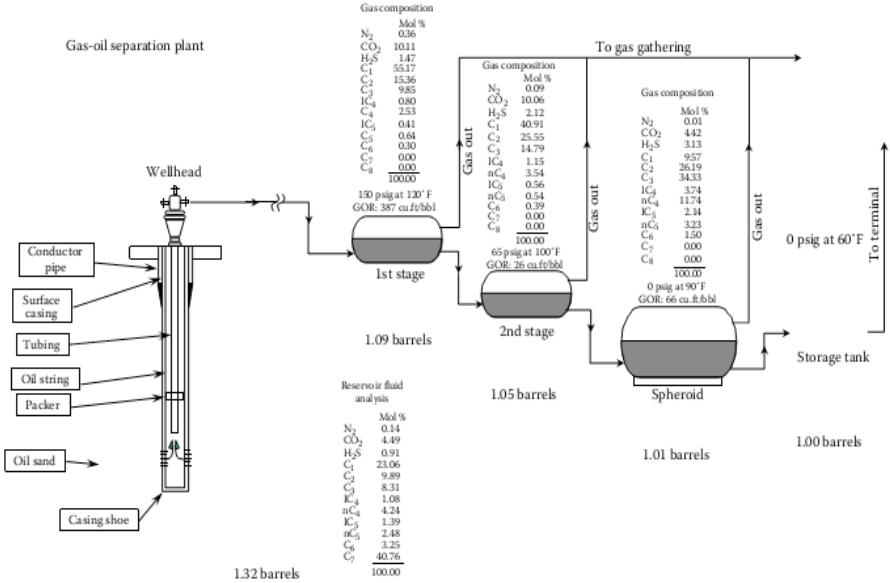
3. Көп бөлігі C7H16 ретінде теңестірілетін шикі мұнай болып табылатын ауыр топ.

Газ-мұнайды бөлу процесін жүргізу барысында негізгі мақсат келесілерге қол жеткізуден тұрады:

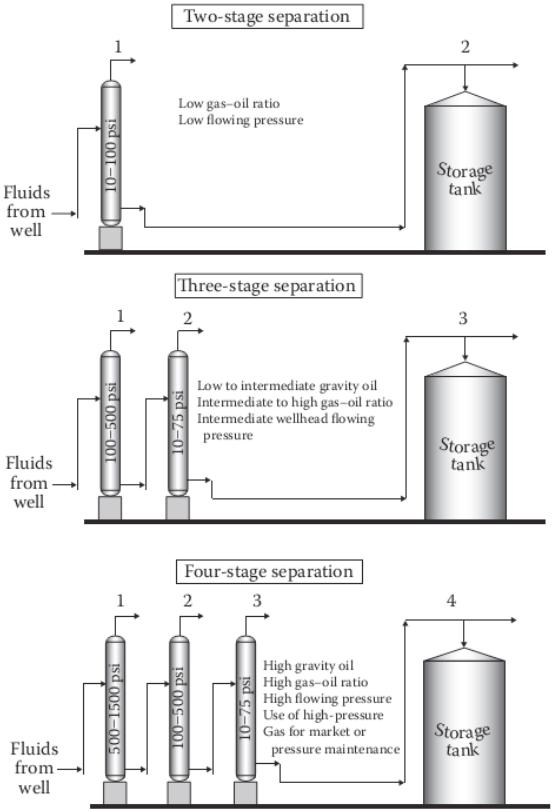
• Мұнайдан C1 мен C2 жеңіл газдарды бөлу

• Шикі мұнайдың аралық топтарының ауыр құрамдас бөліктерін қалпына келтіруді барынша ұлғайту

• Сұйық өнімдегі ауыр топтардың құрамдас бөліктерін сақтау



6.4-сурет
ГМАҚ арналған өнімділік деректері



Fluids from well – Ұңғыма флюидтері
Two-stage seaparation – Екісатылы ажыратым
Low gas-oil ratio – Газ-мұнай төмен қатынасы
Low flowing pressure – Төмен құйылу қысымы
Storage tank – мұнай қоймасы
Three-stage separation – Үшсатылы ажыратым
Low to intermediate gravity oil – Төменнен ортаға дейінгі үлестік салмақ мұнайы
Intermediate to high gas-oil ratio – Ортадан жоғарыға дейінгі үлестік салмақ мұнайы
Intermediate wellhead flowing pressure – Ұңғыма сағасындағы орташа қысым
Four-stage separation – Төртсатылы ажырату
High gravity oil – Жоғары үлестік салмақтағы мұнай
High gas-oil ratio – Газ-мұнай жоғары қатынасы
High flowing pressure – Жоғары құйылу қысымы
Use of high pressure – жоғары қысымдағы газды қолдану
Gas for market or pressure maintenance – Газ сату және қысымды қодау үшін

6.5-сурет

Ағымды ажырату сатысының схемасы.

Осы мақсаттарға қол жеткізу барысында аралық топтың кейбір көмірсутектері газды ағымда жоғалып кетеді. Осындай жоғалғандарды барынша азайтып, сұйықтықты қалпына келтіруді барынша ұлғайту үшін бөлу механикасын танытатын екі тәсіл салыстырылады: (1) дифференциалды немесе күшейтілген бөлу және (2) шапшаң немесе тепетеңдік бөлу. Дифференциалды бөлуде жеңіл газдар (жеңіл топтар) ұңғымаға ағатын қоспаның жалпы қысымы төмендейтіндіктен сатылар топтамасындағы мұнайдан ақырындап және толық дерлік бөлінеді. Дифференциалды бөліну жеңіл газдардың олар босаған бойда (қысымның төмендеуінен) бөлінетіндігімен сипатталады. Басқаша айтқанда, жеңіл құрамдас бөліктер анағұрлым ауырлар көмірсутектермен байланысқа түспейді; оның орнына олар өз жолын табады. Бір дүркін тепетеңдік булануды бөлу үшін басқа жағынан мұнайдан босаған газдар сұйық фазада тікелей байланыста ұсталынады. Нәтижесінде екі фаза аралығында термодинамикалық тепетеңдік белгіленеді және қажетті қысым жағдайында бөліну жүзеге асады.

Осы екі әдісті салыстыра отырып, дифференциалды бөліну барысында ауыр көмірсутектердің (орташа және ауыр топтары) шығуының мейлінше жоғарылығы сақтауға арналған резервуардағы шикі мұнай көлемінің шөгуі барынша азға түсірілді. Мұны көпшілік жеңіл газдар бөлінуінің бастапқы сатыларда жоғары қысымда болатын факторымен түсіндіруге болады; соған сәйкес төмен қысымдағы сатыларда жеңіл газдармен ауыр құрамдас бөліктерді жоғалту мүмкіншілігі барынша төменге жеткізілген.

Нәтижесінде, бір дүркіндік бөлінудің негізінен тепетеңдік жағдайлардан жеңіл газдармен алып кететін ауыр көмірсутектерді көп жоғалту орын алатындықтан дифференциалды тұжырымдама дифференциалдыға жол береді деген қорытынды жасауға болады. Соған қарамастан, дифференциалды тұжырымдама негізінде коммерциялық бөлім аса қымбат болып табылады және көп кезеңді орындау талап етілетіндіктен іс жүзіндегі тәсіл болып табылмайды. Бұл сатылардың аз мөлшерін пайдаланумен газ-мұнай қоспасын бөлуге арналған жалғыз өмірге бейімді схема ретінде бір дүркін бөлуді қалдыра отырып, дифференциалды бөлуді жоққа шығарады.

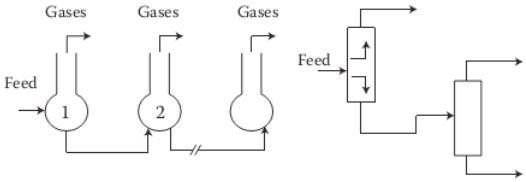
6.1-кестеде көрсетілгендей, дифференциалды бөлуге таяу жақындау бір дүркін бөлінудің төрттен беске дейінгі сатыларына пайдалану есебінен қол жеткізіледі. Екі әдіс көмегімен бөлу механизмдері арасындағы салыстыру схема түрінде оңайлатылды және 6.2-кестесінде берілді.

6.1-кесте
Бір дүркіндік және дифференциалдық бөлу

Number of Flash Stages	Percent Approach to Differential
2	0
3	75
4	90
5	96
6	98.5

Number of flash stages – Бір дүркіндік сатылар мөлшері
Percent approach to differential – Дифференциалдыға жақындау пайызы

6.2-кесте
Бөлу механизмдері арасындағы салыстыру

Parameter	Differential Separation	Flash Separation
Process arrangement		
Losses of hydrocarbon	Low	High
No. of stages	Too many (can reach 100 stages)	Few (2–4 stages)
Commercial application	Not applied	Applied

Parameter – Параметрі
Differential separation – Дифференциалды бөлу
Flash separation – Бір дүркіндік бөлу
Process arrangement – Реттеу үдерісі
Losses of hydrocarbon – Көмірсутектерді бөлу
No. of stages – Сатылар саны
Commercial application – Коммерциялық қолдану
Gases – Газдар
Feed – шикізат
Low – Төмен
Too many (can reach 100 stages) – Тым көп (100 сатыға дейін жетуге болады)
Not applied – Қолданылмайды
High – Жоғары
Few (2-4 stages) – Бірнеше (2-4 саты)
Applied – Қолданылады

6.4 Ажырату әдістері

Жоғары қысымды ағымнан шикі мұнайды алудың дәстүрлі тәсілі 6.3-бөлімінде түсіндірілген және сағалық қысымнан атмосфералық қысымға дейінгі қысым диапазонында жұмыс істейтін ажыратқыштар топтамасынан тұратын *бір реттік бөліну тұжырымдамаға* негізделеді. Соған қарамастан, табиғи газды қалпына келтіру тілегіне сәйкес және жеңіл көмірсутектердің кең фракциясын (ЖККФ) кеңейтумен бір дүркін бөлудің базалық технологиясын түрлендіру ретінде басқа әдістер ұсынылды.

Бөлу әдістерін қарапайым ғана екі негізгі санатқа бөлуге болады:

1. Дәстүрлі әдістер
2. Төмендегі жолдармен қол жеткізетін түрлендіру әдістері:

a. дәстүрлі тәсілдерге булық қайта сығу блогын қосу

b. тұрақтандырғышпен және қайта сығу блогымен дәстүрлі тәсілдерді ауыстыру

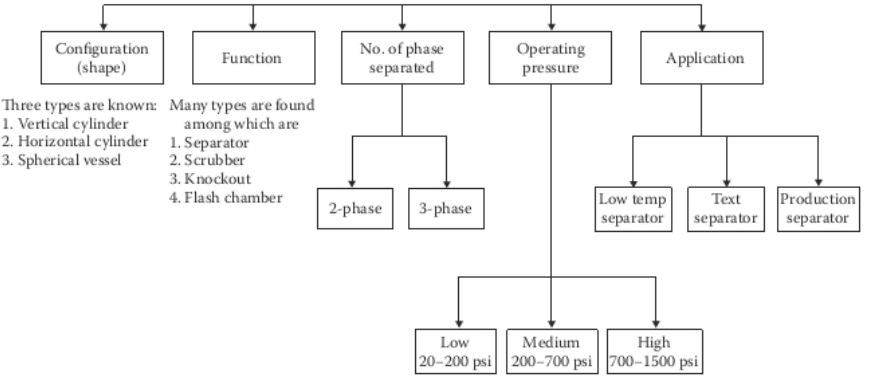
Дәстүрлі әдіс өзімен бір дүркін бөлудің көпсатылы жүйесін танытады және салыстырмалы түрдегі жоғары қысымның сұйықтықтары үшін ұсынылады. Анағұрлым төмен қысым жағдайында дәйекті түрде бірнеше кезең жүргізу сонымен мұнай алуды өсіре отырып, газдан мұнайды бөлуге әсерін тигізеді. Жалпы, бөлудің көпсатылы дәстүрлі үдерісіндегі сатылардың саны мұнайдың үлестік салмағының, газ факторының (ГФ) және гидродинамикалық қысымның төменде аталған АНИ қызметтері болып табылады. Соған сәйкес жоғары қысыммен ағатын жоғары ГФ-мен АНИ градустарындағы мұнайдың жоғары тығыздығы, 6.5-суретте көрсетілгендей, кезеңдердің (үштен төртке дейінгі) көбірек мөлшерін талап етеді.

Бөлудің бірінші түрлендірілген әдісі бір дүркін бөлудің әр сатысының жекелеген газды қайта сығу үшін газды сығудың бірнеше сатысын қосу тұспалданады. Ауа сығымдағыштар арасындағы сатыаралық резервуарларының сұйықтығы сұйылтылған табиғи газдың (СТГ) қоры ретінде жиналған және өңделген. Табиғи газ оны пайдалануына қатысты қажетті қысымда жеткізілетін болады. Бөлудің екінші түрлендіру әдісі әдеттегі (бір дүркін) бөлуден тұжырымдама жағынан айырмашылықта болады. Ол мұнайды тұрақтандыру колоннасын пайдаланады. Дұрысында, мұндай колонналар тазартылмаған секция мен конденсорсыз берудің жоғарғы науаларына ие болады, бірақ сатыаралық қыздырушылармен және шикізатты қыздыру пештерімен жабдықталған. Оларды теңіз платформасында да орнату мүмкін болғандықтан, қалыпты ГМАҚ қарағанда, аз орын алатындықтан, егер кеңістік шешуші мәнге

ие болса, мұнайды тұрақтандыру жүйелері ГМАҚ ретінде басымдыққа ие болады.

6.5 Газ-мұнай қоспасын ажыратуға арналған жабдық

Дәстүрлі ажыратқыш ол арқылы газ-мұнай қоспалары ағатын ең басты ыдыс болып табылады. Кейбір ерекше жағдайларда басқа жабдық (жылытқыштар, сулы ылғал бөлгіштер) ажыратқыш алдында орнатылған болуы мүмкін.



Configuration (shape) – Сырт пішімі (түрі)
Function – Функциясы
No/ of phase separated – Бөлінген фазалардың саны
Operataing pressure – Жұмыс қысымы
Application – Қолданылуы
Three types are known – Үш түрі белгілі:
Vertical cylinder – Тік цилиндр
Horizontal cylinder – Көлденең цилиндр
Spherical vessel – Дөмалақ резервуар
Many types are found among which are – Көп түрлері анықталған, олардың арасында
Separator – Ажыратқыш
Scrubber –Скруббер
Knockout –Конденсаттықа қақпан
Flash chamber –Булану камерасы
Phase – Фаза
Low – Төмен
Medium – Орташа
High – Жоғары
Low temp separator – Төмен температура айырғышы
Text separator – текст айырғышы
Production separator – ұңғыма өнімдерін ажырату

6.6-сурет
Газ-мұнай ажыратқыштарының жіктелуі

Қарапайым ажыратқыштың негізгі сипаттамалары газ бен сұйықтықты ауырлық күші әсерімен бөлуді орындауға мүмкіндік беретін ағын жылдамдығын азайтуға себепші болады; бұл әрқашан газдың ағымдағы шығыны кезінде гидрат қалыптасу нүктесінен жоғары температура болғанда жұмыс істейді. Пайдаланудың тапсырылған шарттары кезінде және нақты қолдану үшін құрамында суы бар немесе жоқ мұнай-газқоспаларын өңдеуге ажыратқыш таңдау әдетте 6.6-суретте көрсетілген жалпы жіктеуді есепке алумен жүзеге асады.

6.5.1 Мұнай-газ ажыратқышының функционалдық құрамдас бөлік-тері

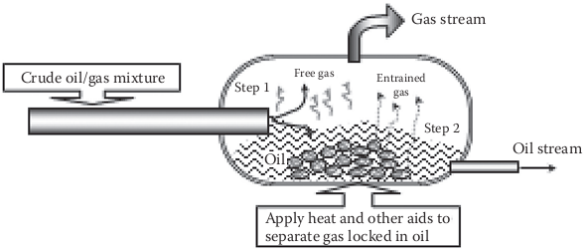
Олардың пішімдік үйлестігіне қатысы жоқ газ-мұнай ажыратқыштары әдетте төрт функционалдық секциялардан тұрады:

•А секциясы - Мұнай мен газ салмағын бастапқы бөлу осы секцияда жүзеге асады. Түсетін сұйық қоспа кіретін ағындардың қабылдамауына тап болады. Бұл ауырлықтағы айырмашылықтан импульстің күрт өзгеруіне жол береді, мұнайдан газдың көлемді ажырауына алып келеді. Сосын газ - ажыратқыштың жоғарғы бөлігі арқылы, ал мұнай төменгі бөлігі арқылы өтеді.

•В секциясы - ажыратқыштың бұл секциясында гравитациялық тұну және бөліну жүзеге асады. Мұнай тамшылары тұнады және газдың жылдамдығы мен тығыздығындағы айырмашылығының айтарлықтай төмендеуінен газдан бөлінеді.

• С секциясы - гравитациялық тұну секциясындағы газ ағымынан тұнбайтын, майдың аса ұсақ тамшылары жоюы мүмкін болатын ылғал бөлуші секция ретінде белгілі.

• D секциясы - сұйықтық тұндырғыш немесе сұйықтық жинау секция ретінде белгілі. Оның негізгі қызметі мұнар жинау және оны ажыратқыштан шығарғанға дейін газбен тепе-теңдікке қол жеткізуге жеткілікті уақыт бойында ұстап тұру болып табылады.



Crude oil mixture – Мұнай/газ қоспасы
Gas stream – Газ ағыны
Free gas – Еркін газ
Step – Қадам
Entrained gas –
Oil – Мұнай
Oil stream – Мұнай ағыны
Apply heat and other aids to separate gas locked in oil – Газ бен мұнайды бөлу үшін жылу мен басқа да қосымша құралдарды қолдану

6.7-сурет
Мұнайдан газды айыруға арналаған ұсынылған екікезеңдік механизм

Мұнайдан газды айырудың келесі екікезеңдік механизмі 6.7-суретте көрсетілгендей ұсынылуы мүмкін:

1. Газдан мұнайды айыру үшін. Мұнда біз, бірінші кезеңде, мүмкіндігінше газ ағынынан мұнайдың үлкен мөлшерін қалпына келтіруге мүдделіміз. Тығыздықтағы айырмашылық немесе үлестік салмақтағы айырмашылық осындай бөлуге жауап береді. Жоғары қысымның жұмыс жағдайындағы ажыратқышта мұнай мен газ арасындағы мұндай тығыздықтағы айырмашылық аз болады (газ заңы). Мұнай газға қарағанда сегіз есе тығызырақ және сұйықтық бөліктерін бөлу мен тұндыру үшін жеткілікті қозғалыс күші ретінде қызмет етуі мүмкін. Бұл диаметрі 100 мкм немесе одан да көп болатын үлкен мөлшерлердің бөліктері үшін дұрыс. Анағұрлым ұсақтар үшін ылғал бөлгіштер қажет.

2. Мұнайдан газды жою үшін мұнай құрамында болған немесе *блокталған* болуы мүмкін кез келген ерімейтін газды шығару және жинау қажет. Оған қол жеткізу үшін ұсынылатын әдістер: тұндыру, араластыру және жылу мен химикаттар қолдану.

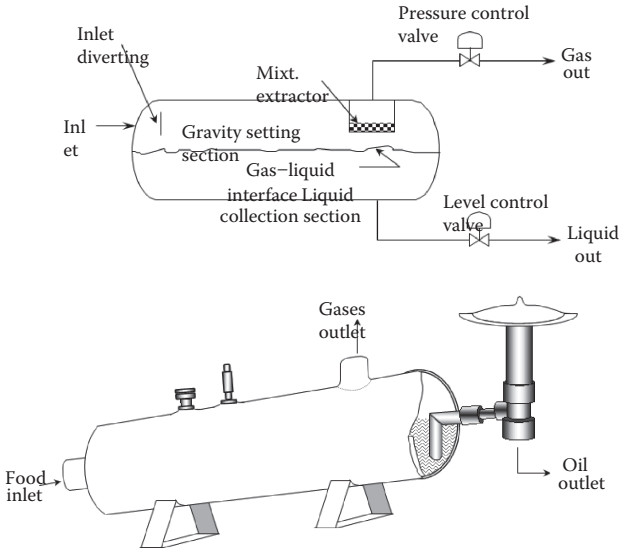
6.5.2 Өнеркәсіптік мұнай-газ ажыратқыштары

Сырт пішіні жағынан анағұрлым кең тараған ажыратқыштардың түрлері: 6.8, 6.9 және 6.10-суреттерде көрсетілгендей, соған сәйкес көлденең, тік және сфералық. Осы үш түрдің қысқаша сипаттауы 6.6-кестеде берілді. Үлкен көлденең мұнай-газ ажыратқыштары негізінен

өнімділік кен орындарының ГФ жоғары Таяу Шығыста мұнау өңдеу үшін қолданылады. Көпсатылы ГМАҚ дұрысында үш немесе одан да көп ажыратқыштардан тұрады. Төменде нақсы мақсаттарға арналған ажыратқыштардың қысқаша сипаттамасы беріледі. Бұдан басқа, танымал болған заманауи ГМАҚ сипаттамасы бірінші орынға жылжыды.

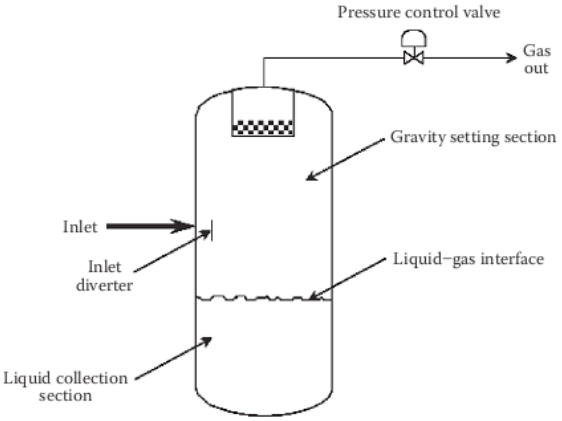
6.5.2.1 Тестік ажыратқыштар

Тестік ажыратқыштар бір мезгілде ұңғымалық флюидтерді бөлу мен өлшеу үшін пайдаланылады. Ұңғыманың әлеуетті өнімділігін сынау пайдалану шарттарының тұрақты жағдайы барысында 24 сағаттық кезең бойы ұңғыма өндіретін мұнай мен газ мөлшерін өлшеуге мойындалған тестердің бірі.



Inlet diverting – Кіруді жоққа шығарғыш
Inlet – Кіру
Mxt. Ectractor – Қоспа экстракторы
Pressure conrol valve – Қысымды реттеу қақпақшасы
Gravity setting section –Гравитациялық тұндыру секциясы
Gas-liquid interface – Газ -сұйықтық бөлімі
Liwuid collection section – сұйықтық жинау секциясы
Gas out – Газдың шығуы
Liquid out – Сұйықтықтың шығуы
Oil outlet – Мұнайдың шығуы

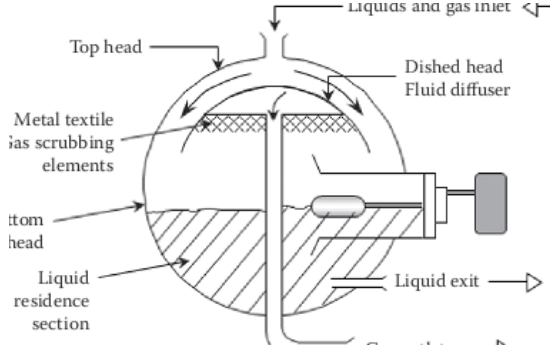
6.8-сурет
Біркамералық көлденең ажыратқыш



Pressume control valve – Қысымды реттеу қақпақшасы
Gas out – Газдың шығуы
Gravity setting section – Гравитациялық тұндыру секциясы
Liquid-gas interface – Сұйықтық-газ бөлімі
Inlet – Кіру
Inlet diverter – Кіруші ағындарды тоқтату
Liquid collection section – сұйықтық жинау секциясы

6.9-сурет

Тік ажыратқыш



Liquid and gas inlet – Кіре берістегі сұйықтық пен газ
Dished head – доғал түбі
Fluid diffuser – Сұйықтық диффузор
Liquid exit – Сұйықтықтың шығуы
Gas outlet – Газдың шығуы
Liquid residence section – Сұйықтық ұстау секциясы
Bottom head – Жоғарғы түп
Metal textile Gas scrubbing elements – Металды-тоқыма элементтермен скруббердегі газды тазарту

6.10-сурет

Сфералық ажыратқыш

Өндірілген мұнай қабылдау резервуарларында өлшенетін жиналған өндірілген мұнай мен сұйықтықтың ажыратқышынан шығуда шығын өлшегіш көмегімен (дұрысында, турбиналық шығын өлшегіш)өлшенеді. Газ ажыратқышының шыға берісіндегі диафрагмалық шығын өлшегіш өндірілген газды өлшейді. Мұнай мен ГФ физикалық қасиеттері де анықталады. Сынақтық қондырғыларға арналған жабдық 6.11-суретте көрсетілді.

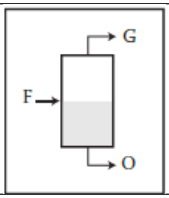
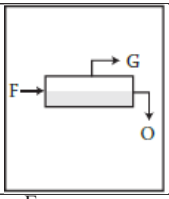
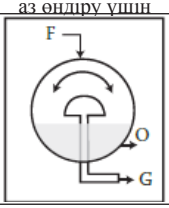
6.5.2.2 Төмен температуралық ажыратқыштар

Төментемпературалық ажыратқыштар (ТТА)жоғары қысымды газ ағымынан жеңіл сығылған көмірсутектерді тиімді алу үшін пайдаланылады (газ конденсатын беру).Сұйықтықты (конденсатты)ажырату бөлу алдында газ ағымын салқындату есебінен мүмкін болды. Температураның төмендеуіне сұйықтық редукциялық дроссельдік қақпақша немесе ажыратқыштағы қақпақша арқылы аққанда Джоуль-Томсон әсері деп аталатын ұңғымалық сұйықтықтың кеңеюі нәтижесінде қол жетеді. Булар конденсациясы температура 0°F-10°F диапазонында болған жерде орын алады.

6.5.2.3 Заманауи мұнай-газ ажыратқышы

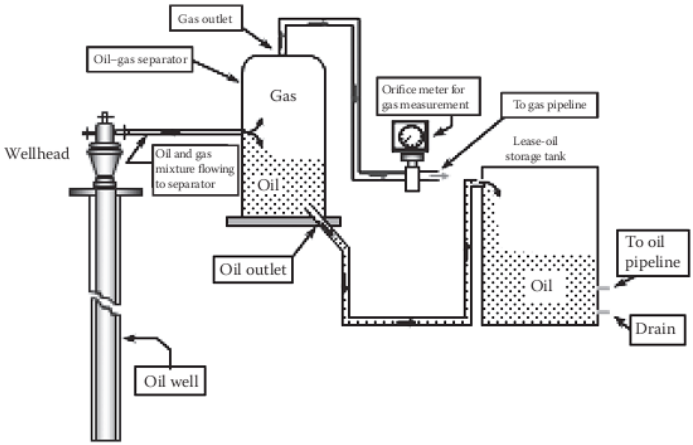
Шикі мұнайды қауіпсіз әрі экологиялық қолжетімді өңдеу ГМАҚ өндірілген мұнайды өңдеу және мұнай дайындау құрылғыларындағы олармен байланысты жолмен қамтамасыз етіледі. ГМАҚ бастапқы қызметі - мұнайдың ілеспе газын бөлу. Өндірілген мұнайдағы су құрамы өсетіндіктен суды бақылау немесе жою үшін кәсіптік нысандарды қосу қажет. Бұл ГМАҚ екінші қызметін анықтайды. Егер шикі мұнайда тұз құрамы жоғары болғандықтан таттану әсері байқалса, онда тұзданды-рудың заманауи жабдығы ГМАҚ құрылымына үшінші қызмет ретінде қосылады.

6.3-кесте
Газ-мұнай ажыратқыштарын түрлі пішімдермен салыстыру

Қызметі	Тік	Көлденең	Сфералық
Қолданылуы	Төмен Г/М үшін	Жоғары Г/М үшін	Қалыпты қысымда аз өндіру үшін
Кіру және шығу ағымын бөлу			
Үлкен сыйымдылық	Сұйықтықтың үлкен сыйымдылығы	Газдың үлкен сыйымдылығы за (ГФ жоғары)	Аз сыйымдылығы (төмен тиімділік)
Бөгде материалдарды өңдеу	1 класс	3 класс	2 класс
Бөлу тиімділігі	2 класс	1 класс	3 класс
Бағалау Таяу Шығыста қолданылады	2 класс	1 класс	3 класс
Көбікті мұнайды өңдеу	2 класс	1 класс	3 класс
Техникалық қызмет көрсеті және қарау	Өте күрделі	Қолжетімді	Орташа
Көлемнің бірлігіне құны	Орташа	Ең арзан	Ең қымбат
Монтаж	Өте күрделі	Орташа	Құрастыруға ыңғайлы

Құрғақ және *дымқыл* мұнайды бөлу қажет. Бірінші сусыз өндіріледі, сонымен қатар соңғысы судың орнына келеді. Мұнаймен бірше шығарылған су өзімен түрлі шоғырланулардағы құрамында тұзы (негізінен натрий хлориді) бар шоғырландырылған тұзды ерітіндіні танытады.

Құрғақ және *ылғал* мұнайларды ажырата білу керек.



Gas outlet – Газдың шығуы
Oil-gas separator – газ-мұнай ажыратқышы
Gas – Газ
Wellhead – Ұңғыма сағасы
Oil and gas mixture flowing to separator – Газ бен мұнайдың қосындысы ажфратқышқа түседі
Oil – Мұнай
Oil outlet – Мұнай шығуы
Oil well – Мұнай ұңғымасы
Orifice meter for gas measurement – өлшегіш диафрагасымен газды өлшеу
To gas pipeline – газ құбыры
Lease-oil storage tank – Шикі мұнай сақтауға арналған резервуар
To oil pipeline – мұнай құбыры
Drain – құрғатқыш тесігі

6.11-сурет
Тестік газ-мұнай ажыратқышы

Заманауи ГМАҚ дымқыл шикі мұнайға кіру келесі элементтерден тұрады:

• шикі мұнайдан;
• көмірсутекті газдардан;
• резервуарда дымқыл мұнайды ұстау кезінде тез бөлінетін және тұнатын салыстырмалы түрде ірі тамшылар түріндегі мұнайда шашыраңқы еркін судан;
• уақыт өте келе тұнбайтын, әрқайсысы жұқа қабықпен қамтылған және суспензияда ұсталатын аса ұсақ тамшылар түріндегі майдағы шашыраңқы эмульсияланған судан;
• еркін түрдегі де, эмульсия түріндегі де еріген тұздардан;

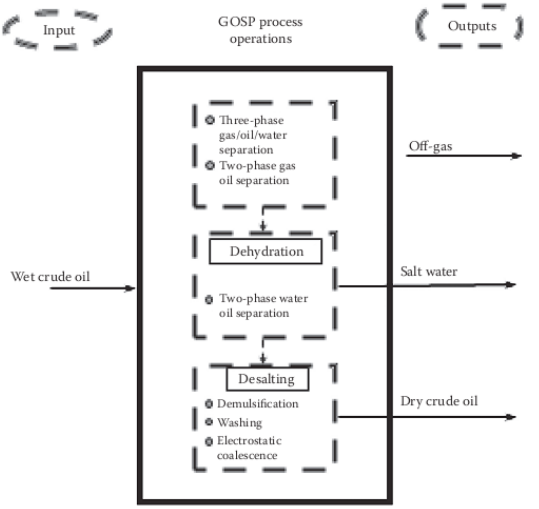
Заманауи ГМАҚ қызметін келесідей қосындылауға болады:

• Шикі мұнайдан көмірсутекті газдарды бөлу

• Шикі мұнайдан суды жою

• Қолжетімді деңгейге дейін (негізгі жауын-шашындар мен судың) тұз құрамын азайту

Кейбір ГМАҚ шын мәнінде газды газ өңдеу зауытына жіберер алдында өңдеуге арналған газ қысымын көтергіштік және тоңазытқыш жабдығы бар екендігін айта кеткен жөн. Жалпы жағдайда, ГМАҚ келесідей технологиялық операциялардың біріне сай жұмыс істей алады:



Input – Кіру
GOSP process operations – ГМАҚ технологиялық операциялары
Outputs – Шығу
Three-phase gas/oil/water separation – Үш фазалы газ/мұнай/су бөлінуі
Two-phase gas oil separation – Екі фазалы газ мұнай бөлінуі
Dehydration – Дегидратация
Two-phase water oil separation – Екі фазалы су мұнай бөлінуі
Desalting – тұшыту
Demulsification – сұйықтан мұнайды ажырату
Washing – Шаю
Electrostatic coalescence – Электростатикалық коагуляция
Off-gas – бөліну газы
Salt water – тұзды су
Dry crude oil – Құрғақ шикі мұнай

6.12-сурет
Заманауи ГМАҚ қызметі

• Үшфазалы газ-мұнай-су бөлу (7-тарауды қараңыз)
• Екіфазалы газ-мұнай бөлу
• Екіфазалы мұнай-су бөлу
• Эмульгасияламау
• Шаю
• Электростатикалық коагуляция

Қорыта келгенде, заманауи үшфазалы ажырату қондырғысы жұмысының соңғы нәтижесі, 6.12-суретте көрсетілгендей, шығудағы қалаған нәтижеге кіруде дымқыл мұнайдың түрленуі болып табылады.

6.5.3 Бақылау құрылғылары және мұнай-газ ажыратқыштарының ішкі құрамдас бөліктері

Мұнай-газ ажыратқыштары, дұрысында, келесідей басқару құрылғыларымен және ішкі құрамдас бөліктерімен жабдықталды.

6.5.3.1 Сұйықтық деңгейін бақылау құрылғысы

Сұйықтық деңгейін бақылау құрылғысы (СДБҚ) белгіленген биіктіктегі ажыратқыш ішіндегі сұйықтық деңгейін ұстап тұру үшін пайдаланылады. Қарапайым түсіндіргенде, ол сұйықтық-газ бөлімінің шегінде болатын қалтқыдан тұрады және мұнайға ену тұсындағы мембраналы қақпақшаның автоматы түрде жұмыс істейтін қақпақшасына сигнал жібереді. Сигнал қақпақшаның, ажыратқыш ішінің деңгейін ұстап тұру үшін ажыратқыштан сұйықтықтың үлкен немесе аз мөлшерде шығуына мүмкіндік бере отырып, ашылуын немесе жабылуын мәжбүрлейді.

6.5.3.2 Қысым реттеу қақпақшасы

Қысымды реттеу қақпақшасы (ҚРҚ) өзімен газ ағымының шығуында болатын автоматы кері қақпақшаны танытады. Қақпақша берілген қысымға орналастырылады. Ол ажыратқыш ішінде белгіленген қысымды ұстап тұру үшін ажыратқыштан газдың шығуына мүкіндік бере отырып, автоматы түрде ашылады немесе жабылады.

6.5.3.3 Қысымды төмендету қақпақшасы

Қысымды төмендету қақпақшасы (ҚТҚ) өзімен егер ажыратқыш ішіндегі қысым құрылымның қауіпсіз шегінен асса, ажыратқышты желдету үшін автоматы түрде ашылатын қорғаныстық құрылғыны білдіреді.

6.5.3.4 Ылғал бөлгіш

Ылғал бөлгіш қызметі газдың ажыратқыштан шығар алдында оның аса ұсақ сұйықтық тамшыларын жоюынан тұрады. Ылғал бөлгіштің, соның ішінде сымды тордан, қалақты және орталықтан тепкіштен тұратын бірнеше түрі болады. Сымды тордан тұратын ылғал бөлгіштер қалыңдығы 6 дюмдей болатын тығыз толтырылған цилиндрға оралған, ұсақ етіп өрілген тот баспайтын болат сымдардан дайындалған. Ажыратқыштың гравитациялық тұнба секциясында бөлінбеген сұйықтық тамшылары ажыратқыштан еркін газдың шығуына мүмкіндік беретін шатасқан сымдар беткейде жабысады. Мөлшері өскен тамшылар сұйық фазаға төмен құлайды. Газ жылдамдығы соншалықты төмен болған жағдайда сымды тордан ылғал бөлгіш 10 мкм және 99% жуық сұйықтықтың ірі тамшыларын жоюға қабілетті келеді. Ылғал бөлгіштің осы түрінің бітелуге ұшырағандығын айта кеткен жөн. Бітелу парафин қалдықтарымен немесе газдың ылғал бөлгіші арқылы өтетін сұйықтықтың ірі тамшыларын шашырауымен байланысты болуы мүмкін (бұл, егер ажыратқыш дұрыс жасалмаса, орын алады). мұндай жағдайларда, ылғал бөлгіштің төменде сипатталған қалақты түрі пайдаланылады.

Қалақты ылғал бөлгіштер параллель, кеңірдек сияқты бірқатар жақын орналасқан пластиналардан тұрады. Газ және шашыраған сұйықтық тамшылары пластиналардың арасынан аға отырып, кеңірдек жолақтардан ағын бағытын өзгертеді, сұйықтық тамшылары олар бірігетін және сұйықтық жинау секциясына төмен құлайтын жердегі пластина беткейінде қосылады.

Ортадан тепкіш ылғал бөлгіштер орталықтан тебу күшін сұйықтық тамшыларын газдан бөлу үшін қолданады. Олардың тығындалуға анағұрлым тиімді және азырақ қабілетті болып табылатындығына қарамастан, әдетте олардың өнімділігі ағын жылдамдығының шағын өзгертулерге қатысты болғандықтан қолданылмайды.

6.5.3.5 Кіру ағындарын ауытқуы

Кіру ағындарын ауытқуы сұйықтық пен газдың бастапқы көлемді ажырауын болдыру үшін пайдаланылады. Ауытқудың анағұрлым кең тараған түрі сфералық айнаның немесе конустың тегіс пластинасы пішінінде жасалған болуы мүмкін көрінетін пластина болып табылады. Ауытқудың басқа түрі орталықтан тебу болып табылады, анағұрлым тиімді, бірақ айтарлықтай қымбат. Ажыратқыш импульстың кенет және тез өзгеру тәсілін (жылдамдық пен бағытты) қамтамасыз етеді. Бұл сұйықтық пен газ тығыздығындағы айырмашылықпен қатар сұйықтықтың

бөлінуіне себепші болады.

6.5.3.6 Толқын тосқаулары

Ұзын көлденең ажыратқыштарда газ-сұйықтық бөлігінің шекарасында толқындар туындауы мүмкін. Бұл сұйықтық деңгейінің тұрақсыз ауытқуын қалыптастырады және сұйықтық деңгейін бақылау құрылғысының өнімділігіне кері әсерін тигізуі мүмкін. Осыған жол бермес үшін ағын бағытына перпендикуляр орнатылған тік қалқалардан тұратын толқын тосқаларын қолданады.

6.5.3.7 Көбік жойғыш плиталар

Мұнай түрі мен қоспаларының болуына қатысты газ-сұйықтық бөлігінің шекарасында көбік пайда болуы мүмкін. Бұл келесідей маңызды пайдалану мәселелеріне алып келеді:

•Көбік болмағанда бөлу үдерісінде қол жетімді ажыратқышта үлкен кеңістікті алатын болады; осылайша, көбікке арналған орны бар үлкен ажыратқышты есепке алмағанда, ажыратқыштың пайдалы әрекет коэффициенті төмендейді.

•Сұйықтық тығыздығы мен газ тығыздығы арасындағы тығыздығы бар көбік сұйықтық деңгейін бақылау құрылғысының жұмысын бұзатын болады.

• Егер көбік көлемі өссе, көбік ажыратқыштан шығатын газ және сұйықтық ағынына түсетін болады; осылайша, бөліну үдерісі тиімсіз болады. Газбен шығатын сұйықтықты алып шығу сұйықтықты көшіру ретінде белгілі. Сұйықтықты көшіру де сұйықтықтың жоғары деңгейі сұйықтыққа немесе ажыратқыштың шағын көлеміне арналған саңылаудың бітелуі нәтижесінде болуы мүмкін. Шығатын сұйықтықтағы газды алып шығу газдардың жырып өтуі ретінде белгілі. Бұл да, әдетте, сұйықтықтың төмен деңгейі газ ыдысы жағынан ажыратқыштың шағын деңгейі немесе сұйықтықтың шығу алдында құйынның қалыптасуы нәтижесінде болады.

Көбік қалыптасу мәселелері ажыратқыш ішіндегі көбік жойғыш пластиналарды орнату жолымен тиімді шешілуі мүмкін. Көбік жойғыш пластиналар – бұл, негізінен, қиғаш, жақын орналасқан параллель пластиналар қатары. Мұндай пластиналар арқылы көбік ағымының өтуі көбіршіктердің өсуі мен газдан сұйықтықтың бөлінуіне алып келеді.

Кей жағдайларда, көбікке қарсы отырғызғыш ретінде белгілі арнайы химиялық заттар сұйықтықты қоспаға көбік қалыптасу мәселесін шешу үшін қосылуы мүмкін. Алайда, мұндай химиялық заттардың құны өн-

дірістің жоғары қарқындары жағдайында шамадан тыс жоғары болуы мүмкін.

6.5.3.8 Ағынды тұрақтандырғыш

Жуыну шұңғылшасының ағымына пайдаланылатын қалыпқа ұқсас ағын ажыратқышы, әдетте, сұйықтықтың шығу қақпақшасы ашық болғанда құйынның қалыптасуын болдырмау үшін сұйықтықтың шығу алдында орнатылады. Сұйықтықтың шығар алдында құйынның қалыптасуы шығатын сұйықтықпен бірге (газдардың жырылуы) газды алып тастауға және алып шығуға әкелуі мүмкін.

6.5.3.9 Құм ағынды аппараттар және құмдақ кептіргіштер

1-бөлімде түсіндірілгендей, қабаттық құм сұйықтықтармен өндірілуі мүмкін. Осы құмның кейбір бөлігі ажыратқыштың төменгі бөлігіне отырады және жиналады. Нәтижесінде ажыратқыш көлемі алынып, бөлудің тиімділігі бұзылады. Мұндай жағдайларда тік ажыратқыштар көлденең ажыратқыштардан қолайлырақ болады. Соған қарамастан, көлденең ажыратқыштар қажет болғанда, олар ажыратқыштың төменгі бөлігін бойлай құм ағынды аппараттармен және құмдақ кептіргіштермен жабдықталған болуы қажет. Әдетте, пайда болған су оны сұйылта отырып, жиналған құмға жіберіледі, одан кейін алынған суспензия кептіргіштер арқылы жойылады.

6.6 Мұнай ажыратқыштарын жобалау қағидалары және өлшемдері

Бұл тарауда, бірінші кезекте, газ-мұнай ажыратқыштарының ауытқуында қолданылатын кейбір негізгі жорамалдар мен негізгі ұстанымдар берілді. Сосын тік және көлденең ажыратқыштарды жобалау үшін қолдануға теңдеу келтіріледі. Бұл теңдеулер мұнай мен газдың немесе керісінше ағынының берілген шарттары үшін ажыратқыштың диаметрі мен ұзындығын табуды қамтамасыз етеді. Шығарылған есеп те осы теңдеулерді пайдаланудың суреттелімі үшін берілді.

6.6.1 Негізгі жорамалдар

• Газ бен мұнайды бөлу кезінде көбік қалыптаспайды (олай болмаған жағдайда ұстау уақыты, 6.5.2 бөлімде сипатталғандай, айтарлықтай өсуі қажет болады).

• Мұнайдың лайлану температурасы мен газдың гидрат қалыптасу нүктесі жұмыс температурасынан төмен.

• Сұйықтықтың анағұрлым бөлінген тамшылары 100 мкм диаметрі-

не ие сфералық болып табылады.

• Бөлінген газдың сұйықтығын ауыстыру 0,10 галлон/млн. куб. фут (М = 1000) аспайды.

6.6.2 Теориялық негіздер

• Сұйықтық пен газ арасындағы тығыздық айырмашылығы газ бойынша ажыратқыштың көлемін анықтау үшін негіз ретінде алынады ($\rho o - \rho g$).

• Мұнайдан газды бөлуге арналған сұйықтықты (мұнайды) ұстаудың қалыпты уақыты 30 с-тан 3 мин-қа дейінді құрайды. Көбік қалыптастыру жағдайларында көбірек уақыт (5-20 мин) қажет болады. Ұстау уақыты да, келу уақыты сияқты белгілі, V / Q, мұнда V - мұнайы бар резервуар көлемі, ал Q - бұл сұйықтық шығыны.

• Сұйықтық тамшысының гравитациялық тұндыру секциясындағы май тамшысына әсер ететін *Fg*, ауырлық күші айналадағы сұйықтыққа немесе газға әсер ететін кедергі күшіне, *Fd* тең болғанда қол жеткізетін шектеулі жылдамдықта тұнбаға айналатын болады.

• Сұйықтық тамшысының (мұнайдың) тік ажыратқыштарында газдың жоғары көтерілетін ағынына қарсы төменінде тұнба бөлінеді; сұйықтық тамшысының көлденең ажыратқыштарында резервуар арқылы сұйықтық бойындағы сияқты траекториялар қозғалысты болады (мылтықтан атылған оқ траекториясы).

• Тік ажыратқыштар үшін көлденең ажыратқыштарға арналған кездегідей, газ сыйымдылығы ажыратқыштың көлденең алаңына пропорционал болады, газ сыйымдылығы үшін бөлу алаңына пропорциянал болады (*LD*; яғни ұзындық × диаметр).

6.6.3 Мұнай тамшыларының тұнбалануы

Ажыратқыштың гравитациялық тұнба секциясында газдан май тамшыларының бөлінуі кезінде тамшылық май болып табылатын бөлшектер мен газ болып табылатын айналадағы флюид арасында салыстырмалы қозғалыс бар.

Май тамшысы газға қарағанда біршама үлкен тығыздыққа ие бола отырып, ықпалдастықтың немесе шығатын күштің, *Fg* әсерімен төменде тік бағытта орналасу бағытына ие болады. Басқа жағынан ,сұйықтық (газ) май тамшысына кері бағытта кедергі күшін, *Fd,* көрсетеді.

Май тамшысы сұйықтықтың үйкеліс кедергісі тартылыс күшіне жақындағанға дейін жылдамдайтын болады және ауыртпалық күшіне теңеседі; осыдан кейін май тамшысы шөгу жылдамдығы немесе тепетеңдік жылдамдығы ретінде белгілі тұрақты жылдамдықпен түсуді

жалғастырады.

Кедергі күші тамшы беткейінің ауданына пропорционалды және газ ағынының бағыты мен оның кинетикалық энергиясының көлем бірлігіне перпендикуляр болады. Соған сәйкес

$$F_d = C_d \frac{\pi}{4} d^2 \frac{\rho_g u^2}{2} \qquad (6.1)$$

мұнда *Fg* формуласы бойынша есептеледі

$$F_g = \frac{\pi}{4} d^3 (\rho_o - \rho_g) g \qquad (6.2)$$

бұл жерде *Cd* - кедергі коэффициенті, *d* - мұнай тамшысының (футының) диаметрі , *u* - май тамшысының шөгу жылдамдығы (фут/с), ρ*o* және ρ*g* - газ бен мұнай тығыздығы (фунт/фут3), соған сәйкес, *g* - еркін құрау үдеуі (фут/с2).

Шөгудің тепетеңдік жылдамдығы, *u*, *Fd* = *Fg* жағдайында жетеді.

6.1 және 6.2 теңдеулерін және *u* үшін шешімді, тамшы шөгуінің жылдамдығын теңестіре отырып, біз мынаны аламыз

$$u^2 = \frac{8}{6} g \frac{(\rho_o - \rho_g)}{\rho_g} \left(\frac{d}{C_d} \right)$$

Тамшы диаметрі, d, әдетте, микрондармен беріледі, мұнда 1 мкм 3.2808 x 10-6 футқа тең. dm тамшы болсын делік (микрондарда) және алдыңғы теңдеуге g үшін 32.14 қойып, тұнбалану жылдамдығы үшін келесі формуланы аламыз:

$$u = 0.01186 \left[\left(\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_d} \right]^{1/2} \text{ ft/s} \qquad (6.3)$$

Газ-мұнай ажыратқыштарын жобалау кезінде ықпалдастық тұнбалану секциясында газдан бөлінетін майдың болмашы тамшысы, әдетте, 100 мкм кең деп қабылданады. Осындай жағдайда ылғал айырғыш су басусыз-ақ 100 мкм-нан да аз май тамшысын жоя алады.

Әдетте газ ағындарынан сұйықтықты жою үшін қолданатын, қалыпты газды-сұйықтықты ажыратқыштар арқылы өткен газ скрубберлері ретінде белгілі басқа да арнайы ажыратқыштар бар. Мұндай газ ағындары негізінен конденсация әсерінен қалыптасуы мүмкін сұйықтың шағын мөлшерінен болады.

Мұндай ажыратқыштардың мысалдары газды ауа сығымдағыштар мен газды босату құрылғыларының шығуына пайдаланылатын газ скрубберлері болып табылады. Скрубберлер де желдеткіш саңылауларда және факелді құрылғыларда қолданылады. Сұйықтық мөлшері тым аз болғандықтан, осындай газды скрубберлердің құрылымы сұйықтықтың ықпалдылық тұнбалануы секциясында 500 мкм-ге дейін ылғал бөлгішті суландыру қауіпсіздігінсіз сұйықтықтың тамшыларын бөлуіне негізделуі мүмкін.

6.6.4 Ажыратқыштардың газ өнімділігі

Газды-мұнайлы ажыратқышта өңделген газдың көлемді шығыны мұнай тамшылары тоқтап қалатын және ұшып кетпейтін газ ағынының көлденең қиылысының ауданымен және ең жоғары рұқсат етілген жылдамдығымен байланысты. Математикалық

$$Q_g = A_g u \ \mathrm{ft^3/s} \tag{6.4}$$

6.4 теңдеуі ажыратқыштың ағымдағы қысымы мен температурасы жағдайында секундына кубтық футтағы (фут3/с) *Qg* береді. Соған қарамастан, газдың көлемді шығыны, әдетте, қалыпты қысым мен температура жағдайында хабарланады: квадраттық дюймға 14,7 фунт мен 520°Р, соған сәйкес. Әдетте, *Qg* күніне стандарт кубтық фунттың миллион бірлігінде хабарланады (ММСКФД). 6.4 теңдеуі, соған сәйкес, мына түрде жазылуы мүмкін

$$\begin{aligned} Q_g &= (10^{-6} \times 60 \times 60 \times 24) A_g u \left(\frac{P}{14.7}\right)\left(\frac{520}{TZ}\right) \\ Q_g &= 3.056 \left(\frac{P}{TZ}\right) u A_g \quad \mathrm{MMSCFD} \end{aligned} \tag{6.5}$$

Бұдан, газ жылдамдығына арналған шешім, *u,*

$$u = 0.327 Q_g \left(\frac{TZ}{P}\right)\left(\frac{1}{A_g}\right)\frac{\mathrm{ft}}{\mathrm{s}} \tag{6.6}$$

мұнда *Z* - жұмыс қысымы (*P*) мен температурасы (*T*) жағдайында газ сығылады, ал *Ag* - газ ағымына арналған қолжетімді сала (фут2).

6.6.5 Сұйықтық бойынша ажыратқыштардың өнімділігі

Өзіне мұнай шығынын немесе ажыратқыштың мұнай сыйымдылығын біріктіретін негізгі қатынас, *Qo*, мұнаймен айналысатын ажыратқыш көлемі, *Vo*, және ұстап тұрау уақыты немесе келу уақыты, *t*, бұл

$$Q_o\left(\frac{\text{ft}^3}{\text{min}}\right)=\frac{V_o\,(\text{ft}^3)}{t\,(\text{min})} \tag{6.7}$$

6.7 теңдеуі минутына кубтық фут орнына күніне баррельдер терминалдарында қайта жазылады:

$$Q_o\left(\frac{\text{bbl}}{\text{day}}\right)=257\,\frac{V_o}{t} \tag{6.8}$$

мұнда 1 фут3/мин. = 257 барр./күн.

6.6.6 Тік мұнай-газды ажыратқыштардың мөлшерлері

Ажыратқыш мөлшері (диаметрі және биіктігі немесе ұзындығы), әдетте, келесі тарауда сипатталғандай, мұнай мен газ бойынша оның қажетті өнімділігінің есебімен анықталады.

6.6.6.1 Максималды газ өнімділігі

Тік ажыратқыштарға арналған газдың бастапқы орташа жылдамдығы мұнайдан бөлінген ең аз тамшысы құрауының бәсеңдейтін жылдамдығын көтермеуі тиіс. Бұл шарт математикалық жағынан 6.2 және 6.6 теңдеулерді теңестірумен беріледі:

$$0.327Q_g\left(\frac{TZ}{P}\right)\left(\frac{1}{A_g}\right)=0.01186\left[\left(\frac{\rho_o-\rho_g}{\rho_g}\right)\frac{d_m}{C_d}\right]^{1/2}$$

Ag қоямыз

$$A_g=\frac{\pi}{4}\left(\frac{D}{12}\right)^2$$

мұнда *D* - бұл ажыратқыштың дюймдағы ішкі диаметрі, ал сосын, *D* есептей отырып, мынаны аламыз

$$D^2=5.058Q_g\left(\frac{TZ}{P}\right)\left[\frac{\rho_g}{(\rho_o-\rho_g)}\frac{C_d}{d_m}\right]^{1/2}\ \text{in}^2 \tag{6.9}$$

6.9 теңдеуі ажыратқыштың ең төменгі қолжетімді диаметрін береді.

Үлкен диаметрлер газдың анағұрлым төмен жылдамдығын береді және осылайша, газдан мұнай тамшыларын үздік бөлу. Аз диаметрі, басқа жағынан, газдың анағұрлым жоғары жылдамдығына алып келеді және соған сәйкес сұйықтық тамшылары газбен бірге ұшып кетеді.

Газды-мұнайлы ажыратқыштың газ өнімділігін есептеу кезінде кезеңдерді қысқаша түсіндіру 6.13-суретте көрінеді.

6.9 теңдеуін шешу барысында бастапқыда кедергі коэффициентінің мәні, *Cd,* анықталды. *Cd* Райнольдс, Re, санымен, соған сәйкес келесі формуламен байланысты:

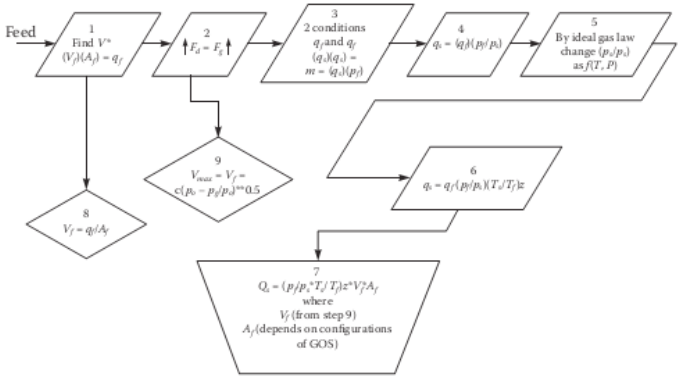
$$C_d = 0.34 + \frac{3}{\mathrm{Re}^{0.5}} + \frac{24}{\mathrm{Re}} \qquad (6.10)$$

мұнда Рейнольдс саны формуласымен беріледі

$$\mathrm{Re} = 0.0049 \frac{\rho_g d_m u}{\mu_g} \qquad (6.11)$$

бұл жерде μ*g* - газ жылдамдығы.

*u,*жылдамдығы 6.2 теңдеуімен анықталады және *Cd* функциясы болып табылады. Сондықтан, келесіше итерациялы рәсім көмегімен ғана анықталуы мүмкін:



Feed – Шикізат
Find – Табыңыз
Condition – Шарт
By ideal gas law change – Мінсіз газ үшін өзгерту заңы ретінде
Where – бұл жерде
From step 9 – 9-қадамнан
Depends on configurations of GOS – ГФ қатысты

6.13-сурет

Газ-мұнай ажыратқышына арналған газ өндірісін рет -ретімен анықтау.

1. Cd мәнін қабылдаймыз (0,34 мәні бірінші жақындау ретінде қол-

данылуы).

2. 6.2 теңдеуінен, *u,* жылдамдығын есептеп шығарамыз.

3. 6.11 теңдеуінен Re есептеп шығарамыз.

4. 6.10 теңдеуінен *Cd* есептеп шығарамыз және қабылданған мәнмен салыстырамыз.

5. Егер мәндер сәйкес келмесе, *Cd* есептік мәнін қолданып, 2-4 қадамдарын ұқсастық алынғанша қайталаймыз.

6.6.6.2 Максималды мұнай өнімділігі

Мұнай ажыратқышта белгілі ұстау уақыты, *t,* бойында ұсталуы тиіс. Мұнайы бар ажыратқыш көлемі, *Vo*, көлденең қиылыс ауданын ұңғымадағы мұнай бағанының биіктігіне, H (дюйм) көбейту жолымен алынады. 6.8 теңдеуі соған сәйкес төмендегіше қайта жызылуы мүмкін:

$$Q_o = 257\left(\frac{\pi}{4}\right)\left(\frac{D}{12}\right)^2\left(\frac{H}{12}\right)\left(\frac{1}{t}\right)\left(\frac{\text{bbl}}{\text{day}}\right) \tag{6.12}$$

немесе

$$D^2H = 8.565Q_o t \text{ in}^3 \tag{6.13}$$

6.6.6.3 Мөлшер анықтау тәртібі

Осылайша, тік ажыратқыштың мөлшері (жапсардан жапсарға дейінгі диаметр және ұзындық немесе биіктігі) келесідегідей анықталады:

1. 6.9 теңдеу резервуардың минималды рұқсат етілген диаметрін анықтау үшін қолданылады.

2. Минималдыдан үлкен диаметрлер үшін *D* және *H* жиынтығын анықтауға 6.13 теңдеуі қолданылады.

3. D және *H* комбинациясының әрқайсысы үшін жапсардан жапсарға дейінгі ұзындық, *Ls,* келесі формулалардың бірінің көмегімен анықталады:

$$\text{If } D < 36 \text{ in, then } L_s = \frac{H+76}{12}\text{ft} \tag{6.14}$$

$$\text{If } D > 36 \text{ in, then } L_s = \frac{H+D+40}{12}\text{ft} \tag{6.15}$$

4. D және *Ls* комбинацияларының әрқайсысы үшін көлденең қиысу тереңдігі мен ауданының қатынасы, SR, диаметрге белгіленген

ұзындықтың қатынасы ретінде анықталады. Әдетте 3 пен 4 арасындағы SR ажыратқыштары таңдалады.

6.6.7 Көлденең мұнайлы-газды ажыратқыштардың мөлшерлері

Тік ажыратқыштарға арналған сияқты көлденең сепаратордың мөлшері (диаметрі мен ұзындығы) газ бен мұнай бойынша оның талап етілетін өнімділігі бойынша анықталады. Тік ажыратқыштар үшін газ бойынша минималды өнімділіктің ыдыстың минималды рұқсат етілген диаметрімен анықталатыны көрсетілген. Көлденең ажыратқыштар үшін алайда, газ бойынша максималды өнімділік келесі тарауда көрсетілгендей, ажыратқыштың диаметрі мен тиімді ұзындығы арасындағы қатынасты береді. Ол өнімділіктен алынған сұйықтық бойынша максималды осындай қатынаспен қатар ажыратқыш мөлшерін анықтау кезінде қолданылады. Шындығында, газ жөніндегі максималды өнімділік болса да, сұйықтық жөніндегі максималды өнімділік болса да құрылымын анықтайды, екі теңдеудің біреуі ғана мөлшерді анықтау кезінде пайдаланылады.
Одан кейінгі сипаттамада мұнайлы және газды фазалардың әрқайсысы ажыратқыштың тиімді көлемінің 50% алатындығын болжайды. Алынғанға ұқсас теңдеулер және екі фазаның кез келгені ажыратқыш көлемінің тиімді көлемінің 50%-дан артығын немесе азыналатын басқа жағдайларда одан әрі алынуы мүмкін.

6.6.7.1 Максималды газ өнімділігі

Газ ажыратқыштың жоғарғы жартысын алатындықтан оның орташа жылдамдығы ажыратқыш ішіндегі оның ағу жылдамдығы, *ug*, газдың көлемді шығынын, ажыратқыштың көлденең қиылысы ауданының жартысына, A, бөлу жолымен алынады, яғни

$$u_g = \frac{Q_g}{0.5[(\pi/4)D^2]}$$

Qg, әдетте, ММСКФД бірліктерімен ұсынылады және соған сәйкес секундына шынайы кубтық футтарда конверсияланған болуы; тағы әдетте дюймде берілетін секундына фут бірліктерінде (фут/с) жылдамдық алу үшін футта түрлендірілген болуы қажет. Оның алдындағы теңдеу соған сәйкес болады

$$u_g = 120\frac{Q_g}{D^2}\left(\frac{TZ}{P}\right) \quad \frac{\text{ft}}{\text{s}} \tag{6.16}$$

Газ ажыратқыштың тиімді ұзындығы бойымен, *L* (фут), тапсырылатын уақыт бойында, *tg*, көлденеңдері бойынша өтеді

$$t_g = \frac{L}{u_g}\ \text{s} \tag{6.17}$$

Бұл уақыт, болмағанда, газ-мұнай бөлігінің беткейіне жетуге *D*/2 аралығын өту үшін газдан бөлінген мұнайдың ең аз тамшысын талап ететін уақытқа тең болуы керек. Бұл шөгу уақыты, *ts*, 6.2 теңдеуінен ара қашықтықты (*D*/2) шөгу жылдамдығына бөлу жолымен алынады; соған сәйкес,

$$t_s = \left(\frac{D}{2\times 12}\right)\left\{0.01186\left[\left(\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_g}\right)\frac{d_m}{C_d}\right]^{1/2}\right\}^{-1}\ \text{s} \tag{6.18}$$

6.18 теңдеуін 6.17 теңдеуіне теңестіріп, 6.16 теңдеуінен *ug* қойып және *LD* жасауды есептеп шығара отырып, біз мынаны аламыз

$$LD = 422\left(\frac{Q_g TZ}{P}\right)\left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g}\right)\left(\frac{C_d}{d_m}\right)\right]^{1/2}\ \text{ft in.} \tag{6.19}$$

6.19 теңдеу ыдыс диаметрі мен максималды газ өндірушілікті қамтамасыз ететін тиімді ұзындық арасындағы қатынасты береді. 6.19 теңдеуін қанағаттандыратын *L* мен *D* кез келген комбинациясы *dm* диаметрі және одан көп бар мұнайдың барлық тамшылары шаршылық дюйм мен *T*°R *P* фунттары кезінде жұмыс істейтін ажыратқышта ММСКФД *Qg* жылдамдығымен өтетін газдан тұнбаланатын болады.

6.6.7.2 Максималды құю көлемі

Газды-мұнайлы ажыратқыш ұстап тұрудың белгілі уақыты бойында құюды ұстап тұру үшін жеткілікті көлемге ие болуы қажет, одан бұрын ол ажыратқышты тастап шығады. Жартылай сұйықтық толтырылған көлденең ажыратқыш үшін сұйықтық алып тұрған көлем беріледі

$$V_o = 0.5\left(\frac{\pi}{4}\right)\left(\frac{D}{12}\right)^2 L\ \text{ft}^3$$

6.8 теңдеу қоя отырып, келесі теңдеуді аламыз:

$$D^2L = 1.428Q_o t \text{ ft}^3 \quad (6.20)$$

6.20 теңдеу максималды құю көлемнің уақытын (ұстап тұру) қанағаттандыратын D және L арасындағы тағы бір ара қатынасты береді.

6.6.7.3 Мөлшерді анықтау тәртібі

Пайдалану шарттарының берілген жиынтығы (мұнай мен газ ағынының қысымы, температурасы, жылдамдығы, сонымен қатар мұнайды ұстап тұру уақыты) жағдайындағы көлденең ажыратқыш мөлшері (жапсардан жапсарға дейінгі диаметр мен ұзындық) келесідегіше анықталады:

1. Ажыратқыш диаметріне арналған, D, түрлі мәндерді қабылдаймыз.

2. Әрбір қабылданған D мән үшін 6.19 теңдеуінен максималды газ өнімділігін қанағаттандыратын тиімді ұзындықты, Ls, анықтаймыз және жапсардан жапсарға дейінгі ұзындықты мынадан есептеп шығарамыз

$$L_s = L_g + \frac{D}{12} \text{ ft} \quad (6.21)$$

3. Әрбір қабылданған D мән үшін 6.20 теңдеуінен максималды құюды қанағаттандыратын тиімді ұзындықты, Lo, анықтаймыз және жапсардан жапсарға дейінгі ұзындықты, Ls, мынадан есептеп шығарамыз

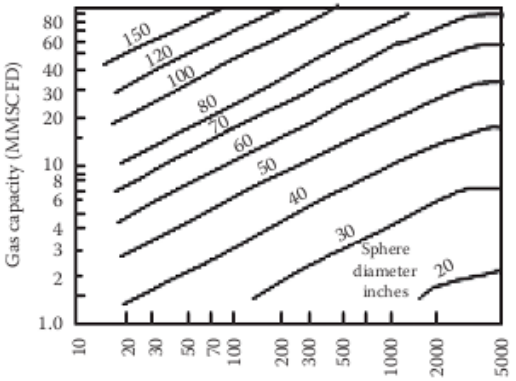
$$L_s = \frac{4}{3} L_o \text{ ft} \quad (6.22)$$

4. Әр пайдаланылған D мәні үшін ажыратқыш құрылымын не анықтайтынын белгілеу үшін Lg және Lo мәндерін салыстырамыз: максималды газ өнімділігі немесе максималды мұнай өнімділігі. Әрине, үлкен талап етілетін ұзындық құрылымын анықтайды.

5. Көлденең қиысудың (SR) тереңдігі пен ауданының ара қатынасы 3-тен 5-ке дейінгі диапазонда болуы үшін D мен Ls қисынды комбинациясы болатындай етіп таңдаймыз.

Бұдан бұрынғы теңдеулер мен параметрлерді анықтау ажыратқыш диаметрі мен ұзындығын анықтау үшін, сонымен қатар қолданыстағы ажыратқаштардың өнімділігін бағалау үшін жеткілікті. Студенттер мен практикадан өтуші инженерлер коммерциялық қол жетімді бағдарламалық қамтамасыз етуге қолдануға талпынбас бұрын осындай есеп-

теу формулаларымен және рәсімдермен таныс болуы тиіс. Ұстап тұру уақыты газ-мұнай ажыратқыштарын жобалау кезіндегі маңызды параметр болып табылады. Оны бәрінен бұрын пайдаланудың нақты шарттарын ұқсататын зертханалық сынақтар нәтижесінде алған жөн.



Жұмыс қысымы (кв. дюймдегі фунт)

6.14-сурет
Сфералық газ-мұнай ажыратқыштарының газ өнімділігі

Газ-мұнай ажыратқыштарының ауытқуына арналған компьютерлік бағдарламалар Ellis Engineering Inc корпорациясының коммерциялық мақсаттарымен жасалған. Осы қисаюлар газ және мұнай өнімділігін бағалау барысындағы бастапқы ауытқуға сай келеді.

Сфералық ажыратқыштар үшін, 6.14-суретінде көрсетілген схемада көрсетілгендей, газ өнімділігін анықтау үшін қисаюлар жасалды.

6.6.8 Мұнай-газ ажыратқыштарының мөлшерін анықтаудың шешілген мысалдары

6.1 мысал: Жобалау міндеттері, тік ажыратқыштар

Пайдаланудың келесідей шарттары үшін тік ажыратқыштың диаметрі мен биіктігін (жапсардан жапсарға дейінгі ұзындықты) анықтау:

Газды жұмсау: 15 ММСКФД
Газдың үлестік салмағы: 0.6
Мұнайды жұмсау: 3000 барр./күн
Мұнайдың үлестік салмағы: 35°АНИ
Жұмыстық қысым: 985 фунт/кв. дюйм Жұмыс температурасы: 60°F
Ұстап тұру уақыты: 3 мин.

Шешімі

1. Газ бен мұнай қасиеттерін анықтаймыз: 60 ° F болғандығы 0,6 газдың үлестік тығыздығы мен кв. дюймдегі 985 фунт үшін (кв.дюймде 1000 фунт)

$$Z = 0.84 \text{ and } \mu = 0.013 \text{ cP}$$

$$\rho_g = 2.7\gamma \frac{P}{TZ} = 2.7(0.6)\frac{1000}{520 \times 0.84} = \frac{3.708 \text{ lb}}{\text{ft}^3}$$

$$\rho_o = \rho_w \gamma_o = 62.4 \frac{141.5}{131.5 + 35} = \frac{53.03 \text{ lb}}{\text{ft}^3}$$

2. Cd анықтаймыз: *Cd* = 0.34 делік. 6.2 теңдеуді пайдалана отырып,

$$u = 0.01186\left[\left(\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_g}\right)\frac{d_m}{C_d}\right]^{1/2}$$

$$= 0.01186\left[\left(\frac{53.03 - 3.708}{3.708}\right)\left(\frac{100}{0.34}\right)\right]^{1/2}$$

$$u = 0.7418 \frac{\text{ft}}{\text{s}}$$

$$\text{Re} = 0.0049\frac{\rho_g d_m u}{\mu_g} = 0.0049\frac{3.708 \times 100 \times 0.7418}{0.013} = 103.67$$

$$C_d = 0.34 + \frac{3}{\text{Re}^{0.5}} + \frac{24}{\text{Re}}$$

$$= 0.34 + \frac{3}{(103.67)^{0.5}} + \frac{24}{103.67} = 0.866$$

3. Cd жаңа мәнін алу мен ұқсастығына дейін жалғастыру үшін *Cd* есептелген мәнін пайдалана отырып, алдыңғы қадамдарды қайталаймыз. Кесімді мәні *cd* = 1.1709.

4. Максималды газ өнімділігін тексереміз, 6.9 формуласы:

$$D^2 = 5058Q_g\left(\frac{TZ}{P}\right)\left[\frac{\rho_g}{(\rho_o - \rho_g)}\frac{C_d}{d_m}\right]^{1/2}$$

$$= 5058 \times 15\left(\frac{520 \times 0.84}{1000}\right)\left(\frac{3.708}{53.03 - 3.708}\frac{1.1709}{100}\right)^{1/2}$$

$$D^2 = 983.246;$$

Салыстырмалы түрде: *D*min = 31.357 дюйм. Бұл 100 мкм-ге дейінгі мұнай тамшыларын анықтауға арналған резервуардың минималды рұқсат етілген диаметрі.

5. Максималды құю көлемін (ұстап тұрудың шектеулі уақыты) тексереміз, 6.13 теңдеу:

$$D^2H = 8.565Q_o t = 8.565 \times 3000 \times 3 = 77{,}805$$

6. 31,357 дюймге қарағанда көбірек D үшін мәнді таңдаймыз және 6.13 теңдеуінен H талапқа сай мәндері және $D < 36$ үшін 6.14 теңдеуінен немесе $D > 36$ үшін 6.15 теңдеуінен Ls талапқа сай мәндерін есептеп шығарамыз.нәтижелері төменде берілді:

D **(дюйм)**	***H*** **(дюйм)**	***Ls*** **(фут)**	**SR**
36	60.03	11.34	3.78
42	44.10	10.51	3.00
48	33.77	10.15	2.54
54	26.68	10.06	2.23
60	21.61	10.13	2.03
66	17.86	10.32	1.88
72	15.01	10.58	1.76

Кестедегі нәтижелерден, бірінші екі диаметр әдетте қолданылатын диапазон шегіндегі көлденең қиысудың (SR) тереңдігі мен ауданының ара қатынасын қамтамасыз етеді; осылайша, екеуі де жарамды болып табылады. Қолайлылау таңдау болады: 11 футтық ажыратқыштың 42 дюймімен салыстырғанда 12 футтық ажыратқыштың диаметріндегі 36 дюймдер. Бұл 36-дюймдік ажыратқыштың өзімен стандарт блокты танытатындығынан және үлкен диаметрге қарағанда, анағұрлым қысқа ажыратқыш бағалығы арзандау болуы мүмкін.

6.2-мысал : Өнімділікке есеп, тік ажыратқыш

36-дюймдық диаметрдегі нақты газ сыйымдылығы мен мұнай сыйымдылығын, келесідей жағдайларда жұмыс істейтін тік ажыратқыштың жапсарынан жапсарына дейін 12-футтық ұзындығын анықтау:

Газдың үлестік салмағы: 0.6

Мұнайдың үлестік салмағы: 35°АНИ

Жұмыстық қысым: 985 фунт/кв. дюйм Жұмыстық температура: 60°F

Ұстап тұру ақыты: 3 мин.

Cd: 1.1709

Шешім

1. газдың нақты сыйымдылығын анықтау үшін: *Qg* болуы үшін 6.9 теңдеуін қайта өзгерте отырып, біз мынаны аламыз

$$Q_g = 1.977 \times 10^{-4} D^2 \left(\frac{P}{TZ} \right) \left(\frac{(\rho_o - \rho_g) d_m}{\rho_g C_d} \right)^{1/2}$$

Осы жағдайда 6.1 мысалының сол жұмыстық шарттары жарамды, *Qg* есептеу үшін ρ*g*, ρ*o*, және *Z* сол мәндерін қоюға болады:

$$Q_g = 1.977 \times 10^{-4} (36)^2 \left(\frac{1000}{520 \times 0.84} \right) \left(\frac{(53.03 - 3.708)100}{3.708 \times 1.1709} \right)^{1/2}$$

6.3-мысал

Пайдаланудың келесі шарттары үшін көлденең ажыратқыштың жапсарынан жапсарына дейінгі диаметрі мен ұзындығын анықтау. Жобаланып жатқан ажыратқыштың нақты газ және мұнай сыйымдылығын анықтау.

Газ шығыны: 15 ММСКФД
Газдың үлестік салмағы: 0.6
Мұнай шығыны: 3000 барр./күн
Мұнайдың үлестік салмағы: 35°АНИ
Жұмыстық қысым: 985 фунт/кв. дюйм Жұмыстық температура: 60°F
Ұстап тұру уақыты: 3 мин.

Шешім

6.1 мысалдан бізде болады

$$\mu_g = 0.013 \text{ cP}$$

$$\rho_g = 3.708 \text{ lb/ft}^3$$

$$\rho_o = 53.03 \text{ lb/ft}^3$$

$$Z = 0.84$$

$$c_d = 1.1709$$

1. Максималды газ өнімділігін тексереміз, 6.18 формуласы:

$$LD = 422\left(\frac{Q_g TZ}{P}\right)\left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g}\right)\left(\frac{c_d}{d_m}\right)\right]^{1/2}$$

$$= 422\left(\frac{15\times 520\times 0.84}{1000}\right)\left[\left(\frac{3.708}{53.03-3.708}\right)\left(\frac{1.1709}{100}\right)\right]^{1/2}$$

$$LD = 82.04$$

2. Мұнай өнімділігін (ұстап тұру уақытын) тексереміз, 6.20 формуласы:

$$D^2L = 1.428Q_o t = 1.428 \times 3000 \times 3$$

$$D^2L = 12{,}852$$

3.D үшін мән таңдаймыз және газ сыйымдылығы, *Lg*, үшін талапқа сай тиімді ұзындықты және мұнай сыйымдылығы, *Lo*, үшін талапқа сай тиімді ұзындықты анықтаймыз. Нәтижелер келесідегідей қосылды:

D **(дюйм)**	***Lg*** **(фут)**	***Ls*** **(газ)**	***Lo*** **(фут)**	***Ls*** **(мұнай)**	**SR = 121*s*** **(мұнай)/*D***
30	2.73	5.23	14.28	19.04	7.62
36	2.28	5.28	9.92	13.22	4.41
42	1.95	5.45	7.29	9.71	2.78
48	1.71	5.71	5.58	7.44	1.86
54	1.52	6.02	4.41	5.88	1.31

Газ сыйымдылығы құрылымын анықтамайтындықтан мұнай сыйымдылығы үшін және газ сыйымдылығы үшін *Ls* мәндерін салыстыру. Көлденең қиысудың тереңдік пен ауданының ара қатынасы мәндерін зерттеу 36 және 42-дюймді ажыратқыштардың таңдаулармен тек қана мүмкін болуы болып табылады. Ұсынылатын мөлшерлері болады: 36 дюйм диаметрде және жапсардан жапсарға дейінгі ұзындығы 14 фут.

Сол жағдайлар үшін сол диаметрдегі, бірақ қысқарақ (12 фут) (6.1 мысал) тік ажыратқыш жарамды екендігін еске саламыз. Осындай жағдайлар үшін тік ажыратқыштар таңдалуы тиіс, егер пайдаланудың басқа шарттары көлденең ажыратқышты таңдауды талап етпесе.

6.4-мысал . Өнімділікке мысал, көлденең ажыратқыш

Диаметрі 36 дюйм жапсардан жапсарға дейінгі ұзындығы14 фут болатын көлденең ажыратқыштың нақты газ мұнай сыйымдылығын пайдаланудың келесідей шарттарын есепке ала отырып анықтау:

Газдың үлестік салмағы: 0.6

Мұнайдың үлестік салмағы: 35°АНИ

Жұмыстық қысым: 985 фунт/кв. дюйм Жұмыс температурасы: 60°F
Ұстап тұру уақыты: 3 мин.
Cd: 1.1709

Шешімі

6.1 мысалынан, біз осындай жұмыс жағдайын ие болғандықтан, флюид қасиеті мынадай болады:

$$\rho_g = \frac{3.708\ \text{lb}}{\text{ft}^3}$$

$$\rho_o = \frac{53.03\ \text{lb}}{\text{ft}^3} \text{ and } Z = 0.84$$

1. Газды ажыратқыштың нақты сыйымдылығын анықтау үшін: 6.21 теңдеуінен газ сыйымдылығына арналған ажыратқыштың тиімді ұзындығын анықтаймыз:

$$L_s = L_g + \frac{D}{12}$$

$$L_g = 14 - (12/36) = 14 - 3 = 11\ \text{ft}$$

Алдыңғы теңдеуде *Lg* = 11 мен *D* = 36 қоя отырып, *Qg* табамыз:

$$Q_g = 0.00237 L_g D \left(\frac{P}{TZ}\right)\left[\left(\frac{\rho_o - \rho_g}{\rho_g}\right)\left(\frac{d_m}{C_d}\right)\right]^{1/2}$$

2. Ажыратқыштың нақты мұнай сыйымдылығын анықтау үшін: 6.22 теңдеуінен мұнай сыйымдылығы үшін ажыратқыштың тиімді ұзындығын анықтаймыз:

$$Q_g = 0.00237(11 \times 36)\left(\frac{1000}{520 \times 0.84}\right)$$

$$\times\left[\left(\frac{53.03 - 3.708}{53.03}\right)\left(\frac{100}{1.1709}\right)\right]^{1/2}$$

$$Q_g = 72.4\ \text{MMSCFD}$$

Алдыңғы теңдеуге *Lo* = 10.5 пен *D* = 36 қойып, *Qo* табамыз :
Qo = 3176 барр./күн

6.3-мысалының жобалық өнімділігі үшін алдыңғы нақты мұнай және газ сыйымдылықтарын салыстыра отырып, ажыратқыштың газдың бес еселік жобалық сыйымдылығын дерлік өңдеуге болатындығын көреміз.

6.3-мысал . Бұл газ ағынына арналған көлденең қиысу алаңының тұнбалануға қажеттілікке қарағанда біршама көп екенін түсіндіреді. Бұндай жағдайларда әр фазада ажыратқыштың тиімді көлемінің жартысын алуға мүмкіндік беру жорамалының жақсы рұқсат беру болып та-

былмайтыны айқын. Ажыратқыш мөлшері егер құрылымы газдың жалпы алаңның 50% аз ауданы арқылы өтуіне ерік берсе, сөзсіз азайтылуы мүмкін. Оқырманның осы мәселені газдың ажыратқыш көлемінің 50%-дан азырақ көлемін алатындығынан шыға отырып, шешуі үшін ұсынылады. Жоғарыда көрсетілген есептеу формулаларын түрлендіру кезінде сақтық сақтау қажет.

Газбен, баған биіктігімен және резервуар диаметрімен айналысатын саланың көлденең қиысу алаңын байланыстыратын геометриялық қатынастар алынуы мүмкін. Газ ағымының көлденең қиысу алаңының, *Ag*, көлденең қиысу ыдысы, *A*, ауданының жартысына, яғни газ биіктігіне, *Hg*, тең болмаған ридиусына, *D*/2, тең болмаған жағдайлар үшін локхарт келесідей оңайлатылған десе де соншалық дәл қатынастар ұсынды.

a.Ag/*A* функциясы ретінде *Hg*/*D* анықтау үшін:

$0 \le A_g / A \le 0.2$:

$$\frac{H_g}{D} = 2.481\frac{A_g}{A} - 12.29\left(\frac{A_g}{A}\right)^2 + 31.133\left(\frac{A_g}{A}\right)^3$$

$0.2 \le A_g / A \le 0.8$:

$$\frac{H_g}{D} = 0.8123\frac{A_g}{A} + 0.0924$$

$0.8 \le A_g / A \le 1.0$:

$$\left(1 - \frac{H_g}{D}\right) = 2.481\left(1 - \frac{A_g}{A}\right) - 12.29\left(1 - \frac{A_g}{A}\right)^2 + 31.133\left(1 - \frac{A_g}{A}\right)^3$$

b.Hg/*D* функциясы ретінде *Ag*/*A* анықтау үшін:

$0 \le H_g / D \le 0.25$:

$$\frac{A_g}{A} = 0.21\left(\frac{H_g}{D}\right) + 3.52\left(\frac{H_g}{D}\right)^2 - 4.93\left(\frac{H_g}{D}\right)^3$$

$0.25 \le H_g / D \le 0.75$:

$$\frac{A_g}{A} = 1.231\left(\frac{H_g}{D}\right) - 0.1138$$

$0.75 \le H_g / D \le 1.0$:

$$\left(1 - \frac{A_g}{A}\right) = 0.21\left(1 - \frac{H_g}{D}\right) + 3.52\left(1 - \frac{H_g}{D}\right)^2 - 4.93\left(1 - \frac{H_g}{D}\right)^3$$

6.7 Мұнай-газ ажыратқыштарына арналған оңтайлы қысым

6.7.1 Кіріспе

Жалпы газ-мұнай ажыратудағы жұмыс қысымының әрекетін зерттеу үшін біз алдымен бірсатылы ажырату жағдайын, соған қоса сақтауға арналған сыйымдылықтарды қарастырамыз. Сонымен қатар, жұмыс қысымының келесі екі шеткі жағдайы үшін ажыратылған мұнайды алу үшін әсері неде болады?

1. Жоғары қысыммен жұмыс істеу – бұл шикізаттағы жеңіл көмірсутегілер үшін булану мен бөліну мүмкіндігін азайтады. Бірақ бұл сұйық ағым сақтауға арналған (әдеттегідей, атмосфералық қысымның деңгейінде немесе оған жақын деңгейде жұмыс істейтін) резервуарға бағытталған жағдайда жоғары қысымның түсуіне байланысты интенсивтік жедел түрдегі булану, одан әрі газ фазасындағы ауыр көмірсутегілерін айтарлықтай жоғалтумен қатар пайда болады.

2. Төмен қысыммен жұмыс істеу – мұнда жеңіл көмірсутегілердің көптеген мөлшері өзімен бірге одан да ауыр көмірсутегілерді алып кетіп, газ-мұнай ажыратқышынан бөлінеді, бұл жағдай алынған мұнайды жоғалтуға алып барады. Сұйықтық ағымын сақтауға арналған резервуарға бағыттағаннан кейін сұйықтық ауыр құрамда бөліктерін өте аз мөлшерде жоғалтуды сезеді, өйткені жеңіл газдардың көптеген бөлігі ажыратқышта бөліген.

Дұрыс жұмыс қысымын таңдау керек екені және оның мәні сипатталғандай, мұнайдың шығуын көбейтумен бірге екі шеткі жағдайлар арасында болу керектігі туралы тұжырымдама жасауға болады. Бұл тұжырымдама квадратты дюймге 45 фунт оңтайлы қысымын мұнайдың 0,75 барреліне алу үшін таңдайтындығы 6.15-суретінде көрсетілген.

Сол концепция да Рауль мен Дантонның заңдарының көмегімен сандық жағынан қарастырылады. Көмірсутектердің көпқұрамды қоспалары үшін келесі термодинамикалық өзара қатынастар қолдануға жарайды:

• Сұйық фазада, i P_i^l әр құрамдас бөлігі жасайтын парциалды қысым оның буларымен ($Pi0$) және молярлық үлестерімен (Xi) байланысты:

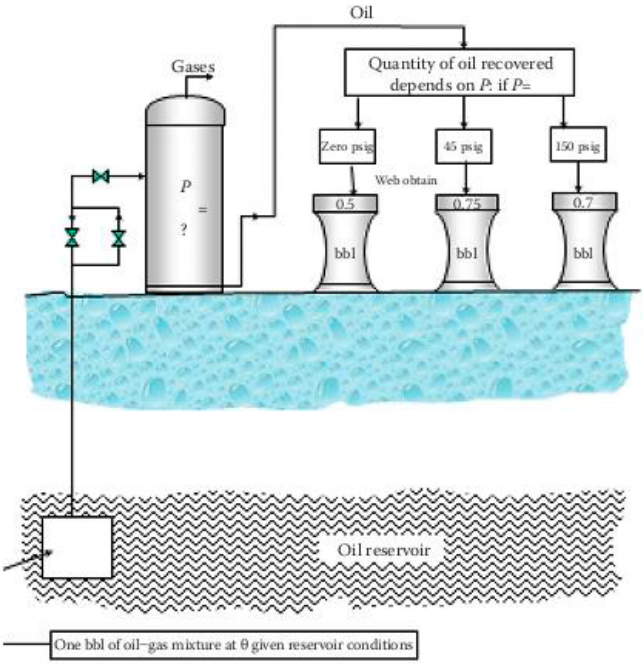
$$P_i^l = P_i^0 X_i \tag{6.23}$$

• Булы фазада газ қоспасындағы $i\left(P_i^v\right)$ құрамдас бөлігінің парциалды қысымы оның молярлық үлесі (Yi) және жалпы қысымымен (Pt) байланысты:

$$P_i^v = P_i Y_i \tag{6.24}$$

Т және Р берілген шарттарында термодинамикалық тепе-теңдік бар болады, өйткені бу мен сұйықтық тікелей байланыста болады. Соған сәйкес будағы құрамдас бөлігінің парциалды қысымы сұйықтықтағы құрамдас бөлік буларының парциалды қысымына тең.

Резервуардың көрсетілген шарттары θ кезінде мұнай-газ қоспасының бір барр.



Oil – Мұнай
Gases – Газдар
Quantity of oil recovered depends on – Өндірілген мұнайдың саны байланысты:
Zero – Нөл
Oil reservoir – Мұнай резервуары
One bbl of oil-gas mixture at θ given reservoir conditions – Резервуардың көрсетілген шарттары θ кезінде мұнай-газ қоспасының бір барр.

6.15-СУРЕТ

Газ-мұнай ажыратқыштарындағы шикі өнімнің шығуына жұмыс қысымының әсері.

Сондықтан екі теңдеуді теңестіру мен қайта топтастыру арқылы келесі байланысты аламыз:

$$\frac{P_i^0}{P_t} = \frac{Y_i}{X_i} = K_i = \text{Equilibrium constant} \qquad (6.25)$$

Equlibrium constant – Тепе-теңдік константасы

ондағы *Pv* – қоспадағы *i* құрамдас бөлігінің парциалды қысымы, *Pi*0 - *i* таза құрамдас бөлігі буының қысымы, *Xi* - сұйық фазадағы *i* құрамдас бөлігінің молярлық үлесі, *Yi* - газ фазасындағы *i* құрамдас бөлігінің молярлық үлесі және *Pt* - жүйедегі жалпы қысымы (ажыратқыш ішіндегі).

Ал, егер жүйедегі жалпы қысым көбейсе, газ фазасындағы молярлық үлесі 6.21 теңдеуге сай азаюы керек деген тұжырымдама жасауға болады. Басқаша айтқанда, газ-мұнай ажыратқышы ішіндегі қысымы көтерілген кезде буды жасау үрдісі кемиді.

Рауль заңына негізделген алдындағы қарым-қатынастарды пайдалану кезінде кейбір кемшіліктер бар, әсіресе метаны бар газды қоспалар үшін (оның ең көп температурасы 116°F құрайды). Бірақ С3, С4 және С5 қоспалары үшін Рауль заңы 150°F-дейін температуралары және квадратты дюймге 100 фунтқа дейін қысымдары кезінде айтарлықтай жақсы қолданылуы мүмкін.

6.7.2 Газ-мұнай қоспасын үш кезеңді ажырату қондырғысы қысымдарының профилі

Үш кезеңнен тұратын ГМАҚ үшін оңтайлы жұмыс қысымын анықтау кезінде (жоғары, орта және төмен қысымы бар ажыратқыштар) екінші кезең қысымы еркін ауысуы, демек, оңтайлануы мүмкін.

Бірінші кезеңдегі қысым (жоғары қысым) әдетте келесі шарттардың біріне сай орнатылады:

- Кен орнында бар газды айдау қондырғылары үшін жоғары қысымды газды берудің белгілі талаптарға сәйкестігі
- Құбыр жолдары бойынша газды сату
- Шығаратын бұрғылардың ағым шарттары

Осыған ұқсас үшінші кезеңдегі қысым (төмен қысым) келесі жағдайларда тіркеледі:

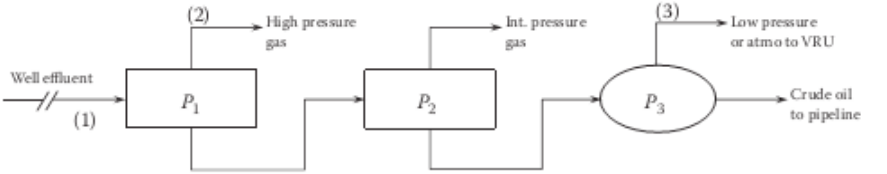
- Соңғы кезең ретінде сақтауға арналған резервуар болып табылады.
- Газды жинау немесе газды пайдаға асырудың буларды жоятын құрал-жабдықтың бар болуы.
- Соңғы кезең салыстырмалы түрде төмен қысымда жұмыс істейді.

6.16-сурет бірінші және үшінші кезеңдердегі қысым жоғарыда көрсетілген себептер бойынша тіркелетін үш кезеңді ГМАҚ сипаттайды.

ГМАҚ қызмет етуінің оңтайлы қысымы мұнайдың қоймаға максималды шығуы мен минималды газдық факторы (ГФ) бар газ-мұнайдың қаланатын бөлінуін қамтамасыз ететін екінші кезеңнің қысымы ретінде анықталады.

Егер R мұнайды таратуды белгілесе және

R = Н/Г (барр. мұнай/станд. газдың куб. фут) ретінде анықталса (6.26)



Well effluent – Ұңғыма шикізаты
High pressure gas – Жоғары қысымдағы газ
Int. pressure gas – Газдың ішкі қысымы
Low pressure or atmo to VRU – Төмен қысым немесе атмосф.
Crude oil to pipeline – Құбырдағы мұнай

6.16-сурет
Газ-мұнай үшкезеңді ажыратқыштағы екінші кезеңін оңтайландыру.

Онда ажыратқыштың екінші кезеңіндегі оңтайлы қысымы – бұл R максималды немесе $1/R$ минималды қылатын мәні.

Мұнайды ажыратудың жоғары дәрежесін алудан басқа жұмыс қысымының бөлінген ағымдарды өңдеу кезінде басқа маңызды кездері болады. Минималды қысым мұнай өңдеудің келесі кезеңіне жеткізілу үшін қолдану керек. Сонымен қатар, жоғары қысымды қолданумен қатар газ ағымдары одан да жоғары шығу қысымда сату үшін жеткізіліп тұрады, сонымен газды айдау үшін пайдаланылатын компрессордың қуаттылығын кеміте отырып.

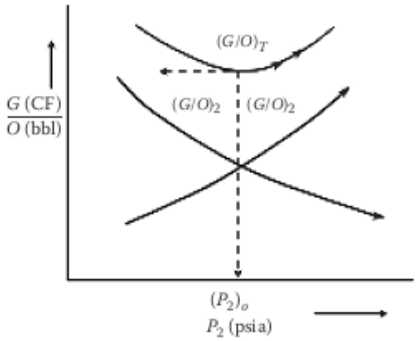
Жалпы, квадраты дюймге 50-100 фунттық қысым, ал үшінші кезең үшін минималды қысым квадраты дюймге 25-50 фунт диапазонында болып табылатын кезде екінші кезең үшін оңтайлы болып саналады.

6.7.3 Екінші сатыдағы оңтайлы жұмыс қысымын анықтау

Екінші сатыдағы (кезеңдегі) оңтайлы жұмыс қысымын анықтау үшін қолданылу мүмкін үш әдісі бар.

6.7.3.1 Эксперименттік өлшемдер

Осы әдісте ажыратқыштан шығатын газ құрамы талданылатын эксперименттік айдаулар жүргізіледі және кейбір өзекті құрамдас бөлігінің мазмұны анықталады (мысалы, C_5^+) Ал, екінші кезеңдегі қысымын көбейту кезінде газ бен мұнайдың (*Г*/*М*) екінші және үшінші кезеңдер үшін қатынасын есептеуіміз керек. P_2-ні *Г*/*М* салыстыруға арналған графикалық сұлбасы 6.17-суретте көрсетілген. Қысымды көбейту кезін-де $(Г/М)_2$ кемитінін айта кету керек, өйткені одан да жоғары қысым кезінде конденсация C_5^+ күшейеді, ал $(Г/М)_3$ көбею кезінде 2 және 3 сатылар арасындағы қысымдардың айырмашылығының көбеюінің арқасында көмірсутегілердің көбісі үшінші кезеңде буланады. Оңтайлы жұмыс қысымы – бұл $(Г/М)Т$ минималды қылып жасайтын мәні.



6.17-сурет
Газ-мұнай үшсатылы ажыратқыш үшін Г/Н-нің Р2-ден тәуелділігі.

$(P_2)o$ мәнін одан әрі тексеру келесі түрде орындалады:

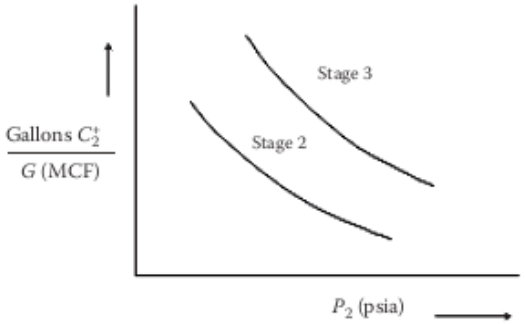
1. 2 және 3 ажыратқыштардың жоғарғы бөлігінен шығатын газдың үлгілердегі C_5^+аздың галлон/мың куб. футтағы (гал C_5^+ /MCF) мағынасын эксперименталды түрде анықтайық.

2. 1-қадамның нәтижелерін *Г*/*М* көбейту арқылы (мұнайдың гал *С* /барр), газ/мұнай қатынасын (мұнайдың MCF/барр) есептейік. *С* гал-лондардың мұнайдың барреліне жалпы жоғалтуды көрсету үшін 1 және 2 сатылар үшін мәнін қосайық.

3. Осы әрекеттерді жұмыс қысымының *Р*2 әр түрлі мәндері үшін қай-талайық.

4. 6.18-суретінде көрсетілгендей, *Р*2 қатысты 2 және 3 екі сатылары үшін гал C_5^+/MCF мәндерінің кестесін сызайық. Газ ағымдарындағы *С* мағынасы MCF It 5 екі сатылары үшін *Р*2 өсуіне байланысты ке-

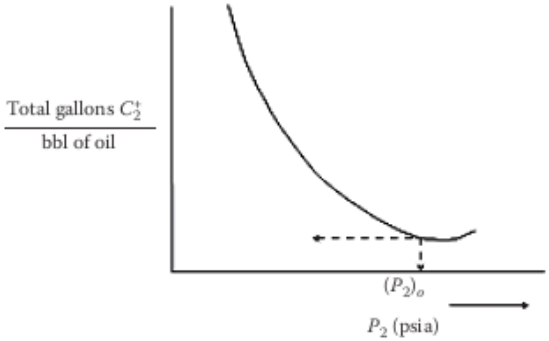
митінін айта кету керек. Бірақ ол 2 кезең үшіншіден гөрі 3-кезең үшін жоғары болады.



Gallons – Галлондар

6.18-сурет

Бензин мағынасының P2-ден тәуелсіздігі.



6.19-сурет

(*P*2)*o* тәжірибелі жолымен анықтау.

5. 6.19-суретте көрсетілгендей, *P*2 қатысты мұнайдың барреліне гал C_5^+алпы жоғалтуларының кестесін сызайық. Мұнай барреліне галлондардағы C_5^+ минималды жоғалтуларына сәйкес келетін (*P*2)*o* оңтайлы мәні анықталады.

6. Бұл 6.17-суреттен бұрынырақ алынған мәнін екі есе тексеру.

6.7.3.2 Шамаланған формуласы

Келесі қарапайымдатылған формуланы *P*1 және *P*3 қызметтері ретінде (*P*2)*o* анықтау үшін қолдануға болады:

$$(P_2)_o = (P_1 P_3)^{0.5} \qquad (6.27)$$

6.5-мысал

*C*1 = 0.4, *C*2 = 0.2, *C*3 = 0.1, *C*4 = 0.1, *C*5 = 0.1, *C*6 = 0.05, және *C*7 = 0.05 құрамы (молярлық үлесте) бар ұңғыма флюиді үшсатылы ГМАҚ көмегі арқылы газ-мұнай ажырату процесінен өту керек. Соңғы кезең атмосфералық қысым кезінде жұмыс істейді. Бірінші кезеңі квадраты дюймге 500 фунт қысымы кезінде орнатылады. Екінші саты үшін оңтайлы жұмыс қысымын 6.27-теңдестіру көмегімен есептеу.

Шешімі

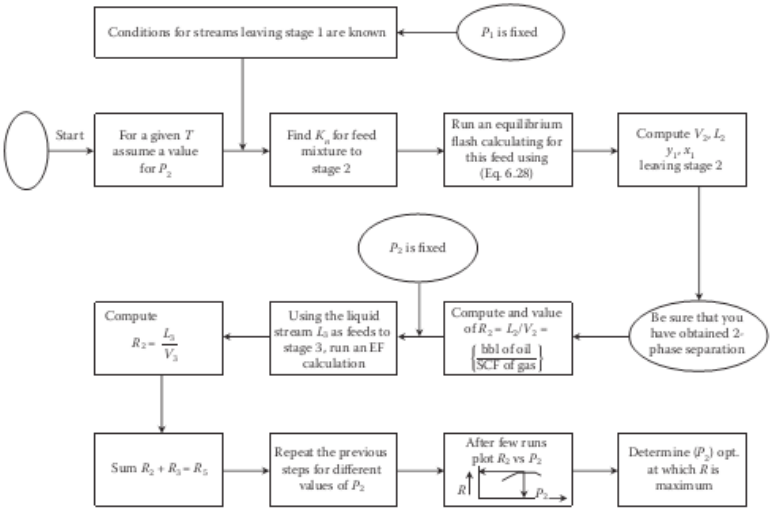
*P*1 мәндерін тікелей орнатуы = квадраттық дюймге 500 фунт және *P*3 = квадраттық дюймге 14.7 фунт 6.27 теңдестіруде (*P*2)*o* = квадраттық дюймге 85.5 фунты береді.

6.7.3.3 Бірреттік тепе-теңдік булануды есептеу

Төменде көрсетілгендей, бірреттік булануды сипаттайтын теңестірулер үшсатылы ГМАҚ-қа арналған ажыратқыштың екінші сатысы үшін оңтайлы жұмыс қысымының мәнін есептеу үшін қолдану мүмкін. Есеп рәсімін кезекті жақындату әдісі арқылы сипаттауы 6.20-суретінде көрсетілген.

6.8 Мұнай-газ ажыратқыштарды таңдау және пайдалану сипаттамалары

Нақты ажыратқышты таңдау үшін мұнай кен орнында басым болатын барлық шарттар мен факторлары алдын-ала қарастырылу керек. Осы зерттеу негізінде жатқан негізгі факторлар, сонымен қатар ажыратқышты таңдаудың негізгі кезеңдері 6.21-суретінде көрсетілген біріктірілген сұлбада орындалған.



Start – Бастау
For a given T assume a value for P2 – Берілген Т үшін Р2 мәнін қабылдаңыз
Find Kn for feed mixture to stage 2 – Екінші кезең үшін Kn шикізат қоспасын табыңыз
Run an equilibrium flash calculating for this feed using (Eq. 6.28) – 6.28 Теңдеуін қолдана отырып, тепе-тең сәуле шығаруын іске қосу
Compute – Есептеу
Leaving stage – Шығыс кезеңі
Using the liquid stream as feeds to stage 36 run an EF calculation - 36-кезең үшін сұйық ағынынды пайдалану, УА есептерін іске қосу
Compute and value – есептеу және мәні
Be sure that you have obtained 2-phase separation – 2 фазалық қосылуды алғандарыңызға көз деткізіңіз
Repeat the previous steps for different values – әр түрлі мәндер үшін алдыңғы кезеңдерді қайталаңыз
After few runs plot – бірнеше іске қосудан кейін
Determine opt. at which R is maximum – R мәні максималды болатындай интервалды анықтаңыз

6.20-сурет
ГМАҚ үшін (Р2)о қалай есептеу керек

2-фазалық ажыратқышты алғанымызға сенімді боламыз

Газ-мұнай ажыратқыштарының өнімділігі, басқа жағынан, төрт факторымен басқарылады:

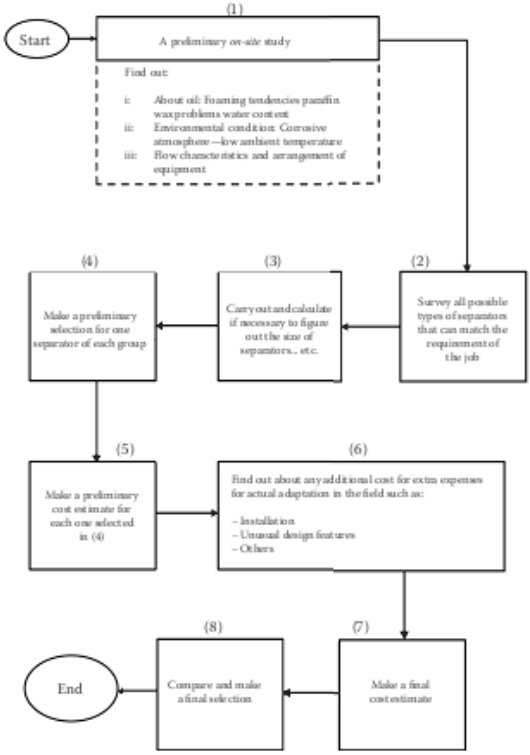
1. Жұмыс температурасы – одан да жоғары температура сұйық бөлігін ажыратуды азайта отырып, көмірсутегілерінің көптеген булануын тудырады.

2. Жұмыс қысымы – одан да жоғары қысым сұйықтықты алуды көбейте отырып, көмірсутектердің көптеген санының конденсациясын тудырады. Бірақ белгілі бір максимумына жеткеннен кейін қысымның

одан әрі жоғарлануы сұйықтықтың азаюын тудырады. Бұл белгілі ретроградтық құбылысқа сай болады.

3. Сатылар саны – кезеңдер санын көбейтуі жалпы жағдайда ажыратудың тиімділігін көтереді, ол тұрақты тауарлық мұнайдың жоғары деңгейде шығуына алып барады. Бұл екіден үшке дейінгі диапазондағы кезеңдер саны үшін дұрыс болып табылады. Бірақ егер бұл сан үштен жоғары болса, өндіруді жақсарту азаяды. Төрткезеңді ГМАҚ экономикалық жағынан тартымды болып табылмайды, өйткені тұрақты тауарлық мұнайды өндіруі тағы да бір кезеңді қосқан жағдайда 8% көбейеді.

4. Аталып өткен факторларға қосымша газ-мұнай ажыратқышы жұмысының тиімділігін бағалау кезінде ұңғымалық ағымдардың құрамын есепке алу қажет.



Start – Бастау
A preliminary on-site study – Орындағы алдын-ала зерттеу
Find out – Анықтаңыз
About oil: Foaming tendencies paraffin wax problems water content – Мұнай туралы: Көбіктің пайда болуына икемділігі, парафиндердің мәселесі, судың болуы

Environmental condition: Corrosive atmosphere – low ambient temperature – Қоршаған ортаның жағдайы: Агрессивті атмосфера - төмен температуралары
Flow characteristics and arrangement of equipment – Ағымдар сипаттамалары және құрал-жабдықты орнастыру
Make a preliminary selection for one separator of each group – Әр топтың бір ажыратқышы үшін алдын-ала таңдауын жасаңыз
Carry out and calculate if necessary to figure out the size of separators…etc. – Қажет болған жағдайда ажыратқыштың көлемін есептеу және т.б.
Survey all possible types of separators that can match the requirement of the job – Жұмыс талаптарына сай ажыратқыштардың барлық ықтимал түрлерін қарастыру
Make a preliminary cost estimate for each one selected in (4) – Таңдалғандардың әр қайсысы үшін алдын-ала сметасын жасау (4)
Find out about any additional cost for extra expenses for actual adaptation in the field such – Келесі салалардағы нақты бейімделу үшін қосымша шығындарды анықтаңыз:
Installation – Монтаж
Unusual design features – Құрылымның әдеттегіден тыс ерекшеліктері
Others – Басқасы
Make a final cost estimate – Соңғы құнына бағалау жасау
Compare and make a final selection – Салыстырып, соңғы таңдау жасаңыз
End – Соңы

6.21-сурет
Осы жұмыс үшін газ-мұнай ажыратқышын қалай таңдау.

ГМАҚ тиімділігі туралы пікір жасау үшін жұмыстың тиімділігін бағалау үшін бірқатар өнеркәсіптік сынақтар жүргізеді. Олардың ең маңыздысы ретінде келесілер болып табылады:

Кішкентай бөлшектердің көлемін бағалау - бұл әдіс газды ағым алып кеткен сұйықтылық кішкентай бөлшектердің көлемін анықтауды талап етеді. Газ-мұнай ажыратқыштың тиімділігі осы көлем негізінде бағаланады. Газ ағымына түсетін 10 мкм үлкен көлемдегі сұйықтықтың кішкентай бөлшектері төмен өнімділіктің көрсеткіші болып табылады деп есептеледі.

Сұйықтықтың ағып кету санын анықтау – әдіс газ ағымымен ағызылып кеткен немесе *басқа орынға жеткізілген* сұйықтылық көлемін анықтауын талап етеді. Әдетте ажыратылып жатқан газдағы 0,10 гал / МКФ көрсетіледі (ондағы М = 1000, КФ- куб. фут).

Таңбамен сынау – өте ескі тест (бұрын *бет орамал* тесті деп аталған). Ол қарапайым ажыратқыштан шығып жатқан газ ағымында ақ матаны ұстаудан тұратын әдіс. Ажыратқыштың өнімділігі, егер матада 1 минут ішінде сұр дақ пайда болмаса, жарамды болып есептеледі.

6.9 Фракциялар бойынша есептеу

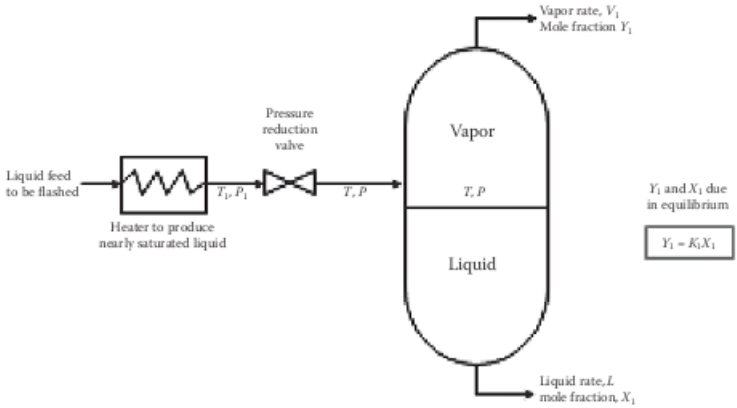
6.9.1 Кіріспе

Тепе-теңдік шарттарын болжамдауда және ажыратқышқа түсетін сұйықтық ағымның құрамын, жұмыс қысымын және температуралық шарттарын біле отырып, біздің бу/сұйықтық/тепе-теңдік (фракциялар бойынша есептеу) туралы бүгінгі біліміміздің қолдануға және әр кезеңде бу мен сұйық фракцияларын есептеуге мүмкіндігіміз бар.

Ұңғыма флюидтері (шикі мұнай қоспалары) үшін газды мұнайдан ажырату мәселесі берілетін қоспаның ішінара буланған жедел булану белгілі мәселесі үшін бу және сұйықтық секілді екі ағымға бөлінеді. Бірінші жағдайда біз газ-мұнай ажыратқышын қолданамыз. Екінші жағдайда біз 6.22-суретте көрсетілгендей, жедел түрде булану колоннасы деп аталатынды қолданамыз.

Жедел түрде булану бастапқы шикізат ішінара одан да жеңіл ұшатын құрамдас бөліктерге бай буланумен жойылатын бірсатылы дистилляция болып табылады. Бұл қысым арқылы жылытылған және адиабатикті режимде қақпақша арқылы одан да төмен қысымға дейін буланған шикізат жағдайы бу сұйықтық қалдықтан буландыру барабанына бөлінеді. Бұл *жеңіл сұйықтықтарға* қатысты. Мұнда қарастырылып жатқан газ-мұнай бөлу мәселесінен басқа өндіріс үшін тәжірибелерде қолданылатын және соған сәйкес екіфазалық қоспаларды бөлу әдістері келесідей болады:

Бастапқы фаза	Үдеріс және шарттар
Жоғарлау (жеңіл) қысымдағы сұйықтықтар	Қысым арқылы жылыту, ал содан соң жедел түрде адиабатикалық қақпақшаны қолданумен бірге булану
Төмен (ауыр) қысымдағы сұйықтықтар	Жылыту арқылы ішінара буландыру, жедел түрде изотермиялық буландыру (қақпақшасы жоқ)
Газ	Бастапқы қысудан кейін салқындату
Газ	Қақпақша немесе қозғалтқыш арқылы тарату



Liquid feed to be flashed – Жедел түрде буландыруға арналған сұйықтық
Heater to produce nearly saturated liquid –
Pressure reduction valve – Қаныққан сұйықтықты өндіруге арналған жылытқыш
Vapor rate – Булану жылдамдығы
Mole faction – Молярлық үлесі
Vapor – Бу
Liquid – Сұйықтық
Liquid rate – Сұйықтық жылдамдығы
Y1 and X1 due in equilibrium – Y1 и X1 теңеседі

6.22-сурет

Адиабатикалық жедел түрде буландыруды сұлбалы түрде ұсыну.

6.9.2 Жедел түрде булану үшін қажет жағдайлар

Жедел түрде булану үшін шикізат екіфазалық қоспа, яғни, келесі шарттарға сай болу тиіс: *TBP* < *Tf* < *TDP* (6.23-суретте көрсеткендей) немесе барлық құрамдас бөліктерге *ziKi* сомасы 1-ден көп, ал барлық құрамдас бөліктеріне *zi*/*Ki* сомасы 1-ден кем, ондағы *TBP, Tf* және *TDP* қоспаның қайнаудың басындағы температурасы, булану температурасы және қоспаның конденсация температурасы болып табылады, осыған сай; *Zi* және *Ki* – бұл шикізат құрамы және тепе-теңдік константасы, осыған сай, *i* құрамдас бөлігі үшін.

6.9.3 Жедел түрде будың қалыптасу формасы

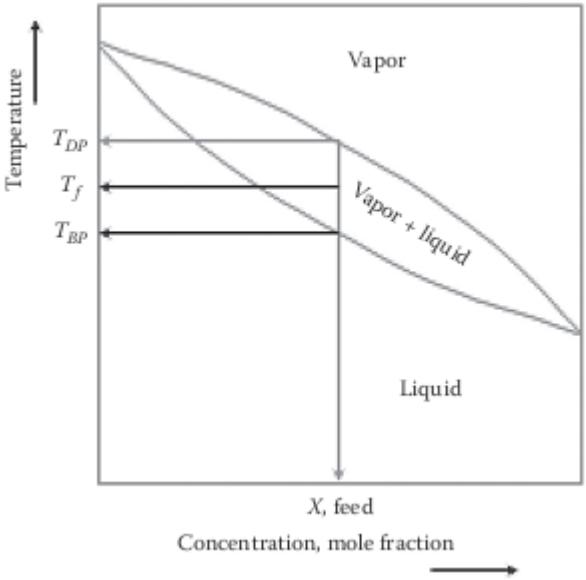
Жедел түрде буландыруды есебін қарастыру қажеттігі оның V (газ) және L (мұнай) және олардың құрамы Yi және Xi, осыған сай, бөлу өнімдерінің салыстырмалы түрдегі санын анықтауға арналған құралы болып табылатынан пайда болады.

Жедел түрдегі теңдестіруі 6.24-суретте көрсетілгендей, типтік үдерістің концепциясын қолдана отырып, материалдық есептер-

мен шығарылады. Екі формула ұсынылады:

$$\text{First simple form: } X_i = \frac{Z_i}{1 - \frac{V}{F}(1 - K_i)} \tag{6.28}$$

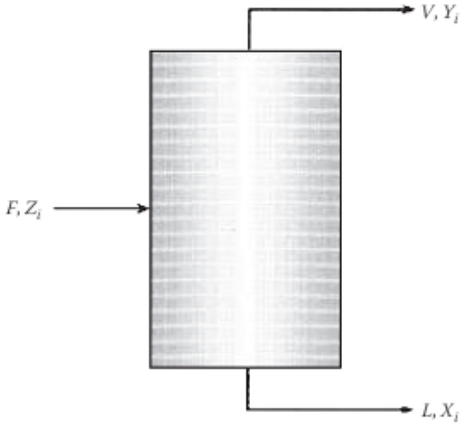
P және *T* берілген шарттары кезінде, *Xi* мәнін табу үшін теңдестіруді шешімі *V/F* (*F* бірлік ретінде алғанда) үшін мәнін кезектік жақындату әдісі арқылы, *Xi* = 1 сомасы қанағаттандырғанша алынады.



Temperature – Температура
Vapor – Бу
Liquid – Сұйықтық
Feed concentration, mole fraction – шикізат шоғырлануы, молярлық үлес

6.23-сурет

Екіқұрамдық жүйенің шапшаң түрленуіне арналған шарттар



Input	=	Output
Total MB:	$F = L + V$	
Component MB:	$FZ_i = LX_i + VY_i$	

Input – Кіруі
Output – Шығуы
Total MB – Жалпы МТ
Component MB – МТ құрамы

6.24-сурет
Шапшаң түрлендіру бағанына арналған материалдық теңгерім (МТ)

$$\text{Second functional form: } f(g) = \sum_{i=1}^{i=c}\left[\frac{Z_i}{1-g(1-K_i)}\right] - 1 \qquad (6.29)$$

бұл жерде $g = V/F$. Осы функцияның қалаған түбірі, $gr = (V/F)r$, нөлге немесе $Xi = 1$ тартылатын $f(g)$ функция ететін мән болып табылады. Осы шапшаң түрлену теңдеуінің шешімі компьютерлердің көмегімен жүзеге асады. Функционалдық техниканы пайдаланудың егжей-тегжейі көптеген сілтемелерде сипатталады.

Тепе-теңдіктің булы-сұйықтықты константы былайша анықталады

$$Ki = Yi/Xi$$

Бұл жерде *Yi* булы фазадағы і құрамдас бөлігінің молярлық үлесі болып табылады, *Xi* - сұйық фазадағы і құрамдас бөлігінің молярлық үлесі және *Ki* - берілген *T* мен *P* үшін і құрамдас бөлігінің тепетеңдік константі және мұнайлы және газды ағымдардағы көмірсутекті қоспалардың фазалық сипаттамасын есептеуде қолданылатын негізгі түсі болып есептеледі. *K*, ол әр фазадағы құрамдас бөлікті - бу мен сұйықтықты

бөлуді есептеп шығаратындықтан константтық бөлу деп аталады.

K T,P функциялары және және тура көрсету болып табылады. Газды өңдеушілердің Ұлттық Ассоциациясында (ГӨҰА) зерттемеленген *K* мәні анағұрлым кең қолданылады. Жүйедегі жұмыстық қысым мәнінің, *K* мәні *қосылудың* белгілі *қысымы* үшін белгіленгендіктен К мәндерін анықтау кезінде қолданылатын қосылудың қысымынан төмен болуы қажет (*K* мәні жүйедегі барлық құрамдас бөліктер үшін болғанда немесе болу үдерісіне ие болғанда берілген *T* кезінде қысым ретінде анықталады).

6.9.4 Будың шапшаң пайда болу формуласын кейбір маңызды қолда-нулар

Будың шапшаң пайда болу теңдеуі үшін басқа қолданулар келесілермен қорытындыланады:

• Осы бөліну үшін қажетті кезеңдер санын табу - бұл жерде келесі кезең әр сыналушыға қосылатын сатылық тұжырымдама жағынан оңай пайдаланылады. Соңғы кезең тастап кетуші сұйықтық құрамы шикізаттың көрсетілген құрамына сай келсе, ұқсастық белгіленеді.

• Екінші сатыдағы оңтайлы қысымды анықтау - ол өзіне бірізді жақындау рәсімін қамтиды.

САУАЛДАРҒА ШОЛУ ЖАСАУ ЖӘНЕ БІЛІМ БЕРУ МІНДЕТТЕРІ

1. Ажыратқыштың келесі ішкі құрамдас бөліктерінің әрқайсысының мақсаты қандай?

a. Кіретін ағындарды қабылдамаушы

b. Ылғал бөлгіш

c. Ағынды тұрақтандырғыш

d. Толқын тосқауы

2. Ажыратқыштың ықпалдастық тұнбалану секциясындағы сұйықтық тамшысына қандай күш әсер етеді?

3. Ажыратқыш құрылымында ұстап тұру уақытының мәні қандай?

4. Келесі тұжырымдаманы аяқтаңыз:

a. Ажыратқыштың ықпалдастық тұнбалануында _____ болдырмау үшін газ-мұнай, мұнай тамшылары, _____ көлеміне дейін жойылу керек.

b. Ықпалдастық тұнбалану секциясындағы газ скрубберінде 500 мкм тамшыны жою жеткілікті, өйткені_.

5. Ажыратқыштың қандай түрі (тік немесе көлденең) келесі жағдайлар үшін көбірек сай келеді (өз таңдауыңды негіздеу)?

a. Ерітіндіде қатты бөлшектерді өңдеу

b. Газдың үлкен көлемін өңдеу

c. Сұйықтық толқындарын өңдеу

d. Қайраңдық операциялар

6. Келесі пікірлердің әрқайсысының ақиқат (А) немесе жалған (Ж) екендігін анықтаңдар:

a. Ұшу еркін сұйықтықтың құйын әсерінен газбен бірге жылыстауы болып табылады.

b. Егер зертханалық деректер жеткіліксіз болса, ажыратқыш құрылымындағы мұнайдан жойылуы қажет болатын су тамшыларының ең төмен мөлшері 100 мкм құрайды.

c. Газдың жылыстауы көбіктің шектен тыс қалыптасуы нәтижесінде туындауы мүмкін болатын сұйықтықпен еркін газдың ағуы болып табылады.

d. Ұзын көлденең ажыратқыштарда газ-сұйықтық шекарасында толқындар пайда болуы мүмкін. Бұл біріктірілген пластиналарды бекіту жолымен аластатылуы мүмкін деңгейді бақылау мәселелеріне алып келеді.

7. Дұрыс жауаптар саласы (бір жауаптан көбінің дұрыс болуы мүмкіндігіне назар аударыңыз):

a. Мұнай көбікті шикізаты мыналарға алып келуі мүмкін:

i. Газ-мұнай бөлімінің деңгейін тиісінше бақылау

ii. Көшіру

iii. Ықпалдастық тұнбалану секциясындағы үздік бөлуге

iv. Мұнайдағы көбікті ұстап тұру

b. Ажыратқыштағы өндірілген құмның жиналуы алып келуі мүмкін:

i. Мұнай мен газдың толмай бөлінуіне алып келуі

ii. Көлденең бөлгіштерде үздік өңделуге

iii. Газды ажыратқыштың жіберу қабілеттілігін азайтуға

iv. Ажыратқыш сұйықтығының сыйымдылығын азайтуға

8. Келесі екі жағдай үшін көлденең ажыратқышқа максималды газ және мұнай өнімділігіне арналған теңдеуді шығарыңыз:

a. Газ ажыратқыштың тиімді көлемінің 75% алады.

b. Газ ажыратқыштың тиімді көлемінің 25% алады.

9. Шағын мұнай кен орнына арналған келесі деректер берілді:

Мұнай шығыны:	8000 барр./күн
Газ факторы:	1200 қалыпты куб.фут/барр.
Жұмыстық қысым:	кв. дюймға 500 фунт
Жұмыстық температурасы:	80°F
Мұнайдың үлестік салмағы:	35°АНИ
Газдың үлестік салмағы:	0.6
Мұнай тұтқырлығы:	10 сП
Мұнайды ұстап тұру уақыты:	180 с

a. Кен орнын өңдеу үшін көлденең сеператорды жобалаңыз.

b. Егер кен орны теңіз астында орналасқан болса, кен орнын өңдеу үшін талапқа сай ажыратқышты жасаңыз.

c. Пайдаланудың алдыңғы шарттары үшін диаметрінде 60 дюймы және жапсардан жапсарға дейін 15 фут ұзындығы бар көлденең екіфазалы ажыратқаштың физикалық өнімділігін анықтаңыз.

d. Келесі деректерді ескере отырып, шаршылық дюймда 585 фунт қысымда және 80°F жұмыс істейтін диаметрінде 48 дюймы және жапсардан жапсарға дейін 16 фут ұзындығы бар тік және көлденең ажыратқыштарға арналған нақты газ бен мұнай өнімділігін анықтаңыз:

Мұнайдың үлестік салмағы:	0.875
Газдың үлестік салмағы:	0.6
Мұнай тұтқырлығы:	5.0 сП
Жұмыстық қысымы:	кв. дюймда 700 фунт
Жұмыстық температурасы:	80°F
Мұнайды ұстау уақыты:	120 с
Cd:	0.86
Z:	0.89

10. Келесі шарттар үшін тік және көлденең газды скрубберді жобалаңыз:

Газ шығыны:	80 ММСКФД
Газдың үлестік салмағы:	0.6
Жұмыстық қысым:	кв. дюймда 1200 фунт
Жұмыстық температурасы:	80°F
Мұнай шығыны:	Мардымсыз
Мұнайдың үлестік салмағы:	40°АНИ

7
Мұнайдың, су мен газдың үшфазалы ажыратқыштары

Екіфазалы ажыратқыштар үшін 6-бөлімде ұсынылған материалдар, жалпы, газ-мұнай, газ-су және газды-конденсатты жүйелер сияқты кез келген газды-сұйықтықты жүйені бөлу үшін қолданылады. Алайда, іс жүзінде барлық өндірістік операциялардағы ағымдағы ортаның өндірілген ағыны үш фазадан - мұнайдан, су мен газдан тұрады.

Мұнай кәсіпшілігі терминологиясында *ажыратқыш* термині газтекті және сұйық құрамдас бөліктердегі мұнайлы және газды ұңғымалардан ұңғымалық флюидтерді бөлу үшін қолданылатын жоғары қысым ыдысын білдіреді. Ажыратқыштар газбен - жоғарыға, сумен - төмен және мұнаймен ортаға баяу қозғалу барысында оларға қабаттарға бөлінуге мүмкіндік беретін түрлі тығыздықтарға ие барлық үш құрамдас ұстанымында жұмыс істейді. Құм сияқты кез келген қатты бөлшектер ажыратқыштың төменгі бөлігіне шөгетін болады.

Бұл бөлімде үшфазалы ажыратқыштардың - көлденең және тік екі түрі сипатталатын болады және олардың әрқайсысы үшін негізгі есептеу формулалары баяндалады.

7.1 Кіріспе

Үдерістің талаптарын қанағаттандыру үшін мұнай-газ ажыратқыштары әдетте бірінші кезең ажыратқышы бөлудің бастапқы фазасы үшін пайдаланылатын, сонымен бірге екінші және үшінші кезеңдердің ажыратқыштары да әр жеке фазаны (газды, мұнай мен суды) одан әрі өңдеу үшін қолданатын бірнеше кезеңдерде дайындалады.

Әдетте мұнайдан алынған су ішінара еркін су мен мұнайдағы су эмульсиясынан тұрады. Кейбір жағдайларда, алайда, су-мұнай ара қатынасы болғанда аса жоғары, мұнайдағы су емес, судағы мұнай тұжырымдамасы дұрысырақ болады. Мұнайдан алынған еркін су шөгетін және ауырлық күшінің әсеріндегі мұнайдан бөлінетін су ретінде анықталады. Эмульсияланған суды бөлу үшін, соған қарамастан, термиялық, химиялық және электростатикалық өңдеу немесе ықпалдастық тұнбалануына қосымша өңдеудің осы әдістерінің тізбегі қажет болады.

Сумен және мұнаймен бірге құрамында әрқашан газ болады, соған сәйкес ол сұйықтықтан ажыратылуы тиіс болады. Газ көлемі көбіне өндіру мен бөлу шарттарына қатысты болады. Газ көлемі сұйықтық көлемімен салыстырғанда салыстырмалы түрде аз болғанда еркін суды, мұнай мен газды ажырату үшін пайдаланылатын әдіс *еркін суды кон-*

денсаттық аулау деп аталады. Мұндай жағдайда суды мұнайдан бөлу резервуар құрылымын анықтайтын болады. Сұйықтықтан (мұнай мен су) газдың үлкен мөлшерін ажырату қажет болғанда резервуар *үшфазалық ажыратқыш* деп аталады және максималды газ өнімділігі немесе максималды су-мұнай бөлу талаптары резервуар құрылымын анықтауы мүмкін.

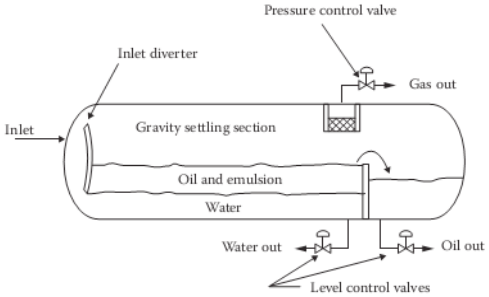
Еркін судың конденсаты аулағышы және үшфазалық ажыратқыштары негізінен қарпы мен құрамы жағынан ұқсас. Одан басқа, жобалаудың сол тұжырымдары мен рәсімдері резервуарлардың екі түрі үшін де қолданылады. Сондықтан «*үшфазалық ажыратқыш*» барлық осы бөлім бойында резервуарлардың екі түрі үшін пайдаланылатын болады.

Үшфазалық ажыратқыштар 6-бөлімде сипатталған осыған ұқсас екіфазалық ажыратқаштарға жоғары қысымды көлденең немесе тік резервуарлар болуы мүмкін. Соған қарамастан, үшфазалы ажыратқыштар бақылаудың қосымша құрылғыларына және қосымша ішкі құрамдас бөліктерге ие болады.

7.2 Үшфазалы көлденең ажыратқыштар

Үшфазалық ажыратқыштар үшфазалық ажыратшыштың сұйықтықты жинауға арналған секциясының бір емес, екі араласпайтын сұйықтықты (мұнай мен суды) өңдейтіндігімен екіфазалық ажыратқыштардан ерекшеленеді. Бұл секция, соған сәйкес, әр сұйықтық деңгейін реттеуге арналған заттарды қамтамасыз ету үшін және әр сұйықтық үшін жеке шығуды қамтамасыз ету үшін екі сұйықтықты бөлуге арналған.

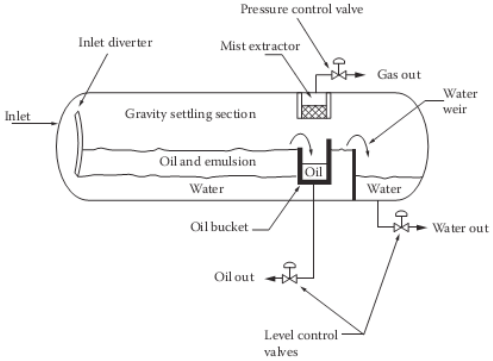
7.1 және 7.2 суреттерінде көлденең үшфазалық ажыратқыштардың екі жалпы түрінің схемасы көрсетілді. Осы екі түр арасындағы айырмашылық, негізінен, мұнай мен су фазаларының деңгейлерін реттеу тәсілінде. 7.1-суреттегі ажыратқыш үшін бұл реттеу фазалар мен су төгінділері бөлімінің деңгейін реттеуді қамтамасыз етеді. Екінші түрдегі құрылым (7.2-сурет), әдетте, кішкене бак пен су төгіндісі ретінде танымал фазалар бөлімі деңгейін реттегіштегі қажеттілікті жояды.



Inlet – Кіру
Inlet diverter – Кіретін ағындарды қабылдаушы
Pressure control valve – Қысымды реттеу қақпақшасы
Gas out – Газдың шығуы
Gravity settling section – Гравитациялық шөгу секциясы
Oil and emulsion – Мұнай және эмульсия
Water – Су
Water out – Судың шығуы
Oil out – Мұнайдың шығуы
Level control valves – Деңгейді реттеу қақпақшасы

7.1-сурет

Үшфазалық көлденең ажыратқыш (фазалар мен су төгіндісі бөлімі деңгейінің реттеушісімен)



Inlet – Кіру
Inlet diverter – Кіретін ағындарды қабылдаушы
Mist extractor – Ылғал бөлгіш
Pressure control valve – Қысымды реттеу қақпақшасы
Gas out – Газдың шығуы
Water weir – Су құю табалдырығы
Gravity settling section – Гравитациялық шөгу секциясы
Oil and emulsion – Мұнай және эмульсия
Water – Су
Water out – Судың шығуы
Oil out – Мұнайдың шығуы

Oil bucket – Мұнай бөшкесі
Level control valves – Деңгейді реттеу қақпақшасы

7.2-сурет
Үшфазалы көлденең ажыратқыш (бөшке мен су төгінділері құрылымы).

Ажыратқыш жұмысы жалпы екіфазалы ажыратқыш жұмысына ұқсас. Не болмаса өндіру ұңғымаларынан тікелей, не болмаса еркін судың конденсаты ұстағышының ыдысынан түсетін флюидтің алынған ағымы ажыратқышқа түседі, импульстың өзгеруі және флюид тығыздығының айырмашылығы есебінен газ бен сұйықтықтың бастапқы салмағын бөлу орын алатын кіру ағымдарын қабылдамаушыға тап болады. Газ тіпті анықталған минималды мөлшерге дейінгі (әдетте 100 мкм) сұйықтықтың ұшып кеткен тамшылары ықпалдастықтық секциясы арқылы (ажыратқыштың жоғарғы бөлігі) көлденеңнен өтеді, ауырлық күшінің әсерімен бөлінеді. Сосын газ сұйықтықтың ұшқан тамшыларының азы ылғал бөлгіш арқылы өтеді және ажыратқыштың жұмыс қысымын бақылайтын және оның тұрақты деңгейде ұстап тұратын қысымды реттеу қақпақшасы арқылы ажыратқыштан шығады. Кіру ағымдарының қабылдамаушысына бөлінетін сұйықтықтың көп бөлігі, әдетте, ағымы мұнай-су бөлігінен төмен бағытталатын құю стақаны арқылы төмен ағады. Сулы шайынды деп аталатын су қабаты арқылы сұйықтық ағымы үздіксіз мұнай фазасында тұтасып өсуге және су тамшыларына бөлінуге көмектеседі. Сұйықтықты жинау секциясы мұнайды және судан эмульсияны бөлу үшін жеткілікті уақытты қамтамасыз ету үшін жеткілікті көлемге ие болуы қажет. Су беткейінде қалыптасқан мұнай мен эмульсия қабаты мұнайлы жастық деп аталады. Төгу мұнайлы жастық деңгейімен басқарады, ал фазалар бөлімі деңгейін реттеу су деңгейімен басқарады және судың шығару қақпақшасын әрекетке келтіреді. Мұнай мен эмульсия су төгіндісі арқылы ағады және олардың деңгейі мұнайдың шығару қақпақшасын әрекетке келтіретін деңгейді бақылау құрылғысымен реттелетін жеке бөлікте жиналады.

Ажыратқыш ішінде газбен және сұйықтықпен толған салыстырмалы көлемдер жүргізілген газ бен сұйықтықтың салыстырмалы көлемдеріне тәуелді болады. Алайда, әр екі фазаның әрқайсысы ажыратқыш көлемінің 50% алатынына болжам жасайтын қарапайым тәжірибе бар. Рас, бір фазаның жасалған көлемі басқа фазадан біршама аз немесе айтарлықтай көп болатын сол жағдайларда ажыратқыш көлемі фазалар арасында талапқа сай түрде бөлінген болуы тиіс. Мәселен, егер газ-сұйықтық ара қатынасы салыстырмалы түрде төмен болса, біз ажыратқышты сұйықтық ажыратқыш көлемінің - 75%, ал газ қалған 25%

алатындай етіп құрастыра аламыз.

Көлденең ажыратқыштың басқа түрінің жұмысы (7.2-сурет) сұйықтықтар деңгейлерін реттеу тәсілінде ғана ерекшеленеді. Мұнай мен эмульсия мұнай құйылысы бойынша мұнайдың шығу қақпақшасын әрекетке келтіретін деңгейдің қарапайым реттегіші көмегімен оның деңгейін бақылайтын мұнай бөшкесіне құйылады. Су мұнай бөшкесінің астындағы кеңістік арқылы, ал сосын оның деңгейі судың шығару қақпақшасын әрекетке келтіретін деңгейдің реттеушісімен бақыланатын су жинау секциясындағы су төгіндісі арқылы ағады. Ажыратқыштағы сұйықтық деңгейі, әдетте, орталықта мұнайдың жоғары ағуын бақылайды. Мұнайлы жастық қалыңдығы мұнайды ұстап тұрудың жеткілікті уақытын қамтамасыз ету үшін жеткілікті болуы қажет. Ажыратқыштың төменгі бөлігінде қысымның қарапайым теңгерімі су беткейі және су мен мұнай беткейі арасында келесідегіше мұнай жастығының қалыңдығын шамамен анықтау үшін пайдаланылуы мүмкін:

$$H_o = \frac{H_{ош} - H_{шш}}{1 - \left(\rho_o / \rho_w\right)} \qquad (7.1)$$

бұл жерде *Ho* - майлы жастық қалыңдығы, *How* - мұнай ағызу биіктігі, *Hww* - суды ағызу биіктігі, ал ρ*o* мен ρ*w* - мұнай мен судың тығыздығына сәйкес.

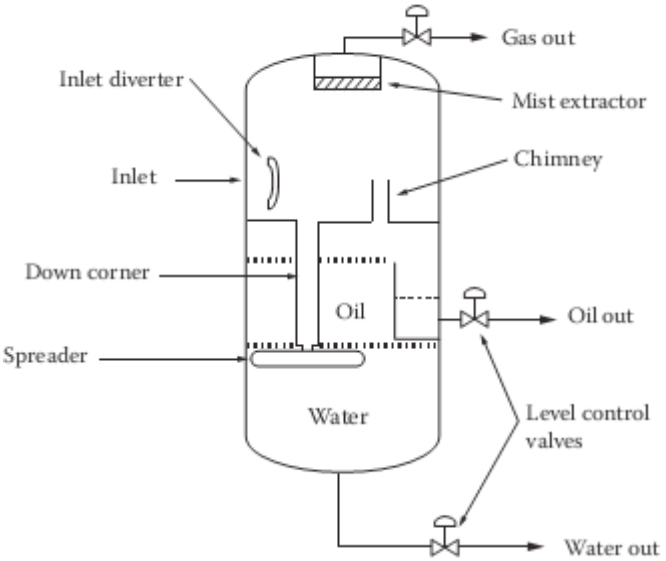
7.1 теңдеуі майлы жастық қалыңдығының тек шамалас мәнін ғана береді. Егер 7.1 теңдеуіндегі мұнай тығыздығы мұнай мен мұнай жастығындағы эмульсия қабаттарының қалыңдығына тәуелді болатын мұнай тығыздығы мен эмульсия тығыздығының орташа мәнін ауыстырса, анағұрлым дәл мән алынуы мүмкін. Су ағызу биіктігі мұнайлы жастықтың өсуі мен су ағызудың астында мұнаймен бөшкеден төмен ағуы және сумен төгілуі үшін мүмкіншілігінің төмендеуін болдырмас үшін тым аз болмауы керек. Мұнай бөшкесінің оның терең болуы қаншалықты мүмкін болса, соншалықты болғаны және мұнайды ағызуға, не болмаса суды ағызуға, не болмаса екеуін де, оның үстіне ағым жылдамдығының және/немесе сұйықтық қасиеттерінің кез келген күтпеген өзгерулеріне бейімделу үшін реттелетін болғаны жөн. Мұндай мәселелер фазалар бөлімі деңгейін реттеу жеңіл реттелетіндіктен, 7.1-суреттің фазалар бөлімі мен ағызу құрылымы деңгейін реттеумен жеңіл реттестіріледі. Кей жағдайларда су мен мұнай немесе су мен эмульсия тығыздығындағы айырмашылық үлкен болмағанда (мәселен, үлестік салмағы төмен мұнаймен жасалған операцияларда), фазалар бөлімі деңгейінің реттеушісі жұмысы сенімсіз болады және бөшкенің қолайлырақ құрылымы болады (7.2-сурет).

7.3 Үшфазалы тік ажыратқыштар

6-бөлімде айтылғандай, көлденең ажыратқыштар, әдетт,е ажырату фазасына мүмкіндік беретін ағым геометриясынан тік ыңғайлырақ. Соған қарамастан, кейбір жағдайларда инженер оның соңғы басымдығына қарамастан, көлденеңнің орнына тік ажыратқышты таңдауға мәжбүр болуы мүмкін. Мұндай қолданулардың мысалын пайдалу платформасындағы кеңістіктік шектеулер тік ажыратқышты пайдалануды талап етуі мүмкін қайраңдық операцияларда табуға болады.

7.3-суретінде типтік үшфазалы тік ажыратқыш схемасы көрсетілген. Флюидтің өндіру ағымы беткейден ажыратқышқа түседі және сұйықтықтан газды ажыратудың негізгі бөлігі орын алатын кіру ағындарының қабылдамаушысына түседі. Газдан белгілі минималды мөлшерге дейін (әдетте 100 мкм) сұйық тамшыларды бөлуді қамтамасыз ету үшін құрамдастырылған ықпалдастық тұнбалану секциясы арқылы газ ағады. Сосын газ сұйықтықтың ұсақ тамшылары жойылатын ылғал бөлгіш арқылы өтеді. Газ ажыратқыштың қысымын бақылайтын және оны тұрақты деңгейде ұстап тұратын қысымды реттеу қақпақшасы арқылы жоғарғы бөлігіндегі ажыратқыштан шығады.

Сұйықтық құю стақаны мен мұнай-су бөлімі шекарасында орналасқан ағым кеңейткіші арқылы төмен ағады. Сұйықтықтың кеңейткіштен қалай шығатыны жағынан мұнай мұнайлы жастыққа көтеріледі, мұнайға тартылған су тамшылары ажыратқыштың төменгі бөлігінде су жиналу секциясында жиналу үшін көтеріліп жатқан мұнай базасына қарсы бағытта шөгеді және ағады. Мұнай ағу орны арқылы мұнай камерасына және ажыратқыштан мұнайдың шығару қақпақшасы арқылы ағады.



Inlet – Кіру
Inlet diverter – Кіретін ағындарды қабылдаушы
Mist extractor – Ылғал бөлгіш
Gas out – Газдың шығуы
Water – Су
Water out – Судың шығуы
Oil out – Мұнайдың шығуы
Level control valves – Деңгейді реттеу қақпақшасы
Down corner – Төменгі бұрыш
Spreader – кеңейткіш
Chimney – моржа

7.3-сурет
Үшфазалы тік ажыратқыш схемасы

Деңгейді реттеуші камерадағы деңгейді бақылайды және мұнайдың шығу қақпақшасын әрекетке келтіреді. Осыған ұқсас жағдай бойынша сумен тартылған мұнай тамшылары мұнай жастығындағы су ағымына қатысты қарсы бағытта көтерілген кезде кеңейткіштен су жинау секциясына төмен ағады. Судың шыққан қақпақшасын әрекетке келтіретін фазалар бөлімінің деңгейін реттеуші су деңгейін реттейді. 7.3-суретте көрсетілген схемада мұнайдан босатылған газға бөлінген газдың қалған бөлігіне көтерілу мен қосылуға және сонымен ажыратқыштың сұйықтық секциясында артық қысымға жол бермеуге мүмкіндік беру үшін суретте көрсетілгендей, газбұрғыш қамтамасыз етілуі тиіс. Осы

құрылымда мұнай ағызу мен камераны қолдану мұнай ажыратқыштан шығар алданда ағызудың толық биіктігіне дейін көтерілу қажет болғандықтан мұнайдан суды жақсылап бөлуді қамтамасыз етеді. Мұнай камерасы, соған қарамастан, кейбір мәселелерді ұсынады. Біріншіден, ол кеңістікті алады және мұнай мен суды ұстау уақыты үшін қажетті ажыратқыштың көлемін азайтады. Ол тазалау мәселелерін жасайтын және резервуардан мұнай ағымына кедергі болуы мүмкін бөліністер мен жыныстарды жинауға арналған орынды да қамтамасыз етеді. Бұдан басқа бұл ажыратқыш құнын көтереді.

Сұйықтық-сұйықтық фазаларының бөлімі деңгейінің реттеушілері екі сұйықтықтың тығыздықтары арасындағы айтарлықтай айырмашылығы болып тұрғанда тиісті жұмыс істейтін болады. Үшфазалық ажыратқышты көпшілік қолданғанда су- сулы-мұнайлы эмульсия және су-эмульсия түріндегі бөлім су-мұнай бөлімінің орнына ажыратқышта қатысатын болады. Эмульсия тығыздығы мұнайға қарағанда жоғары және су тығыздығына тым жақын болуы мүмкін. Сондықтан су-эмульсия бөлімінің шекарасындағы тығыздықтың аз айырмашылығы фазалар бөлімінің деңгейіндегі реттеуші жұмысына кері әсер ететін болады. Ажыратқышта эмульсияның болуы кері жағдайда мұнай мен судың қолжетімді болуы мүмкін болатын кеңістікті алады. Бұл мұнай мен суды ұстап тұру уақытын азайтады осылайша, мұнай мен судың азырақ тиімді бөлінуіне алып келеді. Эмульсияның қатысуы мәселелі болатын көпшілік операциялардағы флюид ағымына сұйық фазамен араласуға арналған эмульсияландырмайтын агенттер ретінде белгілі химиялық заттектер енгізіледі. Осы химиялық заттектер одан әрі 8-бөлімде сипатталғандай, эмульсияның бұзылуына көмектеседі. Осы мақсаттар үшін де пайдаланылатын басқа әдіс ажыратқыштағы сұйықтыққа жылу қосу болып табылады. Алайда, екі жағдайда да операциялардың экономикасы техникалық шектеулермен байланысты бағалануы қажет.

7.4 Ажырату теориясы

6-бөлімдегі екіфазалы ажыратқыштар үшін жасалған бөлу және есептік теңдеу негізгі түсініктері, жалпы, үшфазалы ажыратқыштар үшін әділ. Ішінара максималды газ өнімділіктерін анықтайтын газ фазасынан сұйықтық тамшысын бөлу үшін жасалған теңдеулер үшфазалы ажыратқыштар үшін дәл сондай.

Үшфазалы ажыратқыштардағы сұйық фазаны жасау, соған қарамастан, екіфазалы ажыратқыштарды өңдеуден ерекшеленеді. Екіфазалы ажыратқыштардың сұйықтығы бойынша өнімділігін анықтау үшін қолданылған бір ғана критерий ұстап тұрудың максималды уақыты

болып табылады. Үшфазалы ажыратқыштар үшін, алайда, ұстап тұрудың максималды уақытына қосымша судан мұнай тамшырын және мұнайдан су тамшыларын тұндыру мен бөлу қарастырылуы қажет. Бұдан басқа, тағы да түрліше болуы мүмкін судың да, мұнайдың да ұстау уақыты қарастырылуы тиіс.

Судан мұнай тамшыларын және мұнайдан су тамшыларын ажыратуда тамшылар мен қоршаған дисперсиялық фаза арасында салыстырмалы қозғалыс болады. Мұнай тамшысы, тығыздығы жағынан суға қарағанда азырақ болып, ықпалдастық немесе итеріп шығаратын күштің әсерімен, *Fg*, жоғарыға тігінен орналасу тенденциясына ие болады. Бір жағынан, үздіксіз фаза (су) кедергі күшін, *Fd*, қарсы бағыттағы мұнай тамшысына көрсетеді. Май тамшысы тарту күшіне, *Fd*, сұйықтықтың үйкеліс кедергісі жақындаған және теңескен *Fg* сәтке дейін жылдамдайтын болады; осыдан кейін, май тамшысы *тұнбалану жылдамдығы* немесе *тұнбаланудың ақырғы жылдамдығы* ретінде белгілі тұрақты жылдамдықпен көтерілуді жалғастырады. Дәл осылай, мұнайға қарағанда анағұрлым жоғары тығыздыққа ие бола отырып, су тамшысы ықпалдастық немесе итеріп шығаратын күштің әсерімен, *Fg*, төменге тігінен орналасу тенденциясына ие болады. Бір жағынан, үздіксіз фаза (мұнай) кедергі күшін, *Fd*, қарсы бағыттағы су тамшысына көрсетеді. Су тамшысы тарту күшіне, *Fd*, сұйықтықтың үйкеліс кедергісі жақындаған және теңескен *Fg* сәтке дейін жылдамдайтын болады; осыдан кейін су тамшысы *тұнбалану жылдамдығы* немесе *тұнбаланудың ақырғы жылдамдығы* ретінде белгілі тұрақты жылдамдықпен көтерілуді жалғастырады. Судағы мұнай тамшыларының көтеріліп келе жатқан тұнбалануын және мұнайдағы су тамшыларының бәсеңдейтін тұнбалануын Стокс заңына бағынады және тұнбаланудың ақырғы жылдамдығы келесіше алынуы мүмкін. Кедергі күші, *Fd*, тамшы беткейінің ауданына пропорционал және ағын бағыты мен оның кинетикалық энергиясының көлем бірлігіне перпендикуляр болады. Соған сәйкес,

$$F_d = C_d \frac{\pi}{4} d^2 \frac{\rho_c u^2}{2g} \tag{7.2}$$

бұл жерде *Fg* анықталады

$$F_g = \frac{\pi}{6} d^3 (\Delta\rho) \tag{7.3}$$

бұл жерде *d* - тамшы диаметрі (футтар), *u* - тамшының тұнбалану жылдамдығы (фут/с), ρ*c* - үздіксіз фаза тығыздығы (фунт/фут3), *g* - ықпалдандырулық үдеуі (фут/с), ал *Cd* - кедергі коэффициенті. Рейнольдстың

төмен саны, Re, ағыны, кедергі коэффициенті үшін қойылды.

$$C_d = \frac{24}{\mathrm{Re}} = \frac{24\mu' g}{\rho d u} \tag{7.4}$$

бұл жерде μ′ - үздіксіз фаза тұтқырлығы (фунт-с/фут2). 7.4 теңдеуінен 7.2 теңдеуіне *Cd* қою береді

$$F_d = 3\pi\mu' d u \tag{7.5}$$

Тұнбаланудың ақырғы жылдамдығы, *u*, *Fd* = *Fg* болғанда жетеді. Соған сәйкес, 7.3 пен 7.5 теңдеуі теңесе отырып, *u* үшін тамшының тұнбалану жылдамдығын шеше отырып, біз аламыз

$$u = \frac{(\Delta\rho) d^2}{18\mu'}$$

Тамшы диаметрі мен тұтқырлықты анықтау үшін қолданылған типтік қондырғылармен, соған сәйкес, микрометрлер мен сантипуаз болып табылады. μ - сП тұтқырлық және *dm* мкм тамшы диаметріне болжай отырып, төмендегі түрдегі алдыңғы теңдеуді аламыз

$$u = \frac{(\Delta\rho)(3.281\times10^{-6} d_m)^2}{18(2.088\times10^{-5}\mu)}$$

$$u = 2.864\times10^{-8}\,\frac{(\Delta\rho) d_m^2}{\mu}\,\frac{\mathrm{ft}}{\mathrm{s}} \tag{7.6}$$

немесе

$$u = 1.787\times10^{-6}\,\frac{(\Delta\gamma) d_m^2}{\mu}\,\frac{\mathrm{ft}}{\mathrm{s}} \tag{7.7}$$

бұл жерде $\Delta\gamma = \gamma w - \gamma o$. γo and γw мұнай мен судың үлестік салмақтары болып табылады, соған сәйкес, *u* - тамшы тұнбалануының ақырғы жылдамдығы (фут/с), *dm* - тамшы диаметрі (мкм), ал μ өзімен үздіксіз фаза тұтқырлығын (сП) білдіреді.

7.6 теңдеуі (немесе 7.7 теңдеуі) тамшылардың тұнбалану жылдамдығының үздіксіз фазаның тұтқырлығы кері пропорционал екендігін көрсетеді. Мұнай тұтқырлығы су тұтқырлығына қарағанда бірнеше есе жоғары. Осылайша, мұнайдағы су тамшыларының тұнбалану жылдамдығы судағы мұнай тамшыларының тұнбалану жылдамдығына қарағанда әлдеқайда аз. Бір үздіксіз фазадан шөгу және екі фаза аралығындағы бөлім шекарасына жету үшін тамшыға қажетті уақыт өткен тамшының тұнбалану жылдамдығы мен ара қашықтығына қатысты. Мұнайлы жастық қалыңдығы су қабатының қалыңдығына қарағанда, су тамшылары

көбірек болған операция барысында су тамшылары, мұнай тамшылары өткен жолға қарағанда, су-мұнай бөлімінің шекарасына жету үшін үлкен ара қашықтыққа орналасу жасайды.

Су тамшыларының тұнбалануының анағұрлым баяу жылдамдығымен тіркескенде бұл судан мұнайды бөлу үшін қажетті уақытқа қарағанда мұнайдан суды бөлуге қажетті уақытты жасайды. Су қабатының мұнай жастығына қарағанда қалыңдау болатынына алып келетін су-мұнай аса жоғары қатынасы операцияларының өзінде су қабатының қалыңдығы мұнайлы жастық қабатының қалыңдығына қатысты тұтқырлық әсерінің орнына келтіруі болмайды. Осылайша, үздіксіз мұнайлы фазадан су тамшыларын бөлу әрқашан үшфазалы ажыратқыштар үшін жобалық критерий ретінде қабылданатын болады.

Ажыратқыштың шығар жерінде мұнай мен судың белгілі сапасына жету үшін мұнайдан жойылуға тиіс болатын су тамшыларының минималды мөлшері және судан жойылуға тиіс болатын мұнай тамшыларының минималды мөлшері пайдалану шарттары мен сұйықтық қасиеттерінен айтарлықтай дәрежеде тәуелді болады. Үлгілендірілген далалық жағдайларда жүргізілген зертханалық сынақтар барысында алынған нәтижелер жобалау үшін ең жақсы деректермен қамтамасыз етеді. Деректердің келесі жақсы көздері жақын орналасқан кен орындарынан алынған деректер болуы мүмкін. Егер ондай деректер болмаса, мұнайдан жойылған су тамшысының минималды мөлшері 500 мкм тең болып алынады. Осы белгілерге сай жасалған ажыратқыштар құрамында 5%-ден 10%-ға дейін су болатын мұнай мен эмульсия шығарады. Мұндай өндірістік мұнай мен эмульсия мұнайды сусыздандыру құрылғысында жеңіл өңделуі мүмкін. Бұдан басқа, тәжірибе су тамшысының 500 мкм жою негізінде құрастырылған үшфазалы ажыратқыштардың өлшенген жағдайда 2000 мг/л азырақ болатын құрамында мұнайы бар суды шығарады. Бұл шығарылған су 15-бөлімде сипатталатындай, оны пайдаға асыру алдында өңделген болуы қажет.

Ажыратқышты құрылымдаудың басқа маңызды аспектісі ажыратқыштағы сұйықтық талап ететін көлемін анықтайтын ұстау уақыты болып табылады. Мұнай базасы еріген газдың тепетеңдігі мен босатылуы мұнайға жету үшін жеткілікті уақыт кезеңі бойында ажыратқышта ұсталуы тиіс. Ұстау уақыты тиімді тұнбалану мен бөлуге мүмкіншілік беруі үшін мұнайда өлшенген су тамшысының айтарлықтай коагуляциялануы үшін де жеткілікті болуы тиіс. Осылайша, сулы фаза мұнайдың өлшенетін тамшыларының коализациялануы үшін жеткілікті уақыт кезеңі бойындағы ажыратқышта ұсталуы тиіс. Мұнай мен су үшін ұстау уақыты бәрінен бұрын зертханалық сынақтар негізін-

де анықталады; ол, әдетте, пайдалану мен сұйықтықты қасиеттерінің шарттарына қатысты 3-тен 30 минутта анықталады. Егер осындай зертханалық деректер қолжетімді болмаса, әдетте, мұнай үшін де, су үшін де ұстау уақытын пайдаланады.

7.5 Ажыратқыштардың мөлшерін анықтаудың формулалары мен ережелері

Бұл тарауда үшфазалық ажыратқыштардың көлденең және тік мөлшерлерін анықтау үшін қолданылатын теңдеулер мен ережелер шығарылды және ұсынылды.

Бұл теңдеулерді, әдетте, ажыратқыштар мөлшерін алдын-ала анықтау үшін қолданылатындығын түсінген жөн. Дизайнның басқа маңызды аспектілерін елемеуге болмайды. Кен орнының қызмет көрсету мерзімі бойында өндірістік жылдамдық, газ-сұйықтық ара қатынасы, су-мұнай ара қатынасы, сұйықтық, қысым мен температура сияқтыларды пайдалану шарттарында өзгеруі жобаға қосылуы қажет. Жаңа кен орнын зерттемелеу кезінде қолда бар деректер мен ақпараттарда болатын белгісіздіктің кейбір деңгейі әрқашан бар. Бұл құрылғы құрамының ажырамас бөлігі болуы тиіс. Бұдан басқа, кеңістік құны қол жетімділігі мен шектеулілігі дизайн мен жабдық таңдауға әсер етуі мүмкін.

Ауытқушылық рәсімі, әдетте, мұнайдан суды және судан мұнайды бөлуін есепке алмағанда екіфазалы ажыратқыштардың ауытқуына ұқсас үшфазалық ажыратқыштарға арналған қосымша шектеулер болып табылады.

7.5.1 Көлденең ажыратқыштардың мөлшерлерін анықтауға арналған формулалар

Максималды газөнімділігі мен сұйықтықты ұстаудың максималды уақытын қарастырудың екіфазалық ажыратқыштар жағдайында сияқты екі деңгейге алып келеді; әрқайсысы ыдыс диаметрінің оның ұзындығына қатынасын береді. Екі теңдеуді талдау құрылымын реттейтін және диаметрлер мен ұзындықтардың ықтимал комбинациясын анықтау үшін қолданылуы қажет теңдеуді анықтайды. Үшфазалық көлденең ажыратқыштар үшін мұнайдағы су тамшыларының тұнбалануын қарау ажыратқыштың максималды диаметрін анықтайтын үшінші теңдеуге алып келеді. Осылайша, диаметрлері таңдалған резервуардың диаметрі - ұзындығы комбинациясын анықтау барысында есептелген максималды диаметрге қарағанда, тең немесе аз болуы қажет.

7.5.1.1 Су тамшыларының максималды тұнбалануы

Екіфазалық ажыратқыштармен салыстырғанда, үшфазалық көлденең ажыратқыштар құрылымындағы қосымша шектеу мұнайдың су тамшылары белгілі максималды мөлшердің шөгуі үшін жеткілікті болуы тиіс сол мұнайды ұстау уақыты болып табылады. Беріктік қорын иелену үшін бөлінетін су тамшысын мұнай жастығының жоғары жағында орналасқан деп есептейміз. Сондықтан ондай тамшылар су-мұнай бөлімінің шекарасына жетпес бұрын мұнай жастығының аралығын, тең қалыңдығын өтуі қажет. Бұл шектеулік мұнайды ұстау уақытына мұнай жастығының қалыңдығы арқылы өту үшін су тамшылары үшін қажетті уақытты теңестіру жолымен пайдалы ара қатынаста таратылуы мүмкін.

Мұнай жастығының қалыңдығы, *t*wd min, арқылы өту үшін су тамшыларына қажетті уақыт, 7.7 теңдеуде анықталған мұнай жастығының қалыңдығын, *Ho* (дюйм), судың тұнбалану жылдамдығына бөлу жолымен алынады; соған сәйкес,

$$t_{\text{wd}} = \left(\frac{1}{60}\right)\frac{(H_o/12)}{1.787\times10^{-6}(\Delta\gamma)d_m^2/\mu_o}\ \text{min} \qquad (7.8)$$

7.8 теңдеуін мұнайды ұстау уақытына, *to*, теңестіре отырып және шеше отырып, төмендегіше көрсетілген май жастығының максималды рұқсат етілген қалыңдығын, *Ho*,max, аламыз:

$$H_{o,\max} = \frac{1.28\times10^{-3}t_o(\Delta\gamma)d_m^2}{\mu_o}\ \text{in} \qquad (7.9)$$

Жойылуы қажет болатын су тамшысының минималды диаметрі, *dm*, 6.1 бөлімінде сипатталғандай, зертханалық сынақтардың нәтижелері бойынша анықталады. Егер мұндай деректер болмаса, *dm* 500 мкм мәні меншіктелуі мүмкін.

Мұнай мен су ағымының жылдамдығы, ұстау уақыты мен ыдыс диаметрі мұнай жастығының биіктігімен басқарады. Жартылай сұйықтық толған ажыратқышты қарастыра отырып, келесідей геометриялық қатынастырды алу оңай:

$$\frac{A}{A_w} = \left(\frac{1}{\pi}\right)\left[\cos^{-1}\left(\frac{2H_o}{D}\right) - \left(\frac{2H_o}{D}\right)\left(1-\frac{4H_o^2}{D^2}\right)^{-0.5}\right] \qquad (7.10)$$

бұл жерде *Aw* және *A* - сумен айналысатын ажыратқыштың көлденең қиысу ауданы және ажыратқыштың көлденең қиысуының жалпы ауданы, соған сәйкес, ал *D* - ыдыс диаметрі. Мұнай мен су ағымының және ұстап тұру уақытының берілген жылдамдықтары барысындағы *Aw*/*A* қатынасы келесідей анықталуы мүмкін. Жартылай сұйықтықпен толған

ажыратқыш үшін ажыратқыштың көлденең қиысуының жалпы ауданы, *A*, су алып жатқан алаңға, *Aw* және мұнай алып жатқан алаңға, *Ao*, тең болатын сұйықтық алып жатқан екі еселенген алаңға тең; соған сәйкес, $A = 2(Ao + Aw)$.

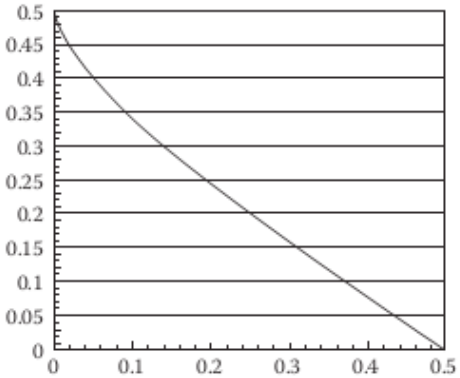
Осы жерде былай еткен жөн

$$\frac{A_ш}{A} = 0.5\frac{A_ш}{A_o + A_ш}$$

Әр фазаның алып жатқан көлемі көлденең қиысу алаңы мен тиімді ұзындықты жасау болып табылатындықтан, көлденең қиысу алаңы тікелей көлемге пропорционал болады. Бұдан басқа, кез келген фазаны алып жатқан көлем де ағым жылдамдығын жасау мен ұстап тұру уақытын жасау ретінде анықталады. Сондықтан,

$$\frac{A_ш}{A} = 0.5\frac{Q_ш t_ш}{Q_o t_o + Q_ш t_ш} \qquad (7.11)$$

Соған сәйкес, *Aw*/*A* қатынасы ғана 7.11 теңдеуінен анықталады, 7.10 теңдеуі *Ho*/*D* қатынасын анықтау үшін шешілуі мүмкін. Сосын ол 7.12 теңдеуіне сай мұнайлы жастықтың максималды биіктігімен байланысты ыдыстың максималды диаметрін анықтау үшін *Ho,*max мәнімен қолданылады:



7.4-сурет
Aw/A функциясы ретіндегі Ho/D.

$$D_{\max} = \frac{H_{o,\max}}{H_o/D} \qquad (7.12)$$

Бұл, осылайша, ажыратқыш диаметрі үшін жоғарғы шектеуді белгілейді. 7.9 теңдеуінен *Ho*/*D* мәнін алу үшін 7.10 теңдеуін графикалық шешуді пайдалану ыңғайлы (7.4-суреттер берілді).

7.10 және 7.11 теңдеуіне ұқсас теңдеу сұйықтық ажыратқыш көлемінің жартысынан көбірек немесе азырақ алуы мүмкін басқа жағдайлар үшін алынуы да мүмкін.

7.5.1.2 Максималды газ өнімділігі

3-бөлімдегі екіфазалық көлденең ажыратқыштар үшін шығарылған максималды газ өнімділігінің теңдеуі үшфазалы көлденең ажыратқыштар үшін де әділ. Теңдеу ажыратқыш диаметрі мен тиімді ұзындық арасындағы қатынасты келесідей қамтамасыз етеді:

$$D = 422\left(\frac{Q_g TZ}{P}\right)\left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g}\right)\left(\frac{C_d}{d_m}\right)\right]^{1/2} \qquad (7.13)$$

бұл жерде *D* - ажыратқыштың ішкі диаметрі (дюйм), *L* - ажыратқыштың тиімді ұзындығы (футтар), *T* - жұмыс температурасы (°R), *Z* - жұмыстық қысым мен температурасы барысындағы газдың сығылымдылығы, *P* - жұмыс қысымы, ρ*g* - газ тығыздығы (фунт/фут3), ρ*o* - мұнай тығыздығы (фунт/фут3), *Cd* - кедергі коэффициенті, және *dm* - газдан ажыратылуы тиіс болатын мұнай тамшыларының минималды мөлшері (мкм).

3-бөлімде айтылғандай, әдетте *dm* 100 мкм ретінде қабылданады, ал *Cd* сонда сипатталған итерационды рәсіммен анықталады.

Жоғарыда аталған су тамшыларының максималды тұнбалануынан анықталған максималды диаметрге қарағанда төмен диаметрді пайдалана отырып, максималды газ өнімділігін қанағаттандыратын диаметр мен ұзындықтың ықтимал комбинациясын анықтау үшін 7.13 теңдеуін қолданамыз.

7.5.1.3 Ұстап тұрудың максималды уақыты

Ажыратқыш мөлшері мұнай мен су үшін әр фаза ұстап тұрудың қалаған уақыты бойында ажыратқыштың ішінде ұсталатындай етіп кеңістіктің жеткіліктілігін қамтамасыз етуі тиіс. Сұйықтық екіфазалы ажыратқыштар үшін пайдаланылған ажыратқыш көлемінің жартысын алатындығы жайлы жорамал осында да қолданылады. Алайда, бұл жағдайда мұнай да, су да осы көлемді алады. Осылайша, диаметрі, *D* (дюйм) және тиімді ұзындығы, *L* (футтар), бар ажыратқыштағы сұйық фазаны алатын көлем (мұнай да, су да), *Vl* беріледі

$$V_l = 0.5\left(\frac{\pi}{4}\right)\left(\frac{D}{12}\right)^2 L \text{ ft}^3$$

1 баррель (барр.) = 5,61 фут3 болғандықтан ,

$$V_l = 4.859 \times 10^{-4} D^2 L \text{ bbl} \tag{7.14}$$

Мұнай алып тұрған ажыратқыш көлемі, *Vo*, мұнай ағымының жылдамдығын, *Qo* және мұнайды ұстап тұру уақытын, *to* шығару болып табылады. Егер *Qo* күніне - баррельде (БВД), ал *to* минутте өлшенетін болса, онда

$$V_o = \frac{t_o Q_o}{24 \times 60} \text{bbl} \tag{7.15}$$

Ұқсас жағдайда, су алып тұрған, *Vw*, ажыратқыш көлемі су ағымының жылдамдығын, *Qw* және суды ұстап тұру уақытын, *tw* жасау болып табылады:

$$V_w = \frac{t_w Q_w}{24 \times 60} \text{bbl} \tag{7.16}$$

$V_l = V_o + V_w$ болғандықтан,

$$4.859 \times 10^{-4} D^2 L = \frac{Q_o t_o + Q_w t_w}{24 \times 60}$$

Сондықтан,

$$D^2 L = 1.429(Q_o t_o + Q_w t_w) \text{ in}^2 \text{ ft} \tag{7.17}$$

Тағы да су тамшыларының максималды тұнбалануынан белгілі, максималды диаметрге қарағанда азырақ диаметрді қолдана отырып, ұстап тұрудың максималды уақытын қанағаттандыратын диаметр мен ұзындықтың ықтимал комбинациясын анықтау үшін 7.12 теңдеуін қолданамыз.

Үшфазалы көлденең ажыратқыштың диаметрі мен ұзындығын анықтау тәртібін келесідей қадамдарда былайша түйіндеу:

1. 7.11 формуладан Aw/A мәнін анықтау.

2. Aw/*A* есептік мәні үшін *Ho*/*D* мәнін анықтауға 7.4-суретін қолданыңыз.

3. dm., 500 мкм тең 7.9 теңдеуінен мұнайлы жастықтың *Ho*,max максималды қалыңдығын анықтаңыз.

4. 7.12 теңдеуінен *D*max анықтаңыз.

*5. D*max қарағанда азырақ диаметрге *dm* үшін 100 мкм қойып, 7.13 теңдеуден максималды газ өнімділігін қамтамасыз ететін *D* және *L* комбинацияларын анықтаңыз.

*6. D*max азырақ диаметрлері үшін 7.17 теңдеуінен ұстап тұрудың

максималды уақытын қанағаттандыратын D және L комбинацияларын анықтаймыз.

7. 5 және 6 қадамдарын орындау кезінде алынған нәтижелерді салыстырыңыз және газ өнімділігін немесе ажыратқыш құрылымын ұстап тұру уақытын анықтайды ма, біліңіз.

8. Егер газ өнімділігі құрылымды анықтаса, ажыратқыштың жапсарынан жапсарына дейінгі ұзындықты, *Ls*, анықтаңыз, бұдан

$$L_s = L + \frac{D}{12} \tag{7.18}$$

Егер сұйықтықты ұстап тұру уақыты (сұйықтық жөніндегі өнімділік) құрылымды анықтайды, мынадан *Ls* анықтаңыз

$$L_s = 4\frac{L}{3} \tag{7.19}$$

3-5 диапазонындағы көлденең қиысудың тереңдігі мен ауданына сай дәйектелген диаметр мен ұзындық ұсынылады. Кесімді таңдау жасау үшін құн және қолжетімділік ретінде сондай түсініктің маңызды мәніне ие болады. Кей жағдайларда көлденең қиысудың тереңдігі мен ауданының ара қатынасы 3-5диапазонынан ерекшеленуі мүмкін екенін атап өткен жөн. Мұндай жағдайларда, әсіресе, көлденең қиысудың тереңдігі мен ауданы 5-ке қарағанда көбірек, газ-сұйықтық бөлімін тұрақтандыру үшін толқын тосқындары ретінде көрінетін ішкі қалқа шымылдықтар орнатылуы тиіс.

7.1 мысал

Пайдаланудың келесі жағдайлары үшін үшфазалы көлденең ажыратқышының жапсардан жапсарға дейінгі диаметрі мен ұзындығын анықтаңыз:

Мұнай өндіру жылдамдығы:	8000 барр./тәулік
Су өндіру жылдамдығы:	3000 барр./ тәулік
Газ факторы:	1000 қалыпты куб.фут/барр.
Мұнар тұтқырлығы:	20 сП
Мұнайдың үлестік салмағы:	0.89
Судың үлестік салмағы:	1.04
Газдың үлестік салмағы:	0.65
Газ сығымдылығы:	0.89
Жұмыстық қысым:	квадрат дюймға 250 фунт
Жұмыс температурасы :	95°F
Мұнайды ұстап тұру уақыты:	15 мин.
Суды ұстап тұру уақыты:	10 мин.

Шешім

7.9 теңдеуін қолдана отырып, *Ho*,max анықтаймыз:

$$H_{o,\max} = \frac{1.28\times10^{-3} t_o(\gamma_o - \gamma_w)d_m^2}{\mu_o} \text{in}$$

$$H_{o,\max} = \frac{1.28\times10^{-3}(15)(1.04-0.89)(500)^2}{20} = 36 \text{ in}$$

Aw/*A* ара қатынасын анықтау үшін 7.11 теңдеуін қолданамыз:

$$\frac{A_w}{A} = \frac{0.5Q_w t_w}{Q_o t_o + Q_w t_w}$$

$$\frac{A_w}{A} = \frac{0.5(3000\times10)}{(3000\times10)+(8000\times15)} = 0.1$$

7.4-суретінен *Aw*/*A* = 0.1 үшін *Ho* /*D* ара қатынасын анықтаймыз

$$\frac{H_o}{D} = 0.338$$

Бұдан,

$$D_{\max} = \frac{H_{o,\max}}{H_o D} = \frac{36}{0.338} = 106.5 \text{ in}$$

Бұл ыдыстың максималды рұқсат етілген диаметрі.

7.13 теңдеуіндегі максималды газ өндірушілік береді

$$DL = 420\left(\frac{TZQ_g}{P}\right)\left(\frac{\rho_g C_d}{d_m(\rho_o - \rho_g)}\right)^{0.5}$$

$$DL = 420\left(555\times0.89\times\frac{8}{250}\right)\left(\frac{\rho_g C_d}{100(\rho_l - \rho_g)^1}\right)^{0.5}$$

Газ бен мұнай тығыздығын анықтаймыз және алдыңғы *Cd* = 0,65 теңдеуге қоямыз:

$$\rho_g = \frac{2.7\gamma_g p}{TZ} = \frac{2.7\times0.65\times250}{555\times0.89} = 0.888 \text{ lb/ft}^3$$

$$\rho_l = \rho_w \gamma_1 = 62.4\times0.89 = 55.54 \text{ lb/ft}^3$$

Осылайша, максималды газ өнімділігі көрінеді

$$DL = 68.22 \qquad (7.20)$$

Сұйықтық бойынша өнімділікті тексеру (ұстап тұру уақыты) үшін 7.17 теңдеуін қолданамыз:

$$D^2L = 1.429(3000\times10 + 8000\times15) = 214{,}350 \qquad (7.21)$$

Белгілі максималды диаметрден кіші диаметрді таңдаймыз және соған сәйкес, максималды газ өнімділігі мен сұйықтық бойынша өнімділік үшін 7.20 және 7.21 теңдеулерінен талапқа сай тиімді ұзындықты табамыз. 7.20 теңдеуін зерттеу, әдетте, кез келген таңдалған диаметр үшін 7.21 теңдеуі бойынша есептелгенмен, салыстырғанда тиімді ұзындықтың тым аз екендігін көрсетті. Сондықтан газ өнімділігі құрылымын анықтамайды. Сұйықтық бойынша өнімділік үшін нәтижелер келесідей кестеде берілді:

D **(дюйм)**	***L*** **(фут) (Ур-е 7.21)**	***Ls*****(= 4*****L*****/3) (фут)**	***L*****/(*****d*****/12)**
66	**49.21**	**65.61**	**11.93**
72	**41.35**	**55.13**	**9.19**
78	**35.23**	**46.98**	**7.23**
84	**30.38**	**40.50**	**5.786**
90	**26.46**	**35.28**	**4.71**
96	**23.26**	**31.01**	**3.88**
102	**20.65**	**27.47**	**3.23**

Жоғарыдағы кестедегі диаметрлер мен ұзындықтардың соңғы үш комбинациясы сәйкес нұсқалар болады, өйткені анағұрлым тарағаны 3 пен 5 арасындағы көлденең қиысудың тереңдігі мен ауданының қатынасы болып табалады. Осылайша, ажыратқыштың ұсынылған мөлшері құны мен қолжетімділігі жағынан 36 футқа 90 дюймнан не болмаса, 31 футтан 90 дюймнан, не болмаса 28 футқа 102 дюймнан болуы мүмкін. Әдетте, диаметрі кіші және анағұрлым ұзынырақ ажыратқыш диаметрі үлкен және анағұрлым қысқа ажыратқышқа қарағанда, арзанырақ болып табылады.

Таңдалған ажыратқыш анағұрлым жоғары жылдамдықтағы газ ағымын өңдей алады. ажыратқыштың нақты газ сыйымдылығын *Qg* мәнін есептей отырып, *d* және *L* мәндері қойылған 7.8 формуласы бойынша есептеуге болады. 31 футқа 96 дюйм ($L = 3Ls/4 = 23.26$) ажыратқыш үшін газ сыйымдылығы 263 ММСКФД. Бұл 8 ММСКФД өндірісінің жылдамдығына қарағанда, әлдеқайда үлкен. Бұл ажыратқышты жартылай сұйықтықпен толтырылушылық негізіндегі жасаудың тиімді болып табылмайтынын көрсетеді. Ажыратқыш көлемінің жартысынан көбінің сұйықтықпен толуына мүмкіндік бере отырып, оның мөлшерінің азаюы мүмкін.

7.5.2 Тік ажыратқыштардың мөлшерін анықтау үшін қолданылатын формулалар

Тік үшфазалық ажыратқыш мөлшерін анықтау тік екіфазалы

ажыратқыштардың мөлшерін анықтаумен ұқсас жүзеге асырылады (6-бөлімді қараңыз); яғни, максималды газ өнімділігі ыдыстың минималды диаметрін анықтау үшін қолданылады, ал сұйықтықты ұстаудың максималды уақыты ыдыс биіктігін анықтау үшін қолданылады. Үшфазалы ажыратқыштар үшін, алайда, үшінші шектеу қосылады. Бұл мұнайлы жастықтың белгілі минималды мөлшерінің су тамшыларының тұнбалану талабы. Бұл, келесі тарауда көрсетілгендей, ажыратқыштың минималды диаметрі үшін екінші мәнге алып келеді. Осылайша, ыдыс диаметрін таңдау кезінде, максималды газ өнімділігі мен судың максималды тұнбалануынан анықталған минималды диаметрлердің үлкенін ыдыстың минималды рұқсат етілген диаметрі ретінде қараған жөн.

7.5.2.1 Су тамшыларын максималды тұндыру

Су тамшыларының шөгуі және мұнайдан бөлінуіне арналған жағдай мұнайлы фазаны орташа жылдамдығын жоғары, *uo*, су тамшыларының шөгу жылдамдығына берілген мөлшердің төмен, *uw* теңестірумен белгіленеді. Мұнайдың орташа жылдамдығы ағымның көлденең қиылысы ауданына мұнай ағымының жылдамдығын бөлумен алынады. Егер *Qo* - мұнай жылдамдығы (БВД), онда

$$u_o = \frac{Q_o \times 5.61}{24 \times 3600}\frac{\text{ft}^3}{\text{s}}\left(\frac{4 \times 144}{\pi D^2}\right)\text{ft}^2$$

$$u_o = 0.0119\frac{Q_o}{D^2}\frac{\text{ft}}{\text{s}} \qquad (7.22)$$

7.7 теңдеу су тамшыларының шөгу жылдамдығын береді:

$$u_w = 1.787 \times 10^{-6}\frac{(\Delta\gamma)d_m^2}{\mu_o}\frac{\text{ft}}{\text{s}} \qquad (7.23)$$

Мұнайдан су тамшыларының шөгуі үшін, *uw*, *uo* қарағанда, көбірек болуы қажет. *Uw*-ны *uo*-ға теңестіру, осылайша, судың максималды тұнбалануын қанағаттандыратын *D*min ажыратқыштың минималды диаметрін анықтауға алып келеді. 7.22 және 7.23 теңдеулерінен күтіледі

$$D_{\min}^2 = 6686\frac{Q_o\mu_o}{(\Delta\gamma)d_m^2}\text{in}^2 \qquad (7.24)$$

бұл жерде *D* - ажыратқыштың ішкі диаметрі (дюйм), *Qo* - мұнай ағымының жылдамдығы (БВД), μ*o* - мұнай тұтқырлығы (сП), Δγ - мұнай мен судың үлестік салмағының айырмашылығы, ал *dm* - газдан бөлінуі тиіс болатын су тамшысының минималды мөлшері (мкм).

7.24 теңдеуінен анықталған минималды диаметрдің үлкен кез кел-

ген диаметрі мұнайдың анағұрлым төмен орташа жылдамдығын береді, осылайша, судың бөлінуін қамтамасыз етеді.

7.5.2.2 Максималды газ өнімділігі

6-бөлімде сипатталғандай, тік ажыратқыш үшін максималды газ өнімділігі ыдыстың минималды диаметрі үшін келесі формуланы береді:

$$D_{\min}^2 = 5058 Q_g \left(\frac{TZ}{P}\right)\left(\frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g}\frac{C_d}{d_m}\right)^{1/2} \text{ in}^2 \qquad (7.25)$$

бұл жерде *D* - ажыратқыштың ішкі диаметрі (дюйм), *T* - жұмыс температурасы (°R), *Z* - жұмыс қысымы мен температурасы кезінде газдың сығылушылығы, *P* - жұмыстық қысым, ρ*g* және ρ*o* - газ бен мұнай тығыздығы (фунт/фут3), *Cd* - кедергі коэффициенті және *dm* - газдан бөлінуі тиіс болатын май тамшысының минималды мөлшері (мкм).

7.25 теңдеуінен анықталған минималды диаметрдің үлкен болатын кез келген диаметр газ ағымы жылдамдығының төмендеуіне алып келеді және соған сәйкес, *dm* тең және үлкен диаметрдегі сұйықтық тамшыларын газдан бөлінуді және шөгуді қамтамасыз етеді.

7.5.2.3 Сұйықтықтарды ұстап тұрудың максималды уақыты (ұстап тұру уақыты)

Ажыратқыш ұстап тұруды талап ететін уақыт бойы ажыратқышта ұсталып тұратын мұнай мен су үшін жеткілікті көлемді қамтамасыз етуі қажет. Ұстап тұру уақыты мұнайдан су ұшқан тамшыларын бөлуді, судан мұнайдың ұшқан тамшыларын бөлуді және мұнайдың газбен тепе-теңдікке жетуді қамтамасыз ету үшін анықталады. 7.2 тарауында айтылғандай, ұстап тұру уақыты зертханалық сынақтар негізінде аса жақсы анықталады және әдетте, пайдалану флюидтер мен жағдайлар қасиеттеріне негізделе отырып, 3-тен 30 мин-қа дейінгі шамаларда болады. Зертханалық деректер болмаған жағдайда, ұстап тұру уақыты 10 мин. мұнайға да, суға да қолданылуы мүмкін.

Ho мен *Hw* мұнай мен судың биіктігі бола берсін (дюймда), соған сәйкес. Ол кезде, ажыратқыштағы әр фазаның көлемі беріледі

$$V_o = \left(\frac{1}{12}\right)^3 \left(\frac{\pi}{4}\right) D^2 H_o \text{ ft}^3$$

және

$$V_w = \left(\frac{1}{12}\right)^3 \left(\frac{\pi}{4}\right) D^2 H_w \text{ ft}^3$$

Соған сәйкес,

$$V_o + V_w = 4.543 \times 10^{-4} D^2 (H_o + H_w) \text{ ft}^3 \tag{7.26}$$

Көлемі де ұстау уақытындағы сұйықтықтың көлемдік шығынын көбейтумен есептеледі; соған сәйкес,

$$V_o = Q_o \frac{5.61}{24 \times 60} \frac{\text{ft}}{\text{min}} \times t_o \text{ min ft}^3$$

$$V_w = Q_w \frac{5.61}{24 \times 60} \frac{\text{ft}^3}{\text{min}} \times t_w \text{ min ft}^3$$

сонда,

$$V_o + V_w = 3.896 \times 10^{-13} (Q_o t_o + Q_w t_w) \tag{7.27}$$

7.26 және 7.27 теңдеулерден аламыз

$$(H_o + H_w) D^2 = 8.576 (Q_o t_o + Q_w t_w) \text{ in}^3 \tag{7.28}$$

Осылайша, тік үшфазалы ажыратқыштардың жапсардан жапсарға дейінгі диаметрі мен ұзындығы келесідей түрде анықталады:

1. 7.24 теңдеуінен су тамшыларының минималды тұнбалануын қанағаттандыратын минималды диаметрді анықтаймыз.

2. 7.25 теңдеуінен максималды газ өнімділігін қанағаттандыратын минималды диаметрді анықтаймыз.

3. 1 және 2-тармақтарда анықталған екі минималды диаметрден үлкені ыдыстың минималды рұқсат етілген диаметрі қарастырылады.

4. Ыдыстың минималды рұқсат етілген диаметрінен үлкен диаметрдің әр түрлі мәндері үшін сұйықтықтың диаметрлері мен биіктіктер комбинацияларын анықтау үшін 7.28 теңдеуді пайдаланамыз

5. Әр комбинация үшін келесі функциялардың жапсардан жапсарға дейінгі ұзындығын анықтаймыз:

$D > 36$ дюйм үшін

$$L_s = \frac{1}{12}(H_o + H_w + D + 40) \text{ ft} \tag{7.29}$$

$D < 36$ дюйм үшін

$$L_s = \frac{1}{12}(H_o + H_w + 76)\ \text{ft} \qquad (7.30)$$

7.2 мысал

Пайдаланудың келесідей жағдайлары үшін үшфазалы тік ажыратқыштың жапсардан жапсарға дейінгі диаметрі мен ұзындығын анықтау:

Мұнай өндіру жылдамдығы:	6000 БВД
Су жинау қарқыны:	3000 БВД
Газ өндіру жылдамдығы:	8.0 ММСКФД
Мұнай тұтқырлығы:	10 сП
Мұнайдың үлестік салмағы:	0.87
Судың үлестік салмағы:	1.07
Газдаң үлестік салмағы:	0.6
Газ сығымдылығы:	0.88
Жұмыстық қысым:	500 фунт кв. дюйм
Жұмыс температурасы:	90°F
Мұнайды ұстау уақыты:	10 мин.
Суды ұстау уақыты:	10 мин.
cd:	0.64

Шешім

ρ*g* мен ρ*o* анықтаймыз:

$$\rho_g = \frac{2.7 \times 0.6 \times 500}{550 \times 0.88} = 1.674\ \text{lb/ft}^3 4$$

$$\rho_o = 0.87 \times 62.4 = 54.288\ \text{lb/ft}^3$$

Су тамшыларының тұнбалануға минималды диаметрді анықтау үшін 500 м тең *dm* 7.24 теңдеуін пайдаланамыз:

$$D^2_{\min} = \frac{6686 Q_o \mu_o}{\left(\gamma_o - \gamma_w\right) d^2_w}\ \text{in}^2$$

$$D^2_{\min} = \frac{6686 \times 6000 \times 10}{0.2 \times 500^2} = 8023.2\ \text{in}^2$$

$$D^2_{\min} = 89.57\ \text{in}$$

Газдың максималды сыйымдылығына минималды диаметрді анықтау үшін 100 м тең *dm* 7.25 теңдеуін пайдаланамыз:

$$D_{\min}^2 = 5058 Q_g \left(\frac{TZ}{P}\right)\left(\frac{\rho_g}{\rho_o - \rho_g}\frac{C_d}{d_w}\right)^{1/2}$$

$$D_{\min}^2 = 5058 \times 8\left(\frac{550 \times 0.88}{500}\right)\left(\frac{1.674}{52.614}\frac{0.64}{100}\right)^{1/2}$$

$$= 835.86 \text{ in}^2$$

$$D_{\min} = 28.911 \text{ in}$$

Осылайша, ыдыстың минималды диаметрімен екі есептелгеннен үлкені қабылданады: яғни 89.57 дюйм.

Ұстап тұрудың максималды уақыты үшін сұйықтық диаметрі мен биіктігі арасындағы ара қатынасты анықтау:

$$(H_o + H_w)D^2 = 8.576(Q_o t_o + Q_w t_w)\text{ in}^3$$

$$= 8.576 \times (6000 \times 10 + 3000 \times 10) \qquad (7.31)$$

$$= 771{,}840 \text{ in}^3$$

89.57 дюйм үлкен диаметрлер үшін *Ho* + *Hw* мәнін анықтау үшін 7.31 теңдеуін пайдаланамыз; сосын 7.29 теңдеуінің көмегімен жапсардан жапсарға дейінгі сай келетін ұзындық мәнін есептейміз және соңында, көлденең қиысу тереңдігі мен ауданының талапқа сай қатынасын есептейміз. Нәтижелер кестеде жиынтықталды.

D **(дюйм)**	***Ho + Hw*** **(дюйм)**	***Ls*** **(фут)**	**12*Ls/d***
90	95.289	18.774	2.50
96	83.750	18.312	2.29
102	74.187	18.016	2.12
108	66.173	17.848	1.98
114	59.391	17.783	1.87
120	53.600	17.800	1.78
132	44.298	18.025	1.64
144	37.222	18.4351	1.54

Жоғарыдағы кестедегі жапсардан жапсарға дейінгі диаметр мен ұзындықтың барлық комбинациясы көлденең қиысудың тереңдігі мен ауданы қатынасы олардың әрқайсысы үшін 1,5 пен 3 арасында орналасқандықтан, қолжетімді болып табылады. Сондықтан, құны мен қолжетімділігіне қарай кесімді таңдау болады. Бәлкім, үздік таңдау 19 футқа 96 дюйм ажыратқыш болып табылады.

СҰРАҚТАРҒА ШОЛУ ЖАСАУ ЖӘНЕ ОҚЫТУ МІНДЕТТЕРІ

1. Келесі пікірлердің әрқайсысының ақиқат (А) немесе жалған (Ж) екендігін анықтаңыз:

a. Ылғал бөлгіш өндірілген ағымнан еркін су мен еркін газ салмағын бөлу үшін қолданылады.

b. Судан мұнай тамшыларын алу, мұнай тығыздығы суға қарағанда төмен болғандықтан, мұнайдан су тамшыларын бөлуге қарағанда жеңіл әрі тез.

c. Егер зертханалық деректер қолжетімді болмаса, ажыратқыш құрылымындағы мұнайдан жойылуы қажет болатын су тамшыларының ең төмен мөлшері 100 мкм құрайды.

2. Дұрыс жауаптар саласы (бір жауаптан көбірек не дұрыс болуы мүмкін екендігіне назар аударыңыз):

a. Үшфазалық ажыратқыштарда өндірілген флюид мыналарға бөлінеді:

i. Газ, мұнай мен су + эмульсия

ii. Газ, мұнай + эмульсия, және су

iii. Газ, мұнай, эмульсия және су

b. Ажыратқыштардағы эмульсия құрамын мыналарға әкеле аламысыз:

i. Мұнай-газ бөлімінің бақылауға жатпайтын деңгейіне

ii. Мұнай мен суды ұстап тұрудың тиімді уақытын азайту

iii. Жылыстау

iv. Ылғал бөлгіштің бітелуі

c. Судан мұнай тамшыларын бөлумен салыстырғанда мұнайдан су тамшыларын бөлу:

i. Суға қарағанда мұнай тығыздығы аз болғандықтан, күрделірек

ii. Мұнай тұтқырлығына қарағанда су тұтқырлығы төмен болғандықтан жеңілдеу

iii. Су тұтқырлығына қарағанда мұнай тұтқырлығы жоғары болғандықтан күрделірек

iv. Анағұрлым маңызды белгі ажыратқышты жобалау болып табылады

3. Келесі деректер шағын мұнай кен орны үшін берілді:

Мұнай шығыны:	8000 БВД
Су шығыны:	3000 БВД
Газ факторы:	2000 норм.куб.фут/барр.
Жұмыс қысымы:	кв. дюймге 500 фунт
Жұмыс температурасы:	80°F
Мұнайдың үлестік салмағы:	35°АНИ
Судың үлестік салмағы:	1.07
Газдың үлестік салмағы:	0.6
Мұнай тұтқырлығы:	10 сП
Мұнайды ұстап тұру уақыты:	600 с
Суды ұстап тұру уақыты:	360 с

a. Кен орнын өңдеу үшін көлденең ажыратқышты жобалаңыз

b. Кен орнын өңдеу үшін тік ажыратқышты жобалаңыз

4. Пайдаланудың алдыңғы жағдайлары үшін диаметрінде 60 дюймі және жапсардан жапсарға дейін 15 футы бар көлденең үшфазалы ажыратқыштың нақты газ, мұнай және су өнімділігін анықтаңыз.

5. Келесі деректерді есепке ала отырып, квадраттық дюймда 585 фунт және 80°F болған жағдайда жұмыс істейтін жапсардан жапсарға дейін 16 фут ұзындық пен 48 дюйм диаметрі бар үшфазалы көлденең ажыратқышқа арналған нақты газ, мұнай және су өнімділігін анықтаңыз:

Газдың үлестік салмағы:	0.6
Судың үлестік салмағы	1.07
Мұнайдың үлестік салмағы:	0.875
Су тұтқырлығы:	1.12 сП
Мұнай тұтқырлығы:	5.0 сП
Су-мұнай ара қатынасы:	1:1.5
Мұнайды ұстап тұру уақыты:	600 с
Суды ұстап тұру уақыты:	480 с
K:	0.26
Z:	0.89

6. 5 мысалда көрсетілген бір ғана жағдай үшін тік үшфазалы ажыратқыштың нақты газ, мұнай және су өнімділігін анықтаңыз. Екі ажыратқыш үшін нәтижелерін салыстырыңыз.

III тарау
Шикі мұнайды тазарту

Шикі мұнайды тазарту өзімен газ-мұнай ажыратудан кейін мұнай кен орындарындағы беткейлік операцияларда екінші анағұрлым маңызды үдерісті танытады. Мұнай өндірудің көпшілік үдерістері мұнай мен суды тазалау жабдықтарын жобалау және пайдалану үшін маңызды мәселені танытады. Шикі мұнай эмульсиясының табиғаты кен орнының тозуына орай үздіксіз өзгереді және уақыт өте келе жағдайлары өзгереді.

Қазіргі нарықтағы шикі мұнай мен сұйық көмірсутектердің жоғары құны жалпы шикі мұнайды конъюктуралық өсіру үшін тазартудың сенімді, жоғары өнімді жүйелерін орнату қажетті етеді.

Шикі мұнай таза түрінде сирек өндіріледі, әдетте, ол түрлі түрлерде сумен бірге шығады. Су біршама мәселелер жасайды, ішінара - эмульсия қалыптасу. Мұнайдан бөлінгеннен кейін өндірілген су, 15-бөлімде сипатталғандай, тазартылуы тиіс. Өңдеудің бұл кезеңдері шығындарды өсіреді. Бұдан басқа, конъюктурлық шикі мұнай негізгі шөгінді мен судың (НШС) мөлшерін және мұнайдың мың барреліне тұз фунттарының (МБФ) бірліктеріндегі тұздың құрамын қоса есептегенде, өнімнің белгілі ерекшеліктеріне сай болуы керек.

III тарауда, 8-10 бөлімдерде берілгендей, соған сәйкес, шикі мұнайды эмульсияны тазарту мен гидраттарсыздандыру, тұзсыздандыру, тұрақтандыру және сульфуризациясыздандыру қарастырылады. Осы тарауда шикі мұнай сапасын көтеруге бағытталған тазартудың басқа нұсқаларын талқылау үшін алаңсыз жаңа бөлім енгізіледі (11-бөлім).

8
Эмульсияны тазарту және шикі мұнайды дегидратациялау

Негізінен, ұңғымадан мұнай, су, газ және тіпті құм қоспасы да шығады. Шикі мұнай газдан бөлінгеннен кейін, ол өңдеудің одан арғы сатыларынан өтеді. Мұнай кен орындарын өңдеу процесіндегі маңызды аспект шикі мұнайды өңдеу нысандарын жобалау мен пайдалану болып табылады. Су және құм сияқты бөтен заттар соңғысы сатылғанша мұнай мен газдан ажыратылуы тиіс. Осы процесс мұнайды бастапқы дайындау немесе мұнайды дегидратациялау ретінде белгілі.

Осы бөлімде дегидратация сатылары қарастырылады. Осы өңдеу мақсаты, біріншіден, еркін суды жою, ал сосын мұнайдағы тұрып қалған эмульсияланған суды азайту үшін мұнайлы эмульсияларды өңдеу болып табылады. Мұнайдағы судың бастапқы құрамына, сонымен қатар, оның тұздылығы мен дегидратацияның пайдаланушы үдерісіне қатысты мұнай кен орны 0,2-0,5-тен 1%-ға дейін қалдық су құрамы бар мұнай шығаруы мүмкін. Қалдық суды әдетте табандық шөгінділер мен сулар (ТШС) деп атайды.

Сонымен, дегидратация сатысы өзімен екіеселік процесті ұсынады: мұнай көлемінен қалдық еркін суды толықтай жоюды қамтамасыз ету және мұнай эмульсиясын бұзу үшін қандай да бір құралдарды қолдану. Дигидратация жүйесі, жалпы, өзіне тазарту түріне қатысты жабдықтың алуан түрлерін қамтиды: суды жою немесе эмульсияны бұзу. Жабдықтың негізгі түрлері өзіне ажыратқышты, еркін судың ылғал бөлгішін және термоажыратқышты қамтиды.

8.1 Кіріспе

Мұнай өндірудің көптеген үдерістері өзімен мұнай және газ кен орындарын өңдеу бойынша технологиялық жабдық үшін айтарлықтай мәселені танытады. Бұл технологиялық жабдықты жобалау мен пайдалануға жатады. Типтік мысалы болып мұнай эмульсиялары табиғатының кен орнының тозуы жағынан үздіксіз өзгеретін дерегі саналады. Осылайша, шарттары да өзгереді.

Ұңғыма сағасынан өндірілетін флюид, әдетте, газдан, мұнайдан, ерікті судан және эмульсиялы судан (сулы-мұнайлы эмульсия) тұрады. Мұнайды тазартуды бастамас бұрын, біз ұңғыма ағымынан газ бен еркін суды жоюымыз қажет. Бұл мұнайды бастапқы дайындау жабдығының мөлшерін азайту үшін керек.

6 мен 7-бөлімдерде берілгендей, ұңғыма ағымындағы газ бен еркін судың көп бөлігі ажыратқышты пайдаланумен жойылады. Ажыратқыштан шығатын газ *бастапқы газ* ретінде белгілі. Қосымша газ қысымды төмендету мен жылуды қолдану есебінен мұнайды тазарту процесі барысында босатылады. Тағы да, *екінші қайтара шығарылған газ* ретінде белгілі болған бұл газ жойылуы қажет. Ажыратқышта бөлінген еркін су, әдетте, 500 мкм және одан көп су тамшыларымен шектеледі. Осылайша, ажыратқыштан шыққан мұнай ағыны мұнайдағы эмульсияланған суға қосымша 500 мкм және көп мөлшердегі еркін су тамшыларын қалыпты құрайтын болады. Осы мұнаймен тағы, ол мұнай айдау зауытына немесе жөнелтім жабдығына жіберілмес бұрын, өңдеудің түрлі үдерістері арқылы (дегидратация, тұзсыздану және тұрақтандыру) өту тиіс болады.

Тазарту үдерісі мен құралы НШС бойынша келісім талаптарын қанағаттандыру үшін мұқият таңдалды және жасалған болуы қажет. Мұнайдың сусызданушылығы көтеріліп кетпес үшін мұқият бақылаған жөн. Келісім-шартта рұқсат етілгеннен басқа үлкен мөлшерлерде қалдық суды жою қымбат түсуі мүмкін, ол яғни, сатылатын мұнай көлемі келісімде жазылған ООВ мәніне негізделетіндіктен, табыс азаяды деген сөз.

Тазарту үдерісінің негізгі ұстанымдары келесідерде қорытындыланады:

1. Келесі әдістердің немесе олардың комбинацияларының кез келгенімен қол жеткізілуі мүмкін эмульсияны бұлдіру: жылу қосу, химиялық заттектер қосу, сонымен қатар этектростатикалық өрісті қолдану
2. Судың аз тамшыларының анағұрлым ірі тамшыларға коалесценциясы
3. Ауырлық күшінің әсерімен тұнбалануы және еркін суды жою

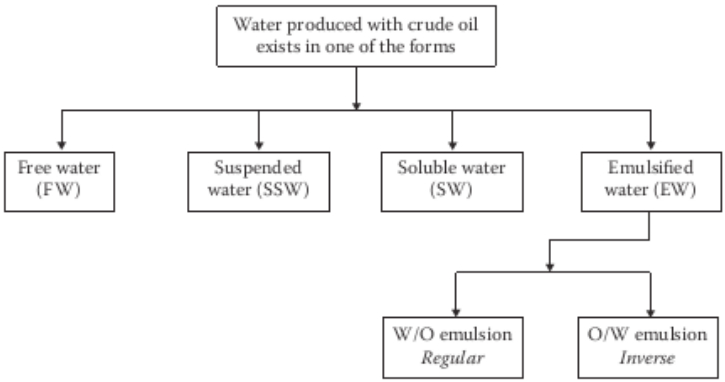
Тазартудың осы үдерісінен экономикалық тиімділікті Абдель-Аалом мен Альсахлави белгілейді (2014).

8.2 Мұнайлы эмульсии

Мұнай өндіруде мұнайды ілестіретін сусыз болуы сирек кездеседі. Тұзды су, осылайша, 8.1-суретте көрсетілгендей, алуан түрлерде мұнаймен өндіріледі. Еркін судан басқа, эмульсияланған су (эмульсия су-мұнайда) шикі мұнайдың сусыздануының барлық мәселелері қалыптасатын қалып болып табылады.

Мұнайлы эмульсия өзімен мұнай мен су қоспасын танытады. Жалпы, эмульсия бірі басқасына тамшы түрінде шашыратын (үздіксіз

фазада) және эмульгатормен тұрақтандырылған екі араласпайтын сұйықтықтардың қоспасы ретінде анықталуы мүмкін. Мұнай кен орнында шикі мұнай мен су екі араласпайтын фазалар түрінде бірге кездеседі. Әдетте, олар су мұнай көлемінде ұсақ тамшылар түрінде шашыраған су-мұнайда эмульсиясын (С/М эмульсиясы) қалыптастырады. Бұл 8.2-суретіндегі (a) бөлік ретінде анықталады. Соған қарамастан, суланушылық көтерілгенде, 8.2-суреттегі (b) бөлікте көрсетілгендей, қайтымды эмульсия қалыптасу мүмкіншілігі (мұнай-суда немесе М/С эмульсиясы) өседі.

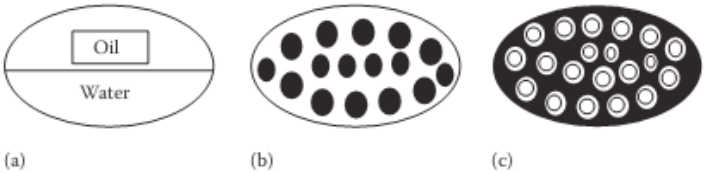


Water produced with crude oil exists in one of the forms – Шикі мұнайдан өндірілген су келесі нысандардың біреуінде бола алады
Free water (FW) – Еркін су (ЕС)
Suspended water (SSW) – Вадоз су (ВС)
Soluble water (SW) – Еритін су (ЕС)
Emulsified water (EW) – Эмульсиялық су (ЭС)
W/O emulsion – Су/мұнай эмульсиясы
Regular – Жүйелі
Inverse – Кері

8.1-сурет

Шикі мұнаймен қатар шығарылған судың әр түрлі пішімдері.

8.2-сурет
Эмульсиялардың әр түрлі пішімдерін сұлбалық ұсынулар. (a) Екі араласпайтын флюидтер, (b) М/С инверсиялық эмульсия және (c) С/М нормалық эмульсиясы.



Oil – Мұнай
Water – Су

Екі сұйықтық тұрақты эмульсиясын жасау үшін үш шарт орындалу қажет:

1. Екі сұйықтық та араласпайтын болу қажет.
2. Бір фазаны екіншісінде тарату үшін араластыру қуатының қажетті саны болу керек.
3. Эмульгацияланатын агент қатысу қажет.

8.2.1 Араластыру қуаты

Эмульсиялар, әдетте, өнімдік қабатта болмайды, бірақ мұнайды өндірудің барлық жүйесінде орындалатын араластыру арқасында жасалады. Өнімділік қабаттан мұнай мен су ұңғыманың оқпанына өз жолын жасай отырып, ұңғыманың обсадтық құбырлары бойынша ұңғыманың ысырмасы мен коллектор арқылы беткейлі ажыратқыштарға көтеріле отырып, қуыстық жыныстар арқылы көшеді. Бүкіл осы жол бойында сұйықтықтар турбуленттік ағымның әсерінен араласады.

Мұнай көлеміндегі су тамшыларына әсер ететін бұл араласу қуаты келесі схема бойынша қызмет етеді:

• Қуат, ең алдымен, сұйықтықтың қабаттары арасындағы ішкі үйкелу күшін жеңуіне, оларды жұқа қабаттар немесе бөлшектерге бөлу үшін жұмсалады. Бұл біз *кесу қуаты* деп атайтынымыз және математика жағынан формуламен аппроксимирленеді:

$$SE = \tau AD_o \qquad (8.1)$$

бұл жерде *SE* - қозғалу қуаты, *A* - қозғалу беткейінің алаңы, *Do* - сипаттамалық ұзындық және τ - келесі 8.2-теңдеумен анықталатын аудан бірлігіне кесу күші

$$\tau = \frac{C_d \rho v^2}{2 g_c} \qquad (8.2)$$

:

ондағы *Cd* - қарсы тұру коэффициенті, ρ – сұйықтылық нығыздығы, *v* - ағым жылдамдығы және *gc* – аудару коэффициенті = 32.174[(фут) (салмақ фунттары)]/[(сек2) (фунт-күш)].

• Қуат жабысқан жердің жазықтықтағы молекулаларын бөлу нәтижесінде пайда болатын *беткейлік қуатты* қалыптастыруда қолданылады. Бұл беткейлік қуат ілеспелі еркін беткейлік қуатымен өзара әрекеттесудің кең саласын жасауды болжамдайтын беткейлік созумен байланысты. Аудан бірлігінде бар қуат *беткейлік созылу* деп аталады және дин/см өлшенеді.

Тамшылар осы көлемде бар қуаттың ең кішкентай мөлшерімен сфералық пішіміне айналады. Бұл барлық қуаттық жүйелер еркін қуаттың ең төмен деңгейіне ұмтылатын дерегімен келісіледі. Беткейлік созылу *сұйықтықтың беткейлік пленкасында бар молекулярлық күштер есебінен физикалық қасиет* ретінде анықталады, ол сұйықтық көлемі беткейліктің ең кем ауданы бар пішімге ену немесе келтірілу қажеттігіне алып барады. Бұл жаңбыр тамшыларын сфералық пішімге айналуға мәжбүрлейтін сол күш.

Осы кезде қоюға болатын шешімді сұрақ келесідей: Жобалушы эмульсияның болуына тыйым салу мүмкін бе? Ең дұрысы, ол сұйықтықтар бастапқы кезде эмульсияны жасамағандығына негізделген оның пайда болу дәрежесін азайтуы мүмкін. Құрылымдау тұғырынан, ең алдымен, сұйықтықтың ағу жылдамдығын төмендете және ағымның бағытында шектеуліктер мен күтпеген өзгерістерді азайта отырып, эмульсияның пайда болуын ең төмен дәрежеге жеткізуге болады.

8.2.2 Эмульсиялайтын агенттер

Егер мұнай эмульсиясын микроскоп арқылы қарасақ, 8.3-суретте көрсетілгендей, мұнай көлемінде жайылған көптеген майда сфералар немесе су тамшыларын көруге болады. Осы тамшыларды қатты пленка қоршап тұр; ол тұрақтандыратын пленка деп аталады. Пленканың бұл түрін табиғи түрде шикі мұнайда немесе суда кездесетін немесе бұрғылау және техникалық қызмет көрсету кезінде қоспалар ретінде ендіріл-

ген эмульсиялайтын агенттер жасайды.

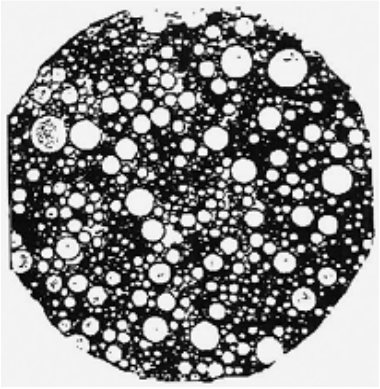
Жалпы эмульгаторлардың кейбірлері келесі болып табылады:

• Битумдық материалдар
• Шайыр заттары
• Мұнайда еритін органикалық қышқылдар
• Құм, көмір, кальций, кварц, темір, мырыш, алюминий сульфаты және темір сульфиді секілді майда дисперстік қатты материалдар

Бұл эмульсиялайтын агенттер су тамшыларын қоршайтын пленканы қалыптастырыды, сондықтан эмульсияның тұрақтылығын қолдайды.

Су-мұнай эмульсияларының тұрақтылығын келесі талдау негізінде қарастыруға болады. Эмульсияны екі фазаға бөлудің салыстырмалы түрдегі қиындығы оның тұрақтылығының өлшемі болып табылады. Өте тұрақты эмульсия *тығыз* эмульсия ретінде белгілі және оның тұрақтылығының дәрежесі көптеген факторларынан тәуелді болады. Осыған сәйкес, біз мәселені шешуді және соған сәйкес, тазарту рәсімін жақсы түсінуіміз мүмкін, егер келесі факторларды қарастырсақ:

• Мұнайдың жабысқақтығы – ажырату мұнай фазасының аздау жабысқақтығы үшін жеңіл болады.
• Мұнай және су фазалар арасындағы тығыздық немесе үлестік салмақтағы айырмашылығы – ең жақсы ажырату үлкен айырмашылық кезінде алынады.



8.3-сурет
Судың эмульсиялайтын тамшыларының шамамен 30% бар еркін эмульсияның микрофотографиясы (көлемі шамамен 60 мкм және одан да кем).

• Екі фазалар арасындағы фазааралық созылу (эмульгатор түрімен байланысты) – ажырату , егер бұл күш төмендесе, қолданылады (яғни, фазааралық созылу төмендейді).

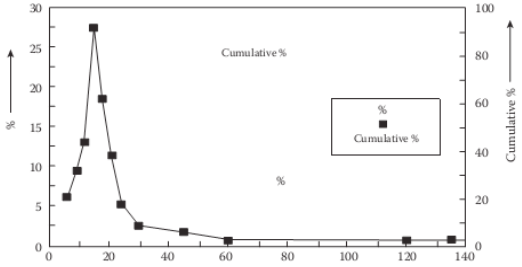
• Судың дисперстік тамшыларының көлемі – су тамшыларының көлемі үлкен болған сайын, бөліну соншалықты жылдам болады. Судың шашыралған тамшыларының көлемі эмульсия тұрақтылығының маңызды факторы болып табылады. Тамшыларды эмульсия үлгілері үшін көлемдері бойынша типтік реттеуі скандаудың арнайы компьютерлік бағдарламасының көмегімен анықталды. 8.4-суретте көрсетілген нәтижелер мұнай эмульсияларында табылған көптеген тамшылар 50 мкм төмен екенін көрсетеді.

• Дисперстік судың пайыздық мағынасы – турбуленттік жағдайында судың аздаған пайызының мұнайда бар болуы жоғары эмульсиялайтын қоспасына алып баруы мүмкін. Су тамшылары бірлесудің өте аз мүмкіндігімен ірілеу бөлшектерге бөлінген және таратылған.

• Эмульсиялайтын судың тұздылығы – *ө*те тұзды су мұнай мен су фазалар тығыздылығының одан да жоғары айырмашылықтары арқасында одан да жылдам бөлінуіне алып барады.

• Дисперстік судың пайыздық мағынасы – *т*урбуленттік жағдайында мұнайдағы судың аздаған пайызының болуы жоғары эмульсиялайтын қоспасына алып бару мүмкін. Су тамшылары бірлесудің өте аз мүмкіндігімен ірілеу бөлшектерге бөлінген және таратылған.

• Эмульсиялайтын судың тұзданууы - өте тұзды су мұнай мен су фазалар тығыздылығының одан да жоғары айырмашылықтары арқасында одан да жылдам бөлінуіне алып барады.



Тамшы көлемі (микрон)

Cumulative % - Жиынтық %

8.4-сурет

Тамшы көлемін эмульсия үлгісіне реттеу. (Аль-Тахини А. бойынша, Шикі мұнай эмульсиялары, Біріккен есеп беру, Химиялық технология факультеті, KFUPM, Дахран, Сауд Аравия, 1996)

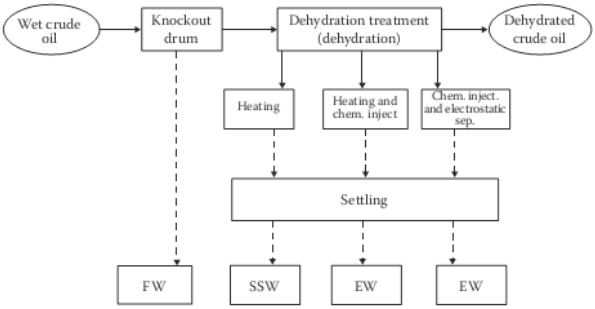
8.3 Дегидратациялау және тазарту бойынша технологиялық операциялар

Суды ажырату үшін *ылғал* шикі мұнайды өңдеу тәсілі суы мұнаймен бірге орналасқан пішімдердің айырмашылықтарымен байланысты. Еркін суды жоюы, ең алдымен, тазарту үдерісінде жасалады, ал содан соң *конституциялық* немесе эмульсиялайтын суды құм және басқа шөгінділер секілді кез келген басқа затымен бірге ажыратуы жүреді. Ылғал шикі мұнайды өңдеуге негізгі көзқарастары 8.5-суретте көрсетілген.

Тағы да, экономикалық тұрғыдан, еркін суды басында жою тазарту жүйесінің көлемін, соған сәйкес, оның құнын да азайтады. Сол да ілеспе табиғи газды газ-мұнай ажыратқыш қондырғыда (ГМАҚ) мұнайдан бөлуге де жатады.

Дегидратация жүйесі жалпы өз құрамына құрал-жабдықтардың әр түрлі типтерін ендіреді. Ең көп таралғандары ретінде келесілер болып табылады:

- Резервуар-тұндырғыш
- Тік тұндырғыш
- Су резервуары
- Ағым тазартқышы (термоажыратқыш)
- Химиялық инжектор
- Электростатикалық дегидратор



Wet crude oil – Ылғал шикі мұнай
Knockout drum – Ылғалдықты ажыратқыш
Dehydration treatment (dehydration) – Дегидрациялық өңдеу (дегидрация)
Dehydrated crude oil – Судан ажыратылған шикі мұнай
Heating – Жылыту
Heating and chemical inject – Жылыту және химиялық бүркіп енгізу
Chemical inject. and electrostatic sep. – Химиялық бүркіп енгізу және электростатикалық ажырату
Settling – Тұнбалау

8.5-сурет

Ылғалды шикі мұнайды өңдеуге базалық көзқарас (ЭС, эмульгирленген су; ЕС, еркін су; ВС, вадоздық су).

8.3.1 Мұнаймен бірге тартылатын суды бөлу

Еркін су шикі мұнаймен бірге тартылған және мұнай фазасынан аздаған уақытта тұнбаланатын қарапайым су ретінде анықталады. Еркін суды бөлу үшін бірнеше жақсы себептер бар: біріншіден, қысымдық құбырлар мен тазартқыш құрал-жабдықтың көлемін кішірейту; эмульсияны жылыту кезінде жылуды жеткізу жолын азайту (мұнайдан гөрі су жылуды шамамен екі есе көп алады); коррозияны кемітуге алып бару, өйткені еркін су, эмульсиялайтын суға қарағанда, металды беткеймен тікелей байланыста болады.

Еркін судың өзіндік ерекше басымдылықтары бар. Қыртыстық сұйықтықта орналасқан еркін су мұнайға қарағанда, жылуды екі есе көп алып жүреді және оны қысымдық құбырда беткейлікке көтереді. Ақырында, бұл мұнай эмульсияларын бұзуға көмектеседі. Тұзды суды (еркін суды) өндіретін мұнай ұңғымасы тек мұнайды ғана өндіретінен гөрі айтарлықтай жылылау болатынын айта кету керек. Сонымен қатар, еркін су сумен жуу деп аталатынына жағдай жасайды, бұл мұнай эмульсияларды бұзу бойынша тұзды судың әрекеті болып табылады.

Еркін суды бөлу құрал-жабдықтың бөлек бөлігі болу немесе ағымды тазартқыштың құрамына кіруі мүмкін резервуар-тұндырғыштың көмегімен орындалады.

8.3.2 Эмульсияланған мұнайды бөлу

Эмульсияланған мұнайды бөлу үш кезекті кезеңдерден тұратын судан ажырату үдерісінің негізі болып табылады:

1. Эмульсияны бұзу – шашыртылған судың тамшыларын қоршаған тұрақтанғыш пленканы әлсірету мен жырытуды талап етеді. Бұл химиялық заттар мен жылу секілді *қосымша құралдар* деп аталатындарды пайдалану есебінен әрекет ететін тұрақсыздандыру үдерісі.

2. Коалесценция – эмульсияны бұзғаннан кейін одан да ірі тамшыларды жасай отырып, еркін болған су бөлшектерінің бірлестігін өзіне ендіреді. Коалесценция уақытқа өте тәуелді және электрстатикалық алаңды қолдану есебінен күшейетін қатты беткейлікте ұру және сулы шаю қызметі болып табылады.

3. Су тамшыларының ықпалдастық шөгінуі мен бөлшектеуі - коалесценция нәтижесінде пайда болатын судың ірі тамшылары мұнайдан ауыртпалық күшінің әсерінен шөгеді және олар жиналуы және бөлінуі керек.

Бөлу үдерісі жоғарыда аталған қадамдардың топтамасы ретінде

анықталады. Олардың ең баяуы ең басқарылатыны болып табылады. Олардың ең баяу қадамы коалесценция болып табылады. Басқаша айтқанда, кейінгі ықпалдастық тұнбаланумен бірге жылуды немесе химиялық заттарды пайдалана отырып, кейбір эмульсияларды бұзуға болады, бірақ бұл процесс коалесценцияға жұмсалған уақытқа байланысты болады. Осы жолы бұл құрал-жабдықтың көлемін, соған сәйкес, қаржылық шығындарды анықтайтын элемент.

8.3.3 Эмульсияны тазарту

8.2.1-тарауда түсіндірілгендей, кейінгі тұнбаланумен бірге химиялық заттарды пайдалануы кейбір эмульсияларды бұзуы мүмкін. Басқа эмульсиялар жылытуды және суға мұнайдың негізгі көлемінен шөгуге мүмкіндікті талап етеді. Одан да күрделі (тығыз) эмульсиялар химиялық заттарын да, жылуды да, содан соң коалесценция мен гравитациялық шөгінуді де талап етеді.

Шынында, кез келген немесе екі немесе одан көп тазартудың қосымша құралдарының (жылыту, химиялық заттарды қосу, сонымен қатар электр алаңын қолдану) үйлестіруін пайдаланатын сусыздану үдерісі су-мұнайлы эмульсияларды бұзу үшін қолданылады. Осы қосымша заттардың әрқайсысының рөлі төменде нақтырақ талқыланады.

8.4 Жылыту

Жылыту су-мұнайлы эмульсияларын тазартудың ең кең таралған тәсілі болып табылады. Жылыту су-мұнайлы эмульсияны бұзу мен су тамшыларын мұнай көлемінен бөлуге көмектесетінін түсіну үшін 7-тарауда алынған жылдамдық теңдеуіне сілтеме жасалады (7.7-теңдеу):

$$u = 1.787 \times 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma)d_m}{\mu_o} \text{ ft/sec} \qquad (8.3)$$

ондағы u – су тамшысының шөгіну жылдамдығы, $\Delta\gamma$ – су мен мұнайдың үлестік салмақтары арасындағы айырмашылығы, dm – су тамшысының диаметрі (мкм), және μo – мұнайдың тұтқырлығы.

8.4.1 Жылытудың басымдылықтары мен кемшіліктері

Су-мұнайлы эмульсияларды жылыту эмульсияны бұзуға және эмульгерленген суды бірнеше тәсілдерімен бөлуге көмектеседі. Айтарлықтай маңызды нәтиже ретінде мұнайдың тұтқырлығы температураны көтеру арқылы төмендету болып табылады. Шикі мұнайдың барлық түрлерінің тұтқырлығы температураның өсуіне байланысты төмендейді. 8.3-теңдесуден тұтқырлықты мұндай қысқаруы су тамшыларының

шөгіну жылдамдығының жоғарлануына алып баратыны білінеді және сонымен судың мұнайдан бөлінуін жылдамдатады және көмектеседі.

Су мен мұнай қоспасын жылыту кезінде судың да, мұнайдың да тығыздығы (үлестік салмағы) төмендейді. Бірақ температураның мұнай тығыздығына әсер етуі су тығыздығына әсер етуінен гөрі одан да анық көрінеді. Оның нәтижесі тығыздықтағы (немесе үлестік салмақтағы) айырмашылығы эмульсияны жылыту кезінде көбеюінде болып табылады. Мысалы, егер мұнай мен су 60°F тен 150°F дейін жылытылса, олардың үлестік салмақтарындағы келесі өзгерістерде орын алады:

	60°F кезде	150°F кезде
Мұнайдың үлестік салмағы	0.83	0.79
Судың үлестік салмағы	1.05	1.03
Үлестік салмақтағы айырмашылығы	0.22	0.24

8.3 теңдеуге сілтемемен, $\Delta\gamma$ көбеюі шөгіну жылдамдығын көтереді және соған сәйкес, су тамшыларын мұнай көлемінен бөлуге көмектеседі. Үлестік салмақтың айырмашылығындағы өзгеріс дегенмен үлкен емес. Сонымен, бұл әсер тұтқырлықтың әсері секілді айтарлықтай емес. Шын мәнінде, біздің үлестік салмақтың процеске деген әсерін, 200°F температурасына дейін толық санамауымызға болады. Шикі мұнайдың кейбір нақты түрлері үшін температураның көтерілуі үлестік салмақтың айырмашылығына кері әсерін тудыру мүмкін. Кейбір ауыр майлар үшін мұнай мен судың үлестік салмақтары белгілі температурада тең болады. Бұл жағдайдан аулақ болу қажет, өйткені ол бөліну процесін толық тоқтатады. Сонымен, нақты шикі мұнай үшін өңдеу температурасын анықтау кезінде назар аудару керек.

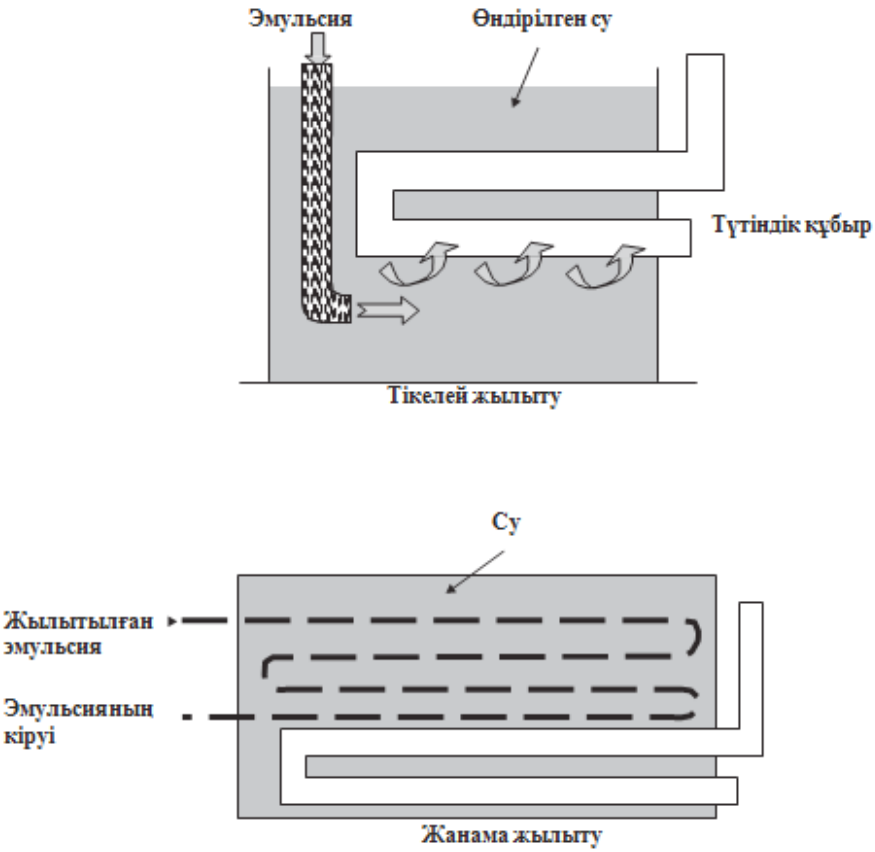
Жылытудың басқа оң әсері ретінде бір-бірімен соққан жағдайда одан да үлкен көлемдегі тамшыларды жасауы мүмкін судың ұсақ тамшыларының жылжуына температураның көтерілуі әсер етуі болып табылады. Тамшылар көлемінің үлкеюі шөгу процесін айтарлықтай жылдамдатады. Жылу, сондай-ақ, эмульсияланған пленканың тұрақсыздануына (әлсізденуіне), соған сәйкес, эмульсияның бұзылуына әсерін тигізеді. Сонымен қатар, жылыту ұсақ парафиндік көмірсутегілері мен асфальтендер кристалдарын ерітеді және сонымен, олардың эмульгаторлар ретінде әлеуетті әсерін жояды.

Жоғарыда аталып өткен барлық басымдылықтарына қарамастан, тазартудың осы әдісімен байланысты кей бір кемшіліктер бар. Мұнайды жылыту одан да жеңіл көмірсутегілерінің айтарлықтай жоғалула-

рына және сонымен, мұнай көлемінің жоғалуына алып бару мүмкін. Мысалы, мұнайды 35°АНИ 100°F тен 150°F дейін жылытуы булану есебінен мұнай көлемінің 1% артық жоғалтуына алып барады. Әрине, жеңіл фракциялары газбен бірге жиналып сатылуы мүмкін. Бұл бірақ мұнайды жоғалту нәтижесінде пайданы жоғалтуын толықтырмайды. Мұнайды жоғалтуына қосымша жеңіл фракциялардың тазартылған мұнайдан буланyы АНИ-дің төмендеу (яғни, одан да төмен сапалы) нығыздылығымен болады, сондықтан, олар одан да төмен бағамен сатылады. Ал жылыту жылытатын құрал-жабдық үшін қосымша инвестицияларды және отындық газ бен техникалық қызмет көрсету үшін қосымша пайдалану шығындарын талап етеді. Қорытындысында, әдеттегідей, жылытуды тазарту процесі ретінде пайдаланудан аулақ болу ұсынылады, егер ол жалпы мүмкін болса. Кері жағдайда жылытудың кей бір басымдылықтары жылытудың минималды санымен жүзеге асырылу мүмкін.

8.4.2 Мұнай эмульсияларын жылыту әдістері

Мұнайды тазарту операцияларды орындау кезінде жылуды беру үшін отын ретінде көбіне табиғи газ қолданылады. Кей бір ерекше жағдайларда шикі мұнай пайдаланылу мүмкін.



8.6-сурет
Эмульсияларды жылытудың екі негізгі тәсілдері.

Жылытқыштар, әдеттегідей, екі негізгі типте болады: Жанып кеткен отынның ыстық түтіндік газдардың әсеріне түсетін катушка арқылы мұнайды өткізетін *тікелей жылыту жылытқыштары* немесе эмульсияны түтіндік құбыры бар жылытқыштың көмегімен жылытылатын ыдысқа ендіреді. Жылу эмульсияға өткізетін орта ретіндегі судың көмегімен ыстық түтіндік газдардан эмульсия берілетін *жанамалы жылытқыштар*. Эмульсия ыстық суы бар ваннаға салынған құбырлар арқылы өтеді.

Жалпы, мұнай эмульсиясындағы еркін судың саны қандай әдіс қолданылу керектігін анықтауда факторы болады. Егер еркін су 1% -2%

құраса, онда жанама жылытқышты қолданады. Егер еркін судың мағынасы түтіндік құбыр айналасындағы деңгейді сақтау үшін жеткілікті болса, онда тікелей жылытқышты пайдаланады. Екі типтер 8.6-сурете көрсетілген.

8.4.3 Жылудың қажет саны

Сұйықтық берген немесе алған жылу саны, әдеттегідей, келесімен анықталады:

$$q = mc\Delta T \text{ Btu/h} \tag{8.4}$$

ондағы *q*- берілген/алынған жылу нормасы (БТЕ/ч), *m* – сұйықтықтың салмақтық шығыны (фунт/ч), *c* – сұйықтықтың үлестік жылу көлемі (БТЕ/фунт °F), ал ΔT – жылуды беру есебінен температураны көтеру (°F).

Салмақтық шығын, *m*, әдеттегідей БК (баррель/күніне) келесі түрде берілетін *Q* көлемдік шығыннан есептелу мүмкін:

$$m = Q\left(\frac{\text{bbl}}{\text{day}}\right)\left(\frac{1}{24}\right)\left(\frac{\text{day}}{\text{h}}\right)5.61\left(\frac{\text{ft}^3}{\text{bbl}}\right)62.4\gamma\left(\frac{\text{ft}^3}{\text{lb}}\right)\frac{\text{lb}}{\text{h}}$$

Соған сәйкес,

$$m = 14.59\gamma Q \cong 15\gamma Q \text{ lb/h} \tag{8.5}$$

ондағы γ – сұйықтықтың үлестік салмағы.

Эмульсияны өңдеу үшін жылыту қолданылған кезде жылуды пайдаланудың алдында еркін судың көптеген бөлігі (4-тарауда сипатталғандай) жойылу керек. Қалған су негізінде эмульгирленген су және бөлінбеген еркін судың кейбір саны (су тамшылары 500 мкм және одан да ұсақ) болады. Өңдеу үшін қажет жылудың жалпы санын бағалау (*q*) кезінде, біз мұнаймен берілетін (*qo*) жылумен қатар суға берілетін (*qw*) жылуды есептеу керекпіз. Сонымен қатар, біз сондай-ақ жылуды (*ql*) жоғалтуды есепке алуымыз керек. Олар 8.2 және 8.3-теңдесулердің көмегімен келесі түрде бағалану мүмкін:

$$q_o = 15\gamma_o Q_o C_o(\Delta T) \tag{8.6}$$

Әдеттегідей, су саны мұнай көлемінен пайыздармен беріледі (яғни, $Qw = wQo$, ондағы *w* – су пайызы). Соған сәйкес,

$$q_w = 15\gamma_w wQ_o C_w(\Delta T) \tag{8.7}$$

Жылуды жоғалтуы, әдетте, жылуды жалпы ендірудің пайыздарында

көрсетіледі.

Егер *l* – жылуды жалпы жоғалтудың пайызы болса, онда

$$q_l = lq \tag{8.8}$$

q = *qo* + *qw* + *ql* болғандықтан, 8.6 дан 8.8 дейін теңдесулерді қоса отырып және *q* үшін шеше отырып, келесіні аламыз

$$q = \frac{1}{1-l} 15 Q_o (\Delta T)(\gamma_o c_o + w\gamma_w c_w) \frac{\text{Btu}}{\text{h}} \tag{8.9}$$

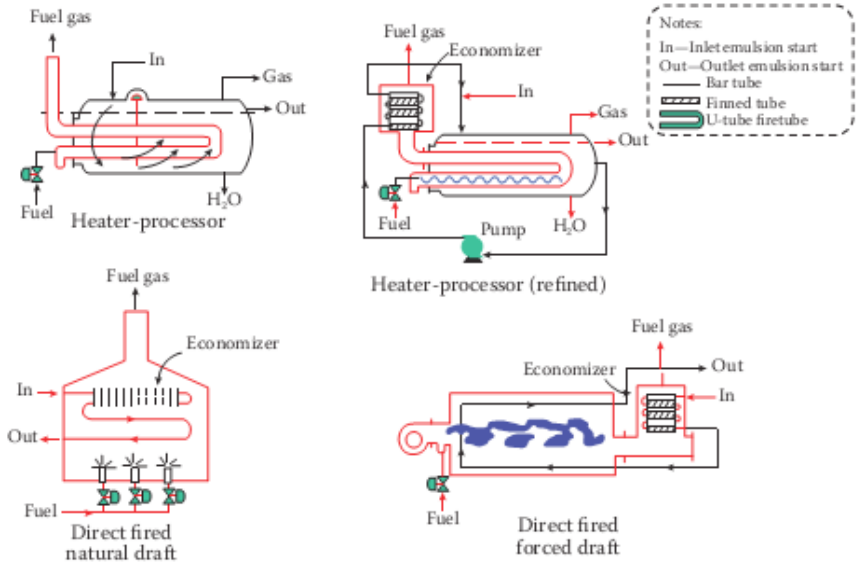
ондағы *l* – жылуды жоғалтудың пайызы (фракция); *Qo* – мұнай ағымының жылдамдығы (баррель/күн); Δ*T* – жылыту нәтижесіндегі температурасының көтерілуі (°F); *γo* және *γw* – соған сәйкес, мұнай мен судың үлестік салмағы; *co* және *cw* – соған сәйкес, мұнай мен судың үлестік жылу мөлшерлері; және *w* – мұнайдағы судың көлемі бойынша (фракцияның) пайызы. 8.9-теңдесу оттықтың талап етілетін жылу ауыртпалығын бағалау үшін қолданылады.

8.4.4 Термоажыратқыштар түрлері

Далалық жылытқыштар мен термоажыратқыштардың әр түрлі типтері 8.7-суретінде көрсетілген. Оларға тік және көлденең тазартқыштар мен тұндырғыштардың сулы резервуарлары енген.

Тік тазартқыштар әдетте жалғыз ұңғымаларды тазартқыштар ретінде қолданылады. Эмульсиямен бірге мұнай ағымы ондағы газ, егер ондай болса, ыдыстан жоғарға ылғалдықты бөлгіш арқылы бөлінеді және шығатын ыдыстың жоғарғы бөлігі жағынан келеді. Сұйықтық құйылысты деп аталатын құбыр арқылы төменге қарай ағады және сумұнайлы эмульсияның ағысын сумен жуу үшін су-мұнай таратудың беткейінен аздап төмен орналасқан ағыс кеңейткіш арқылы шығады. Сумен жуу мұнайда өлшенген судың ұсақ тамшыларының коалесценциясында көмектеседі. Мұнай мен эмульсия түтіндік құбырларды жылытқышпен жылумен алмасуға барып, содан соң коалесценция секциясы арқылы жоғарға қарай ағады. Әдеттегідей, шөп секілді ұсақ тесіктері бар материалмен жабылған коалесценция секциясында су тамшыларын коалесценциялау және олардың мұнайдан шөгінуі үшін қажет керекті уақытты қамтамасыз ету үшін көлемдері бар. Тазартылған мұнайды содан соң тазартқыштан жинайды.

Көлденең тазартқыштар әдеттегідей ГМАҚ орталандырылған көпұңғымалық тазарту қондырғыштарда қолданылады.



Fuel gas – Отындық газ
In – Кіру
Out – Шығу
Gas – Газ
Fuel – Отын
Heater-processor – Мұнайды жылытқыш
Economizer – Экономайзер
Pump – Сорғыш
Refined – тазартылған
Direct fired natural draft – Табиғи тартуы бар тікелей жылыту
Direct fired forced draft – Күштеген тартуы бар тікелей жылыту

8.7-сурет
Далалық жылытқыштар түрлері. 182 Мұнай-газ және газ кен орындарын дайындау

Мұнай мен эмульсия ағымы газ жылдам буланууға тартылатын, бөлінетін және ыдыстан ылғалдықты бөлгіш арқылы жоғарыдан шығатын тазартқыш төбесінің жанында жылыту секциясына ендіріледі. Сұйықтық ыдыстың ішкі беткейіне қарай жанама бойынша өтеді және сумен жуылатын су-мұнай таратудың шекарасынан төмен құлайды. Сумен жуу коагуляция мен еркін судың бөлінуін болдырады. Мұнай мен эмульсия түтіндік құбырлармен жылумен алмасып жоғарыға қарай көтеріледі және ағыс арқылы мұнайдың теңдеуші камерасына құйылады. Ыстық мұнай мен эмульсия мұнайдың теңдеуіш камерасынан ыдыстың

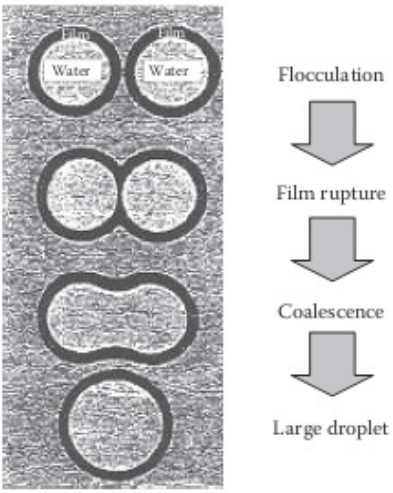
табаны жағынан шығады және коалесценция секциясының барлық ұзындығы бойынша мұнай ағысының бірдейлігін қамтамасыз ететін ағымның кеңейткіші арқылы тазартқыштың коалесценция секциясына түседі. Мұнай ыдыстан коллектор арқылы жойылатын жоғарға қарай ағады. Реттеу-жинау жүйесі мұнай ағымына тік болуға мүмкіндік береді. Бұл тазартқыш секциясының коалесценция үшін ұсталу мен судың мұнайдан шөгіну үшін қажетті уақытты қамтамасыз ету үшін көлемдері бар. Бөлінген су тазартқыштан екі жерден алынады: бірі – жылыту секцияның төменгі бөлігінде, ал екіншісі – коалесценция секциясының төменгі бөлігінде. Фазаларды таратудың деңгейін реттеушілер екі шығу клапандарын басқарады.

Тұндырғыштардың сулы резервуарлары – бұл негізінде атмосфералық қысымда жұмыс істейтін үлкен диаметрдегі тік резервуарлар. Олар, әдеттегідей, эмульсияны бөлу үшін талап етілмейтін немесе минималды жылыту талап етілетін шағын кен орындар үшін қолданылады. Жылыту қажет кезде ең көп таралған тәсіл мұнай мен резервуарға түсу алдындағы эмульсияны алдын-ала жылыту болып табылады. Мұнай мен эмульсияның ағымы резервуарға (газ буланатын және бөлінетін) жоғарғы бөлікте ағызатын құбырға құйылады. Ол ағызатын құбырдан су-мұнай таратудың беткейінен төмен орналасқан кеңейткіш арқылы шығады және көлденең қималы үлкен ауданы бар цистерна арқылы аға отырып, жоғарыға қарай тік көтеріледі. Мұнай мен эмульсия көтеріле отырып, олар алдымен су тамшыларын коалесценциялау үшін сумен жуылады. Содан соң олар мұнай ағысына қарасты кері ағыспен ағатын және ыдыстың төменгі бөлігінде жиналатын су тамшыларын бөлуді қамтамасыз ету үшін жеткілікті уақыт ішінде салқындату секциясында ұсталады.

8.5 Химиялық өңдеу

8.3-тарауда айтылғандай, кейбір мұнай эмульсиялар қандай да болса химиялық заттарды қоспасыз жылыту кезінде жеңіл бұзылады; басқалары жылусыз химиялық өңдеуге орай әрекет етеді. Екі *қосымша құралдардың* бірлесуі, әрине, эмульсиялық бұзылу процесін жылдамдатады. Екінші құрал ретінде мойындалған химиялық қоспалар салыстырмалы түрде жоғары молекулярлық салмақтағы полимерлері бар арнайы беткейлік-белсенді заттар болып табылады. Бұл су-мұнай тарату шекарасында адсорбталған химиялық заттар (деэмульгаторлар) беткейлк созылудың төмендету есебінен тұрақтандыратын пленканы жырту және тұрақтандыратын агентті пленканың ішкі жағына (яғни, су тамшысы жағына) қарай орнынан ысыру мүмкін. Басқаша айтқанда, деэмульга-

торларды мұнайға қосқан кезде, олардың су-мұнай тарату шекарасына қарай көшу және тұрақтандыру пленкасын жырту үрдісі бар.



Flocculation – флокуляция
Film rupture – абықшаның жарылуы
Coalescence – коагуляция
Large droplet – Үлкен тамшым

8.8-сурет
Деэмульгаторлар мұнайдың үлкен тамшыларына қалай алып барады.

Деэмульгатор, су-мұнай тарату беткейіне жетіп, келесі сұлба бойынша әрекет етеді: коагуляция, содан соң пленканы жырту, ал сосын коалесценция. Деэмульгатор су-мұнай тарату беткейіне жылдам жеткен сайын, ол одан да жақсы нәтижелерге жетеді. 8.8-сурет осы қадамдарды көрсетеді.

8.5.1 Химиялық құралдарды (деэмульгаторларды) таңдау және айдау

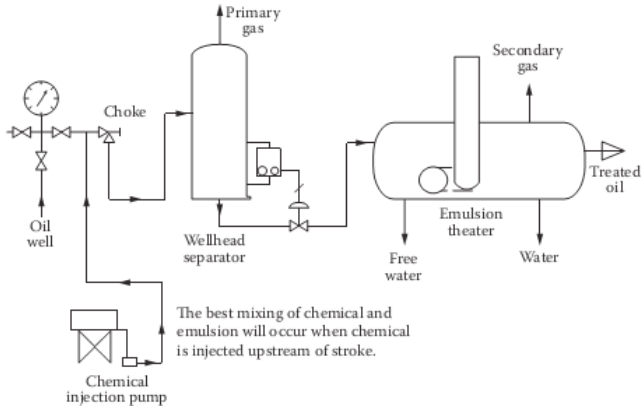
Мұнайды өңдеу үшін сәйкес химиялық заттарды таңдаудағы ең алғашқы қадам – бұл мұнай үлгісін тестілеу. Өзіндік үлгі бутылкалардың (12 және одан да көп) санымен өлшенеді. Әр бутылкаға эмульсия мен химикат жақсы араласуын қамтамасыз ету үшін одан әрі шайқаумен әр түрлі химиялық заттардың бірнеше тамшыларын қосады. Жылу қажетті жағдайда қолданылу мүмкін. Дұрыс химиялық затты соңғы таңдауы суды алып тастау қаншама толық болғанын анықтау үшін

мұнай үлгісін тестілеуге негізінделеді.

Практикалық тұғырдан мұнай деэмульгаторлардың көбісі суда емес, мұнайда еритін болып табылады. Сондықтан айдау үшін ерітіндінің үлкен көлемі болу мақсатында және толық араласуын қамтамасыз ету үшін химиялық затты еріткішпен араластыруы ұсынылады.

Деэмульгаторларды ендіру нүктесі көбіне қолданылатын заттың түріне тәуелді болады. Суда еритін деэмульгатор жағдайында айдау еркін суды алып тастаудан кейін жүзеге асырылады; кері жағдайда химиялық заттың көптеген бөлігі су ағысында жоғалады. Бүркудің үш нүктесі ұсынылады:

1. Қатты шайқалу болып жататын ысырмадан жоғары, өйткені қысым ұңғыманың атырауынан газ-мұнай ажыратқышқа сай қысымға дейін төмендейді. Ол айдаудың идеалды орны болып есептеледі. Бұл 8.9-суретінде көрсетілген.



Primary gas – Бастапқы газ
Secondary gas – Қайтарым газ
Treated oil – Пайдаланылған мұнай
Water – Су
Emulsion theater – Су эмульсаторы
Free water – Еркін су
Wellhead separator – Сағалық ажыратқыш
The best mixing of chemical and emulsion will occur when chemical is injected upstream of stroke – Химиялық заттар мен эмульсияны ең жақсы араласуы химиялық заттар плунжердың тақттік жылжуының ағымын бойынша жоғарыға қарай қысатын кезде болады.
Chemical injection pump – Химреагентерді бүрку үшін сорғыш
Oil well – Мұнай ұңғымасы
Choke – Кедергіш

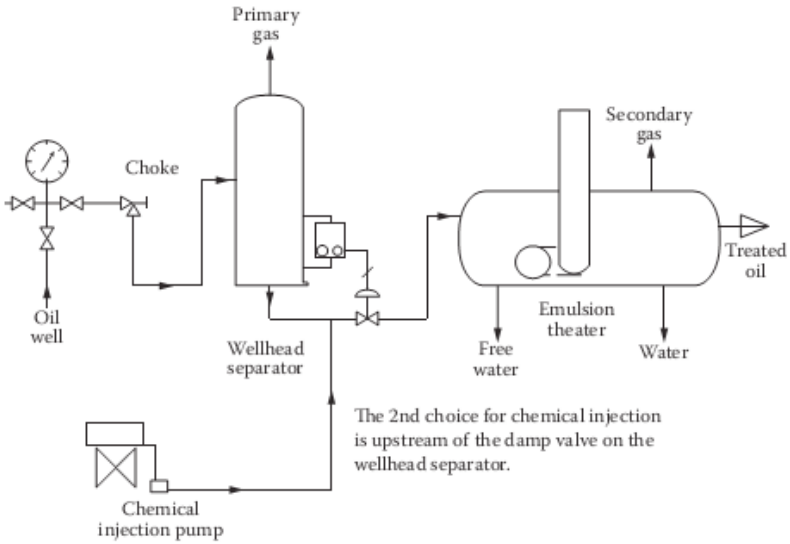
8.9-сурет
Химреагенттерді ысырмаға дейін бүрку.

2. 8.10-суретте көрсетілгендей, қысымның төмендеуіне байланысты клапандағы араласуы өтетін ажыратқышқа деңгейді реттеу клапанның ағымы бойынша жоғарылау.

3. Газ-мұнай ажыратқыш тазарту жүйесіне кірмейтін жағдайы үшін бүрку нүктесі деэмульсатордан 200-250 футқа орналасады.

Химиялық заттар шағын химиялық сорғыштың көмегімен қолданылады және ендіріледі. Сорғыш тасымалданатын плунжер түрінде болады. Химиялық сорғыштың деэмульгатордың шағын санын мұнай желісіне жеткізуге мүмкіндігі болу қажет. Өңдеудің нормаға сай жағдайларында мұнайдың әр 15-20 $м^3$ химиялық реагенттің 1 л. (немесе мұнайдың 100 барреліне шамамен 1 кварта) қолданылады. Химиялық заттарды сәйкес ерітінділерімен араластыру қажет. Мұнайдың түріне байланысты химиялық заттардың талап етілетін ерітіндінің қоюлануы 10-нан 60 мг/$м^3$ дейінгі (миллионға бөліктер) арасында өзгеріледі. Химиялық деэмульгаторлар (эмульсияны бұзушылар) беткейлік-белсенді қасиеттерімен күрделі органикалық қосылыстары болып табылады. Неион, катион және анион заттардың қосылуы беткейлік-белсенді қасиеттерге әсерін тигізеді. Деэмульгаторлардың кейбірі сульфонаттар, полигликолдық эфирлер, полиаминдер және көптеген басқалары болып табылады.

Химиялық заттардың артық саны зиян келтіру мүмкін екенін білу қажет. Өте көп химиялық заттарды, әдеттегідей, қайта өндіру деп атайды. Қажеті жоқ қосымша пайдалану шығындарға қосымша артық тазартуы *эмульсияны өртеу* (яғни, бұзылмайтын немесе нығыз эмульсия) ретінде танымалы жағдайға алып бару мүмкін.



Primary gas – Бастапқы газ
Secondary gas – Қайтарым газ
Treated oil – Пайдаланылған мұнай
Water – Су
Emulsion theater – Су эмульсаторы
Free water – Еркін су
Wellhead separator – Сағалық ажыратқыш
The 2nd choice for chemical injection is upstream of the damp valve on the wellhead separator – Сағалық айырғыштағы демпфирленген клапанның жоғарғы ағымдағы химикаттарды енгізудің екінші таңдауы
Chemical injection pump – Химреагентерді бүрку үшін сорғыш
Oil well – Мұнай ұңғымасы
Choke – Кедергіш

8.10-сурет

Химиялық реагенттерді газ-мұнай ажыратқыштың реттеу клапанынан ағыс бойынша жоғарыға қарай ендіру.

8.6 Электр құрал-жабдықты қолдану

Электр тоғы эмульсияны шикі мұнайды дегидратациялауында өңдеудің үшінші қосымша элементі болып табылады. Дегенмен, жылыту мен химиялық өңдеу *эмульсияны бұзу* үшін қызмет ететінін, сонымен қатар эмульсияны электрлік өңдеуі коалеценцияны жылдамдатуға, соған сәйкес, шөгінуіне бағытталғанын түсіну керек. Басқаша айтқанда, электрлік сусыздандыру электр жағынан эмульсияны бұзбайды.

Эмульгирленген шикі мұнайды дегидратациялауында (эмульсияны бұзу, су тамшыларын коалеценциялау, шөгіну мен бөліну) қатысатын

үш кезекті кезеңдерге қарай отырып, бірінші мен үшінші қадамдар екіншімен салыстырғанда жылдамырақ болу жағдайында, коалесценция – бұл басқару кезеңі туралы қорытынды жасауға болады. Басқаша айтқанда, уақыт қызметі болып табылатын коалесценция шөгінуге әсерін тигізеді.

Соған сәйкес, дегидраторларды жобалау кезінде коалесценция уақытын, яғни, тұндыру уақытын қысқарту үшін кейбір құралдар жүзеге асырылу керек. Осы құралдардың кейбірі эмульсияға бөлінуге мүмкіндік беретін центробеждік күшін қолдана отырып, су тамшыларын пайда болу және жинауын жылдамдату үшін шөгіну секциясында коалесцерлейтін ортаны орнату және деэмульгатордың шөгіну секциясындағы электр алаңын қолдану.

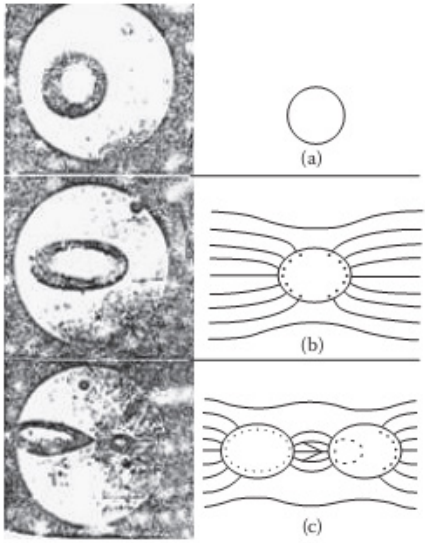
Электр тоғын пайдалана отырып, мұнай-су эмульсияны бұзу негізінде жатқан принцип электрстатикалық ажыратқыш деп аталады. Осы эмульсияларды электр алаңы көмегі арқылы иондандыруы мұнай өндіру зауыттарында шикі мұнайды тұзсыздандыру үшін 1930 жылы ендірілген. Жоғары кернеу алаңы (10000-нан 15000 В дейін) келесі кезеңдерге сай сусыздандыруға көмектесу үшін пайдаланылады:

1. Су тамшысы полярлы молекулдарынан тұрады, өйткені оттегі атомының кері қуаты бар, ал сутегі атомдарының оң қуаты бар. Бұл полярлық күштер магниттелінеді және сыртқы электр алаңының күшіне әрекет етеді. Сондықтан қосылуға, соған сәйкес, шөгіну мен бөлінуге алып баратын эмульсиядағы су тамшылары арасында тартылу диполі орнатылады.

2. Жоғары кернеу алаңның әрекет ету нәтижесінде су тамшылары, тұрақтандыратын пленканы әлсірету мен бұзуын тудыра отырып , тез дірілдейді.

3. Су тамшыларының беткейі кеңейеді (олардың пішімдері эллипсоидтерге айналады); сонымен, бір біріне тартыла отырып, олар бір біріне соғады, ал содан соң 8.11-суретінде көрсетілгендей, қосылады.

4. Су тамшыларының бірлесу бойынша олардың көлемдері, деэмульсатордың төменгі бөлігінде шөгіне отырып, бөліну үшін олар айтарлықтай ауыр болғанша, өседі.



8.11-сурет
Эмульсияны электр тоғымен бұзу. (a) Тұрақтандыру пленканы бұзу, (b) су беткейін эллипсоидтке кеңейту, және (c) судың екі тамшысының тартылуы.

8.7 Химиялық электрдегидраторлар (Деэмульсаторлар)

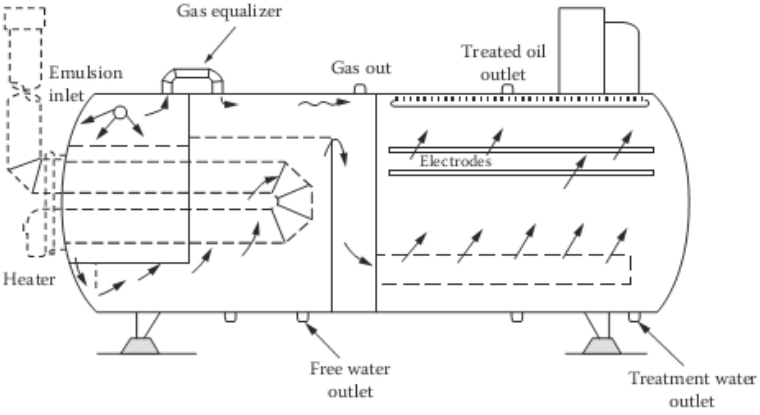
Деэмульсаторларды *термоажыратқыштар* деп атауға болады. Бірақ өңдеудің басқа немесе қосымша көмектесу құралдарын пайдалану кезінде тазартқыш атауы осы көмектесу құралдардың түрін көрсету керек. Соған сәйкес, *химиялық-электр дегидратор* деген атау өңдеуде химиялық та, электрлік те құралдар (жылытуға қосымша) қолданылатынын көрсетеді.

8.12-суретте типтік химиялық-электрлік дегидратордың сұлбасы көрсетілген. Мұнай жылытқаннан кейін ол шөгіну секциясына қарай ағады. Еркін су эмульсиядан ажыратылады (жылу мен химиялық заттардың әсерінен) және табанына шөгінеді. Мұнай шөгіну секциясындағы электр тор арқылы өтіп, баяу жоғарыға қарай жылжиды, онда, 8.3-тарауда сипатталғандай, эмульгациялы судың қалдықтары бөлінеді. Және, ақырында, таза мұнай деэмульсатордың жоғарғы бөлігінде ағады.

Эмульгациял судың көптеген бөлігі мұнай электр торына қарай өткенге дейін, жылу мен химиялық заттардың екі еселік әрекетімен жой-

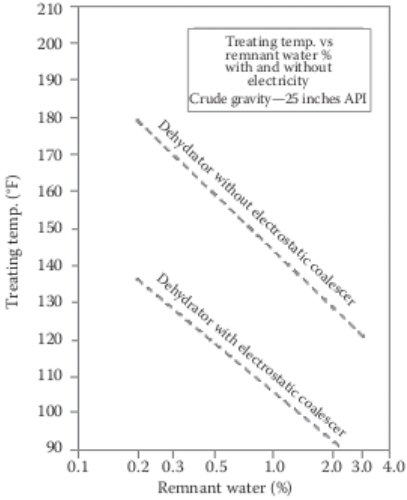
ылатынын нақтылау керек. Мұнайдағы судың мағынасы торға түскенше 1% - 0.5% дейін азаю мүмкін.

Электр алаңын қолдануы деэмульсатордың өнімділгіне айтарлықтай әсерін тигізеді. Бұл электр алаңын қолдану кезінде деэмульгацияны жақсартуы көрстеліген 8.13-суретте бейнеленген.



Emulsion inlet – Эмульсияның реттеуі
Gas equalizer – Газ реттегіш
Gas out – Газдың шығуы
Treated oil outlet – Тазартылған мұнай шығуы
Heater – Жылытқыш
Free water outlet – Еркін судың шығуы
Treatment water outlet – Пайдаланған суды ағызуы

8.12-сурет
Химиялық-электрлік дегидратор.



Treating temperature (0F) – Қолданылатын температура (0F)
Treating temp. vs remnant water % with and without electricity – электр қуатымен және электр қуатсыз қалдық судағы % қолданылатын температура
Crude gravity- 25 inches API – мұнай 25 дюйм
Dehydrator without electrostatic coalescer – электростатикалық су абсобері жоқ дегидратор
Dehydrator with electrostatic coalescer — электростатикалық су абсобері бар дегидратор
Remnant water – қалдық су

8.13-сурет
Электр алаңының коалесценцияға әсері.

8.8 Деэмульсаторлар дизайны

Осы талқылауда біз коалесценция секциясының көлемі мен жылуды ендіру талаптарын анықтауын қарастырумен шектелеміз.

Өңделген мұнайдың белгілі сапасына (яғни, судың мағынасының белгілі максимумына) жету үшін біз жойылуға жататын су тамшыларының ең кіші көлемін анықтаумыз керек. Осы су тамшыларының көлеміне эмульсия температурасы, ұстау уақыты мен мұнайдың жабысқақтығы әсер етеді.

Эмульсияны жылыту су тамшылары бір біріне соғып одан да ірі тамшыларға біріккен өршіту жағдайына алып барады. Сонымен, эмульсия температурасын көтеру есебінен жойылуға жататын су тамшыларының көлемі өседі.

Ұстау уақытын өсіру су тамшыларына одан да әрі өсуге мүмкіндік береді. Дегенмен, ұстаудың белгілі бастапқы уақытының өтуі бойынша уақыттың әрі қарай өсуі су тамшыларының көлеміне айтарлықтай

әсерін тигізбейді. Тазартқыштардың практикалық көлемдері үшін ұстау уақытын, әдеттегідей, 10-нан 30 минутке дейін алады. Ұстаудың одан да көп уақыты әдетте одан да ауыр мұнайлармен ассоциацияланылады.

Мұнай жабысқақтығы жойылу мүмкін су тамшыларының көлеміне әсер ететін факторы болып табылады. Мұнай жабысқақтау болған сайын, негізделген уақыт кезеңі ішінде жойылу (шөгіну) мүмкін тамшылардың көлемі үлкен болады. Тхро және Арнольд мақаласында (1994) (өндірілген мұнайдағы судың 1% мағынасына жету үшін жойылу керек) су тамшылар диаметрін *dm* мұнай жабысқақтығымен байланыстыратын келесі теңдесулер далалық деректерді пайдаланумен жасалған:

$$\text{For } \mu_o < 80 \text{ cP}; d_m = 200\mu_o \text{ μm} \tag{8.10}$$

Электрстатикалық тазартқыштар үшін,

$$3 \text{ cP} < \mu_o < 80 \text{ cP}; d_m = 170\mu_o \text{ μm} \tag{8.11}$$

Алдындағы формулалар өте қиын алынатын нақты зертханалық өлшемдердің жоқ болу кезінде пайдалы болады.

Жойылуға жататын су тамшыларының алдындағы теңдесулерде анықталған көлемдері үшін деэмульсатордағы коалесценция/шөгіну секциясының көлемдері осындай су тамшыларының шөгіну үшін жеткілікті болу, сонымен қатар ұстаудың талап етілетін уақытын қамтамасыз ету тиіс. Осы екі шарттар көлденең және тік деэмульсаторлар үшін келесі бөлім тармақтарында нақты сипатталғандай, деэмульсаторлардың көлемін анықтайды.

8.8.1 Көлденең деэмульсаторлардың көлемін анықтау

8.8.1.1 Су тамшыларының максималды шөгінуі

Шөгіну теңдесуден бастайық (8.3-теңдесуі):

$$u = 1.787 \times 10^{-6} \frac{(\Delta\gamma)d_m}{\mu_o} \text{ ft/S}$$

Бұл теңдеу су тамшыларының шөгудің соңғы жылдамдығын береді. Шөгу үшін мұнайды жоғарыға қарай көтерудің орташа жылдамдығы судың шөгіну жылдамдығынан аспау керек. Мұнайдың орташа жылдамдығы *uo*, мұнайды көлемді жұмсауын *Qo* ағымның көлденең кесу көлеміне *A* бөлу жолымен алынады.

Егер *D* – деэмульсатордың дюймдағы ішкі диаметрі болса, ал *L* – коалесценция/шөгіну секциясының тиімді футтағы ұзындығы. Онда,

$$u_o = \frac{Q_o(\text{bbl/day}) \times 5.61(\text{ft}^3/\text{bbl}) \times 1.1574 \times 10^{-5}(\text{day/s})}{(D/12)L}$$

$$u_o = 7.792 \times 10^{-4} \frac{Q_o}{DL} \frac{\text{ft}}{\text{s}}, \quad (8.12)$$

uo (8.12-теңдесу) *u* (8.3-теңдесу) теңестіре отырып, келесіні аламыз

$$DL = 436 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma) d_m} \text{ in ft} \quad (8.13)$$

8.8.1.2 Максималды ұстау уақыты

Ұстау уақыты, *t*, алынған мұнай коалесценция/тұндыру секциясы көлемін *Vo*, мұнай шығыны көлеміне *Qo,* бөлу арқылы алынуы мүмкін. Егер мұнай коалесценция/тұндыру секциясының тек 75% алатындығын болжасақ,

$$t = \frac{0.75(\pi D^2 L/4 \times 144)}{5.61 Q_o \times 6.944 \times 10^{-4}(\text{day/min})} \text{ min.}$$

*D*2 *L* үшін шеше отырып

$$D^2 L = \frac{Q_o t}{1.05} \text{ in}^2 \text{ ft} \quad (8.14)$$

аламыз.

8.8.1.3 Көлемін анықтау тәртібі

Келесі процедура, негізінен, деэмульсатор коалесценция/тұндыру секциясының минималды көлемін және жанарғы рейтингін анықтауға бағытталған. Мұндай ақпараттар өндірушілер үшін және жеткізушілерден алынған бағаларды есептеу үшін құрал-жабдықтардың ерекшеліктерін дайындау кезінде өте пайдалы. Өндірушілер деэмульсатор көлемі мен толық жобалауды қамтамасыз етеді.

1. Ағашқы қадам өңдеу температурасын анықтауы тиіс. Ол лабораториялық сынаулар негізінде жақсы анықталады. Деэмульсатордың практикалық өлшемдерімен қатар оңтайлы өңдеу температуралары мұнай көлемі мен сапасының барынша аз шығынын қамтамасыз етуі тиіс. Егер лабораториялық мәліметтер жеткіліксіз болса, өңдеу температурасы тәжірибе негізінде анықталуы мүмкін. Мұндай жағдайда, дайындау (келесі қадам) түрлі қабылданған өңдеу температуралары үшін орындалуы мүмкін және алайда, түпкілікті шешім жобалау нәтижелерін талдау

негізінде қабылданады.

2. Жойылуы тиіс су тамшысы диаметрін анықтаймыз (8.10 теңдігі немесе 8.11. теңдігі арқылы).

3. Барынша жоғары шөгуді қанағаттандыратын *D* және *L* арасындағы байланысты алу үшін 8.13. теңдігін пайдаланамыз. *D* түрлі мәндерін қабылдаймыз және осы байланыстағы тиісті *L* мәнін анықтаймыз.

4. Максималды ұстау уақытын қанағаттандыратын *D* және *L* арасындағы басқа да байланыстарды алу үшін 8.14. теңдігін пайдаланамыз. 3-қадамда қабылданған *D* мәні үшін осы байланыстағы тиісті *L* мәнін анықтаймыз.

5. Алдыңғы екі қадамнан алынған нәтижелерді салыстырамыз, шөгу, сонымен бірге максималды ұстау уақытын қанағаттандыратын *D* және *L* комбинациясын таңдаймыз

6. Өңдеудің таңдалған температурасы үшін қажеттілікті анықтау үшін 8.9 теңдігін пайдаланамыз.

8.1-мысал

Келесі жағдай үшін көлденең термосепараторы коалесценция/тұндыру секциясы көлемін және жылу қажеттілігін анықтаймыз:

Мұнай ағыны жылдамдығы:	7000 ББД
ООВ кіру	15%
ООВ шығуы	1%
Мұнайдың меншікті салмағы:	0.86
Мұнайдың жабысқақтығы:	85°F кезінде 45 сП 105°F кезінде 20 сП 125°F кезінде 10 сП
Судың меншікті салмағы	1.06
Мұнайдың меншікті жылусыйымдылығы:	0.5 БТЕ/фунт °F судың меншікті
жылусыйымдылығы:	1.1 БТЕ/фунт °F
Шығу температурасы:	85°F
Ұстау уақыты:	20 мин.
Өңдеу температурасы:	105°F, 125°F және қыздырусыз тексеріңіз

Шешуі

Өңдеудің әрбір температурасы үшін су тамшысы диаметрін анықтау үшін 8.10. теңдігін пайдаланамыз:

$$\text{For T} = 125°\text{F}: \quad d_m = 200\,\mu_o = 200(10)^{0.25} = 356\ \mu\text{m}$$

$$\text{For T} = 105°\text{F}: \quad d_m = 200\,\mu_o = 200(20)^{0.25} = 423\ \mu\text{m}$$

$$\text{For T} = 85°\text{F}: \quad d_m = 200\,\mu_o = 200(45)^{0.25} = 518\ \mu\text{m}$$

Температураның меншікті салмаққа ықпалына көңіл аудармай, әрбір өңдеу температурасы үшін барынша жоғары шөгуді анықтау үшін 8.13 теңдігін пайдаланамыз:

$$\text{For } T = 125°\text{F};\ DL = 436\frac{Q_o\mu_o}{(\Delta\gamma)d_m} = 436\frac{7000\times 10}{0.2\times 356^2} = 1204\ \text{in ft} \qquad (8.15)$$

$$\text{For } T = 105°\text{F};\ DL = 436\frac{Q_o\mu_o}{(\Delta\gamma)d_m} = 436\frac{7000\times 20}{0.2\times 423^2} = 1706\ \text{in ft} \qquad (8.16)$$

$$\text{For } T = 85°\text{F};\ DL = 436\frac{Q_o\mu_o}{(\Delta\gamma)d_m} = 436\frac{7000\times 45}{0.2\times 518^2} = 2559\ \text{in ft} \qquad (8.17)$$

8.14. теңдігінің көмегімен барынша үлкен ұстау уақыты үшін байланысты анықтаймыз:

$$D^2L = \frac{Q_o t}{1.05} = \frac{7000\times 20}{1.05} = 133{,}333\ \text{in}^2\ \text{ft} \qquad (8.18)$$

D үшін түрлі мәндерді қабылдаймыз және 8.15. және 8.18 теңдіктерінен тиісті *L* мәнін анықтаймыз. Нәтижелер келесі кестеде біріктірілді және салыстыру үшін келтірілді.

D **(дюйм)**	***L*** **(фут) (8.18теңдігі**	***L*** **(фут) (8.17теңдігі**	***L*** **(фут) (8.16теңдігі**	***L*** **(фут) (8.15 теңдігі**
60	37.04	42.65	28.43	20.07
72	25.72	35.54	23.69	16.72
84	18.90	30.46	**20.31**	14.33
96	14.47	26.66	**17.77**	12.54
108	11.43	23.69	**15.80**	11.15
120	9.26	21.33	**14.22**	**10.03**
132	7.65	19.39	**12.92**	**9.12**
144	6.43	17.77	**11.85**	**8.36**
156	5.48	16.40	10.94	**7.72**

Кестелік/графикалық нәтижелерді талай отырып, келесідей қорытынды жасаймыз:

• Графика саласындағы ұстаудың қисық уақытынан төмен болатын кез-келген *D және L* комбинациясы қолайлы болып табылмайды. .

• Кестеде таңдалған деэмульсатор диаметрлері үшін тек қалың таңбамен көрсетілген *L* мәні қолайлы болып табылады, себебі олар екі жағдайды да: шөгуді де, максималды ұстау уақытын да қанағаттандырады.

• Өңдеу температурасының жоғарылауы кезінде коалесценция/шөгу секциясы көлемі азаяды.

• 125°F кезінде эмульсия өңдеудің қажеттілігі жоқ, себебі дэеэмульсатор өлшемінің азайуы маңызды мәнге ие болмайды, ал температураның артуы өңделген мұнайдың көлемі мен сапасына кері әсер етуі мүмкін.

• Осы мұнайды қыздырусыз өңдеудің әлеуеті жақсы болады, себебі деэмульсатордың талап етілетін өлшемі тиімді секілді.

• 105°F өңдеу температурасын қамтамасыз ете алатын жаңарғымен коаленценция секциясының 21 фут ұзындығына 84 дюйм диаметрін таңдау тиімді және үнемді болады.

10% жылудың келесідей жоғалатындығын болжай отырып, жылуға қажеттілікті есептеу үшін 8.9-теңдігін пайдаланамыз:

$$q = \frac{1}{1-l} 15 Q_o (\Delta T)(\gamma_o c_o + w\gamma_w c_w)$$

$$q = \frac{1}{1-0.1} 15 \times 7000(105-85)(0.86 \times 0.5 + 0.15 \times 1.06 \times 1.1)$$

$$= 1,411,433 \text{ Btu/h}$$

Осылайша, қуаттылығы 1,5 млн. БТЕ\с жанарғы жақсы таңдау болады.

Далада деэмульсатор қондырғаннан кейін оператор барынша аз қыздырумен қажетті өңдеуді қамтамасыз ететін оңтайлы жұмыс жағдайын анықтағанға дейін, өңделген мұнай үлгілерін тексеру кезінде түрлі баптаулар кезінде деэмульсаторларды пайдаланатын болады. Пайдалану жағдайын оңтайландыру сол жердегі өзгеріп отыратын жағдайларға бейімделу үшін көбірек жүргізуді қажет ететін маңызды іс-шара болып табылады.

8.8.2 Тік деэмульсаторлардың өлшемін анықтау

8.8.2.1 Су тамшысының максималды шөгуі

Көлденең деэмульсаторлар үшін жүргізілген талдаулар тәрізді біз шөгу теңдігінен бастаймыз (8.3 теңдігі):

Бұл теңдік су тамшысының шөгуінің түпкілікті жылдамдығын береді. Шөгу үшін мұнайдың жоғары көтерілуінің орташа жылдамдығы судың шөгу жылдамдығынан аспауы тиіс. Мұнайдың орташа жылдамдығы, *u*o, мұнайдың шығын көлемін *Qo* деэмульсатордың көлденең қимасы ауданы да болып табылатын *A*, ағының көлденең қимасы ауданына бөлу арқылы алынады. $A = (\pi/4)(D/12)2$. Тиісінше,

$$u_o = \frac{Q_o(\text{bbl/day}) \times 5.61(\text{ft}^3/\text{bbl}) \times 1.1574 \times 10^{-5}(\text{day/s})}{(\pi/4)(D/12)^2}$$

$$u_o = 1.19 \times 10^{-2} \frac{Q_o}{D^2} \frac{\text{ft}}{\text{s}} \tag{8.19}$$

Uo теңдігін (8.19 теңдігіне) *u үшін* (8.3 теңдігі) пайдалана отырып, аламыз

$$D^2 = 6665 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma) d_m^2} \text{ in ft} \tag{8.20}$$

8.8.2.2 Максималды ұстау уақыты

Ұстау уақыты, *t*, мұнай алып жатқан коалесценция/шөгу секциясы көлемін *Vo*, мұнай шығыны көлеміне *Qo* бөлу арқылы алынуы мүмкін. Мұнда *H* – коалесценция/шөгу секциясы биіктігі болады (дюймда); онда,

$$t = \frac{(\pi D^2/4 \times 144)(H/12)}{5.61 Q_o \times 6.944 \times 10^{-4}(\text{day/min})} \text{ min}$$

*D*2*L* үшін шеше отырып, аламыз

$$D^2 H = 8.575 Q_o t \text{ in}^2 \text{ft} \tag{8.21}$$

8.20 және 8.21 теңдіктері де су резервуарлары үшін де пайдаланылуы мүмкін. Соған қарамастан, резервуар диаметрі 48 дюймнан артық болған кезде, теңдікті ықшамдап есептеу үшін коэффицентке (1,0 астам) көбейткен дұрыс.

8.8.2.3 Өлшемді анықтау тәртібі

Көлденең деэмульсаторларға ұқсас келесі процедура негізінен, деэмульсатор коалесценция/шөгу секциясының минималды өлшемін және жаңғы рейтингін анықтауға бағытталған.

1. Деэмульсатордың қолданыстағы өлшемімен қатар, мұнай сапасы мен көлемінің минималды шығынын қамтамасыз ететін өңдеудің оңтайлы температурасын анықтаймыз. Егер бұл қол жетімсіз болса, дайындау (келесі қадам) өңдеудің түрлі қабылданған температуралары үшін орындалуы мүмкін және түпкілікті шешім алынған нәтижелерді талдау негізінде қабылданады.

2. Жойылуы тиіс су тамшысы диаметрін анықтаймыз (8.10 немесе 8.11. теңдіктері арқылы).

3. Максималды шөгу шартын қанағаттандыратын D деэмульсатордың минималды диаметрін алу үшін 8.20 теңдігін пайдаланамыз.

4. Түрлі болжамды өңдеу температуралары үшін алдыңғы қадамдарды қайталаймыз және әрбір өңдеу температурасы үшін D мәнін анықтаймыз.

5. Максималды ұстау уақытын қанағаттандыратын D және H арасындағы қатынасты алу үшін 8.21 теңдігін пайдаланамыз. Содан кейін, түрлі D мәндерін қабылдап, осы қатынастағы тиісті H мәнін анықтаймыз.

6. Шөгуді де, сонымен бірге максималды ұстау уақытын қанағаттандыратын өңдеудің әрбір температурасы үшін D және H комбинациясын анықтау үшін нәтижелерді талдаймыз.

7. Өңдеудің таңдап алынған температурасы үшін жылу қажеттілігін анықтау үшін 8.9 теңдігін пайдаланамыз.

8.2-мысал

8.1-мысалдағы шарттармен бірдей шартта ұңғымадағы ағын жылдамдығы 1200 БВД құрайтындығын ескере отырып, жылуға қажеттілікті және тік термосепаратордағы коалесценция/шөгу секциясы көлемін анықтаймыз.

Шешуі

8.20 теңдігінің көмегімен өңдеудің үш температурасы кезіндегі минималды диаметрді анықтаймыз:

For $T = 85°F$;

$$D^2 = 6665 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma) d_m} = 6665 \frac{1200 \times 45}{0.2(518)^2} = 6707 \text{ in}^2$$

$$D_{85} = 81.89 \text{ in.}$$

For $T = 105°F$;

$$D^2 = 6665 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma) d_m} = 6665 \frac{1200 \times 20}{0.2(423)^2} = 4476 \text{ in}^2$$

$$D_{105} = 66.86 \text{ in.}$$

For $T = 85°F$;

$$D^2 = 6665 \frac{Q_o \mu_o}{(\Delta\gamma) d_m} = 6665 \frac{1200 \times 10}{0.2(356)^2} = 3155 \text{ in}^2$$

$$D_{125} = 56.17 \text{ in.}$$

Енді ұстаудың максималды уақыты үшін 8.21 теңдігін пайдаланамыз:

$$D^2 H = 8.575 Q_o t = 8.575 \times 1200 \times 20 = 205{,}800 \text{ in}^3$$

D үшін түрлі мәндерді аламыз және алдыңғы қатынастағы тиісті *H* мәнін анықтаймыз. Нәтижелері келесідей үлгіде берілген: суреттен ұстаудың қисық уақытынан төмен болатын барлық диаметрлер мен биіктіктер қолайлы болып табылмайды. Өңдеудің үш температурасы үшін коалесценция секциясы биіктігі қисық ұстау уақытымен қиылысында мәндерді теңестіре немесе үлкен бола отырып, максималды ұстау уақытын да, сонымен қатар максималды шөгуді де қанағаттандырады. Диаметрі 66 дюйм деэмульсатор және коалесценция секциясы биіктігі 60 дюйм деп алу дұрыс таңдау болады.

Өңдеу температурасы практика жүзінде тым төмен температурада өңдеу мүмкіндігімен 105°F болады. Жаңғыны бағалау 8.9 теңдігімен анықталады.

Оқу тапсырмалары мен сұрақтарына шолу жасау

1. Келесі пайымдаулардың дұрыс жауаптарын қоршау:

a. Шикі мұнайды құрғату кезіндегі әдеттегі мақсат – құрамындағы суды азайту:

i. 0.5% көлемге дейін

ii. 5% көлемге дейін

iii. 10% көлемге дейін

iv. Жоғарыда аталғандардың біреуі де емес

b. Мұнайды суландырудың мақсаты мынада:

i. Тек бос жатқан суларды бөліп алу

ii. Мұнайдағы майландырғыш су құрамын төмендету

iii. Бос суларды бөліп алу (егер ол табылған болса) және майландырғыш су құрамын азайту.

9
Шикі мұнайды тұзсыздандыру

Шикі мұнайды өңдеу барысындағы келесі кезең тұзсыздандыру болып табылады. Шикі мұнайдағы тұз көпшілік жағдайда мұнайдағы қалдық су құрамында еріген күйде болады. Шикі мұнай құрамындағы тұз көлемі екі фактормен анықталатындығы сөзсіз:

1. Қалыпты сусыздандырудан кейін мұнай құрамында қалатын қалдық су көлемімен
2. Осы су көзіндегі тұздың бастапқы жиналуы немесе тұздылығымен

Осы тарауда кейбір негізгі құрылымдық пікірлермен қатар тұзсыздандыру процессінің бір сатылы және екі сатылы түрлері толық сипатталады. Акцент шикі мұнайды электростатикалық тұзсыздандыруға қойылады. Тұзсыздандыру операцияларына пайдалану өлшемдерінің әсері кейбір кемшіліктерді жою бойынша кеңестермен қатар талқыланады.

9.1 Кіріспе

Біз *қалдық тұз ерітіндісі* деп атай алатын табылған тұздарды жою тұзсыздандыру процессінде жүзеге асырылады. Бұл шикі мұнай құрамындағы тұз көлемін 15-тен 20 ФТБ дейін төмендетуге мүмкіндік береді (тұз фунты, натрий хлорид эквиваленті түрінде мұнайдың мың баррелімен беріледі). Мұнайды өңдеуден кейін гидратсыздандыру арқылы және тұзсыздандыру барысында шикі мұнайды тұрақтандыру және сульфидсіздендіру мүмкіндігі пайда болады, күкіртті мұнай жағайында 10-тарауда талқыланғандай болады. Бастапқы шикізаттты өңдеу брысында шикі мұнай құрамындағы тұзды жою, осы күнге дейін міндетті кезең болып табылады. Бұл әсіресе, егер тұз құрамы 20 ФТБ асып түссе, дұрыс болып табылады. Тұзсыздандыру процессі үшін аса оңтайлы орын, әдетте, мұнай өңдеу зауыттары болып табылады. Алайда, маркетинг немесе құбыр тұрбаларына талаптар қойылатын болса, жөнелту алдында, мұнай тұзын өңдеу үшін өндірістік қондырғылар орнату қажет. Тұзсыздандыру орыны мұнай өңдеу зауыттарында немесе дала жағдайында орнатылғандығы аса маңызды орын алады. Шикі мұнайдағы тұз көп жағдайда ерітілген күйде мұнайдағы қалдық тұз ерітіндісінде болады.

Қалдық тұзды су 8-тарауда сипатталған гидратсыздандыру тәсіл-

дерінің кез-келгені арқылы төмендету мүмкін болмайтын тұзды су бөлігі болып табылады. Оны әдетте суда да негізгі шөгіндіге қосады (ООВ). Бұл қалдық су шикі мұнай құрамында мұнай көлеміндегі күшті майлағыш өте ұсақ тамшы шашырандылары түрінде болатындығы түсінікті. Бұл тұзды судағы минералды тұздар негізінен натрий хлорид, кальций және магнийдан тұрады. Мұнай өңдеу зауыттарынан алынған шикі мұнайдың қысқаша сипаттамасы, 9.2-кестеде келтірілгендей, кейбір қарапайым шикі мұнайлар үшін орташа ФТБ мәнімен қатар 9,1- кестеде келтірілген.

9.1-кесте

Мұнай өңдеу зауыттарында тиелген шикі мұнай құрамы

	Диапазон	Орташа алғанда
Мұнайдағы су, % мұнай көлемі	0.1–2.0	0.3–0.5
Шикі мұнайдағы тұз құрамы ФТБ	10–250	60–130
Тұзды судағы тұз шоғыры, сс.% салмағы	0.4–25	–
Тұзды судағы тұз шоғыры, мг/м3	4000–50000	–

9.2-кесте

Кейбір қарапайым мұнай үшін ФТБ орташа мәні

Мұнай көздері	Тұздың орташа көлемі (ФТБ)
Қиыр Шығыс	8
Венесуэла	11
Пенсильвания	1
Вайоминг	5
Шығыс Техас	28
Сев. побережье Мексиканского залива	35
Оклахома және Канзас	78
Батыс Техас	261
Канада	200

9.2 Шикі мұнайдағы тұз шоғыры

Мұнайдың мыңдаған бареллыңдегі тұз фунты (ФТБ) ретінде анықталатын шикі мұнайдағы тұз көлемі мұнайда қалатын тұзды су көлемі (қалдық су) функциясы *WR* (% ООВ) және миллион бөлігіндегі (мг/м3) оның тұздылығы *SR* болып табылады. Математикалық тұрғыдан біз мұны функционалдық қатыстылық түрінде аламыз:

$$\text{PTB (Salt content)} = f(W_R, S_R)$$

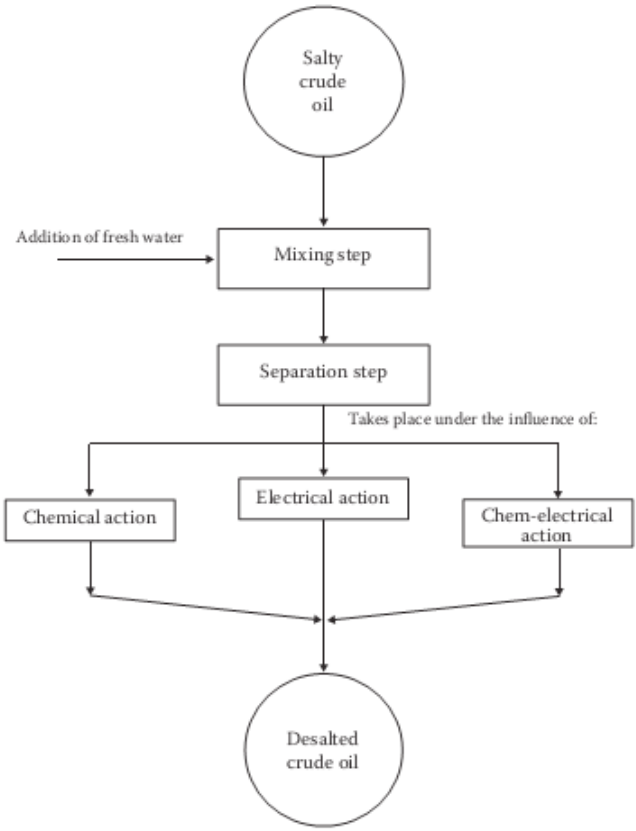
Мэннинг және Томпсон бойынша (1995), келесідей қатынастарды аламыз:

$$\text{PTB} = 350\gamma_{\text{Brine}} \frac{1000\, W_R}{100 - W_R}\left(\frac{S_R}{10^6}\right) \qquad (9.1)$$

Мұнда меншікті салмақ γ тұзды суға берілген.

Қалдық су (*WR*) көлемін төмендету есебінен ФТБ төмендету тәсілін әдетте мұнайды сусыздандыру процессіне жатқызады. Бұл 8–тараудың басты тақырыбы болды. ФТБ төмендетудің келесі балама тәсілі қалдық судағы еріген тұз көлемін барынша ұлғайту болып табылады (яғни оның шоғырлануын, *SR*). Бұл процесс осы тарауда сипатталады, ол тұзсыздандыру ретінде белгілі және кейіннен 9.1-суретте көрсетілген қосалқы құралдардың бірінің көмегімен бөлу арқылы еріту үшін суға қосу арқылы қол жеткізіледі.

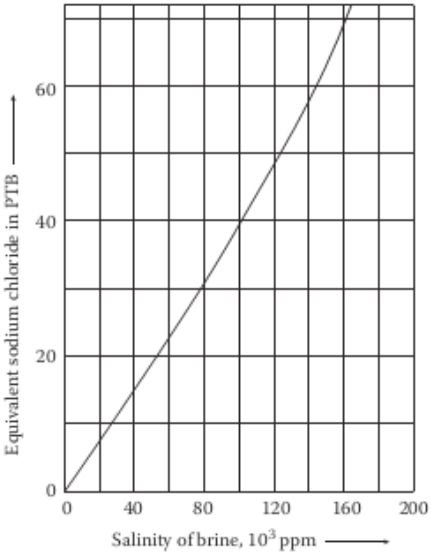
Шикі мұнайды тұзсыздандыру шикі мұнай құрамындағы минералды тұздардың болуына байланысты проблемаларды жоюға немесе барынша төмендетуге мүмкіндік береді. Бұл тұздар көбінесе жылу тасымалдағыш жабдықтардың дистилляция түйіндерінде хлоридтер тұндырады және өсу әсерін туғызады. Бұдан өзге кейбір хлоридтер жоғары температура кезінде улы тұз қышқылын түзеп, жатады:



Salty crude oil – Тұзды шикі мұнай
Addition of fresh water – Таза су қосу
Mixing step – Араласу кезеңі
Separation step – Ажырату кезеңі
Takes place under the influence of – Әсер ету арқылы жүреді
Chemical action – Химиялық әсер ету
Electrical action – Электрлі әсер ету
Chem-electrical action – Химиялық-электрлі әсер ету
Desalted crude oil – Тұзсыздандырылған шикі мұнай

9.1-сурет

Шикі мұнайды тұзсыздандыру процессінің базалық тұжырымдамасы мысалы.



Salinity of brine, 103 ppm – Тұзды судың тұздылығы, 103 мг/м3

9.2-сурет

Қалдық тұзды судың 0,1% көлеміндегі тұз құрамы.

$$MgCl_2(aq.) \xrightarrow[H_2O]{\text{High temp.}} Mg(OH)_2 + HCl \qquad (9.2)$$

Бұл тұздарды жою шикі мұнайды тазалау процессіндегі үнемді жұмыс циклін қамтамасыз етуге бағытталған. Тұз құрамын нақты ФТБ дейін төмендету. Тіпті, осындай төменгі тұз құрамында да күніне 25000 баррель шикі мұнай өңдеу күніне 65 фунтқа тең болатын хлорлы сутегі (HCl) көлемін беретіндігі анықталды.

Шикі мұнайдағы тұз құрамы келесі тәсілді пайдалану арқылы анықталуы мүмкін. Мысалы, шикі мұнай қалдығы үшін судың 1% көлемінен біздің есебіміздің негізі ретінде (тұзды су қалдығы) 1/10 деп алсақ, онда осы қалдық судағы мың барелль мұнайдағы тұз фунтында (ФТБ) берілген тұз құрамы және оның шоғырлануы немесе миллион бөлігінде берілген тұздылығы арасындағы қатынас 9.2-суретте кесте түрінде берілген. Басқа көлемдері үшін осы кестеде берілген қарапайым еселік сандар пайдаланылады. Келесі мысал осы қатынастарды пайдалануды сипаттайды.

9.1-мысал

Қалдық судың 10% көлеміндегі шикі мұнай ФТБ табу, егер оның

шоғырлануы бағалау бойынша 25°C кезінде 40000 мг/м^3 болса.

Шешуі

Мысал екі тәсіл арқылы шешіледі: олардың бірі 9.2.-суретке негізделген, ал екінші тәсіл негізгі есептерді пайдаланады.

1. 9.2-суреттен көріп отырғанымыздай, тұздылығы 40000 мг/м^3 қалдық судың 0,1% шикі мұнай ФТБ 14 ФТБ тең болады. 10% қалдық су құрайтын шикі мұнай үшін 9.2-суреттен алынған ФТБ көлемін 100 көбейту қажет, осылайша бұл шикі мұнай құрамында 1400 ФБТ бар.

2. Негіз ретінде 1000 баррель сулы мұнайды аламыз; ООВ = 10%, ал тұзды су шоғыры = миллиондағы 40000 бөлігінде = 4%. Онда,

$$\text{Мұнайдағы су көлемі} = (1000)0.1 = (100\ \text{bbl})(5.6\ \text{ft}^3/\text{bbl}) = 560\ \text{ft}^3$$

Енді тұзды су тығыздығы 9.3-кесте бойынша бағаланады. 4% шоғырлану үшін және 25°C кезінде тығыздық 1,0253 г/см3 тең, немесе 63,3787 фунт/фут3. Тиісінше,

Судың салмағы = (560 фут3) 63,3787 фунт/фут3 = 35828 фунт

Судың осы салмағында табылған тұз көлемі NaCl, (35828) (40 000)/106 = 1433 фунтқа тең. Себебі біздің негізіміз - 1000 баррель мұнай, тұз құрамы 1433 ФТБ.

3. 9.1 теңдігін пайдалана отырып, аламыз

$$\text{PTB} = 350\gamma_{\text{Brine}}\frac{1000\,W_R}{100 - W_R}\left(\frac{S_R}{10^6}\right)$$

$$\text{PTB} = (350)(1.0253)\frac{1000(10)}{100 - 10}\left(\frac{40,000}{10^6}\right)$$

$$\text{PTB} = 1595$$

9.3-кесте
Судағы органикалық емес ерітінділердің тығыздығы (натрий хлориді [NaCl])

%	0°C	10°C	25°C	40°C	60°C	80°C	100°C
1	1.00747	1.00707	1.00409	0.99908	0.9900	0.9785	0.9651
2	1.01509	1.01442	1.01112	1.00593	0.9967	0.9852	0.9719
4	1.03038	1.02920	1.02530	1.01977	1.0103	0.9988	0.9855
8	1.06121	1.05907	1.05412	1.04798	1.0381	1.0264	1.0134
12	1.09244	1.08946	1.08365	1.07699	1.0667	1.0549	1.0420
16	1.12419	1.12056	1.11401	1.10688	1.0962	1.0842	1.0713
20	1.15663	1.15254	1.14533	1.13774	1.1268	1.1146	1.1017
24	1.18999	1.18557	1.17776	1.16971	1.1584	1.1463	1.1331

9.2-мысал

8-тараудағы 8.2 мысалды қайта жасау, судың тұздылығы миллиондағы 20000 бөліктің орынына миллионда 40000 бөлікті құрайды және құрғату 1%-дан 2/10 дейін жүзеге асырылады деп алсақ. Мұнайдағы ФТБ есептеу.

Шешуі

9.2-суретке сілтеме жасай отырып, 1%-дан 1/10 сәйкес келетін ФТБ 14-ке тең болады. Тиісінше, 1% -дан 2/10 үшін ФТБ (14) (0,2 / 0,1) = 28 тең. Сондықтан келесі құрғатудың екінші сатысы ретінде ФТБ азайту мақсатында тұзсыздандыру ұсынылады.

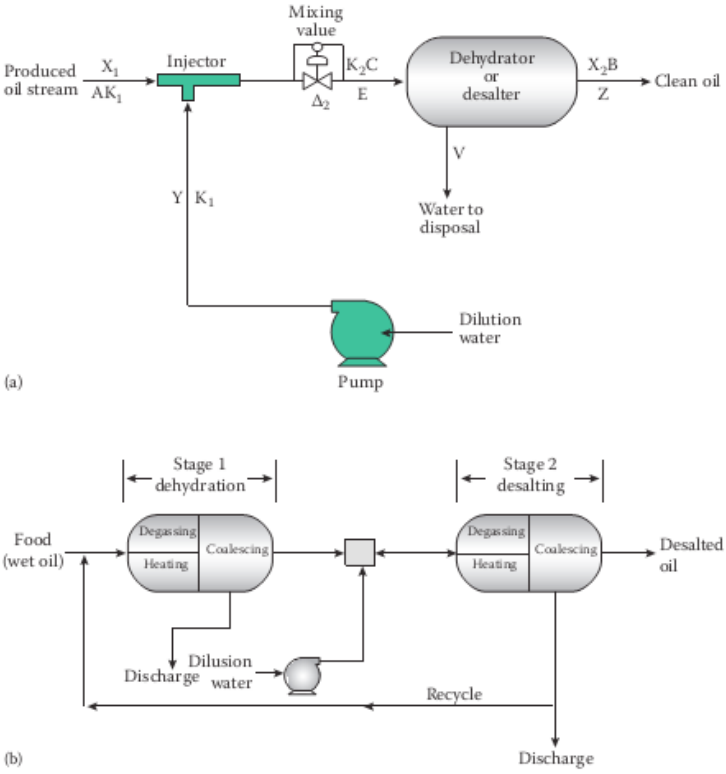
9.3 Тұзсыздандыру процесін сипаттау

9.2-мысалдан көріп отырғанымыздай, біз тек құрғату арқылы мұнайдағы тұз көлемінің экономикалық қанағаттандыратын көлеміне қол жеткізе алмаймыз (бірінші кезең). Бұл әсіресе, егер мұнаймен алынған судың тұздылығы миллиондағы 20000 бөлігіне қарағанда біршама көп болса, дұрыс (тұзды судың шоғырлануы 50000-250000 мг/л). Тиісінше, 9.3a-суретінде көрсетілгендей екі сатылы жүйе қолданылады (құрғату және тұзсыздандыру сатылары). Белгілі-бір шарттарда, алайда, 9.3b-суретінде көрсетілгендей құрғату және екі сатылы тұзсыздандыру процестерінен тұратын үш сатылы жүйеде пайдаланылуы мүмкін.

9.3-суретте көрсетілгендей араластыруға арналған су деп те аталатын шаятын су құрғату сатысынан түсетін шикі мұнаймен араластырылады. Не таза су, не қалдық суға қарағанда тұздылығы төмен су болуы мүмкін шаятын су қалдық судағы тұз шоғырын еріте отырып, қалдық

сумен араластырылады. Араластыру су-мұнай эмульсиясының түзелуіне алып келеді. Мұнай (және эмульсия) содан кейін, 8-тарауда сипатталғандай гидратсыздандырылады. Бөлініп алынған су қойнау суын өңдеу және пайдалану жүйесі арқылы пайдаға асырылады. Тұзсыздандырудың екі сатылы жүйесінде еріту үшін суды екінші сатысында қосады, екінші сатыда жойылған судың барлығын немесе бір бөлігін тұзсыздандырудың бірінші кезеңінде ерітуге арналған су ретінде пайдаланады. Тұзсыздандырудың екі сатылы жүйесі үшін, әдетте, шаятын суларға қойылатын талаптарды барынша азайту үшін пайдаланылады.

Шикі мұнайды тұзсыздандырудың араластыру сатысы, әдетте, шикі мұнайды (үздіксіз фаза болып табылатын) және шаятын суды (дисперстік фаза болып табылатын) бөлек араластырғыш қондырғымен айдау арқылы жүзеге асырылады. Қарапайым араластырғыш қондырғы жай дроссель клапан болып табылады. Араластыру дәрежесі, егер араластыру кезінде қалыптасатын фаза бөлігі қабатын ұлғайтса, жоғарылауы мүмкін. Бұл мақсат үшін пайдалы қондырғы құрамында шығынды өлшегіш диафрагма бар араластырғыштарды қолдану болып табылады.



Produced oil stream – Өндірілген мұнай ағыны
Injector – Инжектор
Mixing value – Аралстырғыш клапан
Dehydration or desalter – Дегидратор немесе тұзсыздандырушы
Clean oil – Таза мұнай
Water to disposal – Ағызуға арналған су
Dilution water – Аралстыруға арналған су
Pump – Сорап
Stage 1 – 1 кезең
Dehydration – Дегидрация
Desalting – Тұзсыздандыру
Degassing – Газсыздандыру
Coalescing – Коагуляциялау
Desalted oil – Тұзсыздандырылған мұнай
Discharge – қыздыру
Recycle – қайталау циклі
Food (wet oil) – Өнім (ылғалды мұнай)

9.3-сурет
(a) Бір сатылы тұзсыздандыру. (b) Екі сатылы тұзсыздандыру.

Бұл ретте, қалдық суды тұщы сумен араластыру теориясы жалпы алғанда, ойға қонымды болғанымен, оны нақты жағдайларда іске асыру мүмкін болмайтындығын ескеру маңызды. Бәрі, қалдық суды араластыруға арналған сумен мұқият араластыруға байланысты.

Эмульсиялық өңдеу кезеңінде, әдетте, қыздыру, химиялық немесе электрлік сұйықтан мұнайды айыру құралдары пайдаланылады (немесе олардың тіркестері) (9.1.-суретінде көрсетілгендей). Химиялық тұзсыздандыру процесі кейіннен тұндыра отырып, алдын-ала қыздырылған мұнайға шаятын су мен химиялық агенттерді қосудан тұрады. Тұндыру уақыты бірнеше минуттан 2 сағатқа дейін түрленеді. Аса жиі пайдаланылатын химиялық агенттердің кейбіреулері сульфонаттар, ұзын тізбекті спирттер және май қышқылдары болып табылады.

9.4 Мұнайды электростатикалық тұзсыздандыру

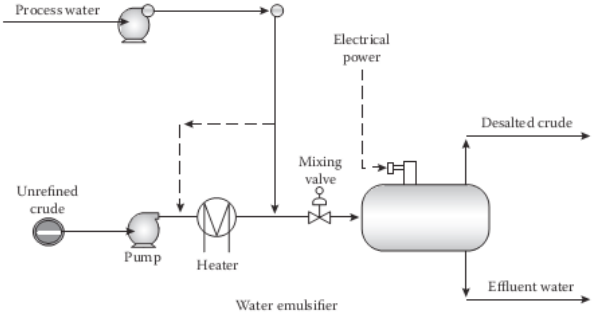
Бұл жағдайда сыртқы электр өрісі судың ұсақ тамшылары коалесценциясы үшін пайдаланылады да, осылайша, мұнайдағы су тамшысының тұнуына ықпал етеді. Электр өрісі кез-келген келесі режимдердің бірінде қолданылуы мүмкін:

• Объектіде сумен қанықкан эмульсия үшін айнымалы ток (ac) қондырғысы – айнымалы токты (ac) қолдану ең жақсы коалесценцияға алып келетін судың поляр молекулаларын алмастырады. Айнымалы токтың (ac) электростатикалық коалесценция сызбасы 9.4.-суретте көрсетілген.

• Максималды құрғатуға арналған ac/dc өрісі – бұл жағдайда айнымалы және тұрақты ток тіркестері пайдалынады (ac и dc). Бұл процесстің негізгі конфигурациясы 9.5.-суретте көрсетілген. Айнымалы ток электродтар астындағы аумақтан шығарылады, ал бұл ретте тұрақты ток өрісі көршілес жатқан электродтар арасынан пайда болады. Мұндай үйлестіру судың барынша көп жойылуын қамтамасыз етеді.

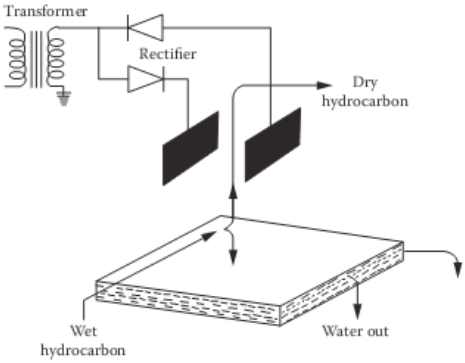
• Максималды тұзсыздандыруға арналған айнымалы ток градиенті – егер өріс градиенті белгі-бір шектен жоғары ұлғайса (*Ec*), онда бұл тамшыларды бұзады; бұл төмендегіше беріледі:

$$E_c \le k\left(\frac{\gamma}{d}\right)^{1/2}$$



Process water – Технологиялық су
Unrefined crude – Тазартылмаған мұнай
Pump – Сорап
Heater – Жылытқыш
Electrical power – Электр қуаты
Mixing valve – Араластырғыш клапан
Desalted crude – Тұзсыздандырылған мұнай
Effluent water – Ағынды су
Water emulsifier – Су эмульгаторы

9.4-сурет
Электрмен тұзсыздандыру



Rectifier – Түзеткіш
Dry hydrocarbon – Құрғақ көмірсутегі
Water cut – Судың шығуы
Wet hydrocarbon – Ылғалды көмірсутегі

9.5-сурет
Екі кереғар өріс ac/dc.

мұнда k – диэлектрлік тұрақты, γ – фаза арасындағы керіліс және d – тамшы диаметрі. Осылайша, тамшы көлемін өріс градиенті арқылы басқаруға болады. Электр өрісі араластыру үшін де, сонымен бірге тамшыларды бөлу үшін де пайдаланылуы мүмкін.

Өріс кернеулігі циклін қайталаумен, бұл процесті электр өрісінде тамшының ұстау уақыты ішінде бірнеше мәрте қайталауға болады. Электрстатикалық өріс сонымен, бірге судың биполярлы молекулаларын түзейді.

Электрмен тұзсыздандыру процесінде тұнба ыдысы арқылы өткізілетін жоғары әлеуетті өріс (16,500-33,000 В) коалесценцияны күшейтеді. Химиялық-электрлі тұжырымдама химиялық агенттерді де, сонымен бірге электр өрістерінде пайдаланумен өте тиімді практика болып табылады.

Тұзсыздандыру процесіндегі қарапайым практика мұнайдың булануы нәтижесінде көмірсутегінің кез-келген шығынын ұстау үшін жеткілікті қысымды қолдану болып табылады. Әдетте, тұзсыздандыру процессінде пайдаланылатын қысым шаршы дюймда 50-ден 250 фунтқа дейінгі диапазонда болады.

9.5 Бұрғылау ерітінділерін сұйылтуға арналған су

Оперативті тұрғыдан алғанда шикі мұнайды тұзсыздандыру кезінде қосылған сұйылтуға арналған су көлемі (*WD*) қалдық су мен оның тұздылығы көлемі есебімен 5%-дан 10% дейінгі көлемде болады.

Келесі корреляция *WR*, *SR*, *SD* функциялары (сұйылтуға арналған судың тұздылығы) және екі фаза арасындағы араластыру тиімділігі ретінде *WD* анықтау үшін дайындалды, *E*:

$$W_D = \frac{2.5 \times 10^3 (W_R)^{0.01533}}{(S_D)^{0.2606} (S_R)^{0.0758} E^{0.6305}} \tag{9.3}$$

мұнда *SD* және *SR* – миллионға бөлігінде. Екінші жағынан алғанда, келесі аналитикалық қатынастар шикі мұнайдағы тұз көлемінің рұқсат етілген шегін анықтауы мүмкін. Тұз үшін материалдық баланс компоненті береді

$$EW_D S_D + W_R S_R = S_B (W_D + W_R)$$

немесе

$$S_B = \frac{EW_D S_D + W_R S_R}{W_D + W_R} \tag{9.4}$$

мұнда *SB* қалдық судың тұщы сумен араласуы нәтижесі ретінде гомо-

генді фаза көлеміндегі кейбір орташа тұздылыққа жатады.

Жұмыс өлшемдерінің әсері
Шикі мұнайды тұзсыздандырудың тиімділігі, әдетте, келесі өлшемдерге байланысты:

•Су-мұнай бөлімі деңгейі - ол тұрақты деңгейде болуы тиіс; кез-келген өзгерістер электр өрісін өзгертеді және электр коагуляциясын бұзады.

• Тұзсыздандыру температурасы – температура мұнайдың жабысқақтығы әсерінен, су тамшысының тұнуына әсер етеді; тиісінше шикі мұнайдың аса ауыр түрлері аса жоғары тұзсыздандыру температурасын талап етеді.

• Шаятын судың қатынасы – ауыр мұнай электр коалесценциясын ұлғайту үшін шаятын су коэффицентін талап етеді. Шаятын судың жоғары коэффиценті 9.4-кестеде көрсетілгендей температураның жоғарылауы секілді әрекет етеді.

•Араластырғыш клапандағы қысымның төмендеуі – жоғары қысымның төмендеу операциясы жұқа тұрақты эмульсия және жақсы шаюды қалыптастырудан тұрады. Соған қарамастан, егер қысымның түсіп кетуі шектен тыс болып табылса, эмульсияны бұзу қиын болуы мүмкін.

9.4-кесте
Тұзсыздандырудың орташа шарты

Мұнайдың меншікті салмағы (°АНИ)	Тұзсыздандыру температурасы (°С)	Судың минималды қатынасы (% көлемі)
>40	110	2–4
30–40	110	4–8
	120	4–7
<30	130	8–10
	140	>10

Қысымның түсу тиімділігі жеңіл мұнай үшін 1,5 бар және ауыр мұнай үшін 0,5 барды құрайды.

•Сұйықтан мұнайды ажыратқыш түрлері – деэмульгаторлар толық электростатикалық коалесценция және тұзсыздандыруға көмектесу үшін қосылады. Олар ауыр мұнайларды өңдеу кезінде аса маңызды. Мұнайдың миллион бөлігіне 3-тен 10-ға дейінгі бөлік диапазоны деңгейінде пайдаланылады.

9.6 Дайындау сұрақтары

Тұзсыздандыру жүйесін жобалау кезінде келесі негізгі өлшемдер назарға алынады:

- Ағын сызбасын келісу (қарапайым бірсатылы немесе токқа қарсы түйіспелі тұзсыздандыру)
- Тұзсыздандыру сатыларының саны
- Қол жетімді гидратсыздандыру деңгейлері
- Шикі мұнайдағы тұзды судың тұздылығы
- Араластырғыш клапан тиімділігі
- Сұйылтуға арналған судың тұздылығы
- Мақсатты ФТБ ерекшелігі

9.7 Ақаулықты анықтау және жою

9.5.-кестеде бірқатар пайдалану проблемаларын немесе тұзсыздандыру процесі үшін маңызды проблемаларды шешуге пайдалы болып табылатын кеңестер берілген.

9.5-кесте

Проблемалар, себептері мен шешімдері

Проблемалар	Себептері	Шешімі
Тұзсызандырылатын шикі мұнайда тұз құрамының жоғарылығы	• Жоғары құрамда тұз ағыны • Шаятын суды айдау төмендігі • Шикі мұнай ағыны жылдамдығы жоба жылдамдығынан асып түседі • Шикі мұнай мен шаятын судың жеткіліксіз араласуы	• Шаятын су көлемін ұлғайтыңыз • Шикі мұнай шығынын азайтыңыз • Араластыру қысымының түсуін ұлғайтыңыз
Тұзсызданды-рылған ағынды судағы мұнай	• Фазаны бөлу деңгейі тым төмен • Бөлу шекарасында эмульсия белдеуінің қалыңдығы • Шикі мұнай мен шаятын суды шектен тыс араластыру • Шаятын су сапасының нашарлығы • Шикі мұнай температурасы төмен	• Фаза бөлігі деңгейін көтеріңіз • Химиялық заттарды айдаңыз немесе эмульсияны шығарыңыз • Араластыру қысымының төмендеуін азайтыңыз • Шаятын суда кез-келген қалдықтың болуын тексеріңіз

Жоғары деңгейдегі су тұзсыздандырылған шикі мұнайға тасымалданады	• Шаятын су шығыны тым жоғары • Шикі мұнайдағы судың шектен тыс түзілуі	• Шаятын су жылдамдығын азайтыңыз немесе химиикаттарды айдауды ұлғайтыңыз • Фазаны бөлу деңгейін төмендетіңіз және ағынды су қақпағын тексеріңіз

Сұрақтарға шолу

1. Шикі мұнай келесі екі негізгі себептер бойынша тұзсыздандырылуы тиіс:

a.

b.

2. Шикі мұнай тұзсыздандырылуы тиіс, егер ондағы тұз құрамы _____ ФТБ асып кетсе.

3. Келесі терминдердің анықтамасын беріңіз:

a. Қалдық су

b. Сұйылтуға арналған су

c. ООВ

4. Екі сатылы тұзсыздандыру процессінің бір сатылы тұзсыздандыру процесінен басты басымдылығы қандай?

5. Неге тұзсыздандыру құрғату процесі (эмульсияны өңдеу) барысында емес, содан кейін жүретіндігін түсіндіріңіз.

6. Екі сатылы тұзсыздандыру процесін баяндаңыз және қысқаша сипаттаңыз.

7. Мұнай кен орыны күніне құрамында 10 ФТБ тұзбен 200000 баррель таза мұнай өндіреді. Деэмульсатор эмульсиясындағы мұнай 0,3% суды құрайды (тұздылығы = 250000 мг/м^3, ал меншікті салмағы = 1,07). Тұзсыздандыру-құрғату процессінде мұнайды сұйылтуға арналған сумен араластырады (миллиондағы 3000 бөлігіндегі тұздылық және 1,02 меншікті салмақ) және 0,1% дейін құрғатады.

ООВ. Егер араластыру тиімділігі 80% құрайды деп болжайтын болсақ, онда төмендегілерді анықтаңыз:

a. Деэмульсатор эмульсиясындағы мұнай ФТБ тұз құрамын

b. Сұйылтуға қажетті су көлемі (күніне/баррель)

c. Жойылған су (күніне/баррель) және оның тұздылығы (мг/м^3) көлемі

8. Гидратсыздандыру-тұзсыздандыру жүйесі келесі элементтерден тұрады:

a. Бірінші кезең - тек құрғату (шаятын су қосылмайды) онда миллион бөлігінде 25000 бөлік тұздылық және 1,06 меншікті салмағы бар 10% су көлемінен тұратын шикізат алады. Гидратсыздандыру сулылығы 0,3% мұнай өндірісі үшін жүзеге асырылады.

b. Екінші кезең – тұзсыздандыру, мұнда бірінші кезеңнен ағын түседі және құрамында миллион бөлігінде 3000 бөлік тұз бар ағынды судың 10% көлемімен араласады. Содан кейін 0,2% ООВ мұнай өндірісі үшін гидратсыздандыру жүзеге асырылады.

Келесі ФТБ құрамындағы тұз көлемін анықтаңыз:

i. Бірінші кезеңге түсетін мұнай

ii. Бірінші кезеңнен өтетін мұнай

iii. Екінші кезеңнен өтетін мұнай

9. Екі сатылы тұзсыздандыру тәулігіне 100000 баррель таза мұнайды өңдеу үшін пайдаланылады. Бірінші кезеңге түсетін мұнай құрамында тұздың миллиондағы 280000 бөлігі бар және 1,07 меншікті салмақтағы 3% су көлемін құрайды. Мұнайды екінші кезеңдегі қайта пайдаланатын сумен араластырады (араластыру тиімділігі = 80%) және құрамында су көлемі 1% болғанша құрғатады. Екінші кезеңде мұнайды судың тұздың 3000 миллион бөлігі және 1,02 меншікті салмағы бар 7000 баррельмен араластырады (араластыру тиімділігі = 80%), ал содан кейін құрамында судың көлемі 0,1% және тұз құрамы 10 ФТБ болғанша гидратсыздандырады.

a. Сипатталған процестің құрылымдық сызбасын салыңыз.

b. Барлық нүктелердегі тұздылықты анықтаңыз (тұз фунтында/су баррельінде [фунтс/барр.w]).

c. Барлық нүктелердегі мұнайдағы тұз көлемін анықтаңыз (ФТБ).

d. Қайта пайдаланылатын су және екі кезең үшін жойылған су көлемін анықтаңыз.

e. Егер тұзсыздандырудың тек бір сатылы қондырғысы пайдаланылса, онда сұйылту көлемін анықтаңыз.

10
Шикі мұнайды тұрақтандыру және тазалау

Тұрақтандыру қондырғылары шикі мұнай мен конденсат қорларының ұшқыштығын төмендету үшін пайдаланылады. Технологиялық құрылғылар басқаша жағдайда, табиғи газ ағыны арасында жоғалуы мүмкін болатын көмірстуегі сұйықтықтарын барынша үлкен көлемде шығаруға арналған. Өндіріс көлемінің, сонымен қатар екі маңызды бу қысымына қойылған шектеулер және күкірт сутегінің рұқсат етілген құрамы есебінен АНИ градусындағы оның тығыздығының ұлғаюы тұрақтандырудан кейінгі негізгі мақсат болып табылады.

Бұл тарауда шикі мұнайды тұрақтандыру әдістерін қарастырады. Еріген газдарды және күкірт сутегін бөлу, мұнай шикізатын тұрақтандыру және тазалау процесстері қауіпсіздік қаупін және коррозия проблемасын төмендетеді. Газды бөлу науа және таспа түрлерін қоса алғанда, тұрақтандырғыштардың түрлі типтерін пайдалану арқылы жүзеге асырылады. Тазалау ауаның шығу немесе булануы үшін пайдаланылатын инертті газдармен бірге тұрақтандыру немесе булану процестерін пайдаланады.

10.1 Кіріспе

Газсыздандырылған, құрғатылған, тұзсыздандырылған және шикі мұнай резервуарларға сақтау үшін жинау жүйесіне айдалады. Алайда, жеңіл немесе аралық көмірсутегі тобына жататын (3-тарауда сипатталғандай) қандай-да бір ерітілген газ болған жағдайда бұл газдарды мұнайды сақтауға жөнелткенге дейін күкіртсутегімен (H_2S, егер ол шикі мұнай құрамында болса) бірге бөліп алу қажет. Бұл процесс шикі мұнайды тұрақтандыру және тазалауға арналған қосарлы процесс ретінде сипатталған.

Тұрақтандыру, резервуардағы сұйықтықтарда сақталатын пентан және жеңіл фракцияларды реттеу кезінде мұнайдың тығыздығын өзгертуге болады. Шикі мұнайдың өндірістік бағасы тиісінше, оның тұрақтылығына байланысты. Біріншіден, сұйық мұнайды сақтауға және нарықтағы газға қарағанда, тиімді шартпен тасымалдауға болады. Екіншіден, жеңіл шикі мұнайдағы газ шығының сақтау кезінде барынша азайтуға болады.

Бұл тарауда өндіріс көлемін барынша арттыру үшін шикі мұнайды тұрақтандыру әдісін, сонымен қатар бу қысымымен салынған екі маңызды шектеулер және күкіртсутегінің рұқсат етілген құрамы есебінен АНИ градусындағы оның тығыздығы қарастырылады.

Тұрақтандыру мен тазалаудың шикі мұнай сапасына ықпалын сипаттау үшін өңдеуге дейінгі және өңдеуден кейінгі мұнай қасиеттері келесідей үлгіде салыстырылады:

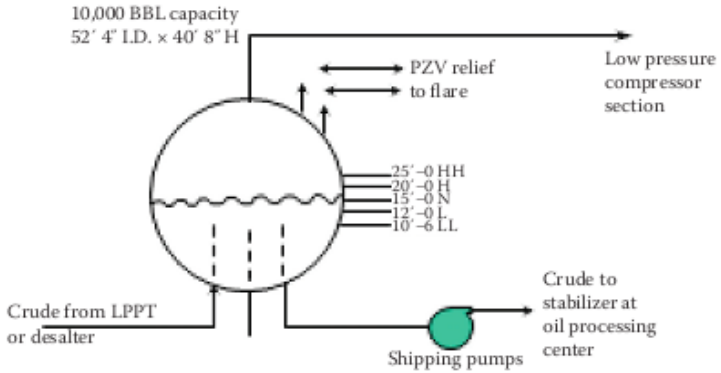
Өңдеуге дейін

- Шикі мұнайдағы эмульсия түріндегі су құрамы 3% дейін және бос су түріндегі шикі су 3%-дан 30% дейін құрайды.
- Тұз құрамы: 50000-250000 мг/л қойнау суы
- Газ: газ-мұнай қатынасына байланысты еріген газдар көлемі жағынан ажыратылады (СГН)
- H2S: салмақтан алғанда миллионның 1000 бөлігіне дейін
- Өңдеуден кейін (қосарлы мақсаттағы операциялар)

Жоғары күкіртті, ылғалды, тазартылмаған шикі мұнай сақтау, қайта өңдеу және сыртқа шығару үшін қауіпсіздігі және экологиялық жарамдылығы үшін өңделуі тиіс. Осылайша, су және тұзды жою коррозияны болдырмау үшін міндетті болып табылады; газдардың сепарациясы және H2S шикі мұнайды қауіпсіз және өңдеу үшін экологиялық тиімді жасайды.

- Су құрамы (су-балшық тұнбасы): 0,3% көлемі бойынша, максимум
- Тұз құрамы: 1000 баррель мұнайда (PTB)10–20 фунт тұз (NaCl)
- Бу қысымы: RVP шаршы дюймда 5-20 фунт (Рейд бойынша бу сеpпімділігі)
- H2S: 10–100 масс.сағ.

Шикі мұнай, егер одан қауіпті қышқыл газдар бөлініп алынса, иісі кетірілген деп есептелінеді. Екінші жағынан, егер 100 галлон мұнайда еріген H_2S 0,5 $фт^3$ болса, ол қышқыл ретінде жіктеледі. Күкіртсутегі газы уландырғыш қаупін білдіреді, себебі оның ауа құрамында 0,1% уытты болып табылады және 30 минут ішінде өлімге алып келеді. Қосымша өңдеулер жүргізу міндетті болып табылады, осы қосарлы операцияның көмегімен шикі зат құрамындағы H_2S бірге кез-келген мұнай газ қалдықтары бөлініп алынады. Тұрақтандырғанға дейін шикі мұнай, әдетте, оның қысымын атмосфералық қысымға дейін төмендету мақсатында сақтау үшін 10.1-суретте көрсетілгендей, сфероидке жолданады.



Capacity – Сыйымдылық
Relief – Қысымды төи,ьңз
To flare – мұнара
Low pressure compressor section – Төменгі қысымдағы компрессор секциясы
Crude to dtabilizer at oil processing center – Шикі мұнайды өндеуғ орталығына тұрақтандырғыш жолданады
shipping pumps – Тасымалдауға арналған сораптар
Crude from LPPT or desalter – LPPT немесе минералсыздандырудағы мұнай

10.1-сурет
Тұрақтандыруға дейін сақтауға арналған әдеттегі сфероид

Шикі мұнай мұнайды өңдеу орталығына тұрақтандырғыш жолданады Шикі мұнайды тұрақтандыру және таалау *213*

10.2 Тұрақтандыру процесі

6-тарауда көрсетілгендей, мұнайды бөліп алу үшін шикі мұнай газ қоспасын бөлудің дәстүрлі процесі шамамен ернеу қысымынан атмосфералық қысымға дейінгі қысым диапазонында жұмыс жасайтын (газ-мұнай сепарациялық қондырғы [GOSP]) булану ыдыстарынан тұрады. Шикі мұнай GOSP немесе минералсыздандырудың соңғы сатысынан өткеннен кейін, соңғы сатыдағы жалпы қысымға тең болатын бу қысымына ие болады. Әдетте, бұл жүйенің жұмысы шикі өнімде шаршы дюймдағы 4-тен 12 фунтқа дейінгі диапазонда Рейд бойынша бу қысымына алып келеді. Шикі мұнайдың парциалды қысымының үлкен бөлігі төмен қайнайтын қосындылардан келіп түседі, олар көбінесе күкіртсутегі, метан және этан секілді молекулаллық салмағы төмен күкіртсутегінде шағын көлемде болуы мүмкін.

Енді, тұрақтандыру аса құнды компоненттердің шығынынсыз ұшқыш қосындыларды жоюға бағытталған. Бұл әсіресе, сақтау кезінде

желдету себебінен көмірсутегінің шығынына қатысты, дұрыс болады. Бұдан басқа, көмірсутегінің төменгі қайнау температурасында болатын будың жоғары қысымы қауіпсіздікке қатер тудыруы мүмкін. Тұрақсыз мұнайдан бөлініп шығатын газдар да ауадан ауыр және ауыр таралады, сондықтан үлкен жарылу қаупі орын алады.

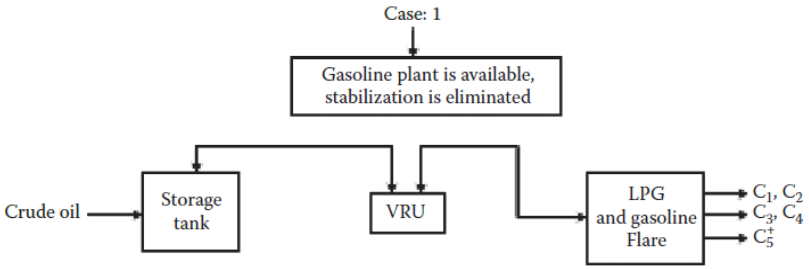
Тұрақтандыру механизмі сатылы сепарацияны және аршылым жұмыстарын пайдалана отырып, тез түзелетін булардың ұшқыр компоненттерінің бөлінуіне негізделген.

3.1.-тарауда көрсетілгендей, мұнайды тұрақтандыру үшін анықталған екі негізгі техникалық сипаттамалар Рейд бойынша (RVP) бу қысымы және күкірт сутегі құрамы болып табылады. Осы техникалық сипаттамалар негізінде түрлі жағдайлар туындауы мүмкін:

• 1-жағдай – күкіртсіз мұнай (күкіртсутегінсіз); тұрақтандыру қажет етілмейді. Бұл жағдайдың шарты мұнай тазалау ғимараты кешенінде газ-бензин қондырғысының болуы болып табылады (яғни, петандар және аса ауыр көмірсутектерін бөлуге арналған қондырғылар); резервуарда будың жинақталуына (буды ұстауға арналған қондырғының көмегімен [VRU]) және 10.2-суретте көрсетілгендей олардың тікелей газ-бензин қондырғысына жөнелтілуіне мүмкіндік беріп, тұрақтандыруды жүргізбесе де болады.

• 2-жағдай – жоғары күкіртті мұнай; тұрақтандыру міндетті болып саналады. Бұл жағдай үшін мұнай тазалау имараттары кешенінде газ бензин қондырғысының болмайтындығы болжанады. Шикі мұнайды тұрақтандыру 10.3-суретте баяндалған тәсілдердің бірін қолдану арқылы жүзеге асырылуы мүмкін. Негізінен шикі мұнайды тез қайта түрлендіру немесе бензинсіздендіру арқылы жүзеге асырылады.

Күкіртсутегі құрамы ұңғымадағы ағынында тұрақтандыру әдісіне күшті ықпал етуі мүмкін деген қорытынды жасауға болады. Сондықтан, сұйық көмірсутегін бөліп алу азаюы мүмкін, шикі мұнайды бензинсіздендіру талабы Рейд бойынша көрсетілген бу қысымына қарағанда H2S ерекшелігіне сәйкес келеді. Тиісінше, осы өндірістік нысан үшін инвестициядан барынша үлкен экономикалық қайтарымды қамтамасыз ету үшін өнімнің техникалық сипаттамасы жеке анықталуы тиіс.



Case – жағдай
Crude oil – шикі мұнай
Storage tank – резервуар
LPG and gasoline flare – ШФЛУ және бензин жағуға арналған жалғама
Gasoline plant is available, stabilization is eliminated – Газбензин зауыты іске жарамды болғанда тұрақтандыру пайдаланылмайды
VRU – УКП

10.2-сурет

Кен орынын тұрақсыздандырусыз пайдалану

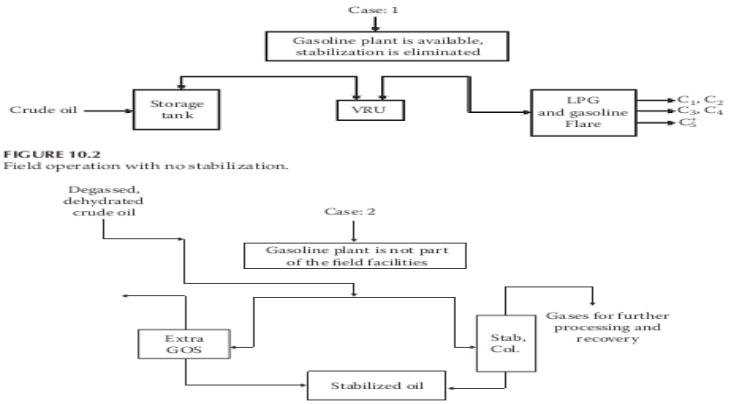


FIGURE 10.2
Field operation with no stabilization.

Degassed, dehydrated crude oil – газсызандырылған, құрғатылған шикі мұнай
Case – Жағдай
Gasoline plant is not part of the field fecilities – Газбензин қондырғысының болмауы
Extra GOS – Қосымша ОТТ
Stabilized oil – Тұрақтандырылған мұнай
Srab., Col. –
Gasses for further processing and recovery –

10.3-сурет

Шикі мұнайды тұрақтандыруға арналған баламалар.

10.2.1 Тез қайта түрленумен тұрақтандыру (қосымша газ мұнай сепараторы)

Тез қайта түрлендіру арқылы тұрақтандыруда сақтауға арналған резервуар үстіне орналасқан, шағын, қымбат емес ыдысты пайдаланады. Ыдыс атмосфералық қысыммен жұмыс жасайды. Сепартордан бөлініп шыққан булар УУП көмегімен жиналады. Мұндай тәсіл шағын көлемдегі сұйықтықтарды өңдеу жүретін аз көлемдегі мұнай учаскелері үшін ұсынылады. Тұрақтандыру процесі негізіне алынатын принциптер, 6-тарауда қарастырылған газ мұнай қоспасы сепарациясы секілді.

10.2.2 Бензинсіздендіру арқылы тұрақтандыру

Бензинсіздендіру кезінде үрлеу немесе булану үшін инертті газдар пайдаланылады, олар шикі мұнайдың негізгі салмағынан қажетсіз компоненттерді ығыстырып шығару үшін не энергия, не салмақ (қайнау температурасы төмен көмірсутегі және күкірт сутегі) болуы мүмкін. Мұндай тәсіл үлкен көлемді сұйықтықтарды өңдеу және УУП болмаған кезде экономикалық орынды болып табылады. Бұдан өзге, оны үрлемелі газ тұрақтандыру үшін пайдаланылатын күкіртті мұнайды тұрақтандыру үшін қосарлы мақсаттағы операцияларға пайдалану ұсынылады. Бензинсіздендіруді жүргізу үшін тұрақтандыру колонналары қондырғылары пайдаланылады.

10.3 Табақты тұрақтандырғыш түрлері

Әдетте табақты тұрақтандырғыштардың екі негізгі түрі пайдаланылады. Қарапайым рефлюксті түрі, әдетте, шаршы дюймда 150-ден 300 фунтқа дейінгі абсолютті қысымда жұмыс жасайды. Олар өнеркәсіп қондырғыларында пайдаланылмайды. Олар, көбінесе, үлкен өнеркәсіп қондырғыларына үйлеседі. Рефлюксті емес тұрақтандырғыштар, әдетте, шаршы дюймда 55-тен 85 фунтқа дейінгі абсолюттік қысым кезінде жұмыс жасайды. Олар салқындай берілетін тұрақтандырғыштар ретінде белгілі. Олар кейбір шектеулерге ие, бірақ, әдетте, өнеркәсіп қондырғыларында құрылымы мен пайдалану қарапайымдылығы себебіне байланысты пайдаланылады.

10.4 Рефлюксті емес тұрақтандырғыштар

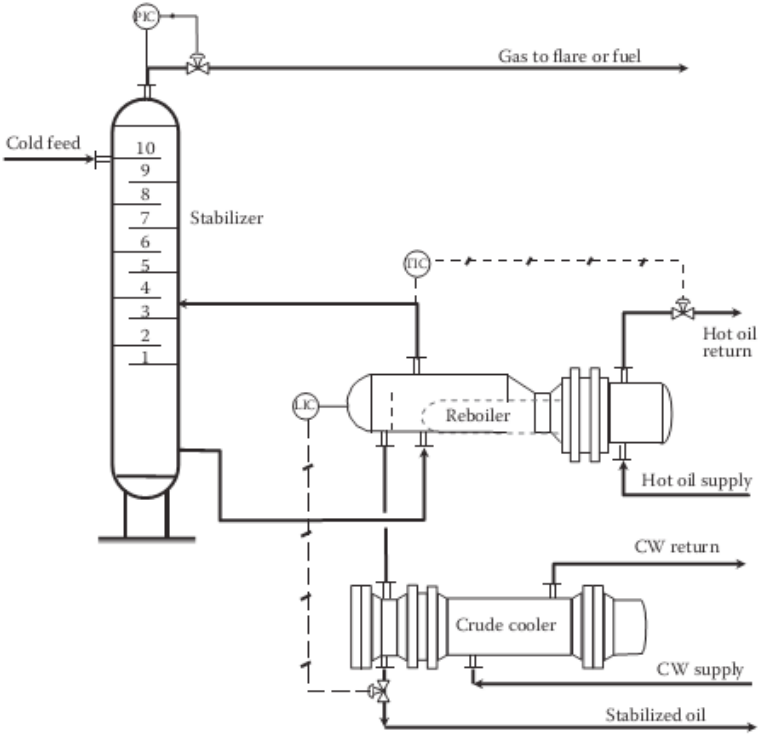
Көмірсутегі сұйықтықтары сепараторлардан бөлінген кезде, сұйықтық өз бу қысымында немесе қайнау басындағы температура кезінде болады. Әрбір келесі қысымды төмендетумен қосымша булар босап шығады. Сондықтан, егер сұйықтық тікелей жоғарғы қысымды сепаратордан сақтауға арналған резервуарларға орналастырылған болса, онда

қалыптасқан аса жеңіл булар, сонымен бірге аса ауырларының жоғалуы да орын алады. Газ мұнай сепарациялық қондырғыларында тазалаудың көп кезеңдерінің қажеттілігі осымен түсіндіріледі. Пайдаланылатын кезеңдердің санына қарамастан, кейбір бағалы көмірсутектері соңғы сепарация кезеңінен кейін колонна үстінен бөлінетін немесе сақтау үшін резервуарларға жөнелтілетін бумен жойылады.

Көмірсутегі сұйықтығының максималды көлемі соңғы кезеңде сепараторлық сұйықтықты ажырату арқылы ерітінді буын барынша аз жоғалтумен резервуар жағдайында алынуы мүмкін. Сондықтан, колоннаның төменгі бөлігіндегі температураны ұлғайту кезінде босатылған бу жоғарыдан берілетін салқынның кері ағынымен кездесетін қарапайым ректификациялы колонналар пайдаланылады. Өзара әрекеттесу колоннаның әрбір жаймасында жүреді. Булар десорбациялы реагенттер ретінде әрекет етеді, ал процесс тұрақтандыру ретінде сипатталады.

10.4.1 Құрал-жабдықтар және пайдалану.

Жалпы алғанда, қарапайым ректификациялы колонна суландыру, сораптар, конденсаторлар, салқындатқыш су және инженерлік желілер секілді, көбінесе мұнай кен орындарында бола бермейтін негізгі қосалқы заттарды қажет етеді. Екінші жағынан, тұрақтандырғыштар немесе айдау колонналары осындай қосалқы құрал-жабдықтардың барынша аз көлемімен жұмыс жасауы мүмкін. 10.4-суретте тұрақтандырғыштың қарапайым үлгісі көрсетілген.



Gas to flare or fuel - Жағуға арналған газ немесе отын
Cold feed – Салқындау
Stabilizer – Тұрақтандырғыш
Reboiler – Ребойлер
Crude cooler – Шикі мұнайды салқындатқыш
Hot oil return – Ыстық майды айдау
Hot oil supply – Ыстық майды тасымалдау
CW return – ОВ кері қайтару
CW supply – ОВ тасымалдау
Stabilized oil – Тұрақтандырылған мұнай

10.4-сурет
Науа түріндегі бір үлгідегі тұрақтандырғыш.

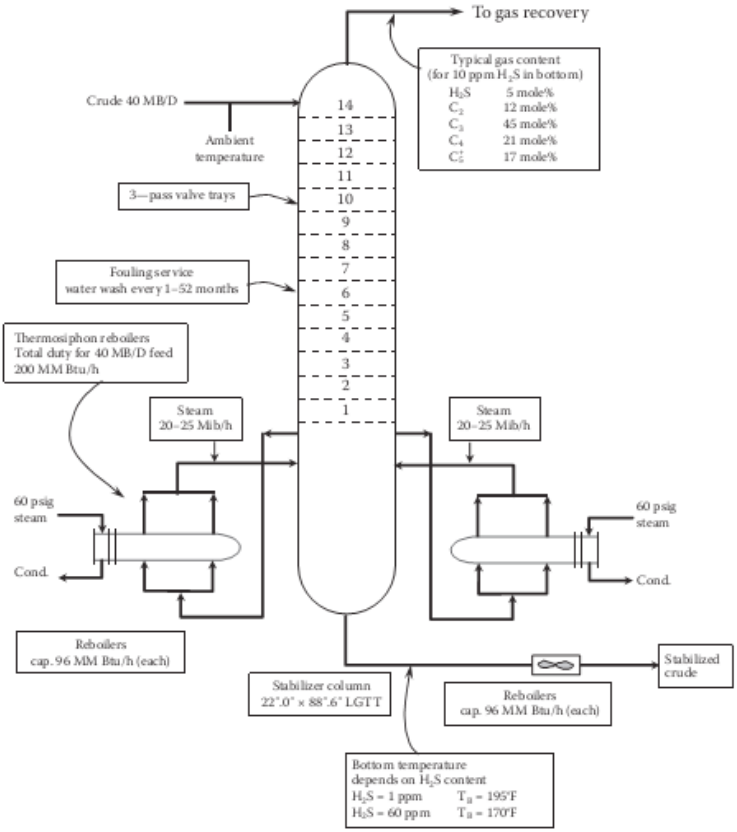
Салқын күйде берілетін тұрақтандырғыштар, әдетте, белгіленген жоғарғы және төменгі температура кезінде жұмыс жасайды. Олардың біріншісі, барынша үлкен көлемде бөліп алуға мүмкіндік беретіндей аса төмен болуы тиіс, бұл кезде соңғысы өнімнің төменгі қысымын ұстап тұратындай етіп, реттеледі. Жоғарғы газ температурасы сұйықтық беру температурасына ұқсастығын айта кету қажет, себебі сұйық беру үшін

колоннадан шығатын бу салмағының қатынасы, біршама аз.

Көптеген тұрақтандырғыштар шаршы дюймда 200 фунттан астам абсолютті қысымда жұмыс жасайды және 20 шыны сауыттардан тұрады. Жоғары қысымдағы тұрақтандырғыштар жоғарғы және төменгі сауыттар арасындағы температураның аса жоғарғы ауытқушылығына байланысты үлкен сауыттарға ие болады. Қосымша сауыттар колоннаға тепе-теңдікке жақын жұмыс жасауға мүмкіндік береді. Диаметрі 20 дюймнан төмен колонналар, әдетте сауыттарды емес, қораптарды пайдаланады. Мұндағы пайда мұнараның 1 фут2 учаскесінде күніне шамамен 1000 баррель сұйықтық өңделу мүмкіндігінде. Кейбір құрылымдарда салқын күйде берілу, жоғарғы сауыттарды газ шығару кезінде сұйықтықтың ауысуының алдын-алу мақсатында пайдалана отырып, жоғарыдан төмен жатқан бірнеше сауыттарға енгізіледі.

Кен орындарында тұрақтандырғышты пайдалану келесідей үлгіде сипатталады. Газ-мұнай сепарациялық қондырғысынан шығатын салқын сұйықтық (мұнай) колоннаның жоғарғы табақшасына беріледі, онда ол төменнен көтерілетін бумен байланысады. Жоғары көтерілетін бу сұйықтықтағы жеңіл фракцияларды босатады (яғни, десорбациялы агент ретінде болады). Бұл мезетте ішкі рефлюкс ретінде әрекет ететін салқын сұйықтық конденсатталады және тазарту процесіндегі секілді шығатын будағы ауыр фракцияларды сұйылтады. Бөлімнің тор құрылымы арнаулы бөліммен салыстырғанда біршама тиімді (3% -7% артық).

Теория тұрғысынан алғанда, тұрақтандырғыштар белгілі бір техникалық сипаттамасы бар өнімді тұрақтандыру үшін жоғарғы және төменгі температуралардың түрлі үйлесімділігі кезінде жұмыс жасай алады. Жалпы, жоғарғы қысымның ұлғаюына қарай аса жеңіл фракциялар төменгі бөлігінде топталады. Қалыпты жұмыс кезінде бастапқы жағу кезінде, жеңіл фракциялардың тым үлкен көлемі шығынынсыз мүмкін болатын, барынша кіші көлемдегі қысымды пайдалана отырып, мұнараны пайдалануға болады.



To gas recovery – Газды шығару үшін
Typical gas content – Типтік газ құрамы
Bottom – түбінде
Mole – моль
Crude – шикі мұнай
Ambient temperature – Қоршаған орта температурасы
3-pass valve trays – 3 сорғыш клапан науасы
Fouling service water every 1-52 months – Әрбір 1-52 айда ылғалды тазалау
Thermosiphon reboilers – Термосифонды ребойлер
Total duty – Толық жүктемесі
Steam – Су буы
Cond. – Кондиц.
Stabilizer column – тұрақтандыру бағанасы
Bottom temperature depends on H2S content – Төменгі температура H2S құрамына байланысты

10.5-сурет

Науа түріндегі типтік тұтандырғыштардың жұмыс мәліметтері

Бұл газдың бөлінуін барынша азайтуға мүмкіндік береді және колонна жұмысын тепе-теңдік жағдайына жақындатады. Бұдан өзге, аса төмен жұмыс қысымы аз көлемдегі отын шығынымен ребойлердің аз жүктемелілігін талап етеді.

Қуаттылығы 40 000 баррель/күніне кері ақпайтын тұрақтандырғыштаға арналған жұмыс мәліметтері 10.5-суретте келтірілген.

10.5 Тұрақтандырғыштарды қолдану тәсілдері мен негізгі сипаттамалары

Жергілікті жерлерде мұнай табу операциялары үшін пайдаланылатын тұрақтандырғыштардың төмендегідей сипаттамалары болуы тиіс:

• Автономды болуы және осы саладағы отынға арналған табиғи газ секілді қол жетімді энергия көздерінің барынша аз болуын талап етуі тиіс.

• Тұрақтандырғыштар автоматты түрде және үздіксіз жұмыс жасауы тиіс.

• Тұрақтандырғыштар қарапайым, бірақ сенімді басқару жүйесімен жабдықталуы тиіс.

• Құрылымы кен орынындарында бөлшектеу және қайтадан жинау үшін қарапайым болуы тиіс.

• Тұрақтандырғыштарға техникалық қызмет көрсету қарапайым және түсінікті болуы тиіс.

Екінші жағынан тұрақтандырғыштарды қолдану келесідей пайдалану жағдайларында тым қарапайым арнаулы бөлімдермен дұрыстығын көрсетті:

• Бірінші кезеңдегі сепарация температурасы 0 °F –тен 40 °F дейінгі диапазонда болады.

• Сепарация қысымы бірінші кезеңде шаршы дюймда 1200 фунттан асып түседі.

• Резервуардағы сұйық мұнайдың меншікті салмағы 45 °АНИ асады.

• Тұрақтандырылуға жататын мұнай құрамында мұнайдың меншікті салмағының 45 °АНИ аз екендігіне қарамастан пентанттар мен аса ауыр көмірсутектерінің біршама көлемі болады.

• Құрамында жеңіл фракциялар көлемінің аз болуын талап ететін мұнайдан алынған өнімдер құрамының техникалық сипаттамасы нарықпен белгіленеді.

10.6 Шикі мұнайды тазалау

Күкіртсіз шикі мұнайды тазалау проблемасынан басқа күкіртсутегі, меркаптандар және басқа да күкірт қосындылары бар жоғары күкіртті шикі мұнай мұнай кен орындарындағы өндірістік нысандарда әдеттен тыс өңдеу проблемаларын тудырады. Ұңғыма ағынында күкіртсутегі және басқа да күкірт қосындыларының болуы көптеген шектеулер қоя-ды. Олардың ішінде аса маңыздылары:

Қызметкерлердің қауіпсіздігі мен коррозиядан қорғау H2S кон-центрациясын қауіпсіздік деңгейіне дейін төмендетуді талап етеді.

Мыс және мыс материалдар күкірт қосындысына ерекше әсер етеді; оларды пайдалануға тыйым салынуы тиіс.

Болат құрылымдарда кернеу мен сульидтен шытынау пробле-масы туындайды.

Меркаптан қосындысының жағымсыз иісі болады.

Тұрақтандырумен қатар, шикі мұнайды тазалау аса жеңіл және қауіпсіз тазалауды жүргізуге мүмкіндік беретін, сонымен қатар шикі мұнайдың сатылымын жақсартатын және нығайтатын қосарлы операцияларды да тудырады.

Өндірістік нысандарда тазалау үшін үш жалпы сызба пайдаланылады:

Процесс	Инертті газ
Инертті газдың көмегімен булану сатысы	Масса (газа)
Инертті газды пайдаланумен науа түріндегі тұрақтандыру	Масса (газа)
Ребойлерді пайдаланумен науар түріндегі тұрақтандыру	Энергия (қыздыру)

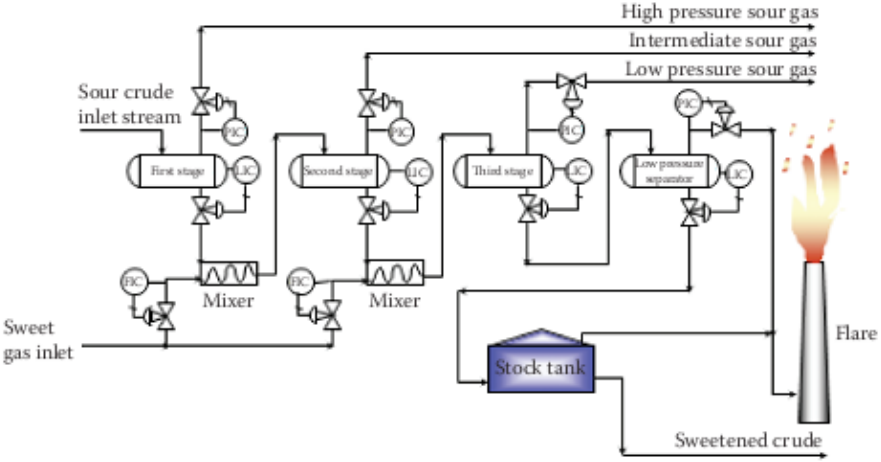
10.6.1 Инертті газдың көмегімен кезең-кезеңмен буландыру

Инертті газдың көмегімен кезең-кезеңмен буландыру өзінің атауы айтып тұрғандай, инертті газды пайдаланумен қатар, оның кезеңдерінің бөлінуін пайдаланады. Күкіртсутегі, әдетте, бу қысымы пропанға қарағанда көп, бірақ этаннан аз болатын негізгі күкірт компоненті болып табылады. Қалыпты кезең-кезеңмен бөлу былайша жүреді, сұйықтық резервуарындағы этан және пропан күкіртсутегімен бірге босатылып алынады. Жүйенің десорбациялық өңдеу тиімділігі құрғақ (күкіртсіздендірілген) газды бөлініп алынатын сұйықтықпен бірге бөлудің әрбір кезеңінде араластыру арқылы жақсартылуы мүмкін.

10.6-суретте мұнайды күкіртсіздендіру/тұрақтандыру үшін бөлінетін газды пайдалана отырып, типтік кезең-кезеңмен буландыруды көрсетеді. Бұл процестің тиімділігі бөлудің бірінші кезеңінде болған қысымға (қозғалушы күш ретінде), ағын құрамына, сонымен қатар күкіртсіз мұнай үшін белгіленген түпкілікті техникалық шарттарға байланысты.

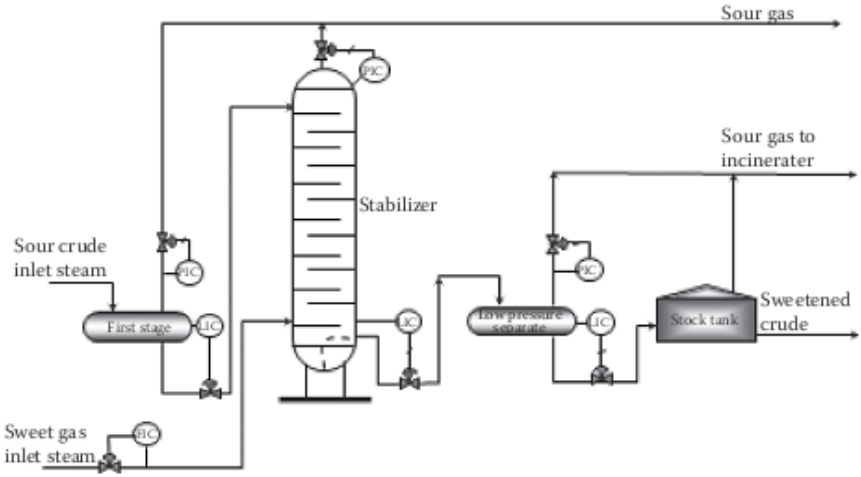
10.6.2 Инертті газды пайдаланумен науа түріндегі тұрақтандыру

Инертті газды пайдалану процесінде науа түріндегі тұрақтандыру, бағыттаушы ретінде күкіртсіз газды пайдаланумен табақшалы тұрақтандырғыш (кері ағыусыз) 10.7-суретте көрсетілген.



Sour crude inlet sream – Жоғары күкіртті мұнайдың шығу ағысы
First stage – Бірінші кезең
Sweet gas inlet – Күкіртті газды жіберу
Mixer – Араластырғыш
Stock tank – Сақтау резервуары
Sweetened crude – Күкіртті мұнай
Flare – Жағу
High pressure sour gas – Жоғары қысымды майлы газ
Intermediate – Орташа
Low – Төменгі
Low pressure separator – Төменгі қысым сепараторы

10.6-сурет
Бағыттаушы газды пайдаланумен кезең-кезеңмен буландыру арқылы тазалау.



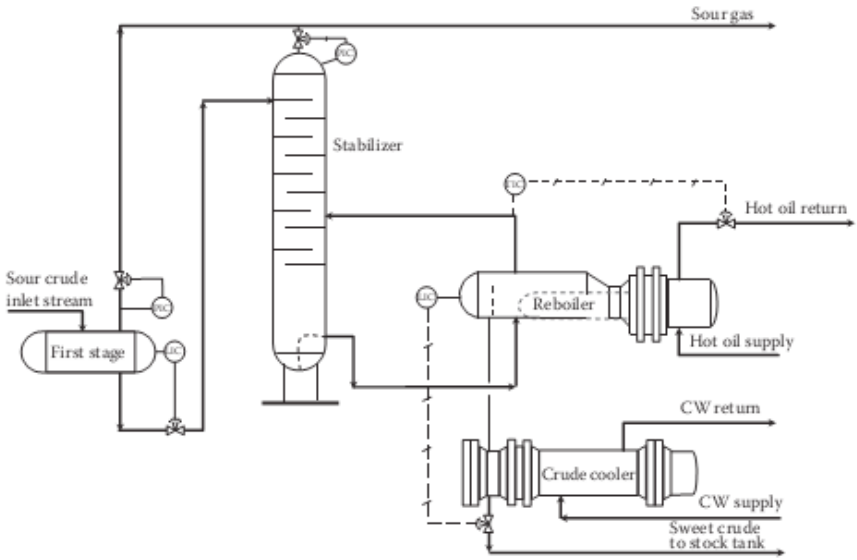
Sour crude inlet sream – Жоғары күкіртті мұнайдың шығу ағысы
First stage – Бірінші кезең
Sweet gas inlet – Күкіртті газды жіберу
Stabilizer – Тұрақтандырғыш
Low pressure separator – Төменгі қысым сепараторы
Stock tank – Сақтау резервуары
Sour gas to incinerater – Жағуға арналған майлы газ
Sweetened crude – Күкіртті мұнай

10.7-сурет

Бағыттаушы газды пайдалану арқылы науа түріндегі шикі мұнайды тұрақтандыру.

Мұнай бірінші сепаратордан шыққанда құбылмалы десорбер газ ағынында колоннаның жоғарғы табақшасына береді.

Мұнара түбінде төменгі қысым жүреді. Құбылмалы шикізат ыдыс қорына жөнелтіледі, бұл кезде газ сепараторының жоғарғы бөлігінде жинақталған бу, ереже бойынша жағылады. Бұл булар қауіпсіздік тұрғысынан ауаға шығарылмауы тиіс.



Sour gas – Майлы мұнай
Sour crude inlet sream – Жоғары күкіртті мұнайдың шығу ағысы
First stage – Бірінші кезең
Stabilizer – Тұрақтандырғыш
Reboiler – Ребойлер
Crude cooler – Мұнай салқындатқыш
Hot oil return – Ыстық майды айдау
Hot oil supply – Ыстық майды тасымалдау
CW return – ОВ кері қайтару
CW supply – ОВ тасымалдау
Sweet crude to stock tank – Күкіртті мұнайдың сақтау резервуарына өту

10.8-сурет
Ребойлерді пайдалану арқылы науа түріндегі тұрақтандырумен шикі мұнайды тазалау.

Күкіртсутегі қауіпті және ауадан аздап ауыр болып табылады; ол тұндырғыштарда немесе тереңдетілген жерлерде жинақталып қалуы мүмкін.

Бұл процесс алдыңғыға қарағанда тиімдірек болып табылады. Алайда, науалардың тиімділігі колонна басында біршама шектеулер туғызуы мүмкін. Тек 8% тиімділік үшін 1 теориялық тілік нақты 12 науаны қажет етеді. *

10.6.3 Ребойлерді пайдаланумен науа түріндегі тұрақтандыру

Ребойлерді пайдаланумен науа түріндегі тұрақтандыру жоғары күкіртті шикі мұнайды тазалау үшін аса тиімді құрал болып табылады. 10.8-суретте ребойлерді пайдаланумен науа түріндегі типтік тұрақтандырғыш көрсетілген. Оның жұмысы бу колонна бойынша үрмелі газдың емес, ребойлердің көмегімен көтерілетіндігін қоспағанда, үрлемелі газды пайдаланатын тұрақтандырғыш жұмысына ұқсас. Бұл булар аса тиімді болып табылады, себебі тым жоғары температураның болуына байланысты олар импульс қуатына ие болады.

Күкіртсутегіндегі бу қысымы пропанға қарағанда жоғары болатындығына байланысты мұнайдан күкірт сутегін бөліп шығару біршама оңай болып табылады. Екінші жағынан науа түріндегі тұрақтандырғыш колонна сыртында пентандар мен аса ауыр көмірсутектері шығынын барынша азайту үшін бу/сұйықтық байланысының жеткілікті көлемін қамтамасыз етеді.

ТАЛҚЫЛАУҒА АРНАЛҒАН СҰРАҚТАР

1. Шикі мұнайды тұрақтандыру бойынша қызметтерді түсіндіріңіз.
2. Неге жеңіл шикі мұнай тұрақтандырды қажет етеді, ал ауыр мұнай қажет етпейді?
3. Тазартылған және күкіртті шикі мұнайдың айырмашылықтары қандай?
4. Мұнайды күкіртсіздендіру үдерісінің қызметі қандай?
5. Шикі мұнайдан H_2S неге бөліп алу қажет?
6. Жағу арқылы тұрақтандыруға қалай қол жеткізуге болатындығын баяндаңыз. Бұл тұрақтандыру әдісін қандай жағдайларда пайдалануға болады?
7. Шикі мұнайды тұрақтандыру кезіндегі десорбация принципін сипаттап беріңіз.
8. Шикі мұнайды тұрақтандыруды пайдаланудың шарттары қандай?
9. Шикі мұнайды тазалаудың келесі процестерінің жұмыс принциптерін сипаттаңыз:

А. Десорбация газын пайдаланумен булану кезеңі

Б. десорбациялайтын газды пайдаланумен науа түріндегі тұрақтандыру

В. Ребойлерді пайдаланумен науа түріндегі тұрақтандыру

* Бағандар екі теориялық науаға қарағанда, 24-28 фут немесе одан көп биіктікпен шектелген, себебі науалар бір-бірінен шамамен 2 фут алшақтықта орналасқан.

11
Өңдеудің басқа үлгілері

Шикі мұнай өндіріс және бөлінуден кейін 8-10-тарауларда қарастырылған хронологиялық тәртіпте өңдеуге ұшырайды. Бұл өңдеу процесі сапалы мұнай өнімін алу үшін міндетті болып саналады. Бұл тарауда шикі мұнайды өңдеу процесінің басқа тәсілі қарастырылады. Келесі критериялар шикі мұнайды өңдеуді жүргізудің кейбір типтік жағдайлары болып табылады:

• Нарықтық бағасын қосу үшін оның сапасын көтеру мақсатында шикі мұнайды өңдеу (MVA)

•Жоғарғы сату деңгейін қосу үшін оның сапасын арттыру мақсатында шикі мұнайды өңдеу (SVA)

•Айырықша шарттарда өңдеу

11.1 Нарықтық бағасын қосу үшін өндірістік өңдеу (MVA)—1-жағдай

Шикі мұнайгаз қоспасын өңдеу, біз байқағандай, әдеттегі кен орындарын өңдеуге арналған дәстүрлі процедуралар бойынша жүргізілді. Алайда, шикі мұнай келесі жағдайларда өңдеуді қажет етуі мүмкін:

•1-жағдай: нарықтық бағасын қосу үшін өндірістік өңдеу (MVA)
•2-жағдай: жоғары сату деңгейін қосу үшін өндірістік өңдеу (SVA)
•3-жағдай: айырықша шартта өңдеу

Кен орындарындағы шикі мұнайды өндірістік өңдеу туралы айтқан кезде мұнай өндірісі кезіндегі келтірілген жалпы шығындар мен шығыстарды ескеру қажет, ал оларды есептеу тәсілі 5-тарауда түсіндірілді.

Мұнай өндіру саласында бір баррель мұнай өндірудің жалпы шығыны екі негізгі компоненттер соммасын білдіреді:

1. Мұнай өндірудің нобайлы кезеңінде кен орыны құнын өтеу.
2. Нақты объектідегі амортизациялық шығындар (құрал-жабдықтар) плюс мұнай өндіру кезеңінен кейінгі келтірілген операциялық шығындар. Жалпы құнын ($) кен орынының өнімділігіне (баррелге) бөлу $/баррель құнын беруі тиіс.

2-жағдайды талқылау кезінде біз тек, бірінші компонентпен істес боламыз, яғни кен орын құнын өтеуге арналған шығындар.

11.2 Жоғары сату деңгейін қосу үшін өндірістік өңдеу (SVA)— 2-жағдай

Бұл жағдайда шикі мұнайды тазалау процесін нарықтық құнын қосуды алу мақсатында пайдалану болжанады. MVA ағымдағы нарық бағасының орнығуы немесе физикалық объекті мен бастапқы капитал инвестициясы арасындағы айырмашылық ретінде анықталады. Егер MVA оң болса, фирма бағасын қосады. Егер ол теріс болса, фирма құнын жоғалтады. Математикалық тұрғыдан:

$$MVA = C - C_o$$

мұнда MVA - қосылған құн мәні, С – физикалық объектінің ағымдағы құны, ал Со –бастапқы күрделі салым.

Ендігі біздің шикі мұнайды өндірістік өңдеу кезіндегі мақсатымыз, белгіленген процесті пайдалана және жоғарыда аталған критерийлерді ескере отырып, оның сапасын арттыру.

MVA шикі мұнай күкірт құрамы, АНИ градусындағы тығыздығы және мұнайдың жабысқақтығы секілді көптеген факторлармен анықталады.

Келесі жағдайды талқылауда, «АКСН кейін нарық құнын қосу және коррозиядан қорғау/иіссіздендіру үшін барлық шикі мұнайды өндірістік өңдеу» (Меричем компаниясы, 2012), келесі жинақталған нысанда ұсынылады:

Сатып алушыға берілетін құндылық негізінде күкіртті мұнайды меркаптанды өңдеу көптеген басымдылықтарға алып келуі мүмкін. Бұл иіссіздендіруден, коррозиядан қорғаудан, сонымен қатар уыттылығын азайтудан тұрады. Өз кезегінде алынған басымдылықтар тасымалдау шығындарын және иіске жеген шағымдар санын азайтатындығы айтылады.

Ұсынылатын өңдеу блогының жобалық қуаттылығы пайдалану тәулігі үшін 65000-190000 баррель.

ПРОЦЕСТІ ТАЛДАУ

Зерттеуде өңдеуге дейінгі және одан кейінгі шикізаттың (шикі мұнайдың) қасиеттерін салыстыру хабарланады және келесідей көрсетілген:

Шикі мұнай концентрациясы

	Өңдеуге дейін (масс.ч.)	Өңдеуден кейін (масс.ч.)
CO2	40	Ноль
H2S	60	1
Меркаптандар, S секілді	150–650	30 (макс)

Өңдеудің химиялық процессі H_2S, CO_2, нафтен қышқылын шығару үшін күйдіргіш соданы пайдалануды қосады, бұл ретте меркаптандар ауаның қатысымен күйдіргіш содамен тікелей байланыс кезінде қышқылданады және бөлініп алынады.

Тазалау (өңдеу) процесінің жедел мәліметтері келесідей көлемдерден тұрады:

1. Температура
2. Қысым
3. Химиялық заттар және энергия жабдықтары
4. Учаске және техникалық күтім жасауға қойылатын талаптар.

Шығындарды талдау

Бұл зерттеуде келесі ақпараттар туралы хабарланды:

1) бастақы салымдар: құрал-жабдықтарға қандай-да бір үлкен шығындарды есептемегенде.

2) пайдалану шығындары: күйдіргіш сода, ауаны қышқылдандыру, электр энергиясы және т.б. шығындарды қосады.

Қорытынды

Мақала жалпы шикі мұнай үшін орындалған өңдеу (тазалау) процесі нәтижесінде қосылған нарықтық құнды есептеу туралы аса толық ақпараттар бермейді.

12.2 Өңдеудің басқа түрлері — 3-жағдай

Кен орындарындағы шикі мұнайды өндірістік өңдеу туралы айтқанда, мұнай өндірісі кезінде келтірілген жалпы шығындар мен шығыстарды және оларды есептеу тәсілдерін аламыз.

Бұл әдіс 5-тарауда келтірілген мысалдарды ескере отырып, мұнай операцияларының табыстылығын талдау және қаржылық іс-шаралар туралы мәліметтерді ұсынады. Ұсынылып отырған шикі мұнайды өңдеу процестері үшін SVA есептеу кезеңі MVA есептеуіне қарағанда, біршама қарапайым. Шикі мұнай сапасын арттыру үшін өңдеу процесіне ұсыныс алғаннан кейін мұнай SVA есептеу үшін келесі процедура-

лар ұсынылады:

• Өңдеуге дейінгі шикі мұнайдың ағымдық сатылым бағасы $/баррель = S1 деп болжаймыз

• Өңдеуден кейінгі шикі мұнайдың ағымдық сатылым бағасы $/баррель = S2 деп болжаймыз

• Мұнай өндіру жылына/баррель = P деп болжаймыз

• Жылдық сатылым көлемінің өсімі, $/жыл = [S2 – S1]P = SG

• Өңдеу құрылғыларына пайдаланылған құрал-жабдықтардың күрделі шығындары, $ = C1, ал құрал-жабдықтарды пайдалану мерзімі жылына = n деп болжаймыз.

• Құрылғының амортизациялық шығындары, $/жыл = C1/n = Co

• Құрылғының операциялық шығындары, $/жыл = C2 деп болжаймыз

• Өңдеу құрылғылары жұмысының жалпы жылдық шығыны, $/жыл = Co + C2 = CT

Енді, SG с CT: If SG > CT салыстыра отырып, фирма өңдеу процесінің көмегімен сатудың нарықтық құнын қосады; олай болмаған жағдайда мұндай процесті өнеркәсіптік өңдеу әдісі деп атамаған жөн.

Сатудың қосылған таза құны = SVA = SG – CT

11.4 3-жағдай: Өңдеудің басқа түрлері

Шикі мұнайдың белгілі бір түрі сату алдындағы өңдеудің нақты нұсқаларын талап ететін жағдайлар болады. Оларға шикі мұнайдағы меркаптандар мен күкіртсутегі, жеңіл шикі мұнай және ауыр шикі мұнай мысал болып табылады.

11.4.1 Жоғарғы күкіртті шикі мұнай: өндіріс жағдайында күкірт сутегін бөліп алу

Вольф-Джр. және Маклиннің айтулары бойынша (1979),өңдеудің химиялық процесі эмульсияны ажырату және резервуар паркі құрал-жабдықтары арасында жүреді. Аммон гидроксидінің су ертіндісін суда еритін аммонияның тұз сульфиді құрамындағы күкіртсутегін жою үшін пайдаланылады. Су фазасы өндірістік резервуарда аммония сульфаты түрінде күкіртсутегін бөле отырып, бөлініп алынады. Өңдеу үшін негізгі фактор мұнай фазасында күкіртсутегі құрамын миллионнан 900 салмақ бөлігінен миллионнан 50 бөлігіне және одан да аз бөлікке дейін төмендету болып табылады.

11.4.2 Ауыр шикі мұнайды тазалау процесі

Шикі мұнай сапасы ассоциациясы (COQA) технологияларын енгізу қоспаның азаюына және ауыр мұнай сапасының жақсаруына алып келеді. Бұған байланысты Доктор және Мустафа мұнай өндіру объектілерінде шикі мұнайға селективті сұйылтқыштарды қосу арқылы қолданылуы мүмкін болатын тазалау процесін ұсынды. Сұйылтқыштар бөлініп алынады және қайта айналады. Олар бұл процесс шикі мұнайдағы күкірт құрамының төмендеуіне және жоғары күкіртті шикі мұнайды тасымалдау бағасының тиімсіздігін болдырмай, мұнайдың жабысқақтығын жақсартуға алып келеді деп есептейді.

11.4.3 Ауыр шикі мұнайға сұйылтқыштарды қосу

АНИ градусында тығыздыққа негізделген жіктелулер келесідей үлгіде мұнай түрлерін анықтау үшін жүргізілді:

- Ауыр — тығыздық 18 немесе одан төмен АНИ градусын құрайды
- Орташа — тығыздық 18 көп және 36 төмен АНИ градусын құрайды
- Жеңіл — тығыздық 36 немесе одан көп АНИ градусын құрайды.

Мұнайдың жабысқақтығы туралы сөз қозғалғанда, кейбір шикі мұнай түрлерінің жабысқақтығы 100 °F кезінде 15000 сСт жоғары болуы мүмкін. Бұл мұнайды шығу көзінен құбыр арқылы беру мүмкіндігі үшін жабысқақтық 100 °F кезінде 150 сСт төмен болуы тиіс. Мұнай агломератында асфальтен молекулалары мицелла тәрізді кластерлер қалыптастырады деген пікірлер кең таралған. Бұл кластерлер арасындағы өзара әрекет мұнайдың жабысқақтығына ықпал ететін болады. Бұл аглометрлердің бұзылуы жабысқақтығын біршама төмендетуге арналған көптеген қоспалар мақсатында болып табылады.

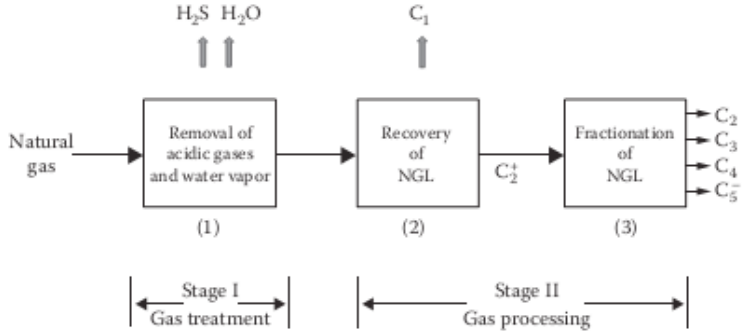
Өндірістік қоспаларды (полимерлер) немесе жабысқақтық редукторларын пайдалана отырып ауыр мұнайларды өңдеу қарсылықты төмендету және жабысқақтықты азайту үшін жүргізіледі. Бұл мұнайды құбыр арқылы жеткізудің жақсаруына алып келеді. Басқаша айтқанда, нарыққа көп мұнай жеткізіледі.

Кейбір жағдайларда, сұйылтқыштар табиғи газ немесе сұйытылған табиғи газ конденсаты түрінде берілуі мүмкін. Бұған ауыр мұнайдан және/немесе битумдар мен сұйылтқыштардан тұратын битумның конденсатпен қоспасы мысал бола алады. Бұл тағы да, жабысқақтығы жоғары шикі мұнайды тасымалдауға арналған құрал.

IV-тарау
Газ дайындау және өңдеу

Бұл кітаптың IV-тарауы табиғи газды және басқа да ілеспе өнімдерді өңдеуге және өндірістік процесстерге арналған. Оларға күкіртті газды өңдеу (газды қышқылдан [күкіртсутегі, H_2S және көмірқышқыл газ, CO_2] бөліп алу), құрғату, сұйық көмірсутегін бөліп алу және 12-14-тарауларда қарастырылған ажырату (табиғи газ сұйықтығы ретінде белгілі, СТГ) жатады. Қанталған табиғи газ құрғату және ТГК бөлу үшін жүзеге асырылатын зауыттағы басқа газдар процесстеріне өтеді. Құрғатуды бір жағынан газды нарыққа сатуға шығарғанға дейін жүргізу қажет, ол табиғи газ құрамындағы сұйықтықты шығару кезінде қажетті қадам болып табылады.

Газ өңдеу зауыттарындағы өңдеу процесі жүйесінің қолайлылығы үшін төменде көрсетілгендей екі негізгі кезеңге бөлуге болады:



- Stage I, known as gas treatment or gas conditioning
- Stage II, known as gas processing

Natural Gas – табиғи газ
Removal of acidic gases and water vapor – Қышқыл газдар мен су буы бөлімі
Recovery of NGL – СТГ бөліп алу
Fractionation of NGL – СТГ ажырату
Stage – кезең
Gas treatment – Газды өңдеу
Gas processing – Газды қайта өңдеу

- I-кезең, газ өңдеу немесе газды кондинциялау ретінде белгілі

• II-кезең, газ өңдеу ретінде белгілі

I-кезеңде жүргізілетін газ өңдеу операциялары тиісінше 12 және 13-тарауларда сипатталып өтетін кейіннен су буын бөліп алуымен (құрғату) газдың ластауыш заттарын (газ қышқылдарын) бөліп алудан тұрады. II-кезең газды қайта өңдеу, бір жағынан екі операциядан тұрады: СТГ бөліп алу және негізгі газ көлемінен және оны кейінгі ажыратулардан қалаулы өнім шығарып алу. Газды ажырату құрылғыларының мақсаты нарыққа сатуға қажетті бөлек дайын өнім ағыны өндірісі болып табылады. Ажырату объектілері 14- тарауда көрсетілгендей газда біршама рөл атқарады.

Газды өнеркәсіптік өңдеу, жалпы алғанда, екі негізгі мақсат бойынша жүзеге асырылады:

1. Газдағы қоспаларды жою қажеттілігі
2. Қарапайым газ өңдеу арқылы алынған газға қарағанда, сұйықтықты үлкен көлемде бөліп алудың мақсатқа лайықтылығы.

Табиғи газды өндірістік өңдеу және одан түрлі компоненттерді бөліп алу, әдетте, ең күрделі және қымбат процестермен байланысты. Бөлініп алынатын табиғи газ газды нарыққа шығарғанға дейін бөліп алуды қажет ететін бірнеше компоненттерден тұрады. Барлық H_2S және судағы үлкен бу көлемін, CO_2 және N_2 газдан бөліп алу қажет. Осы түрлі өңдеу кезеңдерінде газды сығымдаудың қажеттілігі талап етіледі. Бұны көрсету үшін газ мұнай сепарациясы құрылғысынан шығатын күкіртті газды алдымен қышқыл газдарды жою үшін аминді тазалау (моноэтаноламин, МЭА) құрылғысынан, оны құрғату үшін гликолем тазалау құрылғысына (үш-этиленгликоль, ТЭГ) және сатуға жөнелткенге дейін сығымдау үшін газ компрессорларынан өткізу қажет.

Бұдан басқа, газ құрамында біршама көлемде болатын СТГ айырып алғанда, дұрыс. Әдетте, ол C_3 ретінде танымал көмірсутегінен тұрады. Көптеген жағдайларда этанды C_2 бөліп алуға және мұнай химия шикізаты ретінде сатуға болады. СТГ бөліп алу сипаталып өткендей, II-кезеңдегі бірінші операция болып табылады. СТГ газ ағыны көлемінен бөліп шығару және айыру кезеңдегі өзгерістерді талап етеді, яғни келесі тәсілдердің бірі арқылы бөліп алу үшін жаңа кезеңді дайындау қажет:

• Энергия бөлетін құралдар; оған ішінара немесе толық сұйылту және ажыратып алу үшін салқындату мысал бола алады.

• Көлемін бөліп алу құралдары; адсорбация және абсорбация мысал бола алады (молекуляр салмағы 100-80 селективті көмірсутегін пайда-

ланумен)

II-кезеңдегі екінші операция СТГ өнімдерін СКГ (С3/С4) және табиғи жанар май секілді нақты фракцияларға ажыратып алумен байланысты.

Барлық өндірістік процесстер өндірісті жүргізу ортасына тікелей жақын жатқан жерлерде жүрмейтіндігі туралы факт газды немесе оның негізгі қажеттіліктерін қайта өңдеу және бөлу жүйесі жоспарын өзгерте алмайды. Бұл өндірістік газ өңдеу сұлбасына бөліп алу объектілерін енгізуді талап етеді.

Өндірістік газ өңдеу жүйесін жобалау кезінде келесі көрсеткіштер зерттеу кезінде бағалануы және қарастырылуы тиіс:

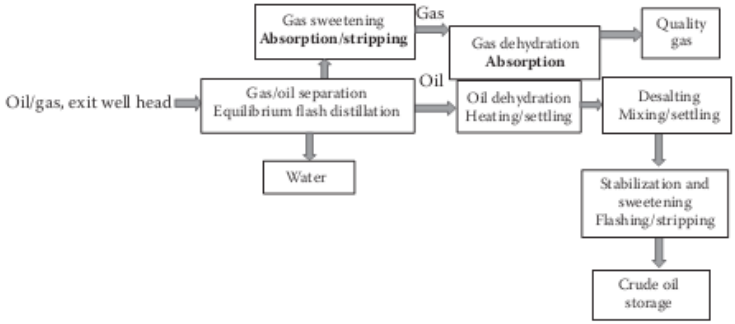
- Газдың болжамды қоры (байланысты да, бос күйіндегі де)
- Газ ағыны жылдамдығы және берілетін газ құрамы
- Нарықтағы жергілікті жерлерде, сонымен бірге сырт елдерде өнімге сұраныс
- Географиялық орналасуы және дайын өнімді тиеу әдістері
- Қоршаған орта факторлары
- Жобаны жүзеге асыруға және оның экономикасына байланысты тәуекелдер

Бұл факторлардан мұнай/газ қоры маңызды фактор бола алады. Табиғи газды өндірістік өңдеу және ажыратудың бірнеше сұлбасы ұсынылады, бірақ нақты шешім газ ағыны құрамы функциясы, осы көздердің орналасуы және алынған өнім нарығы болып табылады.

Газ техникасының бір бөлігі ретінде жіктелетін табиғи газды өндірістік өңдеу операциялары, әдетте, келесі бөліктерден тұрады: су буларын бөліп алу, құрғату; қышыл газдарды (H_2S және CO_2); және ауыр көмірсутектерін бөліп алу. Бұл процесстермен 12-14-тарауларда толық танысқанға дейін осы әрбір қоспаның газ өнеркәсібіне әсерін түпкілікті пайдаланушы ретінде қысқаша қарастырамыз:

Су буы	H2S және CO2	Сұйық көмірсутек
Бұл қарапайым қоспа. Ол небір қарсылықтар тудырмайды. • Сұйық су H2S газ болғанда коррозияның болуын жеделдетеді. • Су және көмірсутегінен тығын шүмектерінде құбырлардағы аралықтарда және т.б. болатын қатты гидраттар	Екі газда зиянды, әсіресе жағу кезінде уытты болып табылатын H2S; тұтынушылар үшін зиянды болып табылатын SO2 және SO3-тан алынған.. • Құрамында су болғанда екі газ да коррозия тудырады. • CO2 газға жылу өткізгіштігінің аса төмен қабілеттілігіне ықпал етеді.	Отын ретінде пайдаланылатын газда олардың болуы қажетсіз. • газ отынына арналған от жанатын мойындар үшін сұйық форманың болмағыны дұрыс. құбырлар үшін бұл екі фазалы ағынды: сұйықты және газды өңдеуде үлкен проблема болып табылады.

Газды тазалау және құрғатуды қоса алғанда, газды дайындау және өңдеу негізіне алынатын қондырғы жұмысы (ок) диаграммада майлы бояумен берілген:



Gas – Газ
Gas sweetening – Газды күкіртсіздендіру
Absorption/stripping – Абсорбция/бензиннен айыру
Gas dehydration – Газды сусыздандыру
Quality gas – Сапалы газ
Oil/gas, exit wellhead - Мұнай/газ, ұңғыманың шығыс сағалық тесігі
Gas/oil seperetion – Мұнайды/газды ажырату
Equilibrium flash distillation – Біркелкі бірретік дистилляция
Oil – Мұнай
Oil dehydration – Мұнайды сусыздандыру
Heating/settling – Қыздыру/тұндыру
Desalting – Тұзсыздандыру
Mixing/settling – Араластыру/тұндыру
Stabilization and sweetening – Тұрақтандыру және күкіртсіздендіру
Flashing/stripping – Булану/бензиннен айыру
Crude oil storage – Шикі мұнайды сақтау

12
Күкіртті газды өңдеу

Табиғи газда құрамындағы көлемі миллионнан бір бөлігінен бастап 50 пайызға дейін болатын қышқыл концентрациясының кең көлемі бар. Құрама Штаттарда газды сату үшін оның 4 салмақ б. (миллионнан) болатын құрамы талап етіледі. Күкіртті табиғи газды тазалаудың аса кең пайдаланылатын процесі алканоламиндер, ал олардың ішінде аса кең таралғаны моноэтанолдар (МЭА) және диэтаноламин (ДЭА) деп аталады.

Бұл тарауда газды тазалау процестері берілген және осы процессті таңдау кезінде ескерілетін факторлар анықталды. Тазалау процессі, соның ішінде кеуекті темір, мырыш қышқылы және молекулалық тор арқылы тазалау процесстері сұйық фазалы процеспен салыстырылады. Олардың соңғысы қосымша екі санатқа бөлінеді: алканоламиндердің регенеративті еріткіштерін (аминді процесс) және калий карбонаты процестерін пайдалана отырып, химиялық абсорбция және физикалық еріткіштерді пайлана отырып физикалық абсорбация.

Күкіртті газды өңдеу үшін тікелей қайта түрлендіру процессі талқылануда. Бұл тәсілдер күкіртсутегін күкіртке айналдыру үшін құрамында қышқыл бар сілті ерітінділерін пайдаланады; Стрэтфорд процесі типтік үлгі болып табылады. Сонымен қатар, газ түрлерінің іріктеліп кіруі үшін жарғақтық процестер қарастырылады.

12.1 Кіріспе

Табиғи газ, әдетте, күкіртсутегі (H2S), көміртегі диоксиді (CO2), су буы (H2O) және меркаптандар секілді ауыр көмірсутектерінің кейбір қоспаларынан тұрады. Бұл қосындылар қышқыл газдар ретінде белгілі. H2S немесе басқа да күкірт қосындылары бар (мысалы, карбонилды сульфид [COS], күкіртті көміртек [CS2] және меркаптандар) табиғи газ күкіртті газ, ал құрамында тек CO2 бар газ – күкіртсіз газ деп аталады. Әдетте, коррозия проблемасының алдын-алу және газдың жылу бөлу қабілетін ұлғайту үшін H2S де, CO2 де бөліп алған дұрыс.

Табиғи газды тазалау келесідей себептерге байланысты газды қайта өңдеу кезеңінде аса қажетті кезеңдердің бірі болып табылады:

Денсаулыққа қауіпті — құрамында 0,13 салмақ б. көлемде болғанда, H2S иісін сезінуге болады. Құрамында 4,6 салмақ б. болғанда, иіс қатты білінеді. Құрамында миллионның 200 бөлігінен астам болған кезде иісті сезінуге дағдыланады да, газды иістің көмегімен анықтау мүмкін

болмай қалады. Құрамында миллионның 500 бөлігі болғанда тыныс алу қиындағаны және

12.1-кесте
Табиғи газ құбырларының техникалық шарттары

Сипаттамасы	Техникалық шарттар	Сынау әдісі
Су құрамы	макс.4–7 фунтов/мил. станд.куб.м.	ASTM (1986), D 1142
күкіртсутегі құрамы	макс.0,25 зерен/100станд. куб.фут	GPA (1968), Ст. 2265
		GPA (1986), Ст. 2377
Жалпы жылу бөлу қабілеттілігі	минимум 950 БТЕ/ станд. куб. фут	GPA (1986), Ст. 2172
Күкірт сутегінің өсу нүктесі	макс.15°F при 800 фун. на кв. д.	ASTM (1986), D 1142
Меркаптандар құрамы	макс. 0,2 зерна/100 станд. куб. фут	GPA (1968), Ст. 2265
Күкірттің жалпы құрамы	макс. 1–5 зерен/100 станд. куб. фут	ASTM (1980), D 1072
Көмірқышқыл газы құрамы	1–3 моль % максимум	GPA (1990), Ст. 2261
Қышқыл құрамы	максимум 0-0,4 моль %	GPA (1990), Ст. 2261
Құм, шаң, шайыр және бос сұйықтықтар	Бос сандары	
Беру температурасы (°F)	максимум 120°F	
Беру қысымы (шаршы дюймдағы фунт)	шаршы дюймда минимум 700 фунт	

Ескерту: MMSCFD ≡ 1000000 стандартты текше фут.

бірнеше минут ішінде өлімге алып келетіндігі байқалады. Құрамында миллионнан 1000 бөлігі болғанда адам бірден өлім құшады.

•Сатуға келісімдер – табиғи газ құбырларының аса маңызды техникалық шарттарының ішінде үшеуі 12.1-кестеде көрсетілгендей құрамында күкірттің болуымен байланысты. Мұндай келісімдер келіссөздерге байланысты жүреді, бірақ құрамындағы H2S қатаң түрде анықталады.

• Коррозиямен байланысты проблемалар – егер CO2 парциалдық қысымы шаршы дюймда 15 фунттан асып кетсе, ингибаторлар әдетте тек коррозияның алдын-алу үшін ғана пайдаланылуы мүмкін. CO2

парциалдық қысымы газдағы CO2 мольдық үлесіне және табиғи газ қысымына тәуелді болса, коррозияның жылдамдығы да температураға байланысты болады. Егер CO2 парциалды қысымы шаршы дюймда 15 фунттан асып кетсе, арнайы металлургияны пайдалану қажет. H2S болуы металл сульфидтары айналасына қалыптасатын кернеуге байланысты металлдың сынғыштығын тудырады.

12.2 Газды тазалау процесстері

Табиғи газды тазалаудың 30-дан астам процесстері бар. Олардың ішінде аса маңыздыларын төмендегідей үлгіде жіктеуге болады:

- Қатты реагенттер партиясымен абсорбация – төменгі концентрацияда H2S толықтай бөліп алу үшін келесідей материалдар пайдаланылуы мүмкін: жоғары күкіртті газды тазалауға арналған сүзгі, молекулалық сүзгі, және мырыш оксиді. Егер реагенттер шығарылып тасталса, онда бұл тәсіл шағын көлемдегі күкірттерді бөліп алу үшін жарамды, онда газ ағыны жылдамдығы төмен немесе H2S концентрациясы да төмен.
- Реактивті ерітінділер — МЭА (моноэтаноламин), ДЭА (диэтаноламин), ДГА (дигликольамин), ДИПА (диизопропаноламин), ыстық калий карбонаты, және аралас еріткіштер. Бұл ерітінділер үлкен көлемде H2S және CO2 бөліп шығару үшін пайдаланылады, ал еріткіштер қайта қалпына келтіріледі.
- Физикалық еріткіштер — Селексол, Рецитисол, Пурисол, және фторлы еріткіштер. Олар негізінен CO2 бөліп алу үшін пайдаланылады және қайта қалпына келтіріледі.
- Күкірттің тікелей қышқылдануы — Стретфорд, Сулферокс ЛОКАТ және Клаус. Бұл процесстер H2S қалдықтарын жояды.
- Мембраналар — өте жоғары CO2 концентрациясы үшін пайдаланылады. Ауаны бөлу өнімдері, Цинара (Доу), Дупонт, Грейс, Халықаралық білгірлер және Монсанто осы процестердің кейбіреулері болып табылады.

12.3 Тазалау процессін таңдау

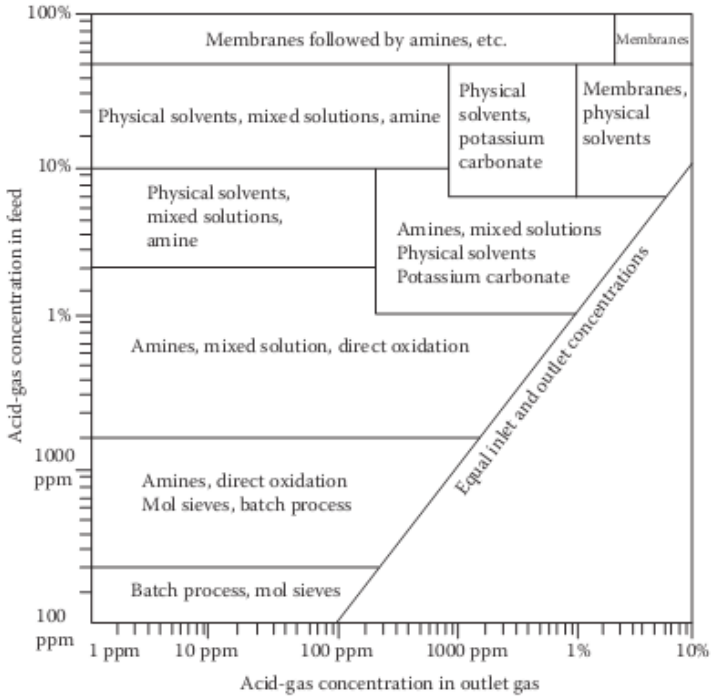
Тазалау процессін таңдау кезінде ескеру қажет көптеген факторлар бар. Оларға:

- Бөліп алынатын қоспалар типтері (H2S, меркаптандар)
- Шығу және кірудегі қышқыл газ концентрациясы
- Газ, температурасы және қысым шығыны

•Күкіртті бөліп алу мүмкіндігі
•Газ қышқылының талап етілетін таңдауы
•Газда хош иісті заттардың болуы
•Ұңғыманың орналасуы
•Қоршаған ортаға әсерін есепке алу
•Салыстырмалы экономика

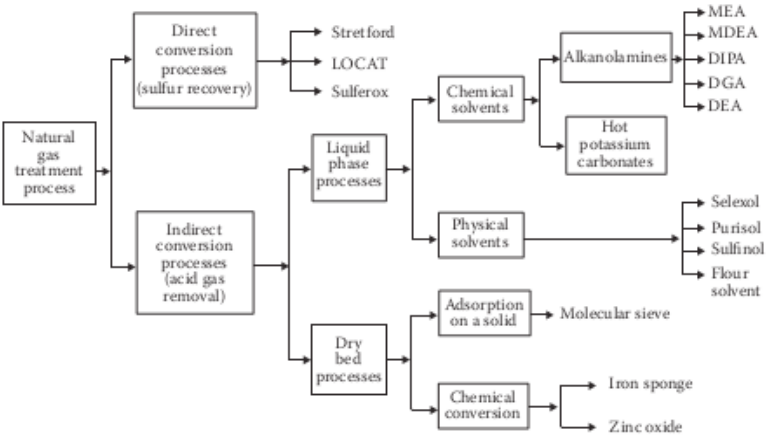
12.1-сурет тиісті процессті алдын-ала таңдау үшін пайдаланылуы мүмкін. Ол бастапқы материалдағы және алынатын өнімдегі күкірт құрамына байланысты. 12.2-суреттегі технологялық процесстің сұлбалық картасында көрсетілгендей, бірнеше коммерциялық процесстер қол жетімді. Бұл диаграмма қолайлы процессті таңдауға көмек бере алады. Егер күкіртті бөліп алу процессі үйлеспесе, онда жанама процесстерді қарауға болады. Бұл процесстер сұйық фазалы процесске және құрғақ қабат прпоцессіне жіктелуі мүмкін. Соңғысы, егер шикізаттағы күкірт құрамы төмен болғанда таңдалады, бұл 12.1-суретте дәлелденген.

Бұл жағдайда бөліп алу үшін күкірттің жалпы көлемі үлкен болмауы тиіс. Құрғақ қабаттағы процесстер темір оксиді немесе мырыш оксиді сүзгілері ретінде жіктелуі мүмкін. Бұл жағдайда, оксидтер аса қымбат болып саналмайтындықтан, тиісті сульфид учаскеде қайта қалпына келмеуі мүмкін емес, бұл мердігер компаниялардың пайдалану шығындарын төмендетуі мүмкін және күкіртті шығарып алу үшін әрі қарай өңдеуді қажет етпейді . Балама ретінде, учаскедегі қабаттың қайта қалпына келтірілуі кезінде молекулярлы торды пайдалануға болады.



Acid-gas concentration in feed – Қышқыл газ концентрациясы енгізу
Membranes followed by amines, etc. – аминдерді және т.б. пайдалану жарғақшалары
Membranes – жарғақшалар
Physical solvents, mixed solutions, amine – Физикалық еріткіштер, аралас ерітінділер, амин
Physical solvents, potassium carbonate – Физикалық еріткіштер, калий карбонаты
Membranes, physical solvents – Жарғақшалар, физикалық еріткіштер
Direct oxidation – тікелей қышқылдану
Mol sieves – Молеклалық сүзгі
Batch process – Кезеңді үдеріс
Equal inlet and outlet concentrations – Бірдей кіріс және шығыс концентрациялары
Acid-gas concentration in outlet gas – Жүретін газдағы қышқылды газ концентрациясы

12.1-сурет
Газды тазалау процессін қалай таңдау қажет.



Natural gas treatment process – Табиғи газды тазалау процессі
Direct conversion processes (sulfur recovery) – Тікелей қайта түрлендіру процессі (күкірт шығару)
Indirect processes (acid gas removal) – Тікелей емес қайта түрлендіру процессі (қышқылды газды бөліп алу)
Stretford – Стетфорд
LOCAT – ЛОКАТ
Sulferox – Сулферокс
Liquid phase processes – Сұйық фазалы процесстер
Dry bed processes – Қатты қабат процессі
Chemical solvents – Химиялық еріткіштер
Physical solvents – Физикалық еріткіштер
Adsorption on a solid – Қатты денедегі адсорбция
Chemical conversion – Химиялық қайта түрлену
Alkanolamines – Алканоламиндер
Hot potassium carbonates – Ыстық карбонадтар
Molecular sieve – Молекулярлы тор
Iron sponge – күкіртті газ тазарту үшін сүзгіш
Zinc oxide – мырыш оксиді
Selexol – Селексол
Purisol – Пурисол
Sulfinol – Сулфинол
Flour solvent – Онкодисперсиялы еріткіштер

12.2-сурет
Табиғи газды тазалауға арналған баламалар

Егер пайдалану шарттары үлкен көлемдегі H_2S және CO2 бөліп алу талап етілсе, сұйық фазалы процестер қолданылады. Егер H2S таңдаулы түрде бөліп алу талап етілсе, онда физикалық сұйылтқыштар жарамды болады: олар сонымен бірге COS және CS2 бөледі. Егер шикізат құрамында үлкен көлемде C_3 болса, онда физикалық сұйылтқыштарды қолдану осы ауыр көмірсутектерінің үлкен көлемін жоғалтып алуға

алып келуі мүмкін, себебі олар қышқыл газды еріткіштерде босап шығады және экономикалық қайтадан қалпына келмеуі мүмкін. Екінші жағынан, егер шикізат құрамында H2S и CO2 көлемі үлкен болса, онда кіші газды да бөліп алу талап етіледі, содан кейін аминдер немесе карбонаттар секілді химиялық еріткіштерді пайдалануға болады. Аминдер процессі бағасы төмен болғанда және жобалау мен пайдалану кезінде жақсы иілгіштігіне байланысты жақсы реакцияны қамтамасыз етеді. Алайда, қажет болған жағдайда шикізаттан COS и CS2 бөліп алу үшін пайдалануға болады. Карбонат процессі де энергияға деген аз шығынмен жұмыс жасауы мүмкін.

Егер күкіртті шығаруға келсек, онда тікелей қайта түрлендіру процессін пайдалануға болады. Олар тек H2S үшін селективті болып табылады. Табиғи газдан H2S бөліп алу үшін пайдаланылатын процесстердің кейбіреулері - Стрэтфорд, Локат және Сулферокс. Қатты қозғалмайтын қабатты немесе амин регенерациясы бірліктері кезінде H2S ағыны алынады. Бұл жағдайда Клаус процессі күкіртті бөліп алу үшін аса тиімді болып табылады.

12.1-суретті бастапқы материалдағы қышқыл газ концентрациясына және қышқылды ағындағы оның концентрациясын бөліп алудың талап етілетін дәрежесіне байланысты дұрыс процессті таңдау үшін үлгі ретінде пайдалануға болады. Алайда, түпкілікті шешім қабылдау үшін экологиялық, экономикалық және басқа да кез-келген проблемаларға көңіл бөлу қажет.

12.4 Партиялармен өңдеу процесстері

Партиялармен өңдеу процессін жүргізу кезінде H2S негізінен бөлініп алынады, ал құрамында CO2 болуы процесске әсер етпейді. Әдетте, партиялармен өңдеу процесстері күкірт құрамы төмен шикізаттар үшін пайдаланылады.

12.4.1 Жоғары күкіртті газды тазалауға арналған сүзгі

Партиялармен тазалау процессінде жоғары күкіртті газды тазалау үшін сүзгі өте жиі пайдаланылады. Бұл процесс төменгі және қалыпты қысым кезінде (шаршы дйюмда 50-500 фунт) төменгі концентрациядағы H2S (300 салмақ бөлігі) күкіртті газдарды тазалау үшін қолданылады. Мұндай өңдеу кезінде көміртегі диоксиді бөлінбейді. Шығарылатын газ реактордың жоғарғы бөлігіне гидратталған темір оксиді және ағаш үгінділерімен толтырылған катализатордағы қозғалмайтын қабатымен бірге беріледі. Негізгі реакция үш валентті сульфидтің түзелуі болып табылады, онда H2S темір оксидімен реакцияланады :

$$2Fe_2O_3 + 6H_2S \rightarrow 2Fe_2S_3 + 6H_2O \quad (12.1)$$

Реакция бақыланатын суды енгізумен 8-10 сілтілі сандар pH деңгейін талап етеді. Қабат бақыланатын қышқылдану арқылы регенерацияланады.

$$2Fe_2S_3 + 3O_2 \rightarrow 2Fe_2O_3 + 6S \quad (12.2)$$

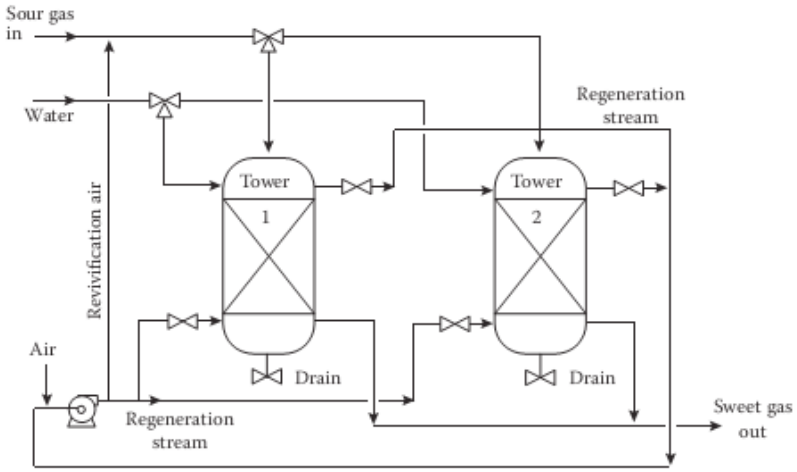
Күкірттің кейбір бөлігі қабатта жентектеліп қалуы мүмкін және осы күкірттің қышқылдануы үшін тез арада қышқыл енгізу қажет:

$$S_2 + 2O_2 \rightarrow 2SO_2 \quad (12.3)$$

Процестің қайталама циклі темір оксидінің белсенділігін жояды, ал қабат 10 циклдан кейін өзгеруі тиіс.

Процесс үздіксіз жұмыс жасауы мүмкін және ауаның немесе қышқылдың аз ғана бөлігін алынған күкіртті қышқылдандыру үшін оны қалыптастыру кезіне жіберілетін күкіртті газға үздіксіз қосып отырады. Бұл тәсілдің басымдылығы партиялармен өңдеу процессінде тиеу және түсіру үшін жұмыс күші шығынын біршама үнемдеу болып табылады. Бұл жағдайда сонымен қатар, темір оксиді фунты күкіртті жоғары көлемде бөліп алу болып табылады.

12.3-суретте темір оксиді процессінің жоғары қысымда үздіксіз жұмыс істеуінің типтік блок-сұлбасы көрсетілген. Бұл жағдайда колонналардың бірі күкіртті газдан H_2S бөліп алу ағынынан тұрады, бұл кезде екінші колонна ауамен үрілетін регенерация циклында болады. Соңғы регенерация сатысы өте сақтықпен орындалуы тиіс, себебі реакция (12.2) күшті экзотермиялық болып табылады және реакция жылдамдығына бақылау жасау талап етіледі. 12.3-суретте көрсетілген екі колоннадағы жарамсыз болған сүзгіні ауыстыру кезінде қауіпсіздікті сақтау қажет. Қабатты ашу кезінде шығатын ауа температураның тез көтеріліп кетуін тудырады, бұл қабаттың өздігінен жануына алып келуі мүмкін. Барлық қабат процесс басталғанға дейін ылғалдандырылуы тиіс. Газды тазалау үшін темір оксидінің тек екі түрін пайдалануға болады:



Sour gas in – Күкіртті газдың енуі
Water – Су
Revivification air – Қайта қалпына келтіру ауасы
Tower – Колонна
Drain – Дренаж
Air – ауа
Regeneration stream – Қайта қалпына келтіру ағыны
Sweet gas out – Тазартылған газдың шығуы

12.3-сурет
Темір оксиді процессінің типтік сұлбасы.

α-Fe2O3–H2O и γ-Fe2O3–H2O. Олар H2S оңай реакцияланады және оксидтің тиісті үш валентті формасына қышқылдану арқылы жеңіл қайта қалпына келтірілуі мүмкін.

Кейбір жағдайларда, бір қабатты процессті пайдалану тиімдірек болады, ал темір сульфидінің тартып шығарылған қабаты қалдықтарды жою орындарына тасымалданады. Содан кейін, колоннаға жаңа темір оксиді қабатын жүктейді және колонна қызмет көрсетуге қайтадан орнатылады. Тартып шығарылған қабатты мердігер компаниялармен орындалуы мүмкін болатын (12.2) және (12.3) реакцияларында көрсетілгендей ауаның қышқылмен баяу реакциялануы үшін қалдырады.

12.4.1.1 Сүзгі қабаты құрылымы

12.1-суретке сәйкес мұндай қабат (партиялармен тазалау процессі) күкіртті газдың миллионнан 200 салмақтағы бөлігіне дейін берілуін өңдей және оны тазартылған газ шығуындағы ағында 1 масс.ч дейін

жеткізе алатындығын айта кету қажет.

Құрылым үшін келесідей мәліметтер қажет:

Qг (тәулігіне млн. станд. куб. фут) = газ ағыны жылдамдығы
P (шаршы дюймдағы фунт) = жұмыс қысымы
T (°F) = жұмыс температурасы
*X*АГ (масс.ч.) = шығардағы H2S концентрациясы
Z = диаграммаға сәйкес сығылу коэффициенті
SG = газдың меншікті салмағы (егер көрсетілмесе 0,7, болжаймыз)
Есептеледі:

1. Колонна диаметрі есебі. Алдымен минималды диаметрі есептеледі

$$d_m^2(\text{in.}^2) = 360\frac{Q_g TZ}{P}$$

содан кейін колонна сыртына ағудың алдын-алу үшін барынша үлкен диаметрі,

$$d_{\max}^2(\text{in.}^2) = 1800\frac{Q_g TZ}{P}$$

Таңдалған даметр осы екі мәндер арасындағы диапазонда болуы тиіс.

2. Тазалау үшін күн сайынғы сүзгіні тұтыну есебі (*R*, футов3/тәулік):

$$R = 0{,}0133 Qг\ (X\text{АГ})$$

3. 10-нан 20 футқа дейінгі диапазонда қабат биіктігін таңдаймыз. Қабат көлемі (*V*) құрайды

$$V(\text{ft})^3 = 0.7854\ D^2L$$

мұнда *D* және *L* футта. Қабат *V/R* күннен кейін ауыстырылады.

12.1-мысал

Табиғи газ тәулігіне 2 млн.стан.текше фут ағын кезінде 0,7 меншікті салмаққа ие және газ қышқылы концентрациясы миллионнан 25 бөлік (MMSCFD = тәулігіне 106 млн. станд. куб. фут). Жұмыс қысымы мен температурасы шаршы дюймда тиісінше, 1000 фунт және 120°F құрайды. Сүзгі блогы құрылымы.

Шешуі

Қышқыл беру концентрациясы миллионнан 25 бөлікті құрайды, ал бұл мән миллионнан 200 бөлігінен төмен, бұл ретте тазалау сүзгісі секілді партиямен өңдеу процессін пайдалануға болады.

$$d^2_{\min} = \frac{360(2)(580)(0.86)}{1014.7} = 353.43 \text{ and } d_{\min} = 18.8 \text{ in.}$$

$$d^2_{\max} = \frac{1800(2)(580)(0.86)}{1014.7} = 1769.7 \text{ and } d_{\max} = 42 \text{ in.}$$

18,8-ден 42 л дейін диапазонда диаметрлерді пайдалануға болады. 24 дюйм диаметрін таңаймыз (2 фут). Күн сайынғы тұтыну *R* болады

R = 0,0133(2)(25) = 0,665 футов3/тәулік

Қабат биіктігін 10 фут деп аламыз. Қабат көлемі болады

V = 0,7854(2)2(10) = 31,416 футов3

Қабатты пайдалану мерзімі = 31,416 = 47 күн 0,665

Сондықтан, қабатты 6 аптадан кейін ауыстыру қажет.

12.4.2 Мырыш оксиді

Мырыш оксидін H2S, COS, CS2, және меркаптандарды бөліп алу үшін темір оксидімен бірге пайдалануға болады. Алайда бұл материал жақсы сорбент болып табылады және H2S концентрациясы шығуда шамамен 300 °C температура кезінде миллионнан 1 бөлігінен төмен болуы мүмкін. Мырыш оксиді су және мырыш сульфидінің қалыптасуымен H2S реакцияға түседі:

$$ZnO + H_2S \rightarrow ZnS + H_2O$$

Мырыш оксидінің жеткіліксіздігі оны мырыш оксидіне дейін қалпына келтіру мүмкіндігі болып табылады, себебі белсенді қабат агломерация нәтижесінде біршама азаяды.

Қатты қабаттың механикалық беріктігінің үлкен бөлігі ұсақ бөліктердің түзелуіне байланысты жоғалады, бұл жоғары қысыммен босату операцияларына алып келеді. Процессті пайдалану осы проблемаға және мырыш сульфидін жоюдың қиындығына байланысты төмендейді; Zn ауыр металл болып табылады.

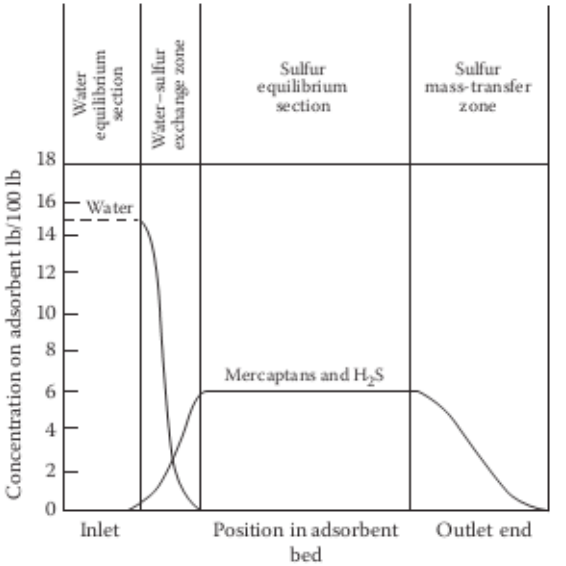
12.4.3 Молекуляр сүзгісі

Молекуляр сүзгісі (МС) кристалл натрий алюмисиликаттарды біледі және жоғарғы қабат ауданы өте үлкен және саңылау өлшемдері диапазоны өте тар болады. Олар өз қабатында таралмаған күшті полярлы зарядтарға ие, олар тіпті өте төмен концентрацияда полярлы материалдар үшін адсорбация орыны ретінде әрекет етеді. Сондықтан, өңделген табиғи газ өте төмен H2S концентрациясына (миллионнан 4 бөлігі) ие. Өнеркәсіп талаптарына негізделген және адсорбциялық ылғал қабілеттілігі бар көптеген 3А, 4А, 5А и 13Х секілді қол жетімді

өлшемдері бар.

Молекула адсорбциясы үшін алдымен оны кеуек саңылаулары арқылы өткізу қажет, ал содан кейін ол кеуек ішінде белсенді учаскеде адсорбацияланады. 12,4-суретте көрсетілгендей сүзгі қабатының төрт негізгі аумағы бар.

Жоғары полярлы қосынды болып табылатын, судың болуынан алдымен, қабатта кез-келген күкірт қосындысын ығыстырып шығаратын H2O адсорбацияланады. Бұл аймақта сүзгінің көмегімен судың теңдігі орнатылады. Екінші аймақ су-күкірт қосындысының алмасу аймағы болып табылады, мұнда су бұрынғыша күкірт қосындысын ығыстырады, бірақ күкірттің кейбір бөліктері адсорбацияланады. Күкіртті біріктіру үшін адсорбация фронты қалыптастырылады және концентрация профилі анықталады.



Concentration on adsorbent – адсорбентқа шоғырлану
Water – Су
Inlet – Кіру
Water equilibrium section – Судың тепе-теңдік аймағы
Water-sulfur exchange zone – су мен күкірт алмасу орны
Sulfur equilibrium section – Күкірттің тепе-теңдік аймағы
Mercaptans – Меркаптандар
Position in adsorbent bed – адсорбент қабатындағы позиция
Sulfur mass-transfer zone – Күкірттің масса алмастыру аймағы
Outlet end – Шығу аяғы

12.4-сурет

Молекуляр сүзгі қабатындағы адсорбциялау аймағы.

Күкірт қосындылары концентрациясы профилі арнайы бойымен төмендетіледі. 3-аймақта күкірттің теңдігі секциясы болады, онда қабатта молекуляр сүзгісі ыдысына қарай қабаттағы күкірт қосындысының ең жоғарғы концентрациясын көрсетеді. 4-аймақ – күкірт қосындысы массасының ауысу секциясы. Бұл профиль қабат соңына жететіндіктен, газ ағынында күкірттің кейбір қосындылары пайда болатындығын білдіреді (H2S) (пайдаланылмаған); бұл қабат айдалып шығарылады және регенерациялауды талап етеді.

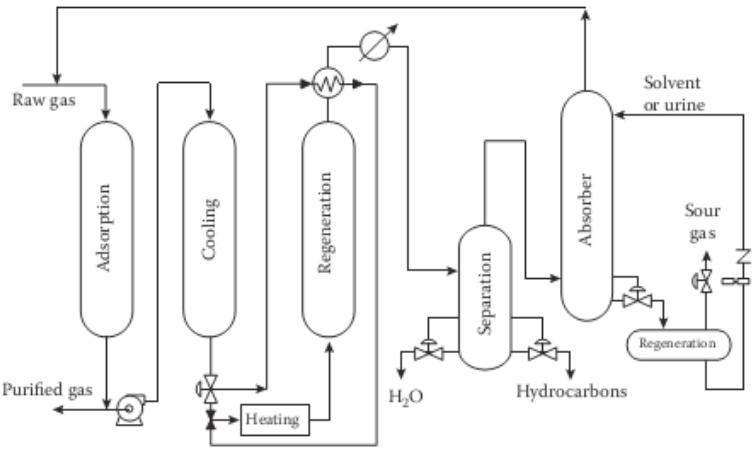
Егер H2S бөліп алу қажет болса, 5 А* молекуляр сүзгісі таңдап алынады. Алайда, егер меркаптандарды да бөліп алу қажет болса, 13Х* таңдалады. Катализдік реакцияны барынша азайту үшін таңдау жасалды:

$$H2S + CO2 \Leftrightarrow COS + H2O$$

Олефиндер, хош иісті қосындылар мен гликоль күшті адсорбацияланады, олар сүзгіні бүлдіруі мүмкін. 5 А* и 13* Х өндірістік масштабтағы молекуляр сүзгінің негізгі түрлері. Олардың негізгі қасиеттері және пайдаланылуын Кэмпбелл толықтай сипаттайды.

Коммерциялық пайдалану тым болмағанда екі қабат болуын талап етеді, олардың біреуі үнемі жұмыста болады, ал екіншісі қайта қалпына келтіріледі. Процесстің қағидалық сұлбасы 12.5-суретте көрсетілген. Күкірт қосындысы тазалау кезінде салқындатылған, қайта қалпына келтірілген қабатта адсорбацияланады. Қанық қабат тұзды қыздыру үшін шамамен 1,5 с бойына алдын-ала шамамен 400°F-600°F дейін және одан көп қыздырылған тазартылған газ бөлігін өткізу арқылы қайта қалпына келтіріледі. Қабат температурасының жоғарылауына қарай, ол газ генерациясы ағынында адсорбацияланған H2S шығарады. Қалдық күкіртті газ факелде жағылады, бұл ретте өңделген газдың шамамен 1% -2% жоғалады.

Бұл процесске осы шығынды қалына келтіру үшін амин қондырғысын қосуға болады; бұл жағдайда H2S факел регенераторынан амин қондырғысымен шығарылады.



Raw gas – Қайта өнделмеген газ
Purified gas – Тазартылған газ
Adsorption – Адсорбция
Cooling – Салқындату
Regeneration – Қайта қалпына келтіру
Heating – Жылыту
Separation – Ажырату
Absorber – абсорбер
Hydrocarbons – Көмірсутегі
Solvent on urine – Еріткіш және зәр
Sour gas – Майлы газ

12.5-сурет
Молекуляр сүзгіні пайдалана отырып табиғи газды тазалау.

Бұл факелде жағуға экологиялық тыйым салынған жағдайда, онда H_2S егер құрамында күкірт болса, онда күкіртті бөліп алу үшін қондырғыға жинақтау орталығына бағытталады.

12.5 Сұйық фаза процесі

Сұйық фаза процессі күкіртті газды өңдеу үшін аса жиі қолданылатын процесстердің бірі болып табылады. Химиялық сұйылтқыштар H2S және CO2 екі жақты реакцияға түсу үшін су ерітіндісі ретінде пайдаланылады және температураны немесе қысымды, немесе екі көрсеткішті де өзгерту арқылы қайта қалпына келтірілуі мүмкін өнім құрайды. Физикалық сұйылтқыштар күкірт қосындыларының селективті бөлінуі үшін пайдаланылуы мүмкін. Олар қысымды төмендету арқылы қоршаған орта температурасында қайта қалпына келтіріледі. Физикалық және химиялық еріткіштерді бірге пайдалануға болады. Химиялық

еріткіштер (аминдер, карбонаттар) мен физикалық еріткіштерді салыстыру 12.2-кестеде келтірілген.

12.2-кесте

химиялық және физикалық процесстерді салыстыру

	Химиялық абсорбция		
Процесстердің ерекшелігі	Амин процесстер	Карбонатты процестері	Физикалық абсорбция
Абсорбенттер	МЭА, ДЭА, ДГА, МДЭА	K2CO3, K2CO3 + MEA K2CO3 + DEA K2CO3 + күшән оксиді	Селексол, Пурисол, Ректисол
Жұмыс қысымы (шаршы дюймда фунт)	Инертті қысым	>200	250–1000
Жұмыс температурасы (°F)	100–400	200–250	Ауа температурасы
Фдсорбенттерді қалпына келтіру	Жылытып булау	Булау	Жағу, булану арқылы айдау
Шығын құны	Жоғары	Орташа	Төменгі/орташа
Іріктемелік H2S, CO2	Кейбір аминдер үшін іріктемелі (МДЭА)	Іріктемелі болуы мүмкін	H2S үшін іріктемелі
O2 шикізатқа әсері	ыдырау өнімі қалыптасуы	Жоқ	Төменгі температурада күкірттің тұнуы
COS және CS2 бөліп алу	МЭА: бөлінбейді ДГА: бөлінеді	CO2 және H2S қайта түрлендіруі және бөлінуі	Бөлінеді
Жұмыстағы проблемалар	Ерітіндінің ыдырауы; көбіктену; коррозия	Коллоннаның тұрақсыздығы; эрозия; коррозия	Ауыр көмірсутегінің жұтылуы

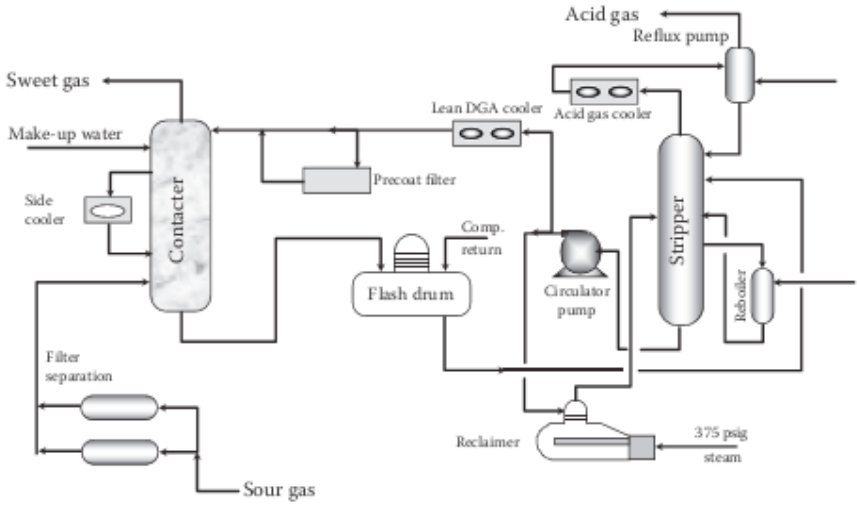
12.5.1 Амин процессі

Алканоламиндердің су ертіндісі табиғи газды тазалау үшін аса кең қолданылады. Олар, әдетте, CO2 және H2S жаппай бөлу үшін пайдаланылады. Бірқатар аминдердің қасиеттері 12.2-кестеде келтірілген. Төменгі пайдалану шығындары және газ құрамын қанағаттандыру үшін ерітінді құрамының бейімделгіштігі, бұл процесстің аса жиі пайдаланылу себебі болып табылады. Іріктелуді арттыру үшін аминді сұйық физикалық ерітіндіге қосуға болады.

Типтік амин процессі 12.6-суретте көрсетілген. Күкіртті газ ұлғайған суды және сұйық көмірсутегін жою үшін скрубберге беріледі. Содан кейін не науа (ағынның жоғарғы жылдамдығы үшін), не орама (тым

төмен жылдамдық ағыны үшін) болып табылатын абсорбция колонналарының төменгі бөлігіне түседі. Тазартылған газ колоннаның жоғарғы бөлігіне шығады. Қайта қалпына келтірілген амин (өңделген амин) осы колоннаның жоғарғы бөлігіне шығады және қарсы ағында екі ағынды байланысқа түседі. Бұл колоннада CO2 және H2S амин фазасында химиялық реакциямен абсорбацияланады. CO2 және H2S амин ерітіндісінің шығуы бай амин деп аталады. Бұл ағын тез арада буланууға ұшырайды, сүзгілейді, содан кейін амин шығарып алу үшін айдау құрылғысының жоғарғы бөлігіне береді, ал күкіртті газ (CO2 және H2S) бөлініп алынған болып табылады және колоннаның жоғарғы бөлігіне шығады. Айдауда жіберілетін су амин бу ерітіндісіне бай. Қайта қалпына келтірілген аминді (өңделген амин) кері абсорбация колонналарының жоғарғы бөлігіне қайтарады.

Процесстің жұмыс шарттары пайдаланылатын амин түріне байланысты болады. Бұл шарттардың кейбірі 12.3-кестеде келтірілген. Бірінші аминдер күкіртті газбен реакцияға түсуіне күшті болып табылады; бірақ қалытасқан мықты байланыс айдап шығаруды жүргізуді қиындатады. Екінші аминдер күкіртті газдарды жұтып алу үшін жеткілікті қуатта болады және оңай қалпына келтіріледі. Үшінші аминдер қуаттылығы аз, бірақ олар H2S жұту үшін жақсы іріктелген болып табылады.



Sweet gas – Күкіртті газ
Make-up water – Жүктемелі су
Side cooler – Бүйірдегі салқындатқыш
Filter separation – Сүзгінің көмегімен бөлу
Contacter – түйіспе сүзгі
Sour gas – Майлы газ
Flash drum – Төмен қысым сепараторы
Precoat filter – Нығыздағыш қабат сүзгі
Comp. return – сығымдалуға қайтару
Lean DGA cooler - Өңделген ДГА салқындатқыш
Reclaimer – Қайта қалпына келтіру құрылғысы
Circulator pump – айналдырушы сорап
Acid gas cooler – қышқылды газды салқындату
Acid gas – Қышқыл газ
Reflux pump –Кері ағын сорабы
Stripper – булау қондырғысы
Steam – бу
Reboiler – булағыш

СУРЕТ 12.6
Қайта қалпына келтіру құрылғысы Шаршы дюймда 375 фунт бу.

Кесте 12.3
Амин процессінің құрылымдық сұлбасы

Еріткіштер	МЭА	ДЭА	ДИПА	ВГА	МДЭА
Химиялық формула	RNH2	R2NH	R2̇ NH	RO(CH2)2NH2	R2CH3N
Молекулярлық салмақ	61	105	133	105	119
Амин түрі	Алғашқы	Екінші	Екінші	Алғашқы	Үшінші
Бу қысымы 100°F (мм рт. Ст.)	1,05	0,058	0,01	0,16	0,0061
Қату нүктесі (°F)	15	20	16	–40	–25
Салыстырмалы сыйымдылық (%)	100	58	46	58	51
Ерітінді салмағы (%)	20	30	35	60	50
Ка жүктеме (моль аг/моль амин	2,05	1,45	0,95	1,28	1,25
H2S/CO2 Іріктемелік b	0,35	0,5	0,7	0,3	0,4
Ерітінді конц. (массаның %	1	1	2	1	3
КГ (моль/моль)	15–20	20–35	30–40	45–65	40–55
Айналдыру (гал/моль КГ)	0,3–0,4	0,5–0,6	0,3–0,4	0,3–0,4	0,3–0,45
Бу жылдамдығы ф/гал)	100–165	60–125	–	50–75	65–110
Темпер.ребойлер. (°F)	1,0–1,2	0,9–1,1	–	1,1–1,3	0,9–1,1
Реакция жылуы (БТЕ/ф КГ, H2S)	240	245	255	260	250
CO2	620	550	-	675	500
	660	630	0	850	600

a циркуляция жылдамдығы (галл/мин) = *KQг* (тәулігіне млн. станд. куб. фут) *X*КГ (моль% қышқыл газ) *P үшін* > фунт шаршы дюймда және *T* < 120°F.

b 10 жоғарғы іріктелу қасиетіне ие; 1 іріктелу болып табылмайды.

Бұл жерде талқыланып жатқан аминдер арасында ДЭА аса кең таралғаны болып табылады. Бұл оның қондыру және пайдалану қарқындығына байланысты болуы мүмкін. Әрбір амин үшін нақты көрсеткіштер кейіннен берілетін болады.

12.5.1.1 Моноэтаноламин еріткіштері

Моноэтаноламин (МЭА) бірінші аминді білдіреді және басқаларына қарағанда ең күшті амин. Ол газ құбырларының ерекшеліктерін шығара алады. Ол H2S және CO2 келесідей нысанда реакцияға түседі:

$$2(RNH_2) + H_2S \Leftrightarrow (RNH_3)_2S \quad (12.4)$$

$$(RNH_3)_2S + H_2S \Leftrightarrow 2(RNH_3)HS \quad (12.5)$$

$$2(RNH_2) + CO_2 \Leftrightarrow RNHCOONH_3R \quad (12.6)$$

Бұл реакциялар қайтымды болып табылады және абсорберде тіке (төменгі температура кезінде) және кері айдау қондырғысына (жоғарғы температура кезінде) өтеді.

Моноэтаноламин H2S және CO2 реакцияға іріктелмей түседі. Өкінішке орай, ол ерітінді шығынына және айналатын ерітіндіде қатты өнімдердің жинақталуына алып келуі мүмкін COS және CS2 қайтымсыз реакцияға түседі. Бұл өнімдер сонымен бірге, коррозия көздері болуы да мүмкін.

МЭА процессіне әдетте, суда 15% -20% МЭА (массалар %) ерітіндісін пайдаланады. Жүктеме МЭА моль бөлініп алынған қышқылдың шамамен 0,3-04 мольді құрайды. Айналым жылдамдығы H2S мольда 2-ден 3 мольға дейін болады, мұны (12.4) және (12.5) реакциядан көруге болады. Алайда, өндірістік құрылғылар шектен тыс коррозияны болдырмау мақсатында 3 қатынасты пайдаланады. Бұл шектен жоғары ерітінді жүктемесі мен концентрациясы шектен тыс коррозиялардың түзелуіне алып келеді. МЭА сұйық фазада қоспалардың болуына байланысты оңай көбік құрайды. Бұл ластағыш заттар конденсирленген көмірсутегі, ыдырау өнімдері, темір сульфиді, сонымен қатар коррозия өнімі және шектен тыс ингибаторлар болуы мүмкін. Қатты бөліктер сүзгінің көмегімен бөлінуі, ал көмірсутегі буланuы мүмкін, ал ыдырау өнімдерін қайта қалпына келтіру құрылғыларының көмегімен жоюға болады. Өнеркәсіп құрылғыларының сорғыштарына пайдаланылатын науалар саны 20-дан 25-ке дейін. Алайда, жарияланған теңдік мәліметтері негізінде саналған науаның теориялық саны шамамен 3-4. Егер әрбір науа үшін КПД 35% құрайды деп болжасақ, науаның нақты саны -12 құрайды. Бірінші 10 науа H2S барлық көлемін жинап алды және тағы 10 науаның аса үлкен құндылығы жоқ. Осылайша, 15 науаны пайдалану ұсынылады. Егер шикізатта тұрақты өнім құрайтын және амин тартып шығаратын COS немесе CS2 болмаса, МЭА пайдалану ұсынылады. Егер шикізат осы қосылындардан тұрса, онда қайта қалпына келтірілген құрылғыны пайдалануға болады, мұнда аминді қайта қалпына келтіру және босату үшін NaOH секілді күшті база пайдаланылады. Бұл база кейіннен бейтараптандырылуы тиіс.

12.5.1.2 Диэтаноламин

Диэтаноламин (ДЭА) МЭА алмастырады және газды тазалау үшін аса кең қолданылады. Ол МЭА қарағанда аса төмен реакциялық қабілеттілігі және коррозиялық қасиеттері бар екінші аминді береді. Бұдан басқа, ол COS және CS2 реакцияға түседі және өнім қайта қалпына келтірілуі мүмкін. Оның бу қысымы МЭА қарағанда аса төмен (тым төмен шығын) және реакция жылуы тым төмен (түрлендіру жеңіл). CO2 және H2S негізгі реакция МЭА жағдайындағы секілді болы табылады:

$$2R_2NH + H_2S \Leftrightarrow (R_2NH_2)_2S \quad (12.7)$$

$$(R_2NH_2)_2S + H_2S \Leftrightarrow 2R_2NH_2SH \quad (12.8)$$

$$2R_2NH + CO_2 \Leftrightarrow R_2NCOONH_2R_2 \quad (12.9)$$

Бұл реакциялар негізінде ДЭА циркуляциясының 1,7 фунты 1,0 фунт МЭА секілді қышқылды газдың осындай көлемімен реакцияға түсуі мүмкін. Аса төмен коррозиялық белсенділікке байланысты аса жоғары тығыздықтың 35% (масса бойынша) пайдалануға болады. ДЭА мольда 0,65 моль дейін күкіртті газ жүктеу үшін ыдырату өнімдерінің жойылуына және регенераторлардың болмауына байланысты МЭА қарағанда пайдалану проблемалары аз болуы мүмкін. Коррозия аз, себебі ДЭА МЭА қарағанда әлсіз. Көбіктену ыдырау өнімдері мен коррозияның болмауына байланысты төмендейді.

12.5.1.3 Диизопропаноламин

Диизопропаноламин (ДИПА) екінші аминді білдіреді және Shell лицензияланған ADIP процессінде жиі қолданылады. ДИПА COS және CS2 реакцияға түседі, және өнімді қайта қалпына келтіру оңай болады. Төменгі қысым кезінде ДИПА H2S қатынасы бойынша тым іріктемелі болып табылады, ал аса жоғары қысымда ДИПА CO2 және H2S тазартылады. Ол коррозия тудырмайды және бай аминді қайта қалпына келтіру үшін жылуды аз талап етеді.

12.5.1.4 Метилдиэтаноламин

Метилдиэтаноламин (МДЭА) әдетте 20-50% диапазонда пайдаланылады. Салмағы бойынша пайыздылығы төмен ерітінділер, әдетте өте төмен қысымда және іріктелуді қолданумен пайдаланылады. Қышқылды газға 0,7-0,8 моль қышқылды газдар/амин моль жүктеу көміртекті болаттан жасалған жабдықтарда қолданылады. Кейбір проблемалар-

дың пайда болу аздығымен аса жоғары жүктемеде пайдалануға болады. Бұл жағдайда, тіпті осындай жоғарғы жүктемеде корррозия деңгейі біршама төмендейді. МДЭА қышқылының қатысуымен МДЭА белсенді қышқыл құрайды, ол өзінің қатысуымен жүйеде темір сульфидінің жинақталуына алып келеді. Басқа басымдылықтар аса төмен бу қысымынан, аса төмен жылу реакциясын, ыдырауға аса жоғары тұрақтылық және H2S қатысты жоғары іріктелулерден тұрады.

МДЭА басымды артықшылығы CO2 қатысуымен H2S қатысы бойынша іріктеушілік болып табылады. CO2/H2S жоғары қатынасында CO_2 негізгі бөлігі H2S үлкен бөлігін жою кезінде сату үшін абсорбер арқылы газға өте алады. H2S қатысты МДЭА іріктеушілігінің артуы оның CO2 карбонатын қалыптастыруға қабілетсіздігі болып табылады. H2S іріктеушілік абсорбациясы әрбір науаның 1,5-3,0 орналасу уақытын реттеу арқылы және абсорбердегі температураның жоғарылауына байланысты жоғары болуы мүмкін. Бұл екі жағдай да H2S жұтуына және CO2 тойтаруға ықпал етеді.

12.5.1.5 Аралас аминдер

Аминдер қоспасы, әдетте, бұл МДЭА көмегімен CO_2 тазартуды жақсарту үшін пайдаланылатын МДЭА және ДЭА немесе МЭА қоспалары. Мұндай қоспалар МДЭА негізіндегі аминдер деп аталады. Екінші амин, әдетте жалпы амин көлемінен 20 % (моль) кем болады. МЭА және ДЭА аса төмен концентрацияда аминнің жалпы концентрациясы коррозия проблемасын туғызбай 55% жетуі мүмкін.

Аминдер қоспасы, әсіресе төменгі қысымда қолдану үшін пайдалы, себебі МДЭА құбырдың техникалық шарттарына сәйкес болуы үшін жеткілікті CO_2 тазартуға қабілеттілігі аз болады. Аса жоғары қысымда амин қоспалары МДЭА алдында аз немесе мүлдем артықшылықтары болмайды. Аралас аминдер да берілетін газдағы CO_2 құрамы уақыт өте келе кен орнының ескіруіне байланысты өсетін жағдайларда пайдаланылуы мүмкін.

12.5.1.6 Амин құрылғыларының құрылымы

Амин құрылғыларының құрылымы түрлі еріткіштер үшін біркелкі болып табылады. Алайда, сонымен бірге тым реакцияға қабілетті аминдер жағдайында осы аминдерді қайта қалпына келтіру үшін МЭА секілді қайта қалпына келтіру құрылғыларын да пайдалануға болады. Амин процесстерінің негізгі жабдықтарында абсорбер болады және абсорбер құрылымына ерекше көңіл бөлу қажет. Айналу жылдамдығы, еріт-

кіштер концентрациясы, қышқылды газ жүктемесі және қайта қалпына келтіруге арналған бу жылдамдығы секілді негізгі пайдалану шарттары 12.3-кестеде келтірілген.

12.5.1.7 Абсорбер құрылымы

35 мас% ДЭА үшін және 0,5 моль қышқылды газ/моль ДЭА пайдаланумен, амин циркуляциясы жылдамдығы *q*Ам төмендегідей болады

$$q_{\mathrm{Am}}\,(\mathrm{gpm}) = 1.26\; Q_g\, X_{\mathrm{AG}} \tag{12.10}$$

мұнда *Qг* – газ ағыны жылдамдығы (тәулігіне млн. станд. куб. фут) және *X*КГ бастапқы материалдағы қышқылды газдың мольдық пайызы. Егер амин тамшысы көлемі 100 мкм деп болжасақ, абсорбер диаметрі *d*
(дюймов) келесідей есептелуі мүмкін, (Арнольд және Стюартпен)

$$d^2 = 504\,\frac{TZQ_g}{P}\left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g}\right)C_d\right]^{1/2} \tag{12.11}$$

мұнда *T* температура (°R), *Z* – сығу коэффициенті, *P* – қысым (шаршы дюймдағы фунт) және *Cd* қарсылық коэффициенті. Газ және сұйықтық тығыздығы
ρ*г* и ρ*ж* (фунтов/фут3), тиісінше. Әдетте 20 клапанды табақша 24 дюйм арақашықтығымен пайдаланылады.

12.2-тәсіл

Табиғи газ тәулігіне 100 млн. станд. куб. фут кезінде, шаршы дюймда 1000 фунт және 100 °F кезінде пайдаланылады. Оның құрамында 2 мол% CO_2 және 1,9% мол H_2S болады. Оны тазалау ДЭА пайдалана отырып, амин процессінің көмегімен жүреді. Сыртқа шығарылатын газ құрамында қышқылды қосындылар болмайды. ДЭА ағынының қажетті жылдамдығы, колонна диаметрі және биіктігі есебі.

Шешуі

$$\text{Total acid gas} = 2 + 1.9 = 3.9 \text{ mol\%}$$

$$\text{Amine flow rate } (q_{Am}) = 126 X_{AG}$$

$$\text{Amine flow rate } (q_{Am}) = 1.26\, Q_g\, X_{AG} = (1.26)(100)(3.9)$$
$$= 126(3.9) = 491.4 \text{ gpm}$$

The tower diameter is

$$d^2 = 504\left(\frac{560(0.85)(100)}{1000}\right)\left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g}\right)C_d\right]^{1/2}$$

Assuming the drag coefficient (C_d) is 0.7,

$$\rho_g = \frac{PM}{ZRT} = \frac{(1000)(16)}{(0.85)(10.7)(560)} = 3.14 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

Total acid gas – Газдың жалпы көлемі
Amine flow rate – Амин ағыны жылдамдығы
The tower diameter – Колонна диаметрі
Assuming the drag coefficient – Егер қарсылық коэффиценті (Сс) is 0,7 деп болжасақ,

мұнда P – қысым, M – молекулярлы салмақ. Табиғи газдың орташа молекуляр салмағы метан секілді деп болжасақ, онда

$$\rho_L = \rho_{water} \text{ at } 100°\text{F}$$

$$= 65.1 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

$$\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} = \frac{3.14}{65.1 - 3.14} = 0.05068 = 0.0507$$

$$d^2 = 504(47.6)[0.0507(0.7)]^{1/2}$$

$$d = 67.2 \text{ in.} = 5.6 \text{ ft}$$

Use 24 trays with a spacing of 24 in. with a height of (24)(2) = 48 ft.

12.5.2 Белсенді көміртегі калий ыстық ерітіндісін пайдалану процессі

Бұл процессте CO2 және H2S тазалау үшін ыстық калий карбонаты (K2CO3) пайдаланылады. Ол сонымен бірге, COS және CS (кері) тазалауы мүмкін. Парциалды қысым CO_2 шаршы дюймда 30-90 фунт диапазонында болса, жақсы нәтижеге қол жеткізіледі. Бұл жағдайда келесі реакция жүреді:

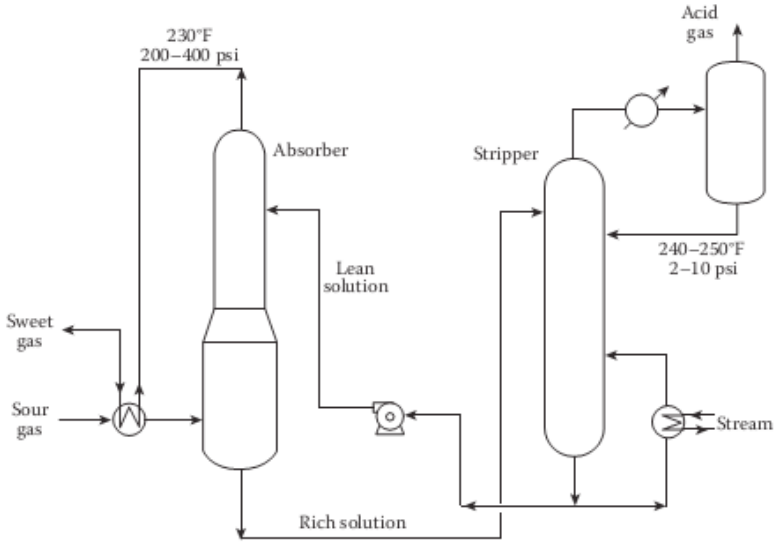
$$K_2CO_3 + CO_2 + H_2O \Leftrightarrow 2KHCO_3 \quad (12.12)$$

$$K_2CO_3 + H_2S \Leftrightarrow KHS + KHCO_3 \quad (12.13)$$

(12.12) реакциясынан ерітіндідегі $KHCO_3$ сақтау CO2 жоғары парциалды қысымды қажет ететіндігі көрінеді, 12.13 теңдігінде H2S төменгі қысымда CO2 реакцияға түспейді. Осы себептен бұл процесс шығу ағынында төменгі қышқылды газ концентрациясына жете алмайды және қайта тазалауды жүргізу қажет етіледі (молекуляр сүзгісі арқылы). Температураның жоғарылауы да калий карбонаты мен реакция өнімінің (KHCO3 and KHS) ерітіндіде қалу кепілдігі үшін қажет. Осылайша, бұл процесс тек H2S тұратын газдар үшін пайдаланылуы мүмкін емес.

Ыстық белсенді карбонатты пайдаланумен 12.7-суретте келтірілген қышқылды газды жою процесі ыстық процесс деп аталады, себебі абсорбер де, регенератор да жоғары, әдетте, 230°F-240°F температура кезінде жұмыс жасайды. Бұл процессте қышқылды газ абсорбердің төменгі бөлігіне түседі және қарсы токпен карбонатты сұйықтық ағынына ағады. Тазартылған газ абсорбердің жоғарғы бөлігінен шығады. Абсорбер 230°F температура кезінде және шаршы дюймда 90 фунтта жұмыс жасайды. Карбонаттың мол ерітіндісі жұтылған төменгі бөлігінен шығады және үрлеу құрылғысымен тез арада буға айналады, ол 245°F кезінде және қышқылды газдарсыз атмосфералық қысым кезінде жұмыс жасайды. Карбонаттың пайдаланылған ерітіндісі кері абсорберге айдалады.

Калий карбонаты ерітіндісі концентрациясы мол ағындағы калий бикарбонаты (KHCO3) ерігіштігімен шектеледі. Жүйедегі жоғары температура KHCO3 ерігіштігін арттырады, бірақ CO2 реакциясы K_2CO_3 молда KHCO3 2 мол шығарады. Осы себептен $KHCO_3$ мол ағында пайдаланылған ерітінді концентрациясын K_2CO_3 20% -35% (масса бойынша) дейін шектейді.



Sweet gas – Күкіртті газ
Sour gas – Майлы газ
Absorber – абсорбер
Lean solution – Пайдаланылған ерітінді
Rich solution – Бай ерітінді
Stripper – Булау қондырғысы
Acid gas – Қышқыл газ
Stream – Ағын

12.7-сурет
Қышқылды газды жою үшін ыстық белсенді карбонатты пайдалану процессі.

12.5.3 Қышқылды газды жою үшін физикалық ерітіндіні пайдалану процесі

Органикалық сұйықтық (еріткіштер) жоғары қысым және төменгі температура кезінде CO2 басымдылықпен H2S жұту үшін процессте физикалық ерітінділер пайдаланылады. Қайта қалпына келтіру атмосфераға, ал кейде вакуумге, жылусыз қысым шығару арқылы жүзеге асырылады. Генри заңы болып табылады:

$$P_i = HX_i$$

немесе

$$X_i = \frac{Y_i}{H} P \qquad (12.14)$$

Бұл қышқыл газ сұйық фазада абсорбацияланатындығын білдіреді (*Xi*), оның мольдық газ үлесіне (*Yi*) және керісінше тұрақты Генри тең (осы температура үшін тұрақты). Ерігіштік жалпы газ қысымына (Р) тең болатындығы аса маңызды, бұл жоғары қысым кезінде қышқыл газдар еріткіштерде еріп кететіндігін, сонымен қатар қысым түсетіндігін, еріткіш қайта қалпына келтірілуі мүмкін екендігін білдіреді.

Маңызды физикалық еріткіштер ішінде табиғи газды қайта өңдеу кезінде пайдаланылатын төрт қасиеті 12.4-кестеде келтірілген.

12.5.3.1 Люминисценцияны пайдаланумен жүретін процесстер

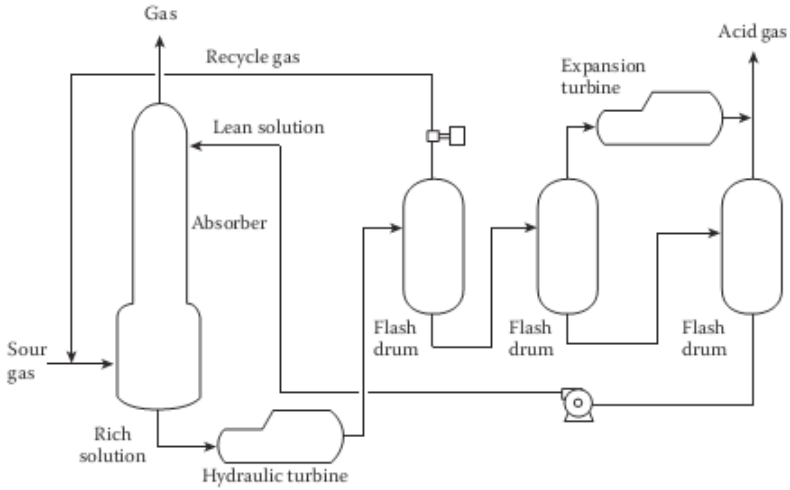
Люминисценцияны пайдаланумен жүретін процесстер табиғи газдан CO2, H2S, C2, COS, CS2, және H2O жою үшін пропиленкарбонатты пайдаланады. Осылайша, табиғи газды бірінші кезеңде тазартуға және сусыздандыруға болады.

12.8-суретте үш буландыру барабандарынан тұратын қайта қалпына келтірумен типтік технологиялық сызба берілген. Бірінші буландыру барабанындағы негізінен көмірсутегінен тұратын газ сығылады және қайта өңделеді. Екінші буландыру барабаны

12.4-кесте
Физикалық ерітінділер қасиеті

Процесс	Фторид	Пурисол	Селексол	Сульфинола
Еріткіш	Пропиленкарбонат	N-метил пирролидон	Диэтилен диметилді эфир	Сульфолан
Құрылым				
Молекулярлы салмақ	102,09	99,13	134,17	120,17
Қату (°F)	–56	–12	–83	77
Қайнау (°F)	467	396	324	546
Газдың ерігіштігі (1 атм қысым кезінде см3 газ, 75°F/см3 еріткіш)				
H2S	13,3	43,3	25,5	
CO2	3,3	3,8	3,6	
COS	6,0	10,6	9,8	
C3	2,1	3,5	4,6	

а Сульфинол сульфолан + ДИПА + H2O қоспасын білдіреді.



Gas – Газ
Sour gas – Майлы газ
Absorber – абсорбер
Lean solution – Пайдаланылған ерітінді
Rich solution – Бай ерітінді
Acid gas – Қышқыл газ
Hydraulic turbine – Гидравликалық турбина
Expansion turbine – Дроссель турбинасы
Flash drum – Төмен қысым сепараторы

12.8-сурет
Люминесценция пайдаланумен жүретін процесстің құрылымдық сұлбасы.

дроссельдеу турбинасын орнатады. Үшінші буландыру барабаны негізінен қышқылды газдардан тұрады. Процесс негізгі CO2 массасын 3% дейін жою үшін пайдаланылады.

12.5.3.2 Селексол пайдаланумен жүретін процесстер

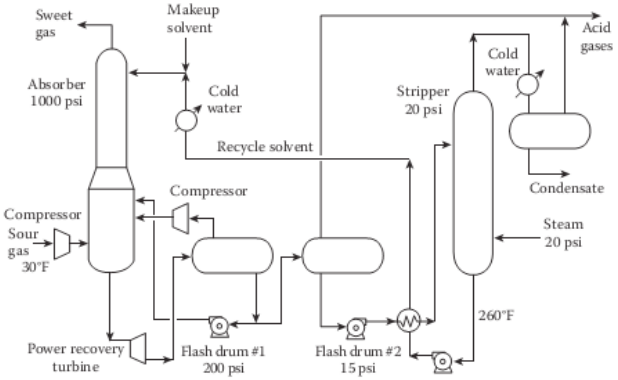
Еріткіш ретінде селексол пайдалану процессі пропиленгликоль диметил эфирі қоспасын пайдаланады. Ол уытты емес және оның қайнау температурасы амин композициясы үшін жеткіліксіз. 12.9-суретте селексол пайдаланумен жүретін процесстің технологиялық сұлбасы көрсетілген. Табиғи газдың салқындатылған ағыны шаршы дюймда 1000 фунт кезінде жұмыс жасайтын абсорбциялық колонналардың төменгі бөлігіне енгізіледі. Байытылған еріткішті шаршы дюймда 200 фунт кезінде жоғары буландыру барабанында буландырады, мұнда метан

буланады және кері абсорберге қайтады, және тазартылған газ ағынына қосылады. Содан кейін, атмосфералық қысымда еріткіш және қышқылды газ буланады. Еріткіш содан кейін, абсорберге кері қайтуы кезінде оның толықтай қайта қалпына келуі үшін бумен бесорбацияланады; кез-келген көмісутегі конденсацияланады және кез келген қалған қышқылды газдар барабаннан конденсаторға буланады.

Бұл процесс қышқылды газдың парциалды қысымы жоғары болған кезде және ауыр көмірсутегі болмағанда пайдаланылады. Бұл еріткішке CO2 жою үшін құбырдың технкиалық шарттарына сәйкес ДИПА қосуға болады.

12.5.3.3 Сульфинолды пайдаланумен жүретін процесс

Бұл процесс 40% сульфолан (тетрагидротиофен 1-1 диоксид), 40% ДИПА және 20% су болып табылатын еріткішті пайдаланады. Ол сульфолан тәрізді физикалық еріткіштерді қосу арқылы аминнің іріктелуін арттырудың тамаша үлгісі болып табылады.

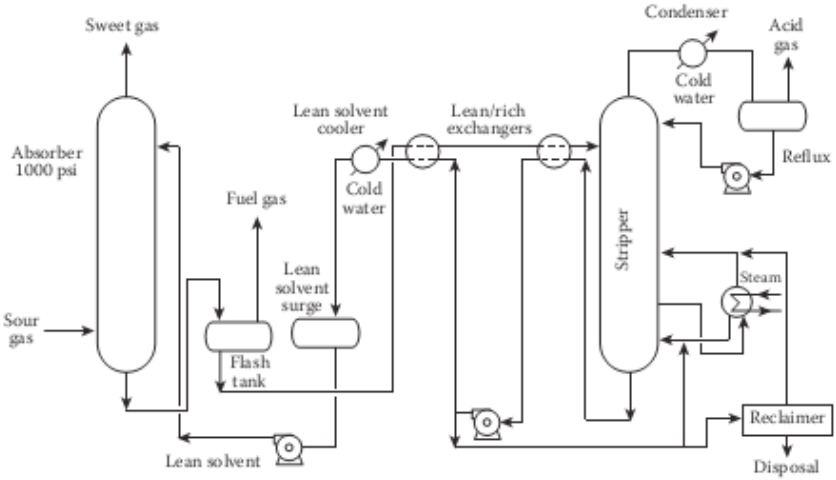


Sweet gas – Күкіртті газ
Make-up solvent – Үстеме еріткіш
Absorber – Абсорбер
Cold water – Салқындатқыш су
Compressor – Компрессор
Sour gas – Майлы газ
Power recovery turbine – Шығаратын газдан жетекті турбина
Flash drum – Төмен қысым сепараторы
Condensate – Конденсат
Acid gas – Қышқыл газ
Stripper – булау қондырғысы
Steam – бу

12.9-сурет
Селексолды пайдаланумен жүретін процесстің құрылымдық сызбасы.

Сульфолан H2S, COS және CS2 секілді күкірт қосындыларының тамаша еріткіші болып табылады. Хош иістілер, ауыр көмірсутегі және CO2 аз дәрежеде ериді. Сульфинол, әдетте, H2S/CO2 1:1 қарағанда көп болғанда немесе CO2 жою H2S дәрежесіндей талап етілмеген кезде пайдаланылады. 1,5 моль қышқылды газдың моль сульфинолға жоғарғы жүктемелігіне қол жеткізуге болады. Бұл процессте қарапайым жұту еріткіштері және 12,10-суретте көрсетілгендей қайта қалпына келтіру циклі пайдаланылады. Қышқылды газ компоненттері қысымдағы қайта қалпына келтірілген еріткіштердің ағынымен қарсы байланыстың көмегімен бастапқы газдан жойылады. Жұтылған қоспалар кейіннен регенератормен қыздырылған колоннадағы буды айдау арқылы байытылған еріткіштерден жойылады. Ыстық қайта қалпына келтірілген еріткіш, кейіннен абсорберде қайта пайдалану үшін салқындатылады. Салқындатылған бір бөлігіне ішінара жылу қуатын шығару үшін еріткіштермен байытылған жылу алмасулар арқылы қол еткізуге болады. Бастапқы материалда күкіртсутегінің үлкен көлемі бар кейбір қолданыстарда жалпы Сульфинол/Клаус құрылғысы жылу алмастыруды өткізуге мүмкіндік бере алатын балансқа ие. Ішінара қысым шығарудан кейін байытылған еріткіштерден буланатын газ отын газы ретінде түседі. Кейбір жағдайларда бұл газ ағынын құрылғыдағы жылу беру кезінде қышқылды газ құрамын реттеу үшін сульфинол еріткішімен өңдеген дұрыс.

Сульфинол ерітіндісі регенераторын еріткіш компоненттерін алканоламин ыдырау өнімдерінен немесе басқа да қайнауы жоғары немесе қайнау температурасы қатты қоспалардан еріткіш компоненттерін тазарту үшін пайдаланылады. Сульфинол регенераторы қарапайым МЭА регенераторына ұқсас, бірақ ол газ өңдеу қуаттылығымен салыстырғанда МЭА құрылғысынан біршама төмен. Әдетте, сульфинол регенераторын өңдеуге арналған құрылғыны іске қосқаннан кейін бірнеше ай бойына іске қоспаған дұрыс.



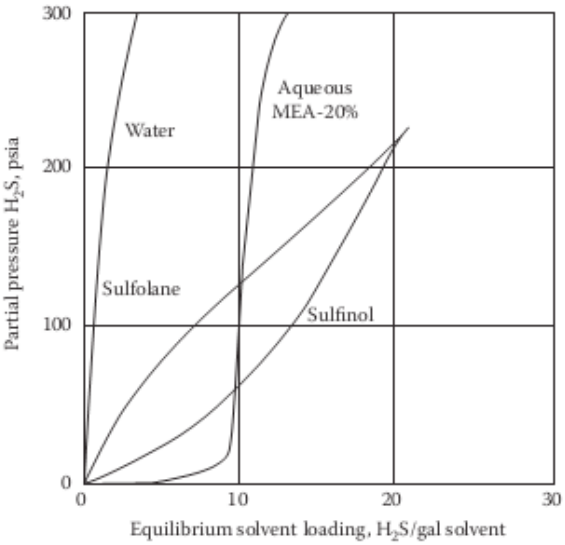
Sweet gas – Күкіртті газ
Make-up solvent – Үстеме еріткіш
Absorber – Абсорбер
Cold water – Салқындатқыш су
Compressor – Компрессор
Sour gas – Майлы газ
Power recovery turbine – Шығаратын газдан жетекті турбина
Condenser – конденсациялық сепаратор
Acid gas – Қышқыл газ
Stripper – булау қондырғысы
Steam – бу
Lean solvent – Азайған ерітінді
Lean solvent surge – Қайта қалпына келтірілген ерітінді
Lean solvent cooler – Қайта қалпына келтірілген ерітіндіні салқындатқыш
Fuel gas – Отын газы
Flash tank – Булану резервуары
Reflux- Кері ағын
Reclaimer – Регенератор
Disposal – Қалдықтарды жою
Lean/rich exchangers – кедей/мол жылу алмастырғыш

12.10-сурет
Сульфиноды пайдаланумен жүретін процестердің құрылымдық сызбасы.

Физикалық ертікіштердің бұл топтары ішінде селексол, фторид еріткішіне қарағанда аса іріктегіш болып табылады, бірақ ол пропанды ерітеді. Барлық еріткіштер ауыр парафиндермен, хош иісті қосындылар және сумен біршама ұқсастықтарға ие. Су жұтқыштық қасиетіне байланысты олар жақсы кептіргіштер болып табылады. Физикалық

ерітінділерді жүктеу нормасы жалпы аминдерге қарағанда жоғары, бұл 12.11-суретте көрсетілген.

300



Partial pressure – Ішінара қысым
Water – Су
Sulfolane – Сульфолан
Aqueous – Құрамында су бар
Sulfinol – Сульфинол
Equilibrium solvent loading – Ерітінділерді жүктеу теңдігі

12.11-сурет
Еріткіштерді теңдеп жүктеу.

Шаршы дюймда 200 фунт H2S парцалды қысым кезінде МЭА (20% еріткіш) жүктемесі (моль H2S/гал еріткіш) шамамен 11,5 құрайды және бұл кезде сульфолан жүктемесі (физикалық еріткіш) шамамен 18 құрайды, ал сульфинол (аралас еріткішті білдіретін) – шамамен 19.

12.6 Тікелей түрлендіру процессі

H2S күкіртке түрлендіру үшін көптеген процесстер қолданылады; алайда біздің пікірталасымыз бұл жерде табиғи газға қолданылатын процесстермен шектеледі. Жалпы жағдайда H2S оны күкіртке түрлендіретін құрамында қышқылдандырғыш агент бар алкин ерітіндісімен жойылады. Ерітінді флотациялық камерада (қышқылдандырғышта) ау-

амен қайта қалпына келтіріледі. Бұл мақсатқа келесі процесстер қолданылады.

12.6.1 «Стретфорд» процесі

Абсорбациялау ерітінділері Na2CO3, NaVO3 ерітілген және атрахинон дисульфоқышқылдар (ДКА) болып табылады. Реакция төрт сатыда жүреді:

$$H_2S + Na_2CO_3 = NaHS + NaHCO_3 \quad (12.15)$$

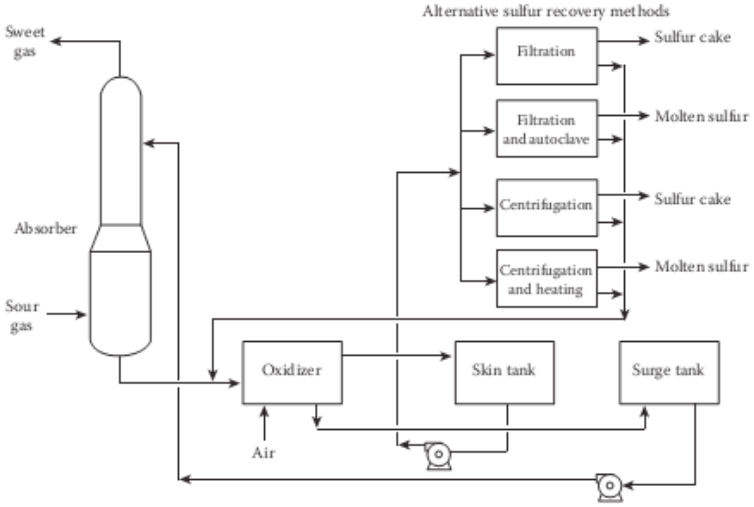
$$4NaVO_3 + 2NaHS + H_2O = Na_2V_4O_9 + 4NaOH + 2S \quad (12.16)$$

$$Na_2V_4O_9 + 2NaOH + H_2O + 2ADA(quinone) = 4NaVO_3 + 2ADA(hydroquinone) \quad (12.17)$$

$$AD(hydroquinone) + \frac{1}{2}O_2 = ADA(quinone) \quad (12.18)$$

Процесс оттегінің органикалық тасымалдаушысы ретінде ДКА пайдаланады. Өнімдердің бірі ұсақ тозаңға айналдырылған күкірт болып табылады және процесс табиғи газды H_2S өте төмен концентрациясында өңдеуге қабілетті. Тотықтырғышта немесе регенераторда антрахинон дисульфоқышқылының кішірейтілген көлемі ауамен үрлеу арқылы тотығады, бұл (12.18) реакцияда көрсетілген. Тұндырылған күкірт көпіршіктенеді.

«Стретфорд» процесі 12.12-суретте көрсетілген. Күкіртті газ абсорбердің төменгі бөлігіне, ал тазартылған газ жоғарғы бөлігіне түседі. «Стретфорд» ерітіндісі абсорбердің жоғарғы бөлігіне шығады және біраз уақыт өткен соң H2S іріктемелі түрде жұтылатын абсорбердің төменгі бөлігіне өту үшін реакция жүруі тиіс. Реакция өнімі тотықтандырғыш аппаратқа түседі, мұнда ДКА (гидрохинон) кері ДКА-ға (хинон) тотықтандыру үшін ауа үрленеді. Майсыздандырылған күкірт көбігі не сүзгілеу құрылғысына, не центрифугалауға бағытталады. Жылудың қатысуымен балқытылған күкірт қалыптасады; басқа жағдайда сүзгіде күкірт жентектеліп қалады. Сүзінді бұл құрылғылардан тотықтандырғыш сұйықтығымен бірге кері абсорберге жөнелтіледі.



Sweet gas – Күкіртті газ
Absorber – Абсорбер
Sour gas – Майлы газ
Oxidizer – Қышқылдандырғыш
Air – Ауа
Skin tank – бір қабырғалы резервуар
Surge tank – өтемддеуіш резервуар
Alternatiev sulfur recovery methods – Күкіртті қайта қалпына келтірудің балама әдістері
Filtration – Сүзгілеу
Filtration and autoclave – Күкіртті сүзгілеу және пропандау
Centrifugation – Центрифугалау
Centrifugation and heating – Центрифугалау және жылыту
Sulfur cake – Күкірт кесегі
Molten sulfur – Ерітілген күкірт

12.12-сурет
«Стретфорд» процесінің құрылымдық сызбасы.

12.6.2 «ЛОКАТ» процесі

«ЛОКАТ» процесі қосылған темір хелаты ерітінділерін шектен тыс пайдаланады. Хелат копоненттінің шағын көлемі кейбір қосымша реакциялармен таусылады және тұндырылған күкіртте жойылады. Бұл процессте (12.13-сурет), күкіртті газды абсорберде хелат реагентімен байланысқа енгізеді және H_2S қарапайым күкірттің түзілуімен қосылған темірмен реакцияға түседі. Мұнда келесі реакциялар қатысады:

$$H_2S + 2Fe^{3+} \rightarrow 2H^+ + S + 2Fe^{2+} \qquad (12.19)$$

Азайтылған темір ионы регенераторда ауа үрлеу арқылы қайта қал-

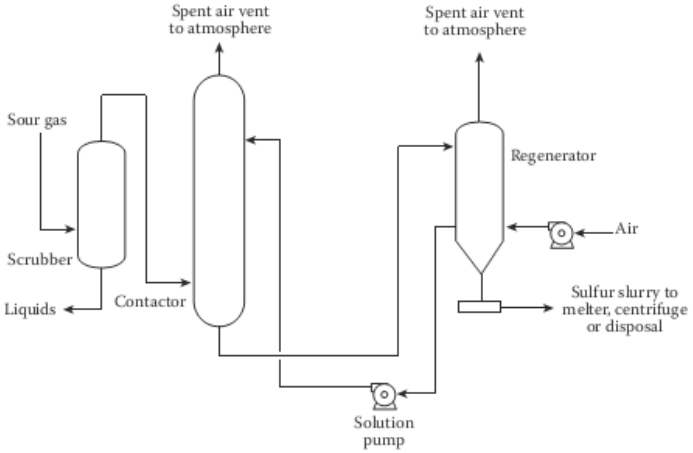
пына келтіріледі

$$\frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2Fe^{2+} \rightarrow 2(OH)^- + 2Fe^{3+} \qquad (12.20)$$

Күкірт центрифуга және балқыту үшін регенератордан жойылады. Экзотермиялық реакцияларға байланысты жылуды пайдалану талап етілмейді.

12.6.3 Сульферокс пайдаланумен жүретін процесс

Темірдің хелатирленетін қосындысы сульферокс пайдалану арқылы жүретін процестің ортасы болып табылады. Сульферокс ЛОКАТ процессі секілді, тотықтандыру-қалпына келтіру процессі болып табылады; алайда бұл жағдайда H_2S қарапайым күкіртке тотықтандыру үшін темірдің байытылған ерітіндісі пайдаланылады. Патенттелген органикалық сұйықтықтар немее хелат компоненттері жұмыс ерітіндісінде темірдің ерігіштігін арттыру үшін пайдаланылады.



Sour gas – Майлы газ
Scrubber – Скруббер
Liquids – Сұйықтық
Contactor – Контактор
Spent air vent to atmosphere – Атмосфераға пайдаланылған газды шығаруға арналған желдеткіш саңылау
Solution pump – Ерітінді сорабы
Regenerator – Регенератор
Sulfur slurry to meter6 centrfuge or disposal – Балқытуға арналған күкірт суспензиясы, центрифуг немесе шығару
Air – ауа

12.13-сурет
«ЛОКАТ» процесі.

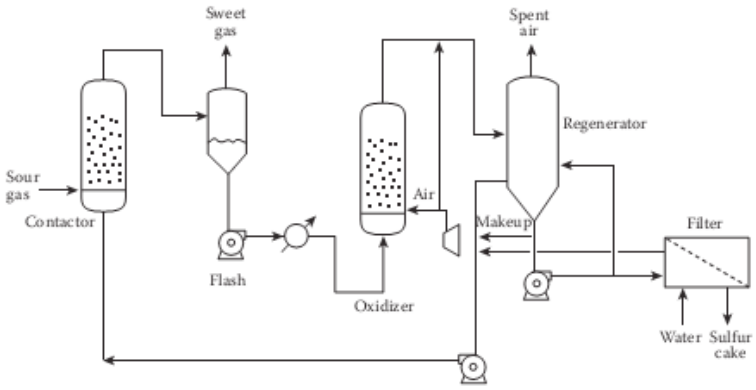
Ерітіндіде темір концентрациясының жоғарылығы нәтижесінде сұйықтықтың айналу жылдамдығы төмен болып қала береді, тиісінше шағын көлемдегі жабдықтарды талап етеді.

«ЛОКАТ» процессіндегі секілді, мұнда екі негізгі реакция болады; біріншісі (12.19) рекация секілді абсорберде жүреді, ал екіншісі (12.20) реакция секілді регенераторда жүреді. «Сульферокс» технологиясы кілті осы процесске пайдаланылатын лиганд болып табылады. Бұл лигандты пайдалану процесске жоғары жалпы темір концентрациясын пайдалануға мүмкіндік береді (> 1% салмағы бойынша).

12.14-суретте күкіртті газ контакторға түседі, мұнда қарапайым күкірттің түзілуімен H_2S тотығады. Өңделген газ және сульферокс ерітіндісі ағыны сепараторға бағытталады, мұнда тазартылған газ жоғарғы бөлігіне шығады, ал ерітінді регенераторға бағытталады, мұнда Fe2+ ауамен Fe3+ дейін тотығады, ерітінді қайта қалпына келтіріледі және кері котакторға жөнелтіледі. Күкірт регенераторға тұнады және күкірт кесегі қалыптасатын төменгі бөлігінен сүзгіден өткізу үшін алынады. Регенератордың жоғарғы бөлігінде пайдаланылған ауа шығарылады. Сульферокстың қосынды ерітіндісі лиганд ыдырау өнімдерін алмастыру үшін пайдаланылады. Бұл ыдырау жылдамдығын және ыдырау өнімдерін үрлеуді дұрыс басқару процесстің үздіксіз жұмыс жасауын қамтамасыз етеді.

12.6.4 Жарғақтық үдерістер

Полимерлі жарғақтар газ түрлеріне осы жарғақтарда іріктеліп енуі арқылы газды бөледі. Газ жарғақтың байланыс қабатында еріп кетеді,



Sour gas – Майлы газ
Contactor – Контактор
Regenerator – Регенератор

Air – аya
Sweet gas – Күкіртті газ
Flash – Булану
Oxidizer – Қышқылдандырғыш
Spent air – Пайдаланылған ауа
Makeup – Үстеме
Filter – Сүзгі
Water – Су
Sulfur cake – Күкірт кесегі

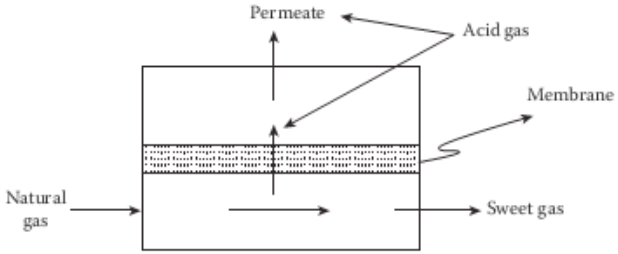
12.14-сурет
Сульферокс пайдаланумен жүретін процесс.

Парциалды қысым градиентімен жарғақ қабырғасы арқылы енеді. Газдың ену жылдамдығы A(qA) келесідей берілуі мүмкін

$$q_A = \frac{PM}{t} A_m \Delta P_A \qquad (12.21)$$

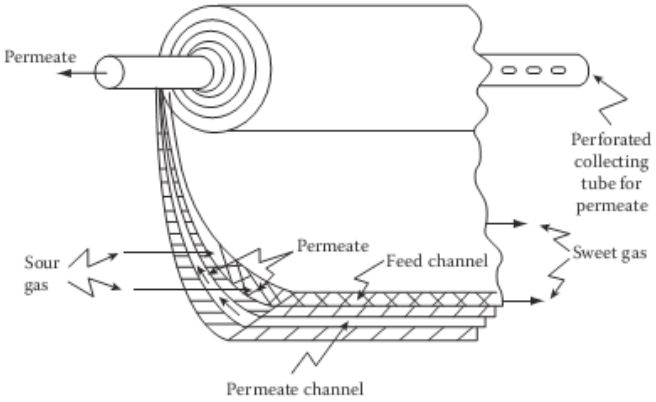
мұнда *PM* жарғақтың газ өткізгіштігі болып табылады; $A_м$ және *t* тиісінше, жарғақ беткі қабаты ауданы мен қалыңдығы болып табылады; және ΔP_A жарғақ арқылы өтетін А ішінара газ қысымы болып табылады.

Бұл процестің негізгі идеясы күкіртті газды жарғақтың бір жағына айдау, мұнда тек қышқылды газдар жарғақ арқылы өткізгіштік жағына қарай диффузияланады, ал газдардың қалған бөлігі 12.15-суретте көрсетілгендей тазартылған түрде шығады. Әдетте конфигурацияның екі модулі: ирек модуль және жартылай талшықты модуль пайдаланылады. Иректі оралған жарғақтар тесілген жиынтық құбырдың орталық ядросына айналатын оралған төрт табақшадан тұрады. Бүкіл иректеп оралған элемент металл қабықшаның ішіне орнатылған. Берілетін газ корпустың сол жақ бөлігіне түсіп, беру арнасына кіреді және осы арна арқылы ирек өсі бағытында 12.16-суретте көрсетілгендей блоктың оң жақ бөлігіне ағады. Тазартылған газ осы сатыдағы қабықшадан шығады. Қышқылды газдар қатарлас жатқан жарғақтар арқылы өтеді. Содан кейін, бұл фильтрат шығарушы арналар арқылы тесік жиынтық құбырға ағады, онда ол бір ұшы бар аппараттан шығады. Ирек орама модуліндегі ағын бағыты 12.17-суретте көрсетілген.



Permeate – Сүзінді
Acid gas – Қышқыл газ
Membrane – мембрана
Sweet gas – Күкіртті газ
Natural gas – Табиғи газ

12.15-сурет
Жарғақтағы ағын құрылымының негізгі операциялары.



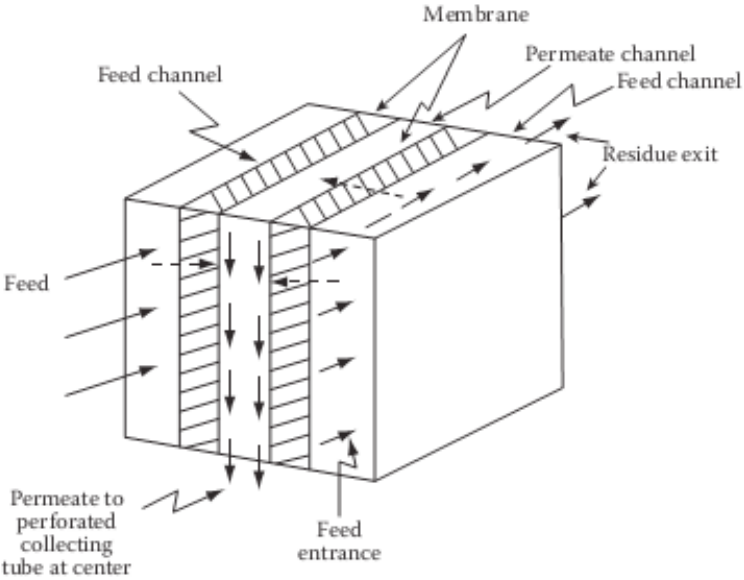
Permeate – Сүзінді
Sour gas – Майлы газ
Permeate channel – Сүзінді арнасы
Feed channel – жабдықтағыш арна
Perforated collecting tube for permeate – Сүзіндіні жинауға арналған перфорлі түтікше
Sweet gas – Күкіртті газ

12.16-сурет
Иректі орама және жинау элементтері.

Жартылай талшықты модуль өте шағын диаметрлі қуыс талшықтар шоғырынан тұрады. Модуль тері-құбыр жылу алмасуын еске түсіреді. Мыңдаған жіңішке түтіктер әрбір шеткі ұшында бір-бірімен металл қабықшалармен қоршалған түтік торларға байланысқан (12.18-сур).

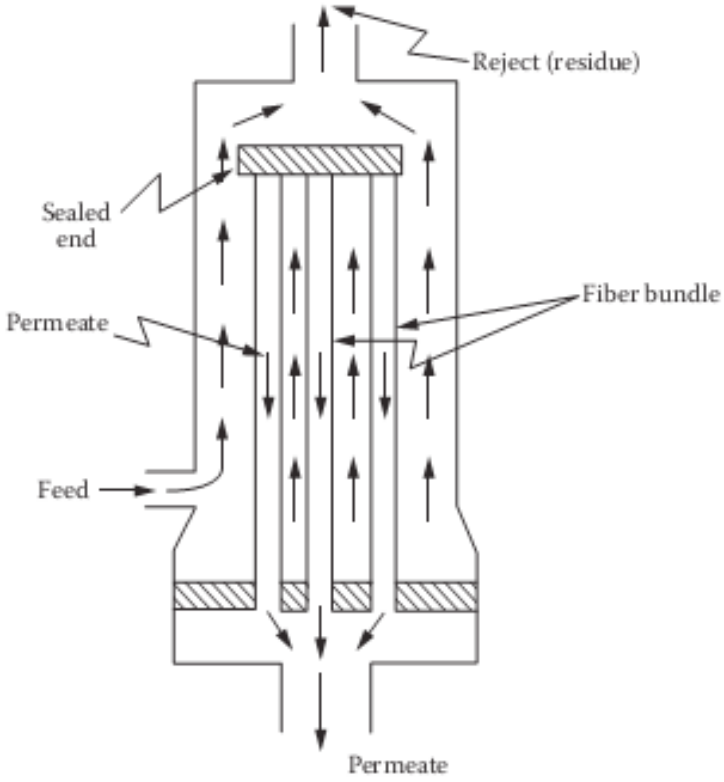
Бір бірліктегі жарғақ ауданы 3000 фут2/фут3 дейінгі көлемді құрайды. Қышқылды газдар өте жіңішке жарғақ түтікшесі арқылы диффузияланады және модульдің төменгі бөлігі арқылы шығады. Тазартылған газ жоғарғы бөлігінен шығады.

Екі модулда да жоғарғы ену жылдамдығын қамтамасыз ету үшін жоғары қысымды ұстау қажет. 12.5-кесте кейбір газдардың түрлі жарғақтардағы өткізгіштігі жылдамдығы 12.6-кестеде келтірілген. 12.6-кестеде H_2S және CO_2 басқа көмірсутегіне қарағанда біршама тез жүреді. Алайда, фильтрат газы егер табиғи газ беру кезінде болса, оның құрамында да сутегі мен су буы болады.



Feed channel – Жабдықтағыш арна
Feed – Жабдықтау
Permeate to perforated collecting tube at center – Жинау түбірі ортасында перфрирлі сүзіндінің шығуы
Feed entrance – жабдықтағыш арнаның кіруі
Residue exit – Қалдықтың шығуы
Permeate channel – Сүзінді арнасы
Membrane – мембрана

12.17-сурет
Шиыршықты орама модуль үшін газ ағыны жолдары.



Sealed end – Герметикалық ұшы
Permeate – Сүзінді
Feed – Жабдықтау
Fiber bundle – Талшықты-оптикалық ширату
Reject (residue) – Брактау (қалдық)

12.18-сурет
Қуыс талшықтармен сепаратор блогі.

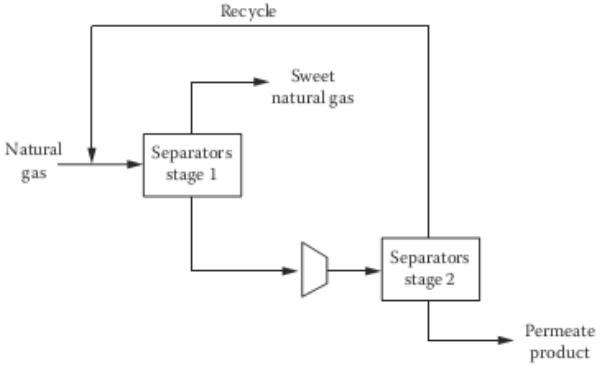
12.5-кесте
Жарғаққа түрлі газдардың енуі

	Өткізгіштік коэффициенті (ӨК) $\frac{см^3 (STP) \times см}{с \times см^2 / см \cdot см \cdot см рт.ст.} \times 10^{10}$						
Материал	**Темп. (°C)**	**He**	**H_2**	**CH_4**	**CO_2**	**O_2**	**N_2**
Силиконды каучук	25	300	550	800	2700	500	250
Табиғи каучук	25	31	49	30	131	24	8,1
Поликарбонат (Лексан)	25–30	15	12	–	5,6, 10	1,4	–
Нейлон 66	25	1,0	–	–	0,17	0,034	0,008
Полиэстер (Пермасеп)	–	–	1,65	0,035	0,31	–	0,031
Силиконды–поликарбонатты сополимер (57% силикон)	25	-	210	-	970	160	70
Тефлон FEP	30	62	–	1,4	–	–	2,5
Этилцеллюлоза	30	35,7	49,2	7,47	47,5	11,2	3,29
Полистирол	30	40,8	56,0	2,72	23,3	7,47	2,55

12.6-кесте
Газ өткізгіштік жылдамдығы

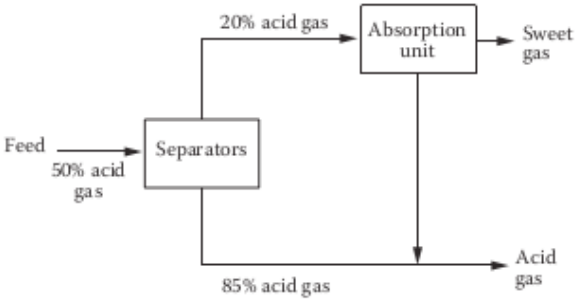
Газ	Шиыршық орама жарғақ
H2	100,0
He	15,0
H2O	12,0
H2S	10,0
CO2	6,0
O2	1.0
Ar	–
CO	0,3
CH4	0,2
N2	0,18
C2H6	0,1

Салмақ алмасу жылдамдығын олардың жарғақтың беткі қабатынан шығатын және өтетін қышқылды газбен химиялық реакцияға түсуі үшін не инертті газбен фильтратқа қарай үрлеу арқылы, немесе фильтратқа аминдерді пайдалану арқылы күшейтуге болады. Бірнеше жарғақ модульдері нақты талаптарды қанағаттандыру үшін жүйелі және қатарлас механизмдермен біріктірілуі мүмкін. 12.19-суретте екі кезеңді жүйе көрсетілген. Егер газ ағынында қышқыл құрамы жоғары болса (50%),



Recycle – Рециркуляция
Natural gas – табиғи газ
Separators stage – сепараторлар кезеңі
Sweet natural gas – Тазартылған табиғи газ
Permeate product – Сүзгілеу өнімі

12.19-сурет
Екі кезеңдік жарғақты процесс.



Feed – Жабдықтау
Acid gas – Қышқыл газ
Absorption unit – Абсорбция құрылғысы
Sweet gas – Майлы газ

12.20-сурет
Жарғылық процесті пайдаланумен қышқылды газдардың көлемін жою.

онда оны бір модульде, шамамен, 20% дейін азайтуға және амин абсорбациясы құрылғысын оны 12.20-суретте көрсетілгендей, табиғи газ қышқылы концентрациясын азайту үшін пайдалануға болады.

12.6.5 Экологиялық аспектілер

Күкіртсутегі мұнайды өндірістік өңдеу үшін негізгі ластағыштардың, ал қышқылды газды өңдеу H_2S жоюдың аса маңызды қадамдарының бірі болып табылады. Алайда, осы өңдеу барысында кейбір қосалқы өнімдер ластану проблемасын тудырады және жойылуы тиіс.

Аминмен өңдеуде келесідей ластағыш заттар түзеледі, ал тиісті қарсы әсер ету шаралары 12.7-кестеде келтірілген.

12.7-кесте

Ластанудың алдын-алу бойынша баламалар

Қалдықтар	Ластанудың алдын-алу бойынша баламалар
Амины	Аминді қайтадан пайдалану мүмкіндігі және қалыптасқан қалдықтар көлемін барынша азайту үшін жүйеде амин регенераторын пайдалану. Ерітіндінің қызмет мерзімін ұзарту және тиімділігін ұстау үшін амин сүзгісін пайдалану.
Фильтры	Сүзгіні тек қажет болған жағдайда ғана өзгерту; қажетті өзгерістердің индикаторы ретінде қысымның түсіп кетуін пайдалану. Көп реттік сүзгілерді пайдалану. Сүзгімен жұмыс жасау кезінде мұнайдың ағып кетуінің алдын-алу үшін қауіпсіздікті сақтау қажет. Барлық құрғатылған сұйықтықтарды өңдеу үшін герметикалық контейнерлерге орналастырыңыз.
Газды күкірттен және темір сульфидінен тазалау шкаласы	Газ ағынынан H2S жоюдың балама әдістерін қарастырамыз. Темір сульфидінің түзілуін төмендету үшін биоцид немесе ингибатордың көмегімен өндірістік ағындарды өңдеу.

Сұрақтар

1. Тазалау процесінің негізгі санаттарын атаңыз.

2. Тазалау (күкіртсіздендіру) процессінде табиғи газдан қандай компоненттер жойылады?

3. Қышқылды газ бен күкіртті газдың айырмашылықтары қандай?

4. Сульфинол пайдалану процессі үлгі болып табылады:

а) Физикалық

б) құрғақ қабат

в) Химиялық

г) Химиялық/физикалық (гибрид)

5. Тазалаудың кейбір процесстерінің қосарлы функциялары болады; олар да газ құрғатуды орындайды. Келесі тазалау процесстерінің қайсысы осы санатқа түседі?

а) МЭА

б) ДГА

в) ДЭА

г) Сульфинол

д) Молекулярлы сүзгі

6. Күкіртті шикі мұнай шикі мұнайдың 1000 галлонына ерітілген H_2S 12 станд. текше фут құрайды (АНИ = 35). Егер сатып алушының шикі мұнайға талаптары максимум миллионнан 50 бөлігін құраса, есептеледі:

а) күкірттілігі жоғары мұнайдың миллион бөлігіндегі H2S құрамы

б) сапа бойынша талаптарды қанағаттандыру мақсатында мұнайдың 1000 баррелінде жойылатын H2S газ көлемі (станд. куб. фут)

7. Неліктен кейбір айырықша жағдайларда CO2 қатынасы бойынша H2S іріктеп жойған дұрыс?

8. Көптеген амин еріткіштері қайта қалпына келтіріледі:

а) Т да, Р да төмендете отырып

б) Т да, Р да ұлғайта отырып

в) Т төмендете және Р ұлғайта отырып

г) Р төмендете және Т ұлғайта отырып

13
Газды құрғату

Табиғи газды құрғату осы газ қуысы нүктелерін төмендету үшін газ ағынынан шығатын су буын жою процесі болып табылады. Су көмірсутегінің аса кең таралған ластағышы болып табылады. Ол ұңғымадан алынатын газ мұнай қосындыларында үнемі болады. Қуыс нүктелері газ ағынынан су буы конденсатталатын температура ретінде анықталады. Табиғи газды сатып алу-сату келісім-шарттарында не оның қуыс нүктесі, не су буының максималды көлемі көрсетіледі.

Әдетте, құрғатуды құбыр бойымен нарыққа сатуға шығарғанға дейін жүргізу талап етіледі және оның қажетті қадамы табиғи газдағы СТГ шығарып алу болып табылады. 13-тарау газ құрғатумен байланысты келесі тақырыптар бойынша күрделі талқылаулар мен тұсаукесерлерден тұрады:

• Гидраттардың түзілуіне алып келетін жұмыс шарттары
• Гидраттардың түзілуінің алдын-алу үшін пайдаланылатын процедуралар
• Сұйық құрғатқыштарды пайдаланумен абсорбациялау арқылы, қатты құрғатқыштарды пайдаланумен адсорбациялау арқылы, сонымен қатар салқындату/конденсациялау арқылы құрғату әдістері

Шешу мысалдары, сонымен қатар, триэтиленгликоль (ТЭГ) құрғатқышы үшін HYSYS технологиялық процессі имитаторын пайдаланумен моделдеу проблемасын қоса алғанда, нақты жағдайлардағы зерттеулер келтірілген.

13.1 Кіріспе

Табиғи газ ағынын құрғатудың үш негізгі себептері бар:

• Гидрат түзілісінің алдын-алу үшін – гидраттар су және шағын көмірутегі молкулаларының физикалық комбинациясы кезінде қалыптасатын қатты заттарды білдіреді. Олар шамамен 10% көмірсутегінен және 90% судан тұратын салқын көмірсутегі қосындыларын білдіреді. Гидраттар кристаллдар түрінде өседі және индикатор диафрагмасында, клапандарда және басқа да толық ағынға ұшырамаған салаларда жинақталуы мүмкін. Осылайша, гидраттар желілерді бітеп, газ түзейтін көмірсутегі ағынын баяулатуы мүмкін. Гидраттардың түзілуіне ықпал ететін негізгі шарты:

265

Газ бос сулардың болуымен, төменгі температура кезінде және жоғары қысымда өзінің су нүктесінен бір деңгейде немесе төмен болуы тиістігі болып табылады.

•Коррозия проблемасын тудырмау үшін – коррозия сұйық су қышқыл ерітінділер түзеумен су фазасында еріп кету және бөліну бейімділігі бар қышқыл газдармен қатар болған кезде пайда болады. Қышқыл ерітінділер шектен тыс коррозиялы болуы мүмкін, әсіресе әдетте көптеген көмірсутегін өңдеу нысандарының құрылысы кезінде пайдаланылатын көміртекті болаттар үшін.

•Әрі қарайғы қайта өңдеулерге қойылатын талаптар – көптеген коммерциялық көмірсутегін пайдаланумен жүретін процесстерде судың болуы кері, көбіктену немесе катализатордың белсендірілмейтін реакцияларын беруі мүмкін. Тиісінше, сатып алушылар, әдетте газдың және сұйытылған мұнайлы газдың (СМГ) тауарлық қорында судың барынша көп болуы үшін белгілі бір талаптарға сәйкес келуін талап етеді. Бұл сумен байланысты проблемалардың әрі қарайғы қайта өңдеу операцияларына кедергі болмайтындығына кепілдік береді.

13.2 Гидрат түзілуін болжау

Бұл тарауда гидраттардың түзілуіне алып келетін жұмыс күшін анықтау әдістері келтірілген. Жекелей алғанда ұсынылған әдістер келесі жағдайларды анықтайды:

•Берілген қысым кезінде гидраттардың түзілу температурасын

•Берілген температура кезінде гидраттардың түзілу қысымын

•Берілген қысым және температура кезінде (мысалы қуыс нүктесі) газды толықтыратын су буының көлемі

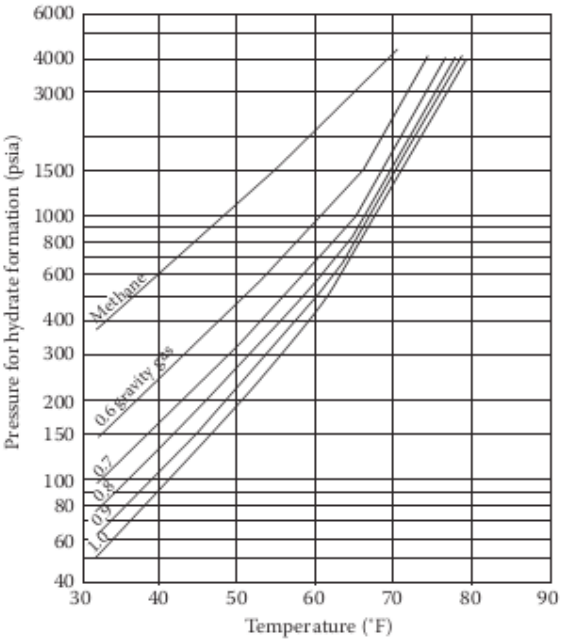
Газ су буымен қанығатын кез-келген берілген қысым, температура кезінде қуыс нүктесі ретінде анықталады. Жылудың жоғалуына байланысты құбырдағы газдың салқындауы газ температурасының гидраттардың түзілу температурасынан төмендеуін туғызуы мүмкін.

Әрі қарай гидраттардың түзілуіне алып келетін шарттарды болжау үшін екі әдіс талқыланады: жуық әдістер және балама әдістер.

13.2.1 Жуық әдістер

Бірінші жуық әдіс гидрат түзілу қысымын немесе температурасын анықтайды. Бұл әдіс 13.1-суретте көрсетілген диаграмманы пайдаланады. Ол келесі қадамдардан тұрады:

1. Газ қоспасының орташа молекулярлы салмағын есептеу *МГ*.
2. Газдың меншікті салмағын есептеу, *γГ*, мұнда *γГ = МГ/М ауа*.



Pressure for hydrate formation – Гидрат түзу қысымы
Temperature – Температура
Methane – Метан
gravity gas – газдың меншікті салмағы

13.1-сурет
Гидраттардың түзілуін болжау үшін қысым және температура қисықтары.

3. Газ температурасын (*T*) және оның (*γG*) меншікті салмағын ескере отырып, 13.1-суретті пайдаланумен гидраттардың түзілуі үшін тиісті газ қысымын табамыз.

4. Осындай тәсілмен берілген газ қысымы кезінде 13.1-суретте көрсетілгендей гидраттардың түзілу температурасын анықтауға болады.

13.1-мысал

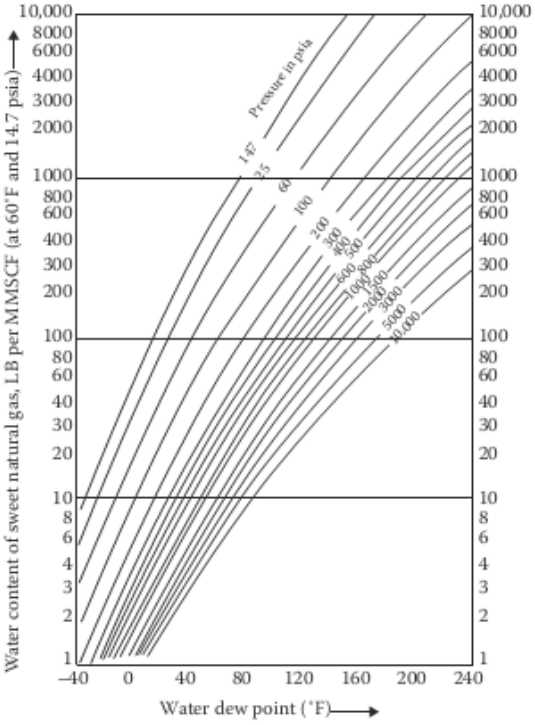
Егер табиғи газ ағынының меншікті салмағы есептеліп алынса, және

оның мәні 0,69 болса, онда 50°F температура кезінде гидрат түзелуі қысымын (шаршы дюймдағы фунтта) есептейміз.

Шешуі

13.1-суретке сәйкес тиісті берілген температура мен меншікті салмақ шартында қысым шамамен шаршы дюймда 330 фунтты құрайды.

Екінші жуық әдіс берілген қуыс нүктесіндегі су буының көлемін анықтайды. Бұл әдіс алдын-ала 13.2-суретте көрсетілгендей, қанықтыру шартында табиғи газдың су буы құрамындағы газ температурасы (T) және оның қысымының (P) ара қатынасын белгілейтін McKetta-Wehe диаграммасын пайдаланады.



Water content of sweet natural gas – Тазартылмаған табиғи газдың абсолют ылғалдығы
Water dew point - Ылғалдағы қуыс нүктесі
Pressure - қысым

13.2-сурет

Тазартылған табиғи газдағы су құрамының оның қысымы мен температурасына қызметі.

13.2-мысал

Шаршы дюймда 1000 фунт және 90 °F шартындағы су буына қаныққан табиғи газ жылудың болмауына байланысты өнеркәсіп құбырларында салқындатуға ұшырайды, мұнда температура 35 ° жетеді, ал қысым өзгеріссіз қалады.

а. газдан қанша сұйық су буланып шығатындығын есептеңіз.

б. құбыр бойымен өтетін газ шаршы дюймда 300 фунт қысым кезінде жеткізу нүктесіне жететіндігін болжай отырып, тиісті газ қуысы нүктесін табамыз.

Шешу

а. 13.2-суретке сәйкес келесіні аламыз: газ ағынындағы су құрамы бастапқы жағдайда (шаршы дюймда 1000 фунт және 90 °F) 46 фунт/MMCF (MMCF: 106 куб. фут) құрайды; газ ағынындағы су құрамы 1000 шаршы дюймда фунт және 35 °F жағдайында 7,6 фунт/MMCF құрайды; және жоюға қажетті су көлемі 46 – 7,6 = 38,4 фунт/MMCF (MMCF: 106 куб. фут).

б. Табиғи газ шаршы дюймда 300 фунт қысымда жеткізу нүктесіне дейін жеткенде оның бойындағы су құрамы 7,6 фунт/MMCF болады. Осы екі көрсеткішті 13.2-суретке қолдана отырып, қуыс нүктесі температурасын 12 °F табуға болады.

13.2.2 Аналитикалық әдістер

Бұл тарауда ұсынылған есептер, берілген қысымдағы (T) гидраттың түзілу температурасына (P) немесе белгіленген жұмыс температурасында (T) гидарттың түзілуі жүретін қысымға (P) қатысты келтірілген. Ұңғыма ернеуіндегі газ ағыны температурасы мен қысымын білудің өнеркәсіп құбырындағы газдың ұлғаюы кезінде гидраттардың түзілуін күтуге болатындығын анықтау үшін үлкен маңызы бар. Жалпы, ұңғыма ернеуіндегі температура қойнау жағдайында немесе ұңғыманың өндірістік қызмет мерзімі ішінде жылдамдықтың өзгеруі кезінде өзгеруі мүмкін. Осылайша, қайта өңдеу бойынша жабдықтарда гидраттардың түзілуі орын алмаған жағдайда алғашында мұнай берген ұңғымалар гидрат түзілуін баяулатуды, немесе керісінше талап етуі мүмкін. Есептеу тәсілі де көмірсутегі газдарының көпкомпонентті қоспасы үшін қуыс нүктесін есептеу кезінде пайдаланылатын тәсілге ұқсас. Негізгі теңдік беріледі

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{y_i}{K_i} = 1 \qquad (13.1)$$

мұнда *yi* газ фазасындағы сусыз негіздегі *i* компонентінің молдік үлесін білдіреді; *Ki* бу-тығыздық заттарының *i* компоненті үшін тепе-теңдік константасы болып табылады, *Ki* = *yi*/*xi* арқылы анықталған; ал *xi* сусыз негіздегі қатты фазадағы *i* компонентінің молдік үлесі болып табылады.

Газ қысымын (Р) және оның *yi* компоненттерінің молдік үлесін, гидраттардың түзілу температурасы (Т) келесі кезеңге сәйкес біртіндеп жақындау процедуралары арқылы жүреді:

1. T үшін мәнді болжаймыз.

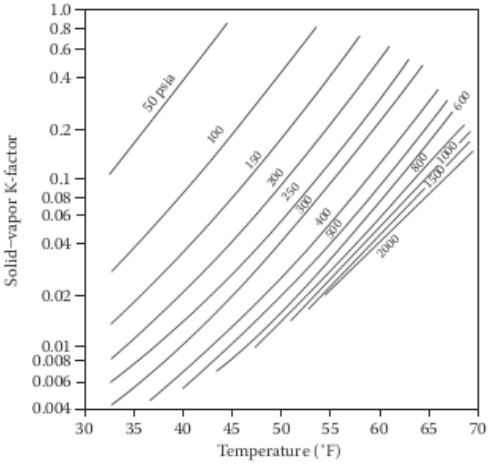
2. К диаграммасын пайдалана отырып, Р және Т кезіндегі газ компоненттері үшін мәнін табамыз.

3. Xi мәнін есептейміз, мұнда *xi* = *yi*/*Ki*.

4. Барлық компоненттер үшін *yi*/*Ki* соммасын есептейміз.

5. Алынатын мәнге Т қосудан … дейін біртіндеп жуықтау арқылы алынады

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{y_i}{K_i} = 1$$



Solid-vapor K-factor – қатты дененің К-факторы
Temperature – Температура

13.3-сурет

Изобутанды жүктеу үшін қатты дене-газ тепе-теңдігі константы (Ki).

Қатты дене-газ тепе-теңдігі константы үшін болжамды диаграмма изобутан үшін 13.3-суретте көрсетілген.

13.3 Гидрат түзілуін баяулату үшін пайдаланылатын әдістер

Табиғи газдағы гидраттардың түзілуі жоғары қысыммен, төменгі температура шарттарымен және сұйық судың қатысымен жүреді. Сондықтан гидраттар келесі әрекеттердің көмегімен алдын-ала желдетілуі мүмкін: жүйедегі температураның жоғарылығы және/немесе жүйедегі қысымның төмендігі (температура/қысымды бақылау); сұйық судың қату температурасын (химиялық реагенттерді енгізу үшін) төмендету үшін метанол немесе гликоль тәрізді химиялық заттарды енгізу; немесе газдың қуыс нүктесін төмендете отырып, сұйық судың шығарылуынан су буын жою.

13.3.1 Температура/қысымды бақылау

Табиғи газ ағыны температурасын бақылау үшін ұсынылатын әдістер ұңғыма реттегіштері немесе дроссельдерді, сонымен қатар жанама қыздырғыштардан тұрады. Бұл бірінші әдісте қысымды реттегіш (дроссель) ұңғыма ішінде (ұңғымада) орналасқан. Бұл жұмыс жасап тұрған қойнаудағы қысымнан газ температурасы бұрынғыша жоғары болатын өнеркәсіп құбырларының беткі қабатындағы қысымға дейін қысымның ең үлкен төмендеуіне алып келеді.

Қойнаудағы температура қысымды төмендету кезінде гидраттың түзілуінің алдын-алу үшін жеткілікті дәрежеде жоғары болады. Беткі қабатында қысымның өте аз немесе мүлдем ешқандай төмендеуі талап етілуі мүмкін, сондықтан беткі қабатта гидраттардың түзілуінен қашқақтайды.

Екі ернеу және өнеркәсіп құбырларының жанама қыздырғыштары әдетте ағын температурасын гидрат түзілу температурасынан жоғары ұстау үшін табиғи газды қыздыруға пайдаланылады. Ернеу қыздырғышының негізгі мақсаты – газ ағынын не дросселдеу жиі жүретін ұңғыма ернеуіне жақын қыздыру немесе қысымды төмендету. Өнеркәсіп құбыры қыздырғыштары бір жағынан қажет болған жағдайда қосымша қыздыруды қамтамасыз етеді. Олар әсіресе, жағдай ағын мен ұңғыма ернеуі, және өндірістік қайта өңдеудің келесі объектісі арасындағы қысымды біршама төмендету қажет болған кезде пайдаланылады. Бұған типтік мысал ретінде оффшорлық кен орындарын олардың құрғақ жерлердегі тазалау құрылыстарымен алуға болады. Газды ұлғайту процессінде температура шығынының орнын толтыру үшін жылу пайдаланылады. Өнеркәсіп құбырындағы газ температурасын төмендетуге

ықпал ететін тағы бір маңызды фактор топырақ температурасы болып табылады. Температураның шамамен 80 °F дейін құлауы ұзындығы шамамен 5000 фут өнеркәсіп құбырларын сынайды.

13.3.2 Химиялық реагенттерді енгізу

Метанол және гликол судың қату нүктесін төмендету үшін басқалары да (аммиак тәрізді), гидрат түзілуін төмендете отырып пайдаланылғандығына қарамастан, аса жиі пайдаланылатын химиялық заттар болып табылады.

Гидраттар баяулатқышын қолдануды келесі жағдайлар үшін қарастырған дұрыс:

- Гидраттардың түзілу проблемасы қысқа мерзімдік болып табылатын газ құбырлары жүйесі
- Гидраттардың түзілу температурасы бірнеше градус төмен кезде жұмыс жасайтын газ құбырлары жүйесі
- Төмендетілген газ қысымы бар кен орындарындағы газ жинақтау жүйесі
- Жанар майлар желілік нүктелерде гидраттардың түзілуімен сипатталады

Баяулатқыштар да сұйық суға қосу кезінде антифриздар секілді үлгіде жұмыс жасайды. Осылайша гидраттар баяулатқыштарын пайдалану негізіне алынатын принцип гидраттардың түзілу температурасын төмендете отырып, гидраттардың түзілуін төмендету болып табылады.

13.3.2.1Метанол енгізу

Метанол гидраттардың шығарылып алынбайтын аса жиі қолданатын баяулатқыштары болып табылады. Ол келесідей қасиеттерге ие:

- Ол агрессивті емес.
- Ол химиялық инертті; көмірсутегімен реакцияға түспейді.
- Ол барлық пропорцияда суда ериді.
- Ол құбыр жағдайында ұшпалы болып табылады, ал оның буының қысымы суға қарағанда үлкен.
- Ол қымбат емес.

Метанол сұйық көмірсутегінде ериді (шамамен 0,5% салмағы бойынша). Осылайша, егер газ ағынында жоғары құрамды конденсат болса, метанолдың біршама қосымша көлемі қажет етіледі. Сондықтан, бұл баяулату әдісі экономикалық тұрғыдан тиімсіз, себебі метанол өн-

дірілмейді. Мұндай жағдайда, алдымен, конденсатты газдан бөліп алу қажет. Метанолдың кейбір көлемі де буланады және газға өтеді. Газ фазасына өтетін метанол көлемі жұмыс қысымы мен температурасына байланысты болады.

Қолданудың көптеген жағдайларында метанолды баяулаудан қорғау нүктесінен біршама жоғары алып, метанолға осы нүктеге жеткенге дейін буландыруға мүмкіндік береді.

13.3.2.2 Гликоль енгізу

Гликоль метанол секілді үлгіде қызмет атқарады, алайда, гликоль бу қысымы тым төмен және бу фазасында метанол секілді оңай буланбайды. Ол сонымен бірге, метанолға қарағанда сұйық көмірсутегінде аз ериді. Бұл факт гликоль бөлініп алынатындығы және өңдеу үшін қайтадан пайдаланылуы мүмкіндігімен қатар, метанолды енгізумен салыстырғанда пайдалану шығындарын төмендетеді.

Гликольдың үш түрін пайдалануға болады: этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) және триэтиленгликоль (ТЭГ). Қолданудың келесі нақты жағдайлары ұсынылады:

• Гидраттарды қорғау үлкен мәнге ие болатын өнеркәсіптік табиғи газ құбырлары үшін ЭГ тамаша таңдау болып табылады. Ол гидраттардың аса жоғары басылуын қамтамасыз етеді, алайда оның бу қысымының жоғарылығына байланысты оны шығарып алу есебінен орындалады.

• Тағы да, ЭГ көп компонентті көмірсутегінде еру төмендігіне байланысты кемелерді немесе тиеу-түсіру жабдықтарын қорғау үшін пайдаланылады.

• Бу қалыптасуды жоғалту біршама байқалатын жағдайларда ДЭГ және ТЭГ, олардың бу қысымының тым төмендігіне байланысты пайдаланған дұрыс.

Бұл ретте гидрат баяулатқыштары жалпы газ өнеркәсіп құбырларына немесе газ жинақтау жүйесіне енгізілгенде ұңғыма ернеуіндегі жоғары қысымдағы резервуар-тұндырма құрылғысының маңызы зор. Газ ағынынан енгізу нүктесі алдында бос суды жою пайдаланылатын баяулатқыштар санының біршама үнемділігіне алып келеді.

13.1-кесте
Химиялық баяулатқыштардың қасиеттері

Баяулатқыш	***M***	***K***
Метанол	32,04	2335
Этиленгликоль	62,07	2200
Пропиленгликоль	76,10	3590
Диэтиленгликоль	106,10	4370

Гидраттардың түзілу температурасын төмендету мақсатында суды өңдеу үшін қажетті химиялық баяулатқыштардың саны Хаммершмид теңдігі бойынша есептелінуі мүмкін:

$$\Delta T = \frac{KW}{M(100 - W)} \qquad (13.2)$$

мұнда ΔT төмендетілген гидрат түзілу температурасы болып табылады (°F), W - суды өңдеуге арналған баяулатқыштың салмақтық пайызы, K – баяулатқыш түріне қатысты константа, және M – баяулатқыштың молекулярлық салмағы. Түрлі баяулатқыштар үшін M және K мәндері 13.1-кестеде келтірілген.

13.3-мысал

Газ ұңғымасы 2000 фунт су бірге күніне 10 MMSCF және тәулігіне тығыздығы 300 фунт/барр. 7000 баррель (BPD) конденсат өндіреді. Динамикалық қысым кезінде гидрат түзілу температурасы 75 °F құрайды. Егер өнеркәсіп құбырларының орташа температурасы 65 °F құраса, метанолдың конденсатта еру салмағы бойынша 0,5% және метанол фунтының газ буы/MMSCF қоспасындағы қатынасы судағы метанолдың салмақ пайызынан 0,95 пайызды құрайтындығын ескере отырып, құбырдағы гидрат түзілуі баяулатқыш үшін қажетті метанол санын анықтаймыз.

Шешуі

Құбырдағы гидрат түзілуінің алдын-алу үшін гидраттардың түзілу температурасын 65 °F дейін немесе одан төмен төмендету қажет. Осылайша, гидрат түзілу температурасын төмендету ΔT, болып табылады

$$\Delta T = 75 - 65 = 10°\text{F}$$

13.2-теңдеуін пайдалана

$$10 = \frac{2335W}{32.04(100 - W)}$$

Осылайша, W = 12,07%.

Судағы метанолдың қажетті көлемі = (0,1207)(2000) = 241,4 фунт/тәулігіне будағы метанол фунты = (0,95)(12,07) = 11,47 фунт/млн станд. куб.фут

= (11,47)(10) млн станд.куб.фут /тәулігіне

= 114,7 фунт/тәулігіне

Конденсатта еріген метанол = (0,005) (300) фунт/баррель × 700 баррель/тәулік

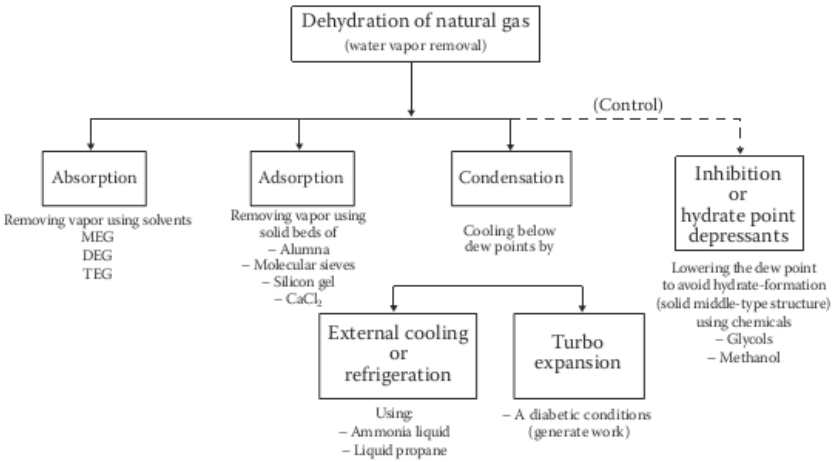
= 1050 фунт/баррель

Метанолдың жалпы саны = 241,4 + 114,7 + 1050 = 1406 фунт/күн

Нәтижелер 1050 фунт метанол (жалпы санының 75%) конденсатта еритіндігін және тиісінше өңдеуге ықпал етпейтіндігін көрсетеді. Сондықтан, мұндай өңдеу экономикалық тиімсіз болып табылады. Конденсаттың ең алдымен, өңдеу алдында бөлініп алынуы қажеттігі сөзсіз.

13.3.3 Құрғату әдістері

Табиғи газды қайта өңдеу үшін пайдаланылатын аса кең таралған әдістер: сұйық құрғатқыштарды (мысалы, гликол және метанол) пайдаланумен адсорбация; қатты құрғатқыштарды (мысалы, алюмин оксиді және силикагель) пайдаланумен адсорбация; кеңейту және/немесе салқындату арқылы қуыс нүктесінен төмен салқындату/конденсация. Бұл 13.3.1-тарауда сипатталған гидраттарды баяулату процедурасына қосымша. Құрғату әдістерін жіктеу 13.4-суретте берілген.



Dehydration of natural gas (water vapor removal) –
(Control) – (Бақылау)
Absorption – Абсорбция
Removing vapor using solvents – Еріткіштерді пайдаланумен буды жою
Adsorption – Адсорбция
Condensation – Конденсация
Inhibition or hydrate point depressants – баяулатуды немесе гидрат түзілісі нүктелерін төмендету
Removing vapor using solid beds of – Қатты қабатты пайдаланумен буды жою
Molecular sieves – Молекулярлық тор
Silicon gel – Силикон гель
Cooling below dew points – Конденсация температурасынан төмен салқындату
External cooling or refrigeration – Сыртқы салқындату немесе кәдімгі салқындату
Using: - Пайдаланумен
Ammonia liquid – Аммиак сұйықтығы
Liquid propane – Сұйық пропан
Turbo expansion – Турбо газ салқындатқыш
A diabetic conditions (generate work) – (генерациялық жұмыстар)
Lowering the dew point to avoid hydrate-formation (solid middle-type structure) using chemicals – Гидрат түзілуін болдырмау үшін қуыс нүктесін төмендету (орта түрдегі қатты құрылым)
Glycols – Гликоль
Methanol – Метанол

13.4-сурет
Газды құрғату әдістерін жіктеу.

13.4 Абсорбция (Гликолмен құрғату процесі)

13.4.1 Негізгі принциптері

Абсорбация процессіне қатынасы бар негізгі принциптер келесідей:

1. Бұл процессте құрғатылмаған газбен байланысы үшін, одан су буын бөлу үшін гигроскопиялық сұйықтық пайдаланылады. Триэтиленгликоль (ТЭГ) ерітіндімен пайдалануда аса кең таралған болып та-

былады.

2. Газ фазасынан сұйық фазаға беру компоненті ретінде анықталатын абсорбция аса төмен температурада және жоғары қысымда аса қолайлы болып табылады. Бұл нәтиже келесі қатынастарды қараумен аяқталады (Раул заңы мен Дальтон заңының үйлесімділігін білдіреді)

$$\frac{P_i}{P} = \frac{Y_i}{X_i} = K_i$$

мұнда P_i – таза i компонентінің қысымы, P – газ қоспасының (жүйенің) жалпы қысымы, X_i – сұйық фазадағы i компонентінің мольдық үлесі, Y_i – бу фазасындағы I компонентінің мольдық үлесі және K_i is температураны ұлғайту және қысымды төмендету кезінде өсетін тепе-теңдік константа.

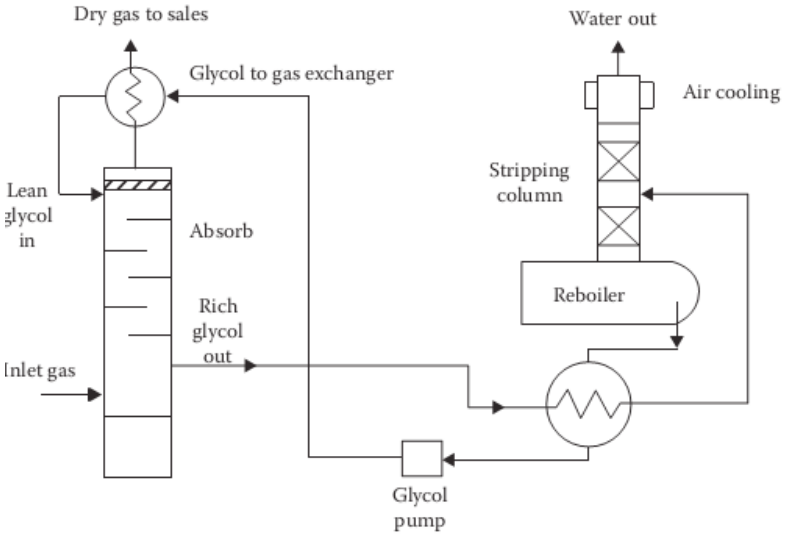
Енді, егер температура төмендесе (мұнда P - константа), P_i азаяды, және бұл газдағы су буы концентрациясы Y_i, дегенді білдіреді, бұл сұйық фазадағы су абсорбциясына ықпал етеді. Осы нәтижеге жалпы қысымды P ұлғайту кезінде қол жеткізуге болады.

3. Газ фазасынан гликольды пайдалану арқылы су буын абсорбциялау процессінің өзі динамикалық және үздіксіз болып табылады. Осылайша, газ ағыны бу мен сұйықтыққа тепе-теңдік жағдайына жетуге мүмкіндік бермей, тоқтамайды. Тиісінше, қарастырылып жатқан жүйе ағын ағып жатқан кезде тепе-теңдікке жақындауды қамтамасыз ету үшін жобалануы тиіс. Берілетін табиғи газ бен сұйықтықтағы қарсы ағымдағы ағында екі құрал қарастырылған (ерітінді немесе гликол):

а. табақшалы колонна, немесе дұрыс операция кезеңі (концепциялардың тепе-теңдігі)

б. саптамалы колонна немесе үздіксіз байланыс операциясы (жылдамдық ұғымы)

Бұл қарсы ағым жүйесі ылғалды газға колоннаның төменгі бөлігіне кіруге және шығу нүктесінде байытылған гликолмен (судың жоғары құрамы) байланысуға мүмкіндік береді. Екінші жағынан газ колонна бойымен жоғары түсетіндіктен, ол колоннадан шыққанға дейін қайта қалпына келтірілген гликольмен (төменгі су құрамымен) кездеседі.



Dry gas to sales – Құрғақ берілетін газ
Glycol to gas exchanger – Гликоль мен газ алмастырғыш
Lean glycol in – Қайта қалпына келтірілгени гликольдңғ енуі
Inlet gas – Енудегі газ
Absorb – Абсорбция
Rich glycol out – Қаныққан гликольдің шығуы
Glycol pump – Гликоль сорабы
Stripping column – Булағыш колонна
Water out – Судың шығуы
Air cooling – ауаның салқындауы

13.5-сурет
ТЭГ құрғатуың технологиялық сызбасы.

13.4.2 Абсорбция жүйесі

Абсорбция жүйесі сұлба түрінде 13.5-суретте көрсетілген. Ылғалды табиғи газ абсорбациялы колоннаға (гликолді контактор) оның түбіне жақын және төменгі табақ арқылы жоғарғы табаққа жоғары қарай ағады және одан колоннаның жоғарғы бөлігінен шығады. Әдетте, табақшалар алтыдан сегізге дейінгі көлемде пайдаланылады. Қайта қалпына келтірілген (құрғақ) гликоль колоннаның жоғарғы бөлігіне беріледі және төмен табиғи газдағы су буын жұта отырып, табақшадан табақшаға ағады. Байытылған (ылғалды) гликоль колоннаның төменгі бөлігінен гликоль қайта қалпына келтіру блогынан шығады. Құрғақ табиғи газ мұнарлы тор арқылы өнеркәсіп құбырларына өтеді.

Гликольді қайта қалпына келтіру блогы ребойлерден тұрады, мұн-

да бу гликолдағы судан қалыптасады. Бу гликольдегі суды жою үшін тығыздалған секциялар арқылы айналады. Тазартылған су және кез-келген жоғалған көмірсутектері булау колонналарының жоғарғы бөлігіне шығарылады. Көмірсутектерін жоғалту, әдетте, бұлар - бензол, толуол, ксилол және этилбензол (BTXE), бұл шығындарды барынша азайту маңызды. Байытылған гликоль ыстық қайта қалпына келтірілген гликольды пайдалана отырып, гликоль ребойлерінің буландыру колонналарына шыққанға дейін жылу алмастырғыштарда қыздырылады. Бұл қайта қалпына келтірілген гликольды қалаулы температураға дейін салқындатады және ребойлерде байытылған гликолды қыздыру үшін қажетті энергияны үнемдейді.

13.4.3 Қысым мен температура есептері

Абсорбация процесі аса жоғары температурада жақсарады, себебі газ қысымы жоғары болса, су буы, газдың осындай температурадағы төменгі қысымдағы су буымен салыстырғанда аз болады.

$$U_{\max} = C_{\mathrm{SB}} \left(\frac{\rho_l - \rho_v}{\rho_v} \right)^{1/2} \qquad (13.3)$$

Алайда, қысым процеске ықпалы шамамен шаршы дюймда 3000 фунт төмен қысым үшін маңызды мәнге ие болмайды. Алайда, газ қысымы аса жоғары болмауы тиіс, себебі бұл колоннаның номиналды қысымын ұлғайтады, тиісінше, оның шығынын ұлғайтады. Жоғары жұмыс қысымы да гликоль айдаудың жоғарғы қуаттылығын талап етеді. Екінші жағынан, егер газ қысымы тым төмен болса, онда колонна өлшемі тым үлкен болады. Әдетте, көптеген операциялар шаршы дюймда 1000-нан 1200 дейінгі фунттағы қысым кезінде есептелген.

Гликольді қайта қалпына келтіруге аса төмен қысым кезінде қол жеткізіледі. Әдетте, гликольды қайта қалпына келтіру атмосфералық қысым кезінде жүреді. Кейбір жағдайларда бұл процесс қайта қалпына келтірілген гликольдың аса жоғары концентрациясына қол жеткізу үшін вакуумда жүреді; алайда бұл жүйені тым күрделі етеді және өте қымбат.

Газ температурасы ену кезінде су булары мен көмірсутегі конденациясын болдырмау үшін тым төмен болмауы тиіс. Бұдан өзге, газдың төменгі температурасы төменгі гликоль температурасын білдіреді. Төменгі температура кезінде (50 °F төмен), гликоль тым жабысқақ болады және оны айдау қиындайды. Бұдан өзге, төменгі температурада (60°F-70°F төмен) гликоль газдағы көмірсутегімен тұрақты эмульсия қа-

лыптастыруы мүмкін және сонымен бірге көбіктің қалыптасуына алып келуі мүмкін. Екінші жағынан, газ температурасының жоғарылығы газ көлемін ұлғайтады, ал ол үшін үлкен көлемді колонна қажет етіледі, сонымен қатар газдағы су буы құрамын ұлғайтады. Бұдан өзге, газ температурасының жоғарылығы жоғарғы гликоль шығындарына алып келеді. Гликоль температурасы ену кезінде су мен көмірсутегі конденсациясын болдырмау үшін газ температурасынан төмен болмауы тиіс. Әдетте, газ температурасы 80°F-дан 110°F дейінгі аралықта болады. Гликоль температурасы ену кезінде әдетте, шығу кезіндегі газ температурасынан шамамен 10°F жоғары болады.

Гликоль регенераторында гликоль температурасы әдетте 370- 390°F дейін артады. Бұл қайта қалпына келтірілген гликольдің шамамен 98,5% - 98,9% дейінгі концентрациясына алып келеді. Аса жоғары температура гликольдің ыдырауына алып келеді. Аса жоғары гликоль концентрациясына қол жеткізу үшін үрмелі газды пайдалануға болады.

13.4.4 Процесс құрылымы

Абсорбер диаметрі мен биіктігін анықтау процедурасы нақты шарттарда пайдалану үшін шешімдермен бірге берілген.

• Колонна диаметрі — колонна диаметрін Саудер-Браун корреляциясын пайдалана отырып, есептеуге болады:

$$U_{\max} = C_{SB}\left(\frac{\rho_l - \rho_v}{\rho_v}\right)^{1/2} \tag{13.3}$$

мұнда $U_{макс}$ – барынша үлкен келтірілген газ жылдамдығы (фут/ч), $C_{СБ}$ – Саудер–Браун коэффиценті (фут/ч) (660 мәнін болжау), $\rho_{ж}$ – гликоль тығыздығы (фунт/фут^3), и $\rho_{г}$ – газ тығыздығы (фунт/фут^3).

$$A = \frac{V}{U_{\max}} \tag{13.4}$$

мұнда V – пайдалану шартындағы газ ағыны жылдамдығы.

$$V = \frac{nZRT}{P} \tag{13.5}$$

Z сығылу коэффицентін тиісті анықтау әдісімен есептеуге болады

$$Z = 1 + \frac{B_r P_r}{T_r} \tag{13.6}$$

$$B_r = B^\circ + wB'$$

$$B^\circ = 0.083 - \frac{0.422}{T_r^{1.6}}$$

$$B' = 0.139 - \frac{0.172}{T_r^{4.2}}$$

$$P_r = \frac{P}{P_c} \quad \text{(reduced pressure of natural gas)}$$

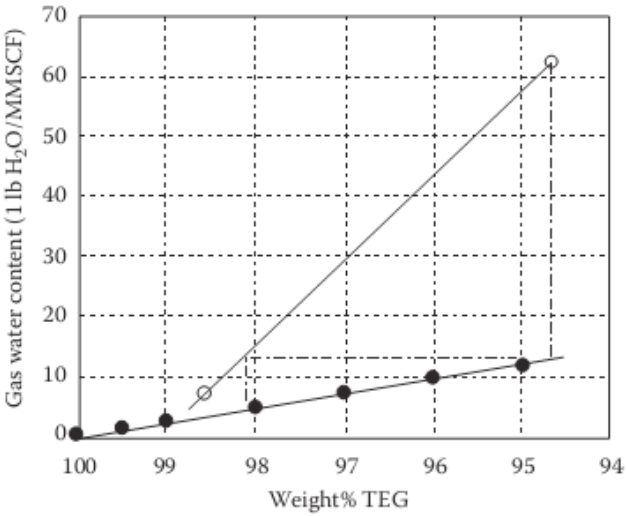
$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad \text{(reduced temperature of natural gas)}$$

Бұл ретте, диаметр болады

$$D = \sqrt{\frac{4A}{\pi}} \qquad (13.7)$$

Колонна биіктігі – теориялық табақшалар санын МакКейб-Тил әдісі арқылы санауға болады. ТЭГ және табиғи газ арасында суды бөлу (желінің тепе-теңдігі) 13.6-суретте көрсетілгендей сызықтыққа жақын:

$$Y = 0{,}1042X \qquad (13.8)$$



Weight – Салмақ
Gas water content – Газ бен су мөлшері

13.6-сурет
Маккейб-Тиле сызбасы.

мұнда *Y* – газдағы су көлемі және *X* is – байытылған гиколь концентрациясы. Егер жұмыс сызығын сызықты деп болжасақ және науалардың тиімділігін (η) деп есептесек, онда науаның нақты санын есептеуге болады. Егер науалар арасындағы қашықтықтар 2 фут деп болжасақ, биіктік (*H*) былайша есептеледі

$$H = \frac{N(\text{spacing})}{\eta}$$

13.4-мысал: Нақты жағдайларда

Пайдаланудың келесі шарттарында ылғалды газды құрғату үшін абсорбациялы колонналардың (а) диаметрін және (б) биіктігін есептейміз:

• Табиғи газ ағыны жылдамдығы = 98 млн. станд. куб. фут/күн
• Сумен байытылған газ, шаршы дюймда 1000 фунт кезінде, 100°F
• Газдағы судың есепті көлемі = 7 фунт/ млн. станд. куб. фут/күн
• Құрғату үшін ТЭГ пайдалану (тазалығы 98,5% purity, баланс су болып табылады)

• Үрмелі газды пайдаланбау

Шешуі

А. АБСОРБЕР ДИАМЕТРІ

Z, сығылу коэффицентін есептейміз, мұнда T_n = 1,6317, P_n = 1,5217, $B°$ = –0,1100, B' = 0,1170, и $B_п$ = –0,1092.

$$Z = 1 + \frac{(-0.1092)(1.5217)}{1.6317} = 0.898$$

Ағынның көлемді жылдамдығын есептейміз, V:

$$PV = nZRT$$

$$V = \frac{(98 \times 10^6 / 379.5)(0.9)(10.7)(560)}{1015}$$

$$V = 953 \frac{\text{ft}^3}{\text{min}}$$

Саудер–Браун теңдігін қолдана отырып:

$$U_{\max} = 660\left(\frac{(70 - 3.79)}{3.79}\right)^{1/2} = 2759\frac{\text{ft}}{\text{h}} = 46\frac{\text{ft}}{\text{min}}$$

Қазіргі уақытта колоннаның көлбеу қимасы ауданы болады,

$$A = \frac{953}{46} = 20.7\ \text{ft}^2$$

$$D = \sqrt{\frac{4(20.7)}{\pi}} = 5.1\ \text{ft}$$

Б. АБСОРБЕР БИІКТІГІ

Теориялық табақтар санын есептеу үшін, алдымен операциялық сызық сызамыз: мұнара түбіне 13.6-суретке сәйкес Y_1 есептеңіз:

Y_1 = газ ену жолында су көлемі = 63 фунт H_2O/ млн. станд. куб. фут

Колоннаның материалдық теңгерімі арқылы X_1 есептейміз, мұнда X_1 – гликольмен байытылған пайыз құрамы.

Мұнара басында,

Y_2 = газдағы шығатын су құрамы = 7 фунтов H_2O/ млн. станд. куб.

фут (берілген)

X_2 = гликольдің пайыздық құрамы = 98,5 (берілген)

$V(Y_1 - Y_2) = L(X_2 - X_1)$

мұнда L – айналу (фут^3/ч).

Егер 2 галлон ТЭГ/фунт H_2O қажет деп болжасақ, онда ТЭГ айналу жылдамдығы болады

$$L = G(Y_1 - Y_2)(2)$$

$$= \frac{98}{\text{day}}\left(\frac{1\,\text{day}}{24\,\text{h}}\right)\left(\frac{1\,L}{60\,\text{min}}\right)(63-7)(2\,\text{gal})$$

$$= 7.6\frac{\text{gal}}{\text{min}}(\text{gpm})$$

Біз материалдық теңгерім теңдігінің көмегімен X_1 есептей аламыз:

$$98\ \text{MMSCD}(Y_1 - Y_2) = (X_2 - X_1)\frac{\text{ft}^3}{\text{day}}$$

$$98(63-7) = \frac{\text{ft}^3}{9.5}\left(\frac{7.6\,\text{gal}}{\text{min}}\right)\left(\frac{60\,\text{min}}{1\,\text{h}}\right)\frac{24\,\text{h}}{1\,\text{day}}(98.5 - X_1)$$

$$5488 = 1459.2(98.5 - X_1)$$

$$3.761 = 98.5 - X_1$$

$$X_1 = 98.5 - 3.76$$

$$= 94.7$$

13.6-суреттің көмегімен біз сатының теориялық санын есептей аламыз: N = 1,5 саты. Тиімділік 25% құрайды деп болжасақ,

$$N_{act} = \frac{1.5}{0.25} = 6\ \text{stages}$$

Ара қашықтық 2 фут, биіктік H 12 фут болады деп болжай отырып,

Шығудағы сатылатын газдың қуыс нүктесін 13.2-суреттің көмегімен есептеуге болады және ол –10°F тең болып табылады.

13.5 Адсорбция: қатты реагенттермен құрғату

Өте төмен қуыс нүктесі талап етілетін кезде, газды қатты реагенттермен құрғату қонымды таңдау болып табылады. Ол таңдалған құрғатқыштың қозғалмайтын қабатымен су буы адсорациясына негізделген. Силикагель, белсендірілген алюминий оксиді немесе молекулярлы тор секілді бірқатар қатты құрғатқыштарды пайдалануға болады.

Бұл материалдардың қасиеттері 13.2-кестеде келтірілген. Бұл қатты заттарды таңдау үнемдеуге байланысты. Аса маңызды қасиеті қабат адсорбациясы үшін судың пайыздық көлемі ретінде берілген жүктеме құрылымын анықтайтын құрғатқыш ыдысы болып табылады. Ыдыс температураны ұлғайту кезінде азаяды.

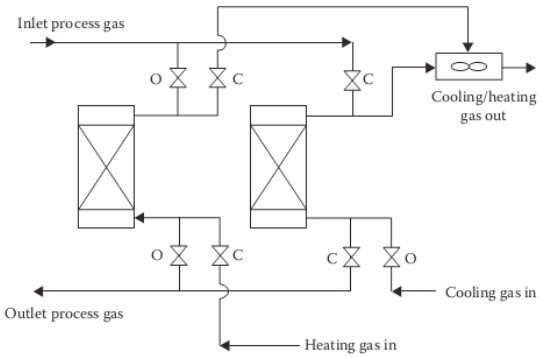
13.2-кесте
Қатты құрғатқыш қасиеті

Құрғатқыш	Силикагель	Белсендірілген алюминий оксиді	Молекулярлы тор
Саңылау диаметрі (Å)	10–90	15	3, 4, 5, 10
Көлемдік тығыз-дығы (фунт/фут3)	45	44–48	43–47
Жылу сыйым-дылығы (БТЕ/фунт °F)	0,22	0,24	0,23
Минималды қуыс нүктесі (°F)	–60 до –90	–60 до –90	–100 до –300
Жобалық қуаты (масса%) 4–20-	4-20	11–15	8–16
Қайта қалпына келтіру ағынының температурасы (°F)	300–500	350–500	425–550
Адсорбция жылуы (БТЕ/ фунт)			1800

13.5.1 Реагенттермен құрғатуды жүргізу

Жүйе екі қабатты, (13.7-суретте көрсетілгендей), үш қабатты және көпқабатты операциялардан тұрады. Үш қабатты пайдалану кезінде, егер екі қабат түрлі кезеңдерде жүктелсе, үшіншісі қайта қалпына келтіріледі. Берілетін газ жоғарғы қойнау қабатына түсу кезінде алдымен байытылады. Екінші аймақ жаппай алмасу болып табылады және жүктеледі. Үшінші аймақ бұрынғыша пайдаланылмайды және белсенді болып табылмайды. Түрлі қанықтыру прогресі мен түрлі аймақтар бейнесі 13.8-суретте көрсетілген. Қабат жұмыс жағдайында болған кезде,

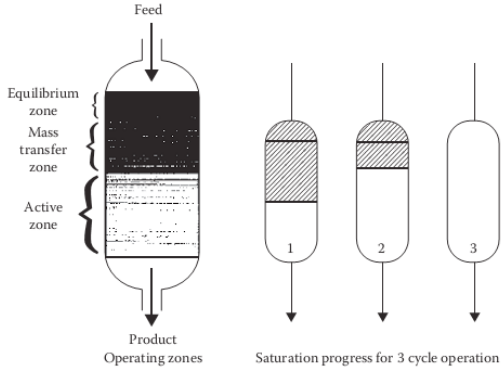
концентрация шығарда өте төмен су концентрациясына (Сн) ие және ЗМО төмен қозғалады. Белгілі бір уақытта шығуда су көлемі қабат жоқ секілді ылғалды газдың (C_0) бастапқы эквивалентті көлеміне дейінгі дәрежеде өседі. Осылайша, бұл кезеңнің басталуы жарып өту кезеңі деп аталады ($\theta_п$). Бұл жағдай 13.9 -суретте көрсетілген.



Inlet process gas – Технолгиялық газдың енуі
Outlet process gas – Технолгиялық газдың шығуы
Heating gas in – Қыздырылған газдың енуі
Cooling/heating gas out – Салқындатқыш/қыздырылған газдың шығуы
Cooling gas in – Салқындатқыш газдың енуі

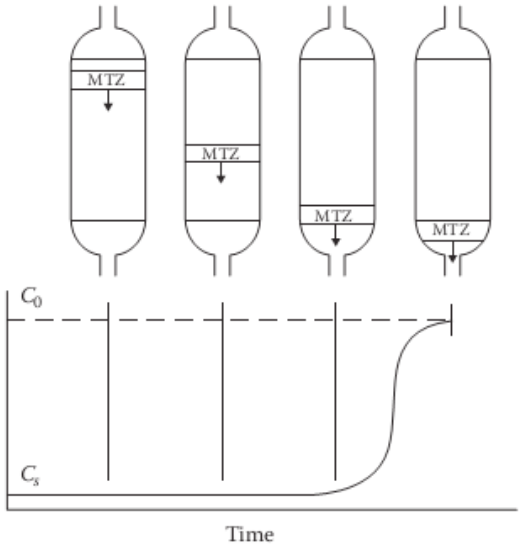
13.7-сурет

Реагенттің көмегімен құрғату процессі.



Feed – жабдықтау
Equilibrium zone – тепе-теңдік аймағы
Mass transfer zone – Салмақ алмасу аймағы
Active zone – Белсенді аймақ
Product Operating zones – Өнімнің операциялық аймағы
Saturation progress for 3 cycle operation – 3 цикл жұмысы үшін қанығу прогресі

13.8-сурет

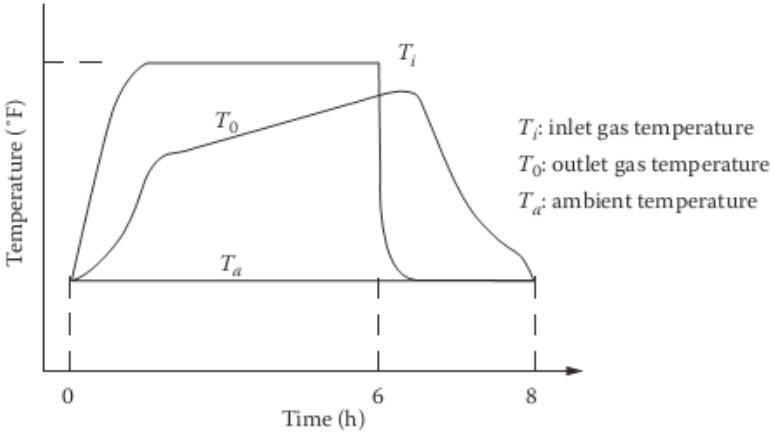


Time - уақыт

13.9-сурет

Құрғатқыштың қозғалайтын қабатын жарып өту сызбасы.

Процесс жұмысы 13.9-суретте көрсетілгендей, толық өту клапанымен (П) және тиек клапанымен (З) бақыланады. Пайдаланғаннан және су қабаты қаныққаннан кейін ол ыстық газды пайдалана отырып, қайта қалпына келтіріледі (мысалы 6 с ағ, ал қызу уақыты θ_H), ал содан кейін салқын газға өту есебінен салқындатады (мысалы, 2 сағ ішінде, θ_O). Қызу уақытында ену жолындағы газ температурасы үшін және су десорбациясы үшін қабатты салқындатудың (T_i) болжамды температуралық профилі, ал содан кейін оны келесі циклге дайындау мақсатында қабатты салқындату және сол кезеңде шығудағы газ температурасы (T_0) 13.10-суретте көрсетілген.



Time - уақыт
Temperature – Температура
inlet gas temperature – енудегі газ температурасы
outlet gas temperature – шығудағы газ температурасы
ambient temperature – қоршаған орта температурасы

13.10-сурет
Екі мұнарамен жұмыс үшін температурылық профил .

13.5.2 Газды құрғатуға арналған адсорбер құрылымы

Әдетте, процестің берілген шарттары газ ағыны жылдамдығы V (млн. станд. куб. фут/күн), температура T (°R), газдағы су көлемі Y_1 (фунт H_2O/млн. станд. куб. фут), құрғату бөлігі көлемі D_P (фут), газ тығыздығы ρ_g (фунтов/фут^3) және жұмыс қысымы P (шаршы дюймдағы фунт) болып табылады. Барынша жоғары пайдалы құрғату ыдысын X_E (құрғатқыштың H_2O/100 фунтындағы фунт) жеткізуші береді. Ыдыс нашар сақтау жағдайларында өзгеріп отырады. Оны болжау, содан кейін есептеп тексеру қажет. Қабат циклінің жұмыс уақыты әдетте 8 сағ деп алынады, осылайша, бір күн үш циклдан тұрады.

1. Берілген газ ағыны жылдамдығы V немесе G (млн. станд. куб. футов/күн) және су көлемі Y_1 немесе W (фунтов H_2O/ млн. станд. куб. фут) үшін адсорбациядағы су көлемін есептейміз

$$\frac{\text{Water adsorbed}}{\text{Cycle}} = \frac{VY_1}{3} \qquad (13.9)$$

Әрқайсысы күніне 8 сағатқа созылатын, үш цикл бар деп болжай

отырып.

2. Егер қабат бөлігі өлшемі D_u (фут) белгілі болса, беткі қабатындағы жылдамдықты есептейміз

$$V_{ug}\left(\frac{\text{ft}}{\text{min}}\right) \text{ as } V_{ug} = 540\left(\frac{D_P}{\rho_g}\right)^{1/2} \tag{13.10}$$

мұнда ρ_z – газ тығыздығы (фунт/фут^3).

3. Р қабат диаметрін есептейміз d (фут) көмегімен

$$d = \left(\frac{25\,VZ_gT_g}{PV_g}\right)^{1/2} \tag{13.11}$$

4. Су жүктемесін q (фунт/фут^{2}сағ) есептейміз көмегімен

$$q = 0.053\left(\frac{VY_1}{d^2}\right) \tag{13.12}$$

5. Салмақ алмасу аумағы биіктігін есептейміз h_z (фут) көмегімен

$$h_z = 31.25\left(\frac{q^{0.7895}}{V_g^{0.5506}\text{RS}^{0.2646}}\right) \tag{13.13}$$

мұнда RS – салыстырмалы қанықтық.

6. қабат ұзындығын есептейміз h_C (фут). Қабат салмағы W_C (фунт) көмегімен есептеледі

$$W_B = \frac{\text{Amount of water adsorbed(lbs H}_2\text{O)}}{\text{Capacity of desiccant(lbs H}_2\text{O/lb desiccant)}}$$
$$W_B = \frac{VY_1}{3}X_C^{-1} \tag{13.14}$$

Құрғату тығыздығы ρ_C (фунт/фут^3) V_C (фут^3) көлемін есептеу үшін қолданылады

$$V_B = \frac{W_B}{\rho_B} \tag{13.15}$$

Қабат ұзындығы h_C (фут) көмегімен есептеледі

$$h_B = \frac{V_B}{\pi d^2/4} \tag{13.16}$$

7. Максималды пайдалы құрғатқыш ыдысы (фунт H_2O/100 фунт құрғатқыш) көмегімен есептеледі

$$X_C = \frac{X_S'(h_B - 0.45h_Z)}{h_B} \tag{13.17}$$

мұнда $X_{н}'$ - қанығу кезіндегі құрғатқыштың динамикалық ыдысы және температура функциясы болып табылады,

$$X_S' = X_S(1.518 - 0.00673\ T_B) \tag{13.18}$$

$X_н$ – 77°F и T_C (°F) қабат температурасы кезіндегі динамикалық ыдыс, оны 77°F кезінде салыстырмалы газ қанықтылығын пайдалану арқылы есептеуге болады:

$$X_S = 7407 + 0\ 09357\ \text{RS} \tag{13.19}$$

13.17-теңдігімен есептелген X_H мәні болжамды мәнмен салыстырылады және болжамды және есептелген мәндер бір-біріне жуық болатындай реттеледі.

8. Жарып өту уақытын көмегімен есептейміз

$$\theta_B = \frac{0.01\ X_C \rho_B h_B}{q} \tag{13.20}$$

Цикл уақыты $\theta_Ц$ жарып өту уақытымен салыстырғанда үлкен болуы тиіс:

$$\theta_C > \theta_b$$

9. Қабаттағы қысымның төмендеуін өлшемі 1/8 дюйм оралған материалмен тексереміз. Қысымның төмендеуі

$$\frac{\Delta P}{h_B} = 0.056^{*}_{\mu} V_g + 0.0000889 + V_g^2 \tag{13.21}$$

көмегімен есептелуі мүмкін

қысымның төмендеуі шаршы дюймда 8 фунттан аз болмайтын көлем ұсынылады. Есептеу әдісі 13.11-суретте көрсетліген (*μ – сантипуздағы

газдың жабысқақтығы, сП)

13.5-мысал

Берілді, 35 млн. станд. куб. фут ылғалды газға құрғатқыштың тығызданған қабаты беріледі. Газдың молекуляр салмағы 18,0 және оның тығыздығы 1,5 фунта/фут^3 құрайды. Жұмыс температурасы 110°F және қысым шаршы дюймда 700 фунт құрайды. Енудегі қуыс нүктесі 100°F, ал қалаулы қуыс нүктесі шығуда H_2O миллионнан 1 бөлікті құрайды.

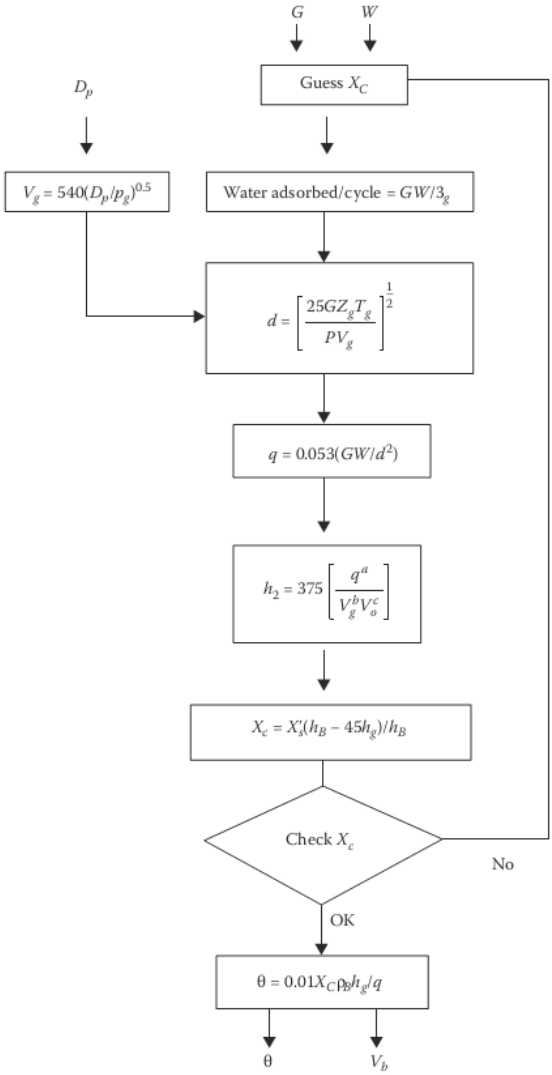
Шешуі

Болжай отырып

$$X_C = 0.12$$

$$W_B = \frac{35(90)}{3(0.12)} = 8750$$

$$V_B = \frac{8750}{45} = 195\,\text{ft}^3$$



Guess – Табыңыз
Water adsorbed/cycle – Адсорбталған су/ су циклі
Check – Тексеріңіз

13.11-сурет
Қатты құрғатқыштар үшін есептеу әдісі

1/8 бөлігі өлшемі

$$D_P = \frac{1}{8(12)}$$

$$V_{ug} = 540\left(\frac{1}{8(12)(1.5)}\right)^{1/2} = 45\,\frac{\text{ft}}{\text{min}}$$

$$d = \left(\frac{25(35)(1)(570)}{700(45)}\right)^{1/2} = 3.9\ \text{ft}$$

$$h_B = \frac{V_B}{\pi d^2/4} = \frac{195(4)}{\pi(3.9)^2} = 16.3\ \text{ft}$$

$$q = 0.053\left(\frac{GW}{d^2}\right) = \frac{35(90)(0.053)}{(3.9)^2} = 10.98$$

$$h_Z = 31.25\left(\frac{11^{0.7895}}{(45)^{0.5505}(100)^{0.2646}}\right) = 7.5\ \text{ft}$$

$$X_C = \frac{X_S'(h_B - 0.45\ h_Z)}{h_B}$$

$$X_S = 7.407 + 0.09357(100) = 16.764$$

$$X_S' = 16.764[1.518 - 0.00673(100)] = 14.17$$

$$X_C = \frac{14.17[16.3 - 0.45(7.5)]}{16.3}$$

$$= 11.236\ \text{lbs}\ H_2O/100\ \text{lbs solid}$$

немесе
$X_Ц$ = 0,1124 фунт H_2O/фунт қатты заттар (қатты заттар фунты)
Бастапқыда біз $X_Ц$ мәні = 0,12 деп болжадық және ол … деп болжадық және ол біршама жуық.

$$\theta_B = \frac{0.01X_C\rho_B h_B}{q}$$

$$\theta_B = \frac{0.01(11.2)(45)(16.3)}{11} = 7.468$$

Осылайша, әрқайсысы 8 сағаттан үш циклды болжау сәйкес келеді. *P* қысымның төмендеуі (шаршы дюймдегі фунт) көмегімен есептеледі

$$\frac{\Delta P}{h_B} = 0.0560\,\mu V_g + 8.89\times10^{-5}\rho V_g^2$$

$$\Delta P = 0.0560(0.01)(45) + 8.89\times10^{-5}(1.5)(45)^2(16.3) = 4.8\ \text{psi}$$

Бұл шаршы дюймді 8 фунттан аз болады (ұсынылады).

13.5.3 Қайта қалпына келтіру үшін жылуға қажеттілік

Жылу цикл бөлігін қыздыру кезінде қажет

$$Q_H = m_d(T_m - T_a)C_d + m_t(T_m - T_a)C_t + w_1\Delta H_d + w_1(T_{av} - T_a)$$

$$T_{av} = \frac{T_m + T_a}{2} \qquad (13.22)$$

мұнда w_1 – адсорбацияланған су/цикл (фунт/цикл); Q_m – қажетті жылу, m_o C_o – құрғатқыштың салмағы және меншікті жылу өткізгіштігі; $m_в$ и $C_в$ – салмағы және меншікті жылу өткізгіштік; H_o – десорбацияланған (берілген) су жылуы (БТЕ/фунт), $T_м$ – шығудағы максималды температура (°F) және T_o – қоршаған орта температурасы (°F).

Су десорбциясы үшін қажетті газ ағыны жылдамдығын есептеу үшін $V_н$ (фунт/цикл), $Q_н$ *үшін* T_o қоршаған орта температурасынан $T_н$ қыздыру температурасына дейін көтеру қажет

осылайша,

$$Q_H = V_H(T_H - T_{av})C_g$$

мұнда $C_г$ – газдың меншікті жылу өткізгіштігі немесе

$$V_H = \frac{Q_H}{(T_H - T_{av})C_g}\frac{\text{lbs}}{\text{cycle}} \qquad (13.23)$$

Қыздырғыш жүктемесі, $Q_Г$ (БТЕ/цикл), болады

$$Q_G = V_H(T_H - T_a)C_g\,\frac{\text{Btu}}{\text{cycle}}$$

Егер қыздыру кезінде - $\theta_н$, *сағ* әрбір цикл үшін, онда

$$Q_G = \frac{V_H(T_H - T_a)C_g}{\theta_н}\frac{\text{Btu}}{\text{h}} \qquad (13.24)$$

мұнда $Q_Г$ – газ қыздырғышы жүктемесі және $\theta_н$ – бір циклдағы қыздыру уақыты. Әдетте жүктемені 25% көтеру кезінде мүмкін болатын

шығындар қабылданады.
Салқындатқыш бөлігінің салқынға қажеттілігі үшін, H_C (БТЕ/цикл),

$$H_C = m_d(T_m - T_a)C_d + m_t(T_m - T_a)C_t \qquad (13.25)$$

және салқындатуға арналған газ ағыны жылдамдығы, V_O (фунт/цикл),

$$V_C = \frac{H_C}{(T_{av} - T_a)C_g} \frac{\text{lbs}}{\text{cycle}}$$

мұнда θ_O – салқындату уақыты, (сағ/цикл).

13.6-мысал
2000 фут су десорбциясы үшін 400°F кезіндегі жылытатын газ ағыны жылдамдығын құрғатқыштың қатты қабатынан 30000 фунт салмақта және C_o= 0,24 БТЕ/фунт °F табамыз. Мұнара салмағы 50000 фунтты, ал оның $C_в$ = 0,1 БТЕ/фунт °F құрайды. Қоршаған орта температурасы 110°F құрайды және шығудағы максималды температура - 360°F. 8 сағаттық цикл 6 сағат жылыту және 2 сағат салқындатумен жұмыс жасайды. 8 $C_г$ = 0,6 БТЕ/ фунт °F деп болжасақ.

Шешуі
13.22-теңдігін пайдалана отырып, келесідей нәтижелер аламыз:

$$T_m = 360, T_a = 110, T_{av} = \frac{360 + 110}{2} = 235$$

$$\begin{aligned} Q_H &= 30{,}000(360 - 110)(0.24) + 50{,}000(360 - 110)(0.1) \\ &\quad + 2000(1100) + 2000(235 - 110) \\ &= 5{,}500{,}000 \text{ Btu/cycle} \end{aligned}$$

$V_н$ газдың жылыту ағыны жылдамдығын 13.23теңдеуінен аламыз:

$$V_H = \frac{5{,}500{,}000}{(400 - 235)(0.6)} = 55{,}555 \frac{\text{lbs}}{\text{cycle}}$$

немесе

$$V_H = 9259 \frac{\text{lbs}}{\text{h}}$$

$Q_Г$ газ жылытқышы жүктемесі 13.24-теңдігін пайдалану арқылы

есептеледі:

$$Q_G = \frac{55{,}555(400-110)(0.6)}{6} = 1.6\times10^6\,\frac{\text{Btu}}{\text{h}}$$

Салқындату үшін H_O есептеу үшін 13.25-теңдігін пайдаланамыз:

$$H_C = 30{,}000(360-110)(0.24)+50{,}000(360-110)(0.1)$$

$$= 3.05\times10^6\,\frac{\text{Btu}}{\text{cycle}}$$

Салқындатуға арналған газ жылдамдығы 13.26-теңдігі арқылы есептеледі; 2-сағаттық салқындату үшін V_C мәні болады:

$$V_C = \frac{3.05\times10^6}{(235-110)(0.6)(2)} = 20{,}233\,\frac{\text{lbs}}{\text{h}}$$

25% жылуға қосымша қажеттілік әрбір цикл үшін пайдаланылуы мүмкін.

13.6 Үшэтиленгликольды пайдалану арқылы құрғату үшін өңдеу процессін қалпына келтіру проблемасы (ТЭГ)

Газ кен орындарында табиғи газ ағыны жылдамдығы 10 млн. станд. куб. фут/күн және жұмыс режимі шаршы дюймда 900 фунт және 80°F болғанда қол жетімді. Газ құрамы келесідей үлгіде беріледі (мольдік үлес):

N2	0,001	C3H8	0,0148
CO2	0,0284	iC4H10	0,0059
H2S	0,0155	nC4H10	0,0030
CH4	0,898	iC5H12	0,001
C2H6	0,031	nC5H12	0,005

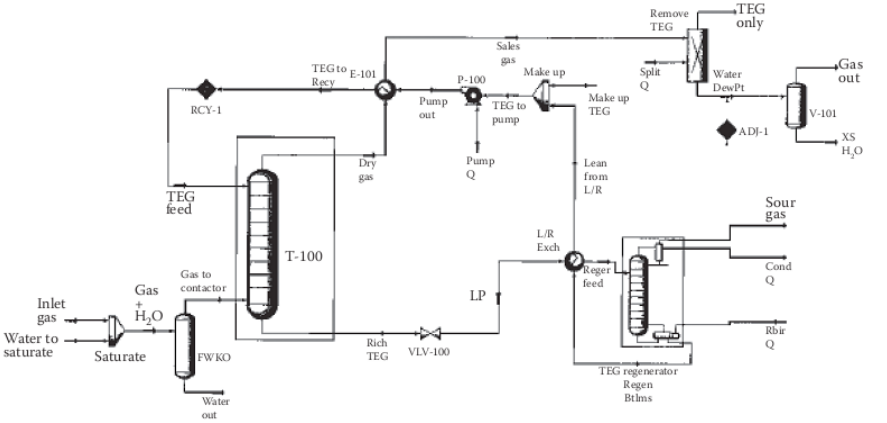
ТЭГ абсорберінің жұмыс және құрылымдық шарттары келесілер болып табылады:

- Колоннаға берілетін ТЭГ ағыны жылдамдығы – шаршы дюймде 900 фунт және 120°F кезінде 2 гал/мин (галлон США).

- Табақтар саны – әрқайсысы 100% жоғарғы және төменгі табақтарды қоспағанда табақтардың 50% тиімділігімен 14.

Шешу

Hypotech лицензияланған HYSYS технологиялық процесс имитаторын пайдалана отырып технологиялық процесс табағы материалдық және энергетикалық теңгерімдік есептеулермен қатар ұсынылатын құрғату барлық ағындар үшін 13.12 және 13.3-суреттерде көрсетілгендей жүргізіледі.



Water to saturate – Толтыру үшін су
Inlet gas – Кіретін газ
Saturate – Толтыру
Water out – судың шығуы
Gas – Газ
Gas to contactor – Газ контакорға
TEG feed – ТЭГ жабдықтау
Dry gas – Құрғақ газ
Rich TEG –
Pump out – Сораптың шығуы
Pump – Сорап
TEG to pump – ТЭГ сорапқа
Sales gas – Сатылатын газ
Lean from L/R – солдан оңға қарай еңіс
Reger feed –
TEG regeneration – ТЭГ регенерациясы
Make up TEG – ТЭГ құрамы
Remove – Ауыстыру
TEG only – тек ТЭГ
Water – Су
Gas out – Газдың шығуы
Sour gas – Майлы газ
Cond – Дистиллят

13.12-СУРЕТ

ТЭГ құрғатуды компьютерлік моделдеу.

Кесте 13.3

Атауы	Енудегі газ	ТЭГ беру	Қанығу суы	Газ + H_2O	Контактор-дағы газ
Бу үлесі	1,0000	0,0000	0,5420	0,9999	1,0000
Температура (°C)	29,44[a]	48,89[a]	277,1	29,44[a]	29,44
Қысым (бар)	62,05[a]	62,05[a]	62,05	62,05	62,05
Молярлы ағын (кг моль/сағ)	498,1[a]	3,649[a]	0,4990[a]	498,6	498,5
Ағын салмағы (кг/ч)	9183	512,0	8,989	9192	9191
Сұйықтық діңгегі ағыны ($м^3$/ч)	27,58	0,4543	0,009007	27,59	27,59
Жылу ағыны (ккал/час)	–1,018e+07	–6,562e+05	–2,961e+04	–1,021e+07	–1,021e+07

Кесте 13.3 (жалғасы)

Атауы	Енудегі газ	ТЭГ беру	Қанығу суы	Газ + H_2O	Контактор-дағы газ
Бу үлесі	0,0000	1,0000	0,0000	0,0362	0,0000
Температура (°C)	29,44	31,14	30,17	35,51	204,4
Қысым (бар)	62,05	62,05	62,05	1,793	1,034
Молярлы ағын (кг моль/сағ)	0,06651	497,9	4,270	4,270	3,648
Ағын салмағы (кг/ч)	1,200	9177	525,6	525,6	511,9
Сұйықтық діңгегі ағыны ($м^3$/ч)	0,001203	27,57	0,4727	0,4727	0,4542
Жылу ағыны (ккал/час)	–4527	–1,017e+07	–6,949e+05	–6,949e+05	–6,071e+05

Атауы	Енудегі газ	ТЭГ беру	Қанығу суы	Газ + H_2O	Контактор-дағы газ
Бу үлесі	0,0000	0,0531	1,0000	0,0000	0,0000
Температура (°C)	145,1	104,4[a]	101,7	15,56[a]	145,1
Қысым (бар)	1,027	1,103[a]	1,014	1,027	1,027
Молярлы ағын (кг моль/сағ)	3,648	4,270	0,6216	0,0004591	3,649
Ағын салмағы (кг/ч)	511,9	525,6	13,71	0,06834	512,0
Сұйықтық діңгегі ағыны ($м^3$/ч)	0,4542	0,4727	0,01854	6,057e+05	0,4543[a]
Жылу ағыны (ккал/час)	–6,2838e+05	–6,737e+05	–2,861e+04	–87,51	–6,264e+05

Сұрақтар

1.Газ өндіру жүйесінде газ қысымын қашан азайту қажет, қысымның ең үлкен төмендеуін гидраттардың түзілуін барынша азайту үшін _____ алған дұрыс.

2.Гидраттардың түзілуінің алдын-алу үшін келесі әдістерді пайдалануға болады:

а. _____

б. _____

в. _____

3. Гидраттардың түзілуі үшін газ қысымы 60°F кезінде шаршы дюймда 1000 фунтты құрайтындығын ескере отырып, егер газ келесі шарттарда болса, гидрат түзіледі ме:
а. T = 60° F и P = шаршы дюймге 1200 фунт
б. T = 70° F и P = шаршы дюймге 1000 фунт
в. T = 50° F и P = шаршы дюймге 1000 фунт

4.Газ ұңғымасы конденсат-газдың жоғарғы қатынасы кезінде жұмыс жасайды:
а.гидраттардың түзілуінің алдын-алу үшін метанол енгізу тиімді ме?
б. сіздің жауабыңыздың себебі неде?
5.Гидраттардың түзілуі үшін болуы тиіс жағдайлар қандай?
а. ____
б._____
в. _____
6. Орталық бөліп алу және өңдеу құрылғысында 10% H2S тұратын газ күніне 100 млн. станд. куб. фут/ шаршы дюймда 500 фунт және 80°F жағдайында жинайды. Газды алдымен ондағы H2S көлемін миллионнан 3 бөлікке дейін азайту үшін ДЭА процесі көмегімен өңдейді. Содан кейін, тазартылған газды шаршы дюймда 1500 фунтқа дейін сығады және 110°F температураға дейін салқындатады. Содан кейін газды су көлемін 7 фунтқа/ млн. станд. куб. фут/күніне дейін төмендететін гликоль гидратсыздандыру процессін пайдалану арқылы гидратсыздайды. Ең соңында су көлемін миллионнан 1 бөлікке дейін азайту үшін газды әрі қарай құрғату (тазарту) үшін қатты құрғатқыш процессі пайдаланылады. (13.10- суретке қараңыз)
а. Егер газды компрессорға шаршы дюймда 500 фунт және 80°F кезінде береді және ол су буына қаныққан деп болжасақ, онда газдағы оны сыққаннан және салқындатқаннан кейінгі бос су көлемін анықтаңыз (шаршы дюймда 1500 фунт және 110°F).
б. Неге газды құрғату процессі алдында сығу және салқындату қажет?
в. Гликоль контракторының қажетті диаметрін C_D = 0,852 и d_m = 120 мкм пайдалану арқылы анықтаңыз.
г. бір минутта галлондағы гликоль айналу жылдамдығын және ребойлер жүктемесін анықтаңыз, қайта қалпына келтірілген гликоль концентрациясы 98,5% құрайды деп болжаймыз.
д. Гликоль және газ температурасының шектелуін талқылаңыз.
е. газды тазарту үшін қатты құрғатқыштарды пайдалану арқылы құрға-

ту процесі сызбасын салыңыз.
ж. Мұнарадағы рұқсат етілген қабат бетіндегі барынша жоғары жылдамдық 40 фут/мин ескере отырып және 8 сағаттық цикл уақытын пайдаланып құрғатқыштың қажетті көлемін, абсорбер диаметрі мен биктігін анықтаңыз.

14
Газ конденсат сұйықтықтарын бөліп алу және өндіру (ГКС)

Газ конденсат сұйықтықтары (ГКС) көмірсутектері болып табылады, олар да тек көміртегі мен сутегінен тұратын табиғи газ және мұнай молекулалары қауымдастығынан. Этан, пропан, бутан, изобутан, пентан барлығы да газ конденсат сұйықтары болып табылады.

Осы тарауда берілген материалдар екі бөліктен тұрады: (1) ГКС құраушыларды шығарып алу мен бөлу, (2) сатуға жарамды дайын өнім ағынында ажырату әдісі. Бірінші бөлімінде ГКС бөлу және ажырату үшін бірнеше балама тәсілдер толық сипатталған. Олар жалпы фазаның өзгеруіне немесе энергияны бөліп алу үшін немесе көлемін бөліп алу үшін қажетті заттарды пайдалануға негізделген. Осылайша, ГКС кейбір спецификалық құраушыларын ішінара жағу немесе конденсациялау арқылы олардың негізгі газ ағыны көлемінен бөлінуіне алып келеді. Сонымен қатар, жалпы конденсациялану да мүмкін болады. Фазаның өзгеруіне әсер ететін жұмыс өлшемдерінің рөлі талқыланады, соның нәтижесінде ГКС газдың негізгі көлемінен ажыратып алу жүреді. Бұл тараудың екінші бөлігі ГКС талап етілетін сападағы өнімдерді алу үшін ұсынылатын объектілерді ажырату бойынша материалдарды қамтиды. Бұл бөлімде ұсынылатын берілген ағынмен тазартылған колонналар түрлері, сонымен қатар шығарылатын өнім бөлінеді.

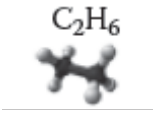
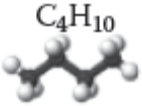
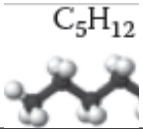
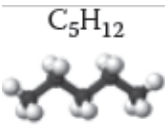
14.1 Кіріспе

ГКС өнімі 2010 жылы Құрама Штаттарда 2 млн б/д асып кетті және жақсы өсіп отырады, себебі Пэтан және пропан өсімнің үлкен бөлігіне әсер етеді. Тіпті ГКС өнімі квоталармен шектелмеген ОПЕК-те күтіліп отырғандай 2012 жылы 7% дан 6 млн б/д дейін өседі.

Жаңа тенденция да қызықты, газ іздеу барысындағы бұрғылау ауқымын ұлғайту этан, пропан, бутан секілді ГКС қол жеткізді және сала инфрақұрылымына, соның ішінде, Құрама Штаттарда қысым қосу үшін орнатылған.

Бұл ГКС көмірсутектерінің химиялық құрамы біркелкі, алайда оларды қолдану әрі қарай көрсетілгендей кеңінен түрлендірілуі мүмкін.

Көзі: АҚШ, Бентек Энерджи ООО энергетикалық ақпараттар бойынша басқармасы.

ГКС қасиеттерінің қысқаша сипаттамасы.				
Табиғи газ сұйықтығы	Химиялық формула	Қоданылуы	Түпкі пайдалану өнімдері	Негізгі секторлар
Этан		Пластик, мұнай химия өнімдері өндірісі үшін этилен	Пластик пакеттер; пластмассалар; антифриз; жуғыш заттар;	Өнеркәсіптік
Пропан		Тұрғын үй және коммерциялық орын-жайларды жылыту; тамақ дайындауға арналған отын; мұнайхимия шикізаттары	Үйлерді жылыту; шағын пештер мен барбекю; ТМД	Өнеркәсіптік, тұрғын үйлер, коммерциялық
Бутан		мұнайхимия шикізаттары ; пропан немесе бензинмен араластыру	Синтетикалық; ТМД; жеңіл отын	Өнеркәсіптік, тасымалдау
Изобутан		Мұнайды қайта өңдеу шикізаттары; мұнайхимия шикізаттары	Бензин үшін алкилат; аэрозолдар; салқындатқыш;	Өнеркәсіптік
Пентан		Табиғи бензин; пенополистиро үшін газ түзегіш	Бензин; полистирол; еріткіш;	Тасымалдау
Пентан және аса ауыр көмірсутектері	C_5H_{12} қоспасы және аса ауыр	Тасымалдау құралдары үшін отынмен араластыру; мұнайлы құмдарда битум өндірісі үшін пайдаланылады	Бензин; этанол қосындысы; мұнай құмы өндірісі	Тасымалдау

С көміртегін, Н сутегін білдіреді; этанда көміртегінің екі атомы және сутегінің алты атомы болады.

* Пентандар және аса ауыр көмірстуектері де табиғи жанар май атауымен танымал. Пентан және аса ауыр көмірсутектерінен тұрады.

ГКС компоненттері табиғи газды қайта өңдеу құрылғыларында табиғи газ өндіру ағынынан шығарылып алынады. Табиғи газ, шикі мұнайды және ГКС өндірісінің жалпы жылдық көлемі туралы стати-

стикалық мәліметтер АҚШ 2000-2011 жылдар аралығында ГКС өндірісінің ұлғаю қарқынын көрсетеді.

14.2 ГКС ажырату және бөліп алу

14.2.1 Фаза өзгерту нұсқалары

ГКС газ ағынының негізгі көлемінен ажырату және бөліп алу үшін фазаның өзгеруі орын алуы тиіс. Басқаша айтқанда, ажыратып алу үшін жаңа фаза дайындау қажет. Практикада екі тамаша нұсқа бар, құралдардың пайдаланылуына қарай энергия бөліп алу (СОЭ) немесе көлемін бөліп алу құралдары (СОМ).

14.2.1.1 Энергияны бөліп алуға арналған құралдар

Тазарту процессі ЭБҚ пайдалану арқылы фазаның өзгерісін жақсы көрсетеді. Мысалы, ол спирт және су жылуы қоспасын бөліп алу үшін қолданылады. Спирт аса байытылған түрде берілетін бу фазасы қалыптасады, ал содан кейін конденсация арқылы бөлініп алынады. Бұл бөліп алу жағдайы келесідей үлгіде беріледі:

Сұйықтық қоспасы + Қыздыру → Сұйықтық + Бу

ГКС бөліп алу және газ құрылғысынан шығарып алу үшін, жылуды (салқындатумен) жою, екінші жағынан аса ауыр компоненттердің жинақталуына мүмкіндік береді, тиісінше, сұйық фаза қалыптасады. Бұл жағдай келесідей үлгіде берілген:

Көмірсутегі буларының қоспалары – Қыздыру → Сұықтық + Бу

Ішінара сұйылту нақты қиық үшін жүзеге асырылады, бұл ретте жалпы сұйылту ретінде барлық газ ағыны үшін орындалады.

14.2.1.2 Көлемін бөліп алу құралдары

ГКС бөліп алу үшін не газ ағынымен (адсорбция) байланысу кезінде қатты материалдарды немесе газбен байланысатын (абсорбация) сұйықтықтарды пайдаланумен жаңа фаза дайындалды. Бұл екі жағдай келесі тарауда берілген.

14.2.2 ГКС бөліп алуды бақылау көрсеткіштері

ГКС ажырату және бөліп алу фазаларын өзгерту үнемі келесі үш көрсеткіштердің бірін немесе бірнешеуін бақылаудан тұрады:

• Жұмыс қысымы, *P*
• Жұмыс температурасы, *T*
• Жүйе құрамы немесе шоғырлануы, *x* және *y*

Нақты ГКС құраушылардың қажетті көлемін алу үшін төменде көрсетілген тиісті көрсеткіштерге бақылау жүргізу қажет:

• ЭБҚ пайдаланумен бөліп алу жағдайында қысым тікелей бақылау арқылы ұсталады. Температура, бір жағынан, келесі әдістердің бірін пайдалану арқылы салқындатумен төмендетіледі:
• Компрессорлық салқындату
• Криогендік бөлу; турбина арқылы ұлғайту
• Криогендік бөлу; клапан арқылы ұлғайту
• КБҚ арқылы бөліп алу үшін жүйелік құрамын немесе ГКС адсорбация немесе абсорбция әдісі арқылы алатындықтан, ажыратылып алынатын көмірсутегі *x, y* концентрациясына бақылау жасау талап етіледі.

Адсорбция бөліп алу және ажыратып алу үшін тартылатын немесе компоненттерді адсорбациялайтын қатты материалдар арқылы жаңа қабатты қамтамасыз етеді. Осылайша, сұйық түріндегі қалаулы компоненттер таңдалған қатты дене бетінде тұнады, жоғары концентрацияда қайта қалпына келтіріледі; тиісінше олардың шоғырлану тиімділігі ұлғаяды. Шамамен 10% -15% шикізатты сұйықтық түрінде шығарып алады.

Адсорбция конденсаттың түзілуін ықпал ететін концентрацияға (немесе құрамына) бақылау жасау процесі ретінде анықталады. Осылайша, салқындату әдістері адсорбациямен байланысты болуы, конденсаттың түзілуіне және сұйықтықты бөліп алуға алып келуі мүмкін. *Абсорбция*, екінші жағынан, сұйықтық-газ шекарасының байланысу қабаты немесе ауданын қамтамасыз етуші ұқсас функцияларды білдіреді.

ГКС шығару нәтижесінде конденсацияның тиімділігі Р, Т, қызметтері, мұнай және газ ағыны жылдамдығы және байланыс уақыты болып табылады. Тағы да, абсорбация конденсацияны арттыру үшін салқындатумен бірге пайдаланылуы мүмкін.

Қорыта келе, жүйені дұрыс жобалау барлық әрекет етуші факторлардың, бұған қоса фазалар арасындағы көлем және жылу алмасу байланысына жеткілікті ауданның болуы оңтайлы пайдалану деңгейін пайдалануды ұсынады.

14.2.3 Бөліп алудың жекелеген процесстері

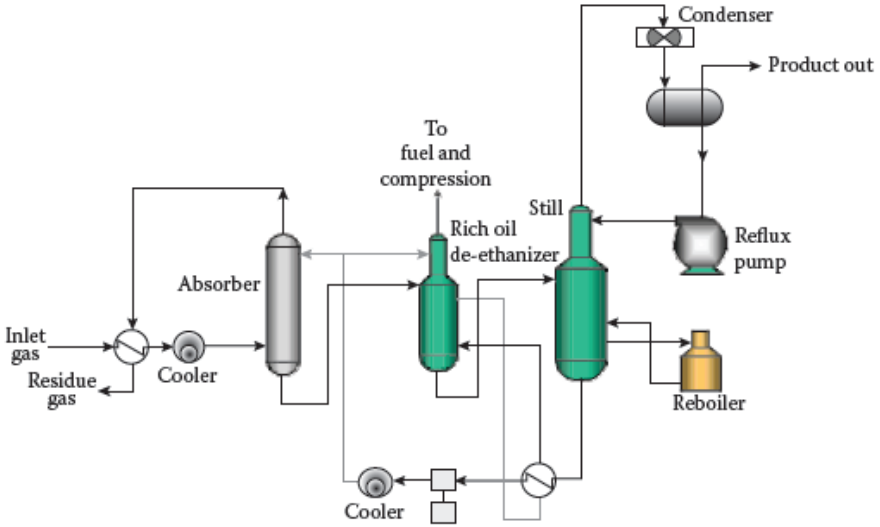
Бұл тарауда ГКС компоненттерін газ ағынынан бөліп алу үшін ұсынылатын абсорбция, салқындату және криогендік (Джоул-Томсон құбырды кеңейту) процесстердің қысқаша сипаттамалары келтірілген. Толықтай технологиялық процесстің тиісті сұлбаларында көрсетілген.

14.2.3.1 Абсорбция процессі

Абсорбциялық құрылғы 14.1-суретте көрсетілгендей екі секциядан тұрады: абсорбция және регенерация. Табиғи газ ағыны абсорберде еріткіштермен (керосиннің қайнау интервалындағы жеңіл мұнай) қарсы ағында тіке байланысқа енгізіледі. Колонна – табақша немесе тығыздалған бөлшек шамамен шаршы дюймда 400-1000 фунт және қоршаған орта температурасында немесе бөлме температурасынан орташа төмен температурада жұмыс жасайды. Байытылған мұнай (ГКС абсорбция және еріткіш) ГКС ажырату және бөліп алу үшін айдауға бағытталады, бұл мезетте қайта қалпына келтірілген мұнай кері абсорберге қайтарылады. Табиғи жанар майынан басқа, бұл процессте сонымен бірге C_3/C_4 шығарылуы мүмкін. Деэтанайзер колоннасын пайдалану арқылы байытылған мұнайдан этанды бөліп алу үшін деэтанайзер қамтамасыз етілген. Алайда, этанды бөліп алу мүлдем аз. Бұл процесс біртіндеп аяғына жетеді.

14.2.3.2 Салқындату процессі

ГКС өндірісі төменгі температура кезінде көптеген газ өңдеу құрылғыларында газ ағынынан ГКС конденсациясы үшін қолданылады.



Inlet gas – Енудегі газ
Residue gas – бензині алынған газ
Cooler – Салқындатқыш
Absorber – Абсорбер
To fuel and compression – Отын және сығымдау үшін
Rich oil de-ethanizer – Қаныққан мұнай деэтанизаторы
Still – қазан
Reboiler – Ребойлер
Condenser – конденсациялық сепаратор
Product out – Өнімнің шығуы
Reflux pump – Кері ағын сорабы

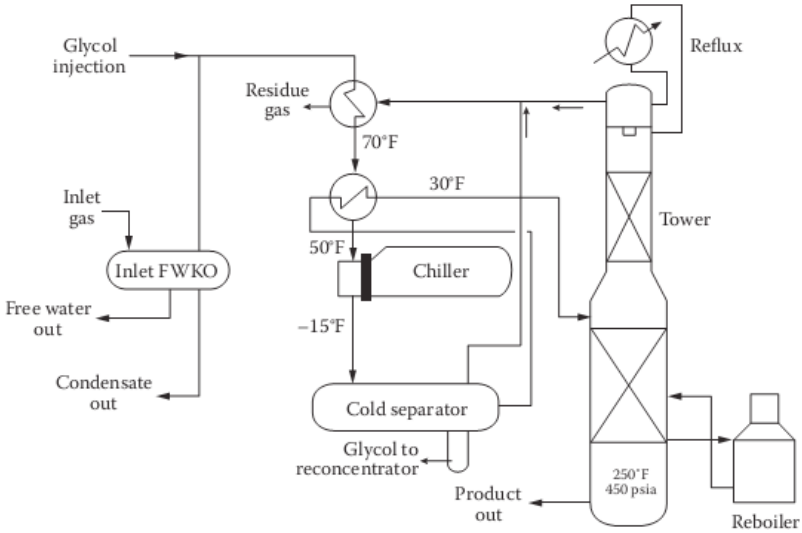
14.1-сурет
Абсорбацияның көмегімен ГКС бөліп алу. (АҚШ энергетика саласы ақпараттары бойынша басқармасынан, Форма EIA-816, Форма EIA-914, ай сайынғы мұнай жеткізу).

14.2-суретте көрсетілгендей, төменгі деңгейлі бір компонентті хладагент жүйесін пайдалана отырып, табиғи газды 0°F-дан 40°F дейін беруді салқындату үшін уыттылығы жоқ және коррозия тудырмайтын хладагенттерді пайдалану сыртқы салқындатуларды қамтамасыз етеді. Салқындатудың каскадты жүйесін жоғары деңгейде пайдалану кезінде 100°F ден -150°F дейінгі диапазонда біршама төмен температураға қол жеткізуге болады. Сұйықтықтар құрғақ будан бірнеше температурада бөлініп алынады, содан кейін соңғы өнімге ажыратылады. Этанды ажыратып алу, әрі қарай түсінідіріліп көрсетілетін жұмыс температурасына

байланысты.

Келесі жұмыс шарттары ГКС компоненттерін бөліп алуда маңызды рөл атқарады. Әдетте, сұйықтықтың кристаллизатордан шығуында газ ағынының талап етілетін температурасы көрсетілген кезде екі негізгі мақсат болады: (1) көмірсутегі шығу нүктесін бақылау және (2) сұйықтықты ажыратып алу. Енді, көмірстугенің шығу нүктесін бақылау кезіндегі негізгі мақсат газсұйықтық ағыны температурасы шығу нүктесінің талап етілетін температурасынан төмен шамамен 6°C-10°C орнатылатындығы болып табылады. Екінші жағынан, егер сұйықтықты ажыратып алу негізгі мақсат болып табылса, онда сатылмайтын компоненттердің аз көлемін шоғырландыруға қол жеткізу қажет. Басқаша айтқанда, конденсатталатын метан экономикалық тиімді болып табылады.

Салқындату жүйесі үшін жұмыс қысымына келетін болсақ, онда ұсынылған жұмыс қысымы сұйықтықты барынша көп ажыратып алу үшін шаршы дюймда 400-ден 600 фунтқа дейін белгіленеді. Метан конденсациясы аса жоғары қысымда ұлғаяды; сондықтан тиімді қысым жүйенің жалпы құнын барынша азайтуы тиіс. Жалпы алғанда, бөліп алуды газ рекомпрессиясы шығындарын болдырмау үшін берілетін газ қысымына сәйкес қысым кезінде жүргізеді. Қорыта келе, осы таңдалған бөліп алу қысымы үшін өнім түріне байланысты тиісті жұмыс температурасы таңдалынады:



Glycol injection – Гликоль енуі
Inlet gas – Енудегі газ
Free water out – Бос судың шығуы
Condensate out – Конденсаттың шығуы
Residue gas – Құрғақ газ
Glycol to reconcentrator – Қайта шоғырлауыш гликолі
Chiller – кристалдандырғыш
Cold separator – Салқын сепаратор
Reflux – Кері ағын
Tower – Мұнара
Reboiler – Ребойлер
Product out – Өнімнің шығуы

14.2-сурет
Тоңазытқыш құрылғыларын пайдалану арқылы ГКС бөлу.

• Егер сұйық өнім сатылатын шикі мұнай болуы тиіс болса, онда бөліп алу температурасы 0°C дан 5°C дейінгі диапазонда болады.

• Егер сұйық өнім ең жеңіл компонент ретінде пропаннан тұрса, онда температура шамамен -30°C дан -18°C дейін болады. Бұл жағдайда температура абсорбция немесе адсорбцияның салқындықпен үйлесімділігіне байланысты болады.
• Егер жұмыс температурасы -30°C төмен белгіленсе, онда этанды ажыратып алудың криогендік диапазоны кездеседі.

14.2.3.3 Криогендік процестер

Табиғи газ сұйықтығы табиғи газдан криогендік ұлғайтуға (өздігінен салқындау) негізделген екі тәсілді пайдалану арқылы ажыратылуы мүмкін:

1. Ұлғайту құрылғысы турбодетандерді пайдалану арқылы табиғи газ құрамындағы сұйық көмірсутегін шоғырландыру және ажыратып алу үшін салықындатуға алып келеді. Бұл процессте табиғи газ энтальпиясы пайдалы жұмысқа айналады, изэнтропиялық процесске жақын термодинамикалық жұмыс түрінде болады.

2. Клапан арқылы ұлғайту осындай нәтижелерге алып келеді. Алайда, бұл жағдайда ұлғайту *изоэнтальпиялық* ретінде сипатталады

Турбиналық кеңейтуден алынған температура кеңейту клапандарына қарағанда біршама төмен.

Турбиналық кеңейтудің сұлбалық көрсетілуі 14.3-суретте берілген. Процесс шаршы дюймда 1000 фунт және -100°F ден -160°F дейнгі температурада жұмыс жасайды. Процесс газ өңдеу өнеркәсібінің жаңа дамуын білдіреді. Сұйықтықты бөліп алуды ұлғайту (әсіресе, этанды) бұл процесстің басымдылығы болып табылады. 14.4-сурет этан/пропанды пайдалану арқылы шоғырландыру процессін, ал содан кейін түпкі өнім ретінде ГКС өндірісі үшін метансыздандыру процессін көрсетеді. ГКС бөліп алу үшін ұсынылған үш нұсқа (абсорбция, салқындату және криогенді бөлу процестері) арасындағы қысқаша салыстыруларды Abdel-Aal береді (1998).

14.3 ГКС ажыратып алу

14.3.1 Мақсаты мен міндеттері

Жалпы, әсіресе газ өңдеу құрылғыларында ажыратып алу құрылғыларының ортақ операциялық мақсаттары бар: техникалық талаптар бойынша өнім өндірісі, бағалы өнімдердің қоспаларын бақылау (төменгі және жоғары), сонымен қатар отын шығынын бақылау.

Ажыратып алу объектілерін жүйелік жобалау міндеттеріне келетін болсақ, оның мақсаты келесідей: процесс немесе бөліп алу үшін таңдалған процесстер, жалпы алғанда ректификация процессі туралы негізгі мәліметтер; және бөліп алу сатылығы тәртібі бойынша нұсқаулық (яғни бөліп алу сатылығы синтезі).

14.3.2 Ректификация негізі

Бөліп алуды орындау үшін, мысалы, ректификация арқылы химиялық немесе физикалық қасиеттердің айырмашылықтарын пайдалану үшін жарамды процесті таңдау өте маңызды болып табылады. Бұған әсер ететін факторлар:

- Физикалық қасиеттердің өздері
- Қасиеттердің таралу көлемі
- Ректификация үшін материалдар саны
- Түрлі түрлер немесе копмпоненттердің салыстырмалы қасиеттері; талап етілетін тазалық

Ректификация процессіндегі материалдардың химиялық тәртібі және оның коррозиялық белсендіктері

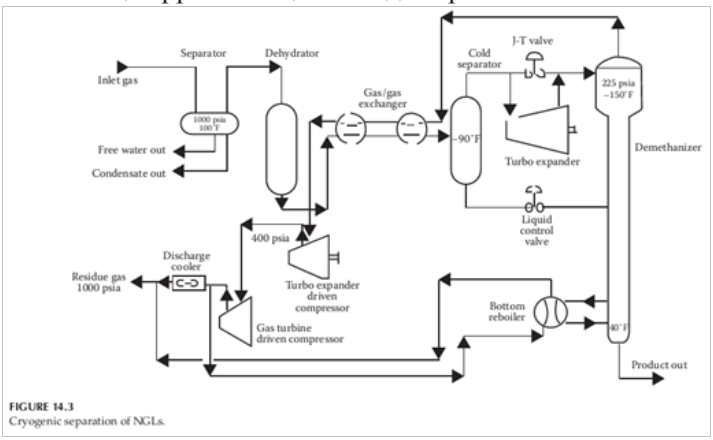
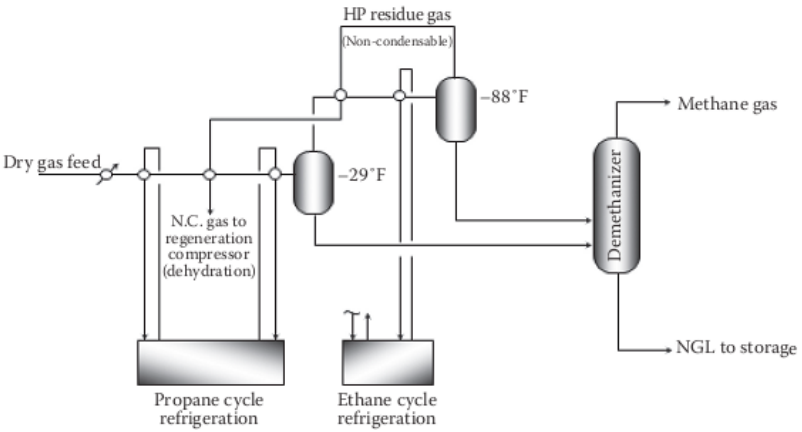


FIGURE 14.3
Cryogenic separation of NGLs.

Separator – Сепаратор
Dehydrator – Дегидратор
Free water out – Бос судың шығуы
Condensate out – Конденсаттың шығуы
Residue gas – Құрғақ газ
Discharge cooler – Қалдықтарды салқындатқыш
Turbo expander driven compressor – Турбо газсалқындатқыш компрессоры
Gas turbine driven compressor – Газ турбиналы қозғалтқыш компрессоры
Gas/gas exchanger – Газ/газ алмастырғыш
Bottom reboiler – Түпкі ребойлер
Liquid control valve – сұйықтық деңгейін бақылау құрылғысы
Turbo expander – Турбо газсалқындатқыш
Cold separator – Суықтық сепараторы
J-T valve – дросселді клапан
Demethanizer – Деметанайзер
Product out – Өнімнің шығуы

14.3 Сурет
ГКС криогендік бөлінуі



Dry gas feed – Құрғақ газ жабдықтағышы
N.C. gas to regeneration compressor (dehydration) – Қайта қалпына келтіру үшін бос газ (құрғату)
Propane cycle refrigeration – Пропан циклін салқындату
Ethane cycle refrigeration – Этан циклін салқындату
HP residue gas – HP құрғақ газ
(Non-condensable) – (Конденсатталмайтын)
Demethanizer – Деметанизатор
NGL to storage – Сақтауға арналған ГКС

14.4-сурет
ГКС шоғырлануы /метансыздандыру

Бір компонентті А екіншісінен В оңай бөліп алу шаралары бөліп алу коэффициенті КР, атауымен белгілі, төмендегіше анықталады:

$$SF = \frac{(C_A/C_B)_{\text{Top product}}}{(C_A/C_B)_{\text{Bottom product}}}$$

мұнда *C* - концентрация. КР жоғары мәні жеңіл бөлінуді білдіреді. Бұған *буландыру* арқылы теңіз суынан тұзды бөліп алу жақсы мысал болады. Мұнда, КР мәні шексіздікке тең деп есептелінеді, себебі біз суды (ұшатын компонент) тұздан (ұшпайтын) бөліп аламыз.

Келесідей көмірсутектерінен тұратын бастапқы көмірсутегі ағынынан ажыратып алу қалай жүретіндігін қараймыз:
Тиісті қайнау нүктесімен жекелеген көмірсутектері

Компонент	Атмосфералық қысым кезінде қайнау нүктесі (°F)
Этан	–128
Пропан	–44
Изобутан	11
N-бутан	31
Пентандар және аса ауыр көмірсутектері	82–250

Мәліметтерге сәйкес, ГКС қоспасын, мысалы ппропан және аса ауыр көмірсутектерін қалдық өнім ретінде бөліп алу үшін жоғарғы өнім (этан) мен қалдық өнім арасында қайнау температурасында айырмашылықтар болуы тиіс. Бұл айырмашылық бөліп алу немесе КР мәнінің күрделілігі дәрежесі көрсеткіші болып табылады. Бөліп алу процесінің тепе-теңдігі үшін КР жоғарғы бөліктегі этан шоғыры және төменгі бөліктегі пропан шоғыры үшін біршама үлкен бірлікте болуы тиіс.

Күрделі бөліп алу келесілерді болжайды:

• Колонна көлеміне әсер ететін ажырату табақшалары санының көптігі

• Сорап және оның энергия тұтыну көлеміне әсер ететін қарсы ағындар коэффицентінің аса жоғары болуы

• Ребойлер және энергия тұтыну көлеміне әсер ететін ребойлер қосымша жылу жүктемесі

14.3.3 Ажыратып алу процесстері және ажыратып алу колонналарының түрлері

ГКС бөлу түрлі ажыратып алу режимдерін, сонымен қатар бөліп алудың басқа әдістерін талап етуі мүкін.

Түрлі үлгідегі ажыратып алу колонналары газ өңдеу құрылғыларында кеңінен пайдаланылады. Олардың типтік үлгілері келесі болып табылады:

Ажыратып алу колоннасы	Беру	Жоғарғы өнім	Қалдық өнім
Метансыздандыру	C_1/C_2	Метан	Этан
Этансыздандыру	СҰГ	Этан	Пропан плюс
Пропансыздандыру	Этансыздандыру түбінен	Пропан	Бутан плюс
Бутансыздандыру	Пропансыздандыру түбінен	Бутандар (изо + n)	Табиғи жанармай (пентандар плюс)
Изобутансыздандыру	Бутансыздандыру үстінен	Изобутан	Стандартты бутан

Келесі негізгі жұмыс көрсеткіштерін бақылау ажыратып алу операцияларын тиімді орындауды қамтамасыз етеді:

• Жоғарғы өнімдегі ауыр көмірсутектерінің көлемін анықтайтын мұнара басындағы температура. Бұл қарсы ағын коэффициентімен бақыланады. Рефлюкс индексінің ұлғаюы оның көлемін азайтады. Оқырман флегма будың ауада шоғырлануы нәтижесінде түзелетіндігін байқауы тиіс. Пропансыздандыру және бутансыздандыру секілді ортақ конденсаторлар пайдаланылатын колонналарда барлық булар рефлюкс және сұйық өнім өндіру үшін шоғырландырылады. Екінші жағынан, этансыздандыру секілді конденсаторларды ішінара пайдаланылатын колонналарда үш бу түріндегі (этан) өнім өндіріледі.

• Қалдық өнімдегі жеңіл көмірсутегінің көлемін анықтайтын ребойлердегі төменгі температура. Мұнымен ребойлердегі жылу жетегін реттеу арқылы басқаруға болады.

• Шоғырлану арасындағы тип (яғни оның температурасы) болып белгіленетін мұнараның жұмыс қысымы. Жұмыс қысымын өзгерту өнім сапасына шамалы әсер етеді.

14.4 Бөлу (ажырату) жүйелілігінің синтезі

ГКС компоненттерін газ ағынынан бөлу және ажыратып алу кезінде экономикалық және техникалық жүзеге асыру мүмкін болатын бөліп алу кезеңінің тиімді орналасуын табу қажет. Осыған байланысты шешімге әрі қарай көрсетілгендей, кейбір ережелер немесе Рада эвристикасы арқылы қол жеткізіледі.

14.4.1 Бөлу (ажыратып алу) құны

Ажыратып алу құны келесі жағдайларға байланысты:

• Қайта өңдеу, жүктеу үшін шикізат беру немесе көлемі (L)

• Компоненттер арасындағы қайнау температурасының айырмашылығы (Z), бөлу кезінде әр бөліктің ажырату нүктесіндегі екі түр арасындағы қасиеттердің айырмашылығы ретінде де анықталған.

Осы екі ауыспалы мәндерді бөлу құнын келесідей қатынаста қарапайым құруға болады: бөлу құны L/Z функциясы болып табылады немесе

$$\text{Cost of separation} = k\left(\frac{L}{Z}\right)$$

Z көлемі осы қоспа үшін белгіленетіндіктен, біздің басты мақсатымыз L минимумға жеткізуге мүмкіндік беретін бөлу жүйелілігінің тиімді орналасуын, осылайша, бөлу құнын таңдау болып табылады.

14.4.2 Ережелер (эвристика) және мысалдар

Бұл тарауда кейбір мысалдар қолданылатын тиісті ережелермен бірге берілген. Алдымен кейбір маңызды формулалар берілген:

Бөлетін колонналар саны = компоненттер саны – 1 (14.1)

Жүйелілік саны (S) компоненттер санымен (C) байланысты қатынаста

$$S = \frac{[2(c-1)]!}{c!(c-1)!} \tag{14.2}$$

14.1-мысал (кіріспе мысалы)

БТК (бензол, толуол, ксилол) қоспасын бөліп алу үшін мүмкін болатын техникалық жүйелілікті табамыз.

Шешуі

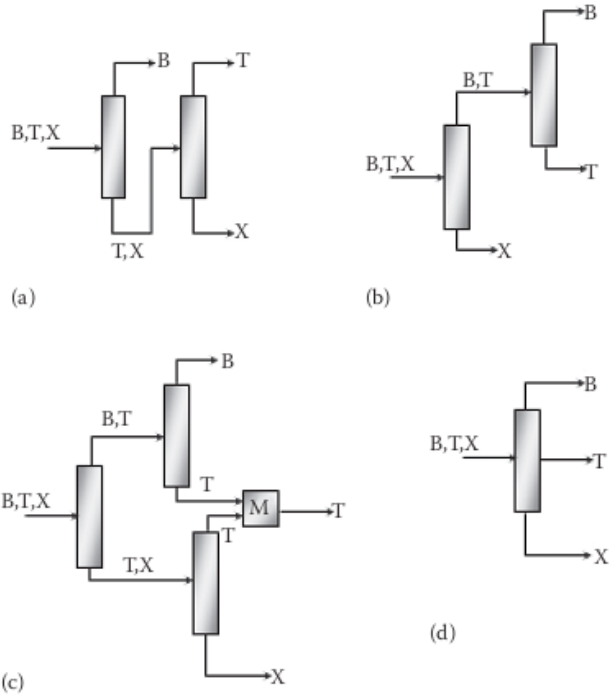
Біріншіден, 14.1-теңдігін қолдана отырып, пайдаланылатын колонналар саны – екеу. Осыған ұқсас үлгіде 14.2-теңдігі шешіледі,

$$S = \frac{[2(2)]!}{(3\times2\times1)(2\times1)}$$

$$= \frac{4\times3\times2\times1}{3\times2\times2} = 2$$

Мүмкін болатын жүйеліліктер саны – 2. 14.5-суретте төрт жүйелілік көрсетілген, алайда олардың барлығы орындала бермейді. Екі орналасу да (б) және (в) алынып тасталған, себебі біріншісі таза өнім шығармай-

ды, ал екіншісі үш колоннаны пайдаланады. Осылайша, (а) және (б) механизмдері жүзеге асырылатын және эквивалентті болып табылады.



14.5-сурет
(а) Екі колонна. (б) Екі колона, өзгертілген. (в) Үш колонна. (г) Біртұтас колонна.

14.4.2.1 Ережені баяндау

• **1-ереже:** Түрлі тең жағдайларда бастапқыда аса бай копмонентерді бөліп алуға ұмтылыңыз.

• **2-ереже:** Күрделі бөлулерді соңғы кезекке қалдырған дұрыс.

• **3-ереже:** Ажыратып алу немесе оған ұқсас сызбаларды пайдалану кезінде ақыр соңында түрлі тең жағдайларда дистиллята түрінде аса бағалы түрлерін немесе қалаулы өнімді жоятын жүйелілікті таңдаңыз.

• **4-ереже:** Ажыратып алу кезінде түрлі тең жағдайларда компонентерді колоннамен жоғары бір-бірден жоятын жүйеліліктерге басымдылық берген дұрыс.

• **5-ереже:** Түрлі тең жағдайларда температура мен қысымның өз-

геруін болдырмаңыз, жоғарының төменгіден басым болуына жол бермеңіз.

14.2-мысал

Біз төрт компоненттен тұратын қоспаны бөліп алғымыз келеді деп болжаймыз: 1-4 компоненттері таза өнімдер. Олар бастапқы материалда тең көлемде болады деп болжаймыз: D_1, D_2, D_3 және D_4.

Шешуі

14.2-теңдігін қолдана отырып, S мәнін есептейміз. S - 5 құрайды; 14.6-суретте бес сызба көрсетілген. Енді, тиімді сызбаны таңдап алу үшін барлық жүйеліліктердің жиынтық жүктемесін есептеу қажет:

Жалпы жүйелілік жүктемесі = бөліп алуға ұшырайтын барлық компоненттердің жеке жүктемелерінің соммасы = сомма L_i

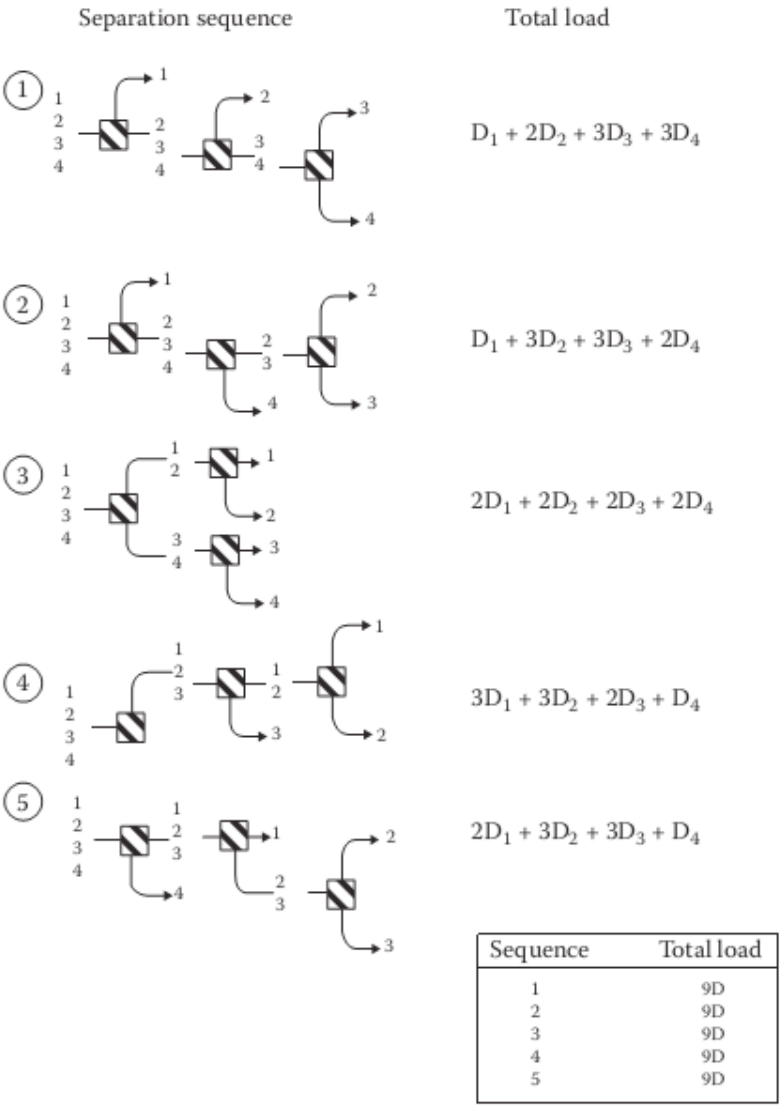
$L_i = D_i n$ болғандықтан, мұнда n колонна немесе сепаратор саны ретінде анықталады, i компоненті соңғы бөліп алуға дейін жүреді.

$$\text{Total load of a sequence} = \text{Sum of } D_i n \qquad (14.3)$$

Есептер 14.6-суретте көрсетілгендей орындалды. 3 жүйелілік аз жүктемеге ие деген қорытынды жасауға болады. (8D).

14.3-мысал

Бұл мысал кейбір ГКС құрамын бөліп алу процессінде берілген ережелер немесе эвристикалар үшін тікелей өнеркәсіптік қолдану болып табылады. Сөз этилен және пропилен өндірісі туралы болып отыр. 14.7-сурет табиғи газдың катализдік крекинг құрылғысы арқылы алынған газ қоспасы үшін бөлу процесін ажырату жүйелігін сипаттайды.



Sequence	Total load
1	9D
2	9D
3	9D
4	9D
5	9D

Separation sequence – Бөлу жүйелігі
Total load – Жалпы жүктеме
Sequence – Жүйелік

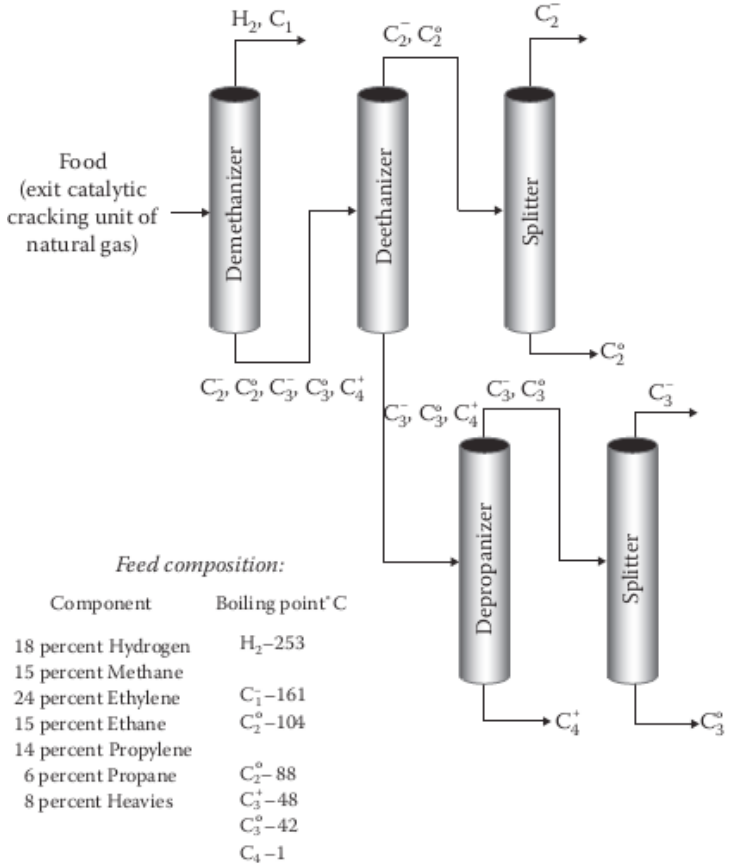
14.6-сурет

14.2-мысалды шешу.

Құрылғыны Синклер жасаған, жылына 500 млн фунт этилен өндіреді. Этилен және пропилен табиғи газдағы көмірсутегінің катализдік крекинг арқылы түзілетін бағалы өнімдер болып табылады.

Келесі бақылаулар эвристикамен сәйкестендіріліп келтірілген:

• Күрделі бөлулер тұрақты – пропан мен пропиленнің жақын жатқан қайнау нүктелері олардың арасындағы ең тұрақты бөлінулерді жасайды (сплиттер). Келесі аса күрделі бөлу этан мен этилен арасындағы бөлу болып табылады. Тағы да, олар соңғы кезекке қалдырылады (сплиттер).



Food (exit catalytic cracking unit of natural gas) – Жабдықтау (газдың каталитикалық крекинг-құрылғысына шығуы)
Demethanizer – Деметанизатор
Deethanizer – Деэтанизатор
Splitter – Бөлгіш

Deproparizer – Депропанатор
Feed composition - Бастапқы қоспа құрамы
Component – Компонент
Boiling point°C – Қайнау нүктесі°С
Hydrogen – Сутегі
Methane – Метан
Ethylene – Этилен
Ethane – Этан
Propylene – Пропилен
Propane – Пропан
Heavies – Ауыр фракциялар

14.7-сурет
Этилен және пропилен өндірісі кезінде өнімдерді бөлу.

• Үлкен көлемдегі жоғарғы өнімдерді бөліп алу басымдылығы – бірінші метансыздандыру құрылғысында сутегі мен метанның ұшатын компоненттерін бөліп шығарады (тиісінше 18% және 15%).

• Дистилляттар – этилен де, пропилен секілді бағалы өнімдерді жою жоғарғы өнім сапасында бөлінеді. Бұл материалдардың түстерінің өзгермейтіндігіне және таза күйінде бөлінетіндігіне кепілдік береді.

14.5 ГКС өнімдері

Төменде ГКС ағыны және газ құрылғысында сатылатын: этан өнімі, пропан өнімі, бутан өнімі, пентан және аса ауыр өнімдер (табиғи жанар май) ажырату арқылы алынатын коммерциялық дайын өнімдер келтірілген.

Өндірістік тұрақтандыру жоғарыда түсіндіріп өткендей, сұйық шығарылатын өнімдер үшін, метанның және жоғары қысымда шоғырландырылған сұйықтықтарда бұғатталатын басқа да ұшатын көмірсутегінің үлкен көлемін жою үшін қажет (анықтама үшін 10-тарауға бару керек.)

Сұрақтар

1. ГКС газдың негізгі ағынынан ажыратып алу және бөлу үшін фазаны өзгерту қажет. ГКС бөлінуіне алып келетін фаза өзгертудің екі негізгі нұсқасы қандай?

2. ГКС ажыратып алу үшін, оны газ ағынына бөлу үшін фазаны өзгерту үнемі келесі көрсеткіштердің біреуін немесе бірнешеуіне бақылау жасауды құрайды;

а. Жұмыс қысымы

б. Қышқылды газ көлемі
в. Жұмыс температурасы
г. Су буы көлемі
д. Көмірсутегінің жүйелік компоненттері

3. Энергия бөлу құралдарын (ЭБҚ) пайдалану арқылы бөлу үшін _____ тікелей бақылаумен ұсталады. _____, екінші жағынан, үш әдістің бірін пайдаланумен салқындату кезінде төмендейді: _____ , _____ , немесе _____ .

4. Массаны бөлу құралдары (МБҚ) арқылы бөліп алу үшін шығарып алынатын _____көмірсутектерінде бақылау, себебі ГКС _____ немесе _____ көмегі арқылы алынған.

5. ГКС ажыратып алу үшін абсорбция процессінде мөлшерлі газ беру ағыны еріткіштің қарсы ағынымен тікелей байланысқа келтіріледі, ол _____ болып табылады. Байытылған мұнай _____ плюс _____ тұрады.

6. ГКС ажыратып алу үшін салқындату әдісі шикізатты (табиғи газды) 0°F дан –40°F дейінгі температурада салқындату үшін _____ пайдалануды білдіреді.

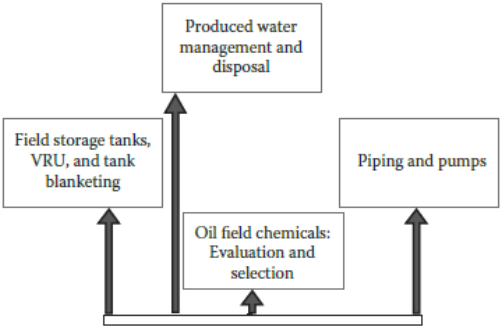
7. ГКС бөлінуіне, яғни *өздігінен салқындауға* алып келетін екі жақсы танымал криогендік процессті атаңыз.

V-тарау
Жер үстіндегі өндірістік объектілер

V-тарау жер үстіндегі жұмыстарды жүргізу үшін негіз болып табылатын тақырыптардан тұрады. Қолайлылық үшін олар осы тарауда «жер үстіндегі өндірістік жұмыстар» тақырыбымен топталған. Бұл бөлім осы кітаптың екінші басылымына жаңа қосымша ретінде ұсынылады. Ол келесідей тақырыптарды қамтитын төрт бөлімнен тұрады:

- Мұнаймен бірге өндірілетін суды жою және тиімді пайдалану
- Өнеркәсіптегі мұнай сақтау резервуарлары мен жеңіл фракцияларды сезу құрылғылары (VRU) және резервуардағы мұнай жабыны
- Мұнай өндіруге арналған реагенттер (OFCs): Бағалау және таңдау
- Құбырлар мен сораптар

Бұл объектілер кен орындары объектілеріндегі төрт колонналар ретінде кеңінен танымал, әрі қарай көрсетілгендей:



The four pillars in surface field facilities.

Produced water management and disposal – Мұнаймен бірге өндірілген суды тиімді пайдалану және жою

Field storage tanks, VRU, and tank blanketing – Өнеркәсіптегі мұнайсақтау резервуарлары, VRU, және резервуардағы мұнай жабыны

Oil field chemicals: Evaluation and selection – Мұнайөндіруге арналған реагенттер: Бағалау және таңдау

Piping and pumps – Құбырлар мен сораптар

The four pillars in surface field facilities – Кен орындары объектілеріндегі төрт колонналар

15
Мұнаймен бірге өндірілген суды жою және тиімді пайдалану

Мұнаймен бірге өндірілетін су күрделі және өсіп отыратын проблема болып табылады. Ол жер қойнауының қалыптасуы кезінде орын алатын және мұнай мен газ өндіру кезінде жоғары көтерілетін су ретінде анықталады. Нәтижесінде, шикі мұнай және табиғи газ өндіру, әдетте, су өндірумен байланысты болады. Мұнай кен орындарын тәжірибелік-өндірістік пайдалану кезінде, әдетте, мұнай мен газды сусыз өндіру қолданылады. Алайда, түбінде су кейінірек өндірілетін болады. Мұнаймен бірге өндірілген су, мұнай қойнауында байланысқан немесе табан асты сулары ретінде болатын су болуы мүмкін.

Бұл тарауда мұнаймен бірге өндірілген суды тазалау жүйесі алғаш рет суды тазалау жүйесі жабдықтарымен бірге сипатталады. Сонымен бірге, суды тазалау кезінде пайдаланылатын жабдықтарды дайындау және калибрлеумен және суды жоюға арналған құрылғылармен байланысты өлшемдер беріледі. Жабдықтарды таңдау үшін ұсынылатын процедуралар мен ұғымдар талқыланады.

15.1 Теориялық негіздері

Су өндіруді пайдалану, экономикалық және экологиялық проблемаларды туғызады. Шикі мұнаймен немесе табиғи газбен бірге су өндіру өндірудің барлық жүйесінде қысым шығынының ұлғаюы есебінен ұңғыманың өнімділігін төмендетеді. Бұл өндіріс көлемінің қысқаруына немесе өндірудің қажетті деңгейін ұстау үшін жасанды көтеруге арналған қымбат тұратын жүйе құрылғыларының қажеттілігіне алып келуі мүмкін. Су өндіру сонымен бірге, операция құнын ұлғайтатын үлкен коррозия проблемасына да алып келеді. Кітаптың алдыңғы тарауларында талқыланып өткендей мұнай және табиғи газбен бірге су өндіру үшфазалы сепараторларды пайдалануды, эмульсияларды өңдеуді жән жүйені тұзсыздандыруды қажет етеді, бұл операция құнын одан да көп ұлғайтады.

Көп жағдайларда мұнаймен бірге өндірілген судың ешқандай құндылығы болмайды және жойылуы тиіс. Кейбір жағдайларда өндірілген су қойнау қысымын ұстау және суландыру үшін пайдаланылуы мүмкін. Мұнаймен бірге өндірілген, сепарация, эмульсиялық тазалау және тұзсыздандыру жүйесі арқылы алынған суды экологиялық қауіпсіз жою үшін тым жоғары болып табылатын көмірсутегі концентрациясынан тұруы мүмкін.

Суда көмірсутегі тамшыларының болуы суды ағынды суларды ағызу үшін ұңғымаларға немесе мұнай беруді арттыру үшін су айдау ұңғымаларына енгізуді қиындатады. Бұл көмірсутегі тамшыларының қойнауды тығындаудың ашылуын туғызатындығына байланысты орын алады. Барлық жағдайларда, көмірсутегі көлемін рұқсат етілген шекке дейін төмендету үшін мұнаймен бірге өндірілетін су тазалануы тиіс. Ауыр мұнай бар кен орындары үшін мұнаймен бірге өндірілген су мұнай беруге қажетті буларды өндіру үшін пайдаланылуы мүмкін. Бұл жағдайда су сапасы бу түзілуі үшін жеткілікті болу үшін тұз және басқа да минералдар концентрациясын азайту мақсатында қосымша химиялық өңдеулер қажет болады.

Бұл тараудың мақсаты мұнаймен бірге өндірілген судан мұнайды жою үшін пайдаланылатын жабдықтарды таңдау және калибрлеу үшін пайдаланылатын процедуралар мен ұғымдарды беру.

15.2 Мұнаймен бірге өндірілетін судың сапасын бағалау

Тазартылған су сапасы (яғни максималды рұқсат етілген мұнай концентрациясы және мұнай тамшысының максималды рұқсат етілген көлемі) айдау немесе суды жою талаптарын сақтау үшін анықталады. Экологиялық тұрғыдан алғанда мұнаймен бірге өндірілетін судан барлық мұнайды алып тастау немесе минимум техникалық мүмкін болатын барынша аз деңгейін қамтамасыз ету қажет. Алайда, бұл біршама қосымша пайдалану шығындарын туғызуы мүмкін. Сондықтан, әдетте мұнайдың максималды рұқсат етілген көлеміне қол жеткізу үшін операторлар суды тазалауды жүргізеді. Мұнаймен бірге өндірілетін су сапасы туралы ақпараттар осы мақсатқа жететін тиісінше тиімді және үнемді тазалау жүйесін жобалау үшін қажет болып табылады. Бұл нақты кен орындарындағы үлгілерді лабораториялық талдауларға байланысты. Алайда, әдетте мұндай үлгілер, әсіресе жаңа кен орынын дайындау үшін тазалау жүйелерін жобалау кезінде болмайды.

Шартты түрде айтқанда, өндіру, сепарация және тазалауға арналған жабдықтар жүйесінің барлық компоненттері бойына тамшының бөліну көлемін анықтауға болады. Алайда, анықтаушы теңдікті шешу үшін қажетті көптеген өлшемдер, әсіресе шашырау және коалесценцияға қатысты өлшемдер белгісіз. Кітаптың алдыңғы бөлімдерінде талқыланғандай сепарация және тазалауға арналған жабдықтарды жобалау судағы мұнай тамшысының максималды өлшемін анықтайды. Судағы мұнай концентрациясын анықтау үшін тиісті жобаланатын сепарация және тазалау жабдықтары үшін.

Сепарация және тазалау жабдықтарын дұрыс жобалау үшін су-

дағы мұнай концентарциясын анықтау үшін бірнеше әрекет жасалды. Нәтижелері дисперсиялық жағдайдағы мұнай диапазоны бір литр суда 1000-нан 2000 мг дейін мұнайды құрайды. Өкінішке орай, су сепарация және тазалау жабдықтарынан ағып кететіндіктен, ол мұнаймен ластанған суды тазалау құрылғысына жеткенге дейін түрлі құбыр жүйесіндегі шектеулерден (клапан және жетектер секілді) өтеді.

Осындай жолдардан өту барысында мұнай тамшылары дисперсияға және қосылуларға ұшырайы бұл тазартылған судағы мұнай тамшысын бөлу өлшемін дәл анықтауды қиындатады. Тәжірибе жобалау мақсатындағы консервативті ұсыныстар мұнай тамшысының 250 және 500 мккм арасындағы максималды диаметрімен мұнайдың жинақталған концентрациясы мен мұнай көлемі арасындағы тура қатынастардың көмегімен тамшының таралу көлемін білдіреді.

15.3 Мұнаймен бірге өндірілетін суды тазалау жүйесі

Әдетте, мұнаймен бірге өндірілген су қойнауға айдау немесе жою алдында тазалануы тиіс. Тазалау мақсаты судағы мұнай қалдықтарын суда қалған мұнай көлемі және мұнай тамшысы көлемі жою немесе суды айдау мақсаттарына сәйкес келетіндей етіп, жою болып табылады. Мысалы, суды жер асты қойнауларына жіберу және суды өнім қабатына айдау үшін қойнау саңылау көлемі тазартылған судағы мұнай тамшысының рұқсат етілетін көлемін анықтайды.

Қойнауды мұнай тамшысының көмегімен тығындаудың алдын-алу үшін суда қалған мұнай тамшысының максималды көлемі қойнау саңылауының минималды көлемінен аз болуы тиіс. Әдетте, қайраңдату операцияларында қолданылатын, суды теңізге бұру операциялары үшін судағы мұнай тамшысының көлемі мен өлшемі экологиялық шектеулерге байланысты болады.

Мұнаймен бірге өндірілетін судағы мұнай тамшысы көлемі мен өлшеміне қарай тазартылған судың қажетті көлемі және пайдалану, суды тазалау шарттарына бір фазалы немесе екі фазалы тазалау кезінде қол жеткізуге болады.

Бір кезеңдік немесе тазалаудың бірінші кезеңі *алдын-ала тазалау* кезеңі ретінде, тазалаудың екінші кезеңі *қайталап тазалау* кезеңі ретінде белгілі.

Суды тазалау үшін қолданылатын жабдықтар мұнай тамшысына олар жиналатын және жойылатын су бетінде қалқуға мүмкіндік бере отырып, өз функциясын атқарады. Алғашқы өңдеу үшін бұған атмосфералық тазалауға арналған май бөлетін бактар немесе қысымда тазалау үшін май бөлетін ыдыстардың көмегімен қол жеткізуге болады.

Жалпақ параллель айырғыш және пластиналы айырғыш секілді жалпақ коалесциялы сүзгілері бар сепараторлар мұнай тамшыларының қозғалуы үшін, олардың көлемдерін ұлғайту үшін және осылайша олардың беткі қабатына шығуын жеделдету үшін пайдаланылады. Екінші *ирек түтікті тығыздағыш (SP)* ретінде белгілі құрылғы да мұнай тамшысын коалесценциялау үшін пайдаланылады. Қайталама тазалау үшін пластиналы айырғыштар, ирек түтікті тығыздағыш (SP) және флоатациялық құрылғылар пайдаланылады.

Қайраңдату операциялары үшін су шығару - жіберуге арналған ыдыстар, сепарация ыдыстары немесе ирек түтікті тығыздағыштар SP арқылы жүргізілуі тиіс.

Әдетте, ағынды суларда мұнай бос күйде болады және шығару алдында тазартылуы тиіс. Бұл бірінші тазалауға арналған қарапайым жабдықтар арқылы немесе тікелей жіберуге арналған түрлі ыдыстардың көмегімен жүргізілуі мүмкін.

15.4 Су тазалау құрылғысы

Бұл тарауда мұнаймен бірге өндірілген суларды тазалаудың түрлі құрылғылары сипатталады. Тазалау жабдықтарының негізгі функциялары бос күйдегі мұнай тамшыларын суда бөліп алудан тұрады. Флюид тазалау құрылғысында босап шығатын және жойылуы тиіс еріген газдың біршама көлемін құрауы мүмкін. Сондықтан, мұнаймен бірге өндірілетін суды тазалау жабдықтары жалпы алғанда, мұнайды өндірістік дайындауға арналған үшфазалы сепараторларға ұқсас. Негізгі айырмашылықтары суды тазалау жабдықтары үшін су негізгі үздіксіз фаза болып табылса, мұнай шағын көлемдегі флюд қоспасын білдіреді.

15.4.1 Сүзгілер

Сүзгілерді пайдалану судағы май тамшыларын жоюдың аса тиімді тәсілдерінің бірі болып табылады. Тазалаудың бұл әдісінде мұнаймен бірге өндірілетін су мұнай тамшысы сүзгілеу материалына түсетін саңылаулы материалдар, әдетте құм қабатынан өтеді. Минимум екі қатар орнатылған сүзгі пайдаланылады. Пайдаланылған сүзгі ластанып қалатындықтан, ағын екіншісіне бағытталады, ал ластанған сүзгі су немесе еріткіштердің көмегімен шайылады. Тазартылатын флюид тиісті дәрежеде тазартылуы немесе жойылуы тиіс, бұл өз кезегінде тазалау процесін күрделендіреді және шығындарын ұлғайтады. Минимум 25

мг/л судағы мұнай көлемімен мұнаймен бірге өндірілетін суды тазарту үшін жүргізілетін бірнеше жер үсті операциялары туралы айтылды.

15.4.2 Мұнай тұндырғыштар

Мұнаймен бірге өндірілетін суды тазалаудың бұл әдісінде су жоңға тәрізді ұсақ тесікті материалдар арқылы көлбеу ыдыстың ішінде орналасқан құрылымы жағынан үш кезеңді сепараторға жақын мұнай тамшысы коалесценциясы үшін бағытталады. Біріктірілген үлкен тамшылар жоғары су ағынан қарсы ағында жүреді, ол жерде оларды ыдыстардан жинап алуға болады. Мұнаймен бірге өндірілген суды тазалау барысында қажетті сапаға қол жеткізу үшін бұл әдіс тиімді бо-лып табылады, жалғастырушы ортаның ластануы мұнда мұнай тұндырғыштарды пайдалануды шектеген үлкен проблемаларды туғызады.

15.4.3 Көбік бөлгіштер мен ыдыстар

Көбік бөлгіштер мен ыдыстар мұнаймен бірге өндірілетін суды бірінші тазалау үшін пайдаланылатын қарапайым жабдықтар болып табылады. Көбік бөлгіштер мен ыдыстардың, әдетте, компоненттері мен қызметтері ұқсас болып келеді. Алайда, көбік бөлуге арналған ыдыстар атмосфералық тазалауға ұшырайды, бұл ретте ыдыстар су тазалау атмосфералық қысымнан жоғары қысымда орындалатын кезде пайдаланылады. Ұзақ уақыт бойына мұнай тамшысын коалесциялық және гравитациялық бөлу мақсатында байланысын (10-30 мин) қамтамасыз ету үшін көлемі жағынан үлкен жабдықтар пайдаланылады.

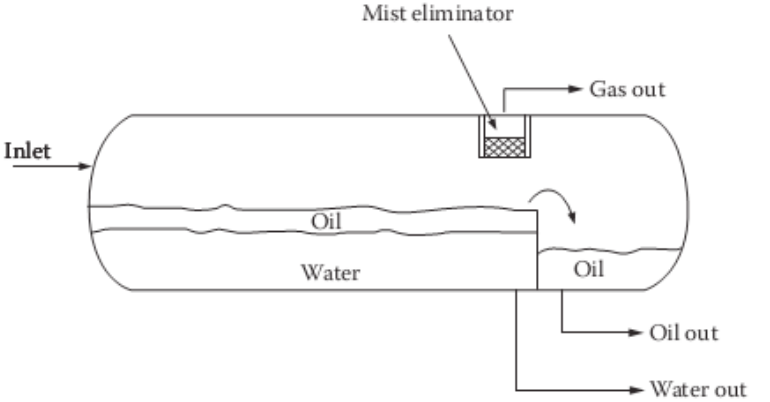
Қысымдағы ыдыстар атмосфералық қысымдағы резервуарларға қарағанда тым қымбат болады. Алайда, таңдау су тазалау жүйесінің жалпы талаптарына сәйкес жүзеге асырылады. Қысымдағы ыдыстар атмосфераық қысымдағы ыдыстармен салыстырғанда келесідей себептерге байланысты артықшылықтары болады:

- Атмосфералық резервуарлармен байланысты газ бөлудегі әлеуетті проблемалардың алдын-алу үшін
- Атмосфералық резервуарларда орын алуы мүмкін болатын шектен тыс қысымның әлеуетті қауіптілігін жою үшін
- Қайталап тазалау жабдықтары немесе басқа да жою орындарына тазартылған суды жеткізу үшін қажет етілуі мүмкін сораптарға қажеттілікті жою үшін

Мұнай тұндырғыштардың максималды рұқсат етілген қысымы туралы шешімді қабылдау кезінде техникалық аспектілерді, табыс пен шығынды қарастырған жөн.

Мұнай тұндырғыштар көлбеу немесе тік конфигурацияда болады.

Мұнай тұндырғыштардың формасы мен ішкі бөлшектері үш фазалы сепараторларға ұқсас. 15.1-суретте көлбеу мұнай тұндырғыштың сұлбасын береді. Практика көрсетіп отырғандай, мұнаймен бірге өндірілген су мұнай тұндырғышқа су-мұнай бөлімінің жоғарғы бөлігінен түседі және ыдыс ұзындығы бойымен тіке ағады. Май тамшылары жинақталады және мұнай көпшіктерімен қатарласа су ағыны бағытымен көтеріледі. Мұнай құю саңылаулары арқылы мұнай жинау секциясына ағады және мұнай жинағыштан шығады. Мұнай көпшіктерінің биіктігі суретте көрсетілгендей құю саңылауларымен бақыланады. Бұдан басқа мұнай көпшіктері биіктігі фаза аралық деңгей реттегішпен немесе сыртқы су жиектерімен бақылануы мүмкін. Тазартылған су мұнай жинақтағыштан ыдыстың төменгі бөлігіне түседі. Бөлінген газ ыдыстан тамшы жинақтағыш арқылы шығады.



Inlet – Ену
Mist eliminator – Тамшы жинақтағыш
Water – Су
Oil – Мұнай
Gas out – Газдың шығуы
Oil out – Мұнайдың шығуы
Water out – Судың шығуы

15.1-сурет
Көлденең мұнай тұндырғышының сұлбасы

15.2-сурет, тиісінше, ену және шығу ағындарын бөлу үшін жұмыс жасайтын ену жолында таратқышпен және шығаратын су коллекторымен жабдықталған тік мұнай тұндырғыш сұлбасын көрсетеді.

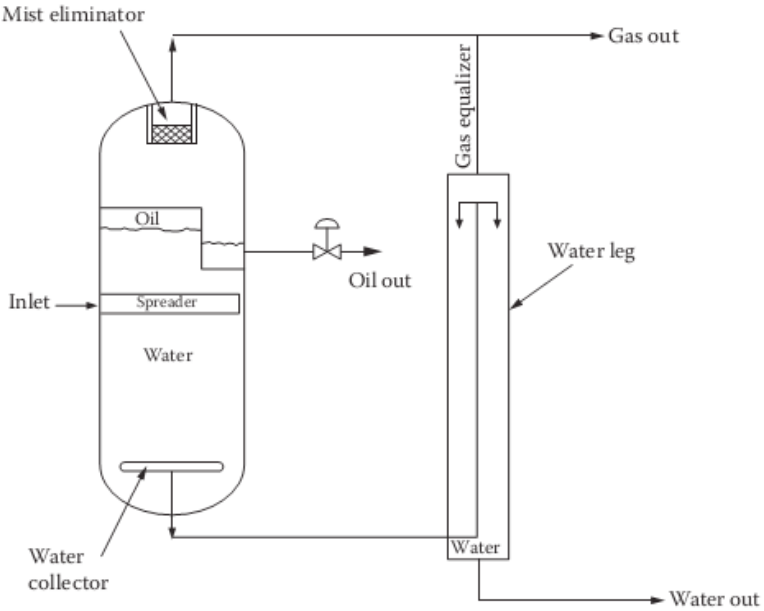
Көлбеу мұнай жинақтағыш секілді, мұнда да мұнаймен бірге өндірілген су мұнай-су бөлу қабатындағы ыдысқа түседі. Су төмен, ал

бұл мезетте май тамшылары жоғары мұнай көпшіктеріне қарай ағады. Тік ыдыстар, әдетте, су және мұнай ағыны сұлбасының арқасында көлденең ыдыстарға қарағанда тиімділігі аз. Мұнай ағызу саңылаулары арқылы мұнай жинау секцияларына жөнелтіледі, онда ыдыстан бөлініп алынады.

Ыдыстың төменгі бөлігінде су жинақтағыштың артында су шығарғыш болады. Босатылған газ тамшы ұстағыш арқылы ыдыстың жоғарғы жағынан шығады. Құрамында құм және басқа да қатты бөліктері бар суды өңдеу кезінде тік ыдыстар көлбеу ыдыстарға қарағанда лайықты болып табылады. Тік ыдыстардың төменгі бөлігіндегі құм қашыртқылар көлбеу ыдыстардағы құм қашыртқыларға қарағанда аса қарапайым және тиімді тазалау құралдарын қамтамасыз етеді.

Сонымен қатар, тік ыдыстар сұйық бүлкілдеткіштерді өңдеу кезінде, көлденең ыдыстарға қарағанда жақсы. Көлденең ыдыстардағы дірілдету, әдетте, ыдыс ішінде максималды жоғары деңгейдің жалған көрсеткіштерін алуға ықпал ететін ішкі толқындардың құрылуына ұмтылады және жалған жоғары деңгейлі ажыратуларға алып келеді.

Мұнай жинақтағыштың екінші түрі ашық науалардағы мұнайды жинауға арналған сепараторды білдіреді, әдетте, ол көлденең, тік бұрышты қима резервуарлар болып табылады. Мұнай тұндырғыштың бұл түрі негізінен атмосфералық жағдайларда пайдалану кезінде тазалау үшін пайдаланылады



Inlet – Ену
Mist eliminator – Тамшы жинақтағыш
Water – Су
Oil – Мұнай
Gas out – Газдың шығуы
Oil out – Мұнайдың шығуы
Water out – Судың шығуы
Spreader – Ұлғайтқыш
Water collector – Су жинағыш
Water leg – Су жинағы
Gas equalizer – Газ теңестіруші

15.2-сурет Тік мұнай тұтқыштарының сұлбасы.

15.4.4 Жалпақ коалесциялы сүзгілері бар сепараторлар

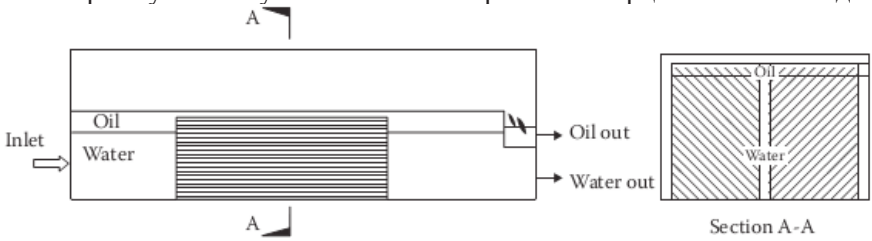
Негізінен, жалпақ коалесциялы сүзгілердің екі түрі бар: *жалпақ параллель айырғыштар* (PPIs) және пластиналы айырғыштар (CPIs), тиісінше 15.3 және 15.4-суреттерде көрсетілгендей. Параллель пластиналардың екі түрі бір-бірінен онша үлкен емес қашықтықта орналасқан және 45° бұрышқа иілген.

PPI коалесциялы сүзгілердің бірінші үлгісі болды, онда иілген қатар жатқан пластиналар қатары ашық науалардан мұнай жинау үшін се-

паратор ішінде орнатылады. Су ағыны пластиналар арасында бөлінеді, сондықтан мұнай тамшысы алдымен қысқа қашықтыққа екі тізбекті пластиналар бойымен жүруі қажет, онда коалесценция жүреді. Гравитацияның арқасында мұнайдың ірі тамшылары иілген пластинаның төменгі бетімен жоғары көтеріледі, ал содан кейін тіке мұнай жинау секциясына көтеріледі, мұнда мұнай резервуарда жойылады. Суда шөгінділер төмен резервуардың төменгі бөлігіне қозғалады, ол жерде жойылуы мүмкін.

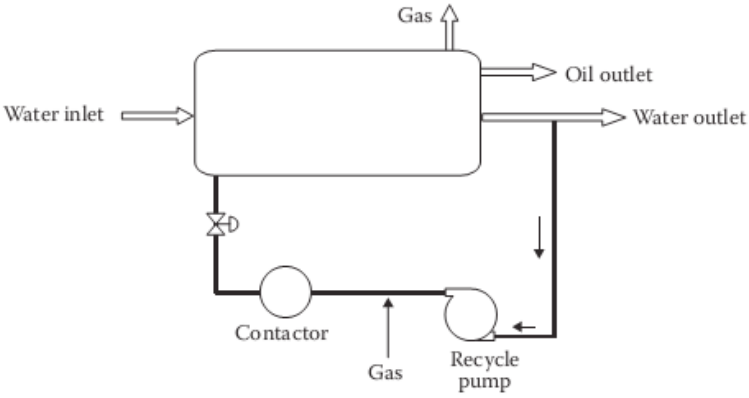
CPI өнеркәсіпте жиі қолданылатын пластиналы айырғыш болып табылады. CPI қатар жатқан пластиналардың беткі қабаты су ағыны бағытына параллель өсте тұтқырландырумен дайындалатын PPI қарағанда жетілдірілген.

Тазартылуы тиіс су пластиналы айырғыш CPI арқылы төмен ағады.



Inlet – Ену
Oil – Мұнай
Water – Су
Oil out – Мұнайдың шығуы
Water out – Судың шығуы
Section – Секция

15.3-сурет
Жалпақ параллель жатқан айырғыш.



Water inlet – Судың енуі
Gas – Газ
Oil outlet – Мұнайдың шығуы
Water outlet – Судың шығуы
Contactor – Контактор
Recycle pump – Айналма сорғысы

15.4-сурет. Тұтқырландыратын пластиналы айырғыш.

Мұнай су ағынына қарама-қарсы жоғары көтеріліп, тұтқырландырғыштарға жиналады. Жиналған мұнай тұтқырландыру осі бойымен және су-май бөлігінің бетімен жоғары ағады.

Әдетте, PPIs және CPIs атмосфералық жағдайда су тазалау үшін пайдаланылады. Дискілердің иілу бұрышы 45° мұнаймен бірге өндірілетін су құрамында біршама көлемде шөгінділер немесе құм болған жағдайда проблема тудыруы мүмкін. Қатты бөліктері осындай иілу бұрышымен пластинаның беткі қабатына жабысу процесі болады және бұл пластинаның ластануына алып келуі мүмкін. Қойнау арасындағы ағыс ретінде танымал Түрлендірілген CPI жабдықтары осындай проблемалардың алдын-алу және атмосфералық қысымнан асып түсетін қысымда тазалау мүмкіндігін беру үшін дайындалды. Мұндай жабдықтарда, пластинаның иілу бұрышы 45° (әдетте, көлденеңі бойынша 60°) орындалған, ал пластина пакеті қысымдағы ыдыс ішінде (тік немесе көлбеу) су ағыны пластинадағы тұтқырландыру осіне перпендикуляр болатындай етіп орналастырылған.

Тік ыдыстар, әдетте, шөгінділерді өңдеу және құм проблемалары үшін қолайлы болып табылады.

CPI жүйелі бөлімдері онша қымбат емес және көлбеу қимаға қарағанда, аса тиімді болып табылады, бірақ соңғысы үлкен көлемдегі

құм немесе шөгінділерден құралған суды қысымда тазалау үшін пайдаланылуы тиіс.

15.4.5 Ирек түтіктер модулі

Ирек түтіктер модулі (SP) мұнай тамшысы коаленсценциясының қозғалуы үшін пайдаланылатын тағы да бір аспап болып табылады және осылайша олардың ауырлық күштері әсерінен бөлінуін жеңілдетеді. Алайда, ирек түтіктер модулі үшін коалесценция ұғымы 15.4.4-бөлімінде сипатталған жабдықтардан ерекшеленеді. Су май тамшысының көрсетілген өлшемнен төмен қозғалуын туғызбай коалесценция туғызуға жеткілікті турбулентілік жасау үшін лайықты ирек түтіктер арнасымен өтуге мәжбүр болады.

Ирек түтіктер модулі стандартты өлшемдерде қол жетімді, күніне 900-ден бастап, 73,000 барр/күн дейін су ағынын өңдеу үшін 2-ден 8 диаметрге дейін болады (BPD). Мұндай модулдер тамшының максималды 100 мкм көлемімен тамшы көлемінің қисық таралуын құруға арналған. Мұндай тамшы көлемінің таралуын жасай отырып, гравитациялық шөгу өте тиімді болады. Нақты алғанда, ирек түтік модулдері, тек граватициялық шөгінділермен салыстырғанда қосымша шамамен 50% мұнай жоюға алып келуі мүмкін. Ирек түтік модулі ирек түтік модулі диаметріне ұқсас тиісті су шығару саңылаулары диаметрінің арқасында, әдетте, граватицялық шөгінді ыдыстары ішінде орналасады. Ирек түтік модулі табысты коалесценция және су ағыны ретінде бір фазадан екінші фазаға мұнайды жоюға ықпал ету үшін серияларымен ұйымдастырылуы мүмкін.

15.4.6 Флотаторлар

Судағы мұнай тамшыларын жою барысында флотаторлар мүлдем түрлі концепцияларда пайдаланылады. Тазалау жабдықтарының бұл түрінде судағы ұсақ газ көпіршіктері үлкен көлемде болады. Себебі газ көпіршіктері жоғары көтеріледі, олар беткі қабаттағы мұнай тамшыларын береді, онда олар жинақталады және сосын блоктан бөлініп алынады. Флотаторлар екі түрге жіктеледі.

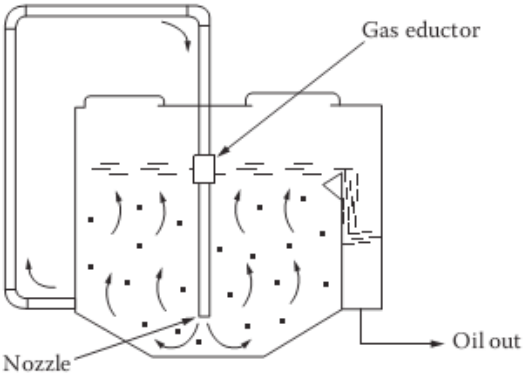
Олар пайдалану нәтижесінде газ көпіршіктері өндірілетін әдіске негізделеді. Олар ерітілген газды пайдаланушы және бытыраңқы газдарды пайдаланушы аспаптарды білдіреді.

15.4.6.1Бытыраңқы газды пайдалантын флотаторлар.

15.5-суретте көрсетілгендей, тазартылған су бөлігі (20% және 50% ағын арасындағы) алынады және 20 және фунт/шарш.дюйм арасындағы қысым кезінде контакторда табиғи газбен байытылады. Стандартты шаршы футта тұтынған газ көлемі (SCF) 0,2-ден 0.5 ст.куб.фт./барр.н. дейінгі тазартылуы тиіс су диапазонында болады. Газбен байытылған су кері блокқа қайтады, ол газ-су контакторына қарағанда тым төмен қысымда жұмыс жасайды. Қысымның төмендеуіне байланысты ерітілген газ ерітіндіден кішкентай көпіршіктер түрінде шығады. Газ көпіршіктері мұнай тамшыларын өзімен бірге алып кетеді, себебі олар беткі қабатта қозғалады. Блоктың көлемі мен тереңдігі 10 және 40 мин арасында ұстап тұру уақытын қамтамасыз ету қажеттілігімен анықталады. Әдетте, жабдықты өндіруші блокты жобалаудың пайдаланудың нақты жағдайларына қарай бөлшектік өлшемдерін анықтайды.

15.4.6.2 Бытыраңқы газды пайдаланатын флотаторлар

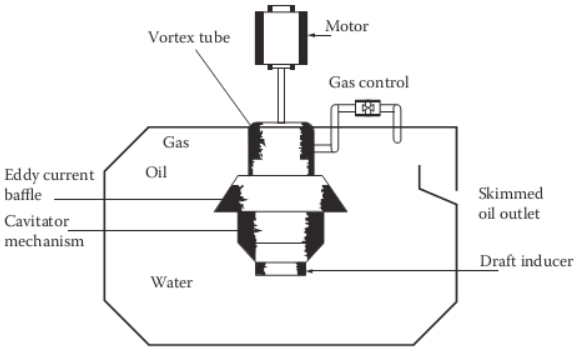
Бытыраңқы газдарды пайдалантын флотаторларда газ көпіршіктері тазартылуы тиіс суда жасалады, енгізіледі және тарайды. Бұны екі тәсілмен жасауға болады. Бір әдісті пайдалану кезінде газ көпіршіктері суда электр қозғалтқыштан жетекпен механикалық роторды пайдалану арқылы құйын туғызып, жасалады және тарайды. 15.6-сурет осы әдісті пайдалантын және Petrolite Corporation компаниясы дайындаған құрылғының көлденең қимасы сұлбасын көрсетеді. Ротормен туатын құйын құйын тұрбасы ішінде вакуум жасайды. Осы вакуумның арқасында газ су иіріміне апарылады және суда тарайды. Газ көпіршіктері мұнай тамшыларын көпіршік түрінде беткі қабатқа алып шығады, мұнда мұнай майсыздандырылады және блоктан жою үшін өндіру арнасына жиналады.



Gas eductor – Газ көтергіш бағана
Nozzle – шүмек
Oil out – Мұнайдың шығуы

15.5-сурет

Бытыраңқы газды пайдаланатын флотаторлар. 324 Petroleum and Gas Field Processing

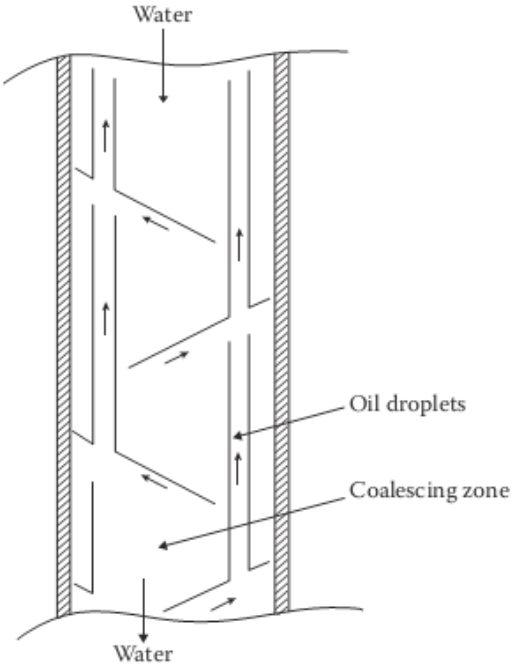


Eddy current baffle – Индукциялық панель
Caviator mechanism – Кавиатор механизмі
Gas – Газ
Oil – Мұнай
Water – Су
Vortex tube – Құйын тұрбасы
Motor – Қозғалтқыш
Gas control – Гақ бақылау
Skimmed oil outlet – Майсыздандырылған мұнайдың шығуы
Draft inducer – Жобаланатын индуктор

15.6-сурет

Бытыраңқы газды пайдаланатын флотатор сұлбасы.

.Газ көпіршіктерін жасау және ұсақтаудың басқа тәсілі 15.7-суретте көрсетілгендей құрылғы индукторын пайдаланады, бұнда тазартылған су бөлігі сораптың көмегімен кері құрылғыға қайтарылады. Техникалық су Вентури тұрбасы арқылы ағады, қысымның төмендеуінің арқасында блоктың жоғарғы бөлігіндегі бу ауа кеңістігінен газды сорып алады.



Water – Су
Oil droplets – Мұнай тамшылары
Coalescing zone – Коалесценция аумағы

15.7-сурет
Индуктор құрылғысының көмегімен бытыраңқы газды пайдаланатын флотатор.

Газ мұнай тамшыларын көтеретіндіктен, ауа жүретін шағын көпіршіктер түрінде төменгі бөлігі қасындағы шүмек арқылы шығарылады. Соңында мұнай майсыздандырылады және камерада блоктан жою үшін жиналады.

Әдетте, бытыраңқы газды пайдаланатын флотаторлар үш немесе төрт сипатталған ұяшықтардан тұрады. Тазартылуы тиіс су бір

ұяшықтан екіншісіне әрі қарай мұнайдан тазарту үшін өтеді. Әдетте, ұяшықтардың біріндегі мұнайдан тазалау тиімділігі шамамен 50% құрайды. Сондықтан үш ұяшықтан тұратын блоктың жалпы тиімділігі 87%, бұл мезетте төрт ұяшықтан тұратын блоктың тиімділігі 94%. Флотаторлар өндірушілердің патенттелген дизайны бар және әдетте, мұнаймен бірге өндірілген шамамен 5000 барр./күн жылдамдықтағы су ағындарын өңдеуге арналған стандартты блоктарды жасайды. Ағынның аса жоғары жылдамдығы үшін қатарластыра қосымша блоктар қосылады. Флотаторлар блоктары көлемі 30 мкм аз мұнай тамшыларын жоюға қабілетті.

15.5 Суды жоюға арналған қайраңдату жабдықтары

Мұнаймен бірге өндірілген су қайраңдату операциялары барысында тазалаудан кейін тікелей теңізге жіберілмеуі тиіс. Мұнаймен бірге өндірілген тазартылған суларға қосымша жауын сулары және жабдықтарды жууға арналған сулар тиісті дәрежеде жойылуы тиіс мұнаймен ластанған сулардың басқа да көздерін құрайды. Осы мақсатта теңіздегі пайдалану платформалары мұнай құбылмалы қабаттарының пайда болуының алдын-алу үшін суды теңіз бетінен жеткілікті дәрежеде терең және толқын белсенділігінен алыс жерге лақтыратын белгілі бір түрдегі құрылғылармен жабдықталған болуы тиіс. Бұл құрылғылардың ішінде аса кең таралғандары *суды жою үшін пайдаланылатын қада, мұнайдан керосин және жанар майды бөліп алу үшін пайдаланылатын қадалар және тығын қадалар* болып табылады, оларға келесі тарауларда сипаттама беріледі.

15.5.1 Суды жою үшін пайдаланылатын қадалар

Суды жою үшін пайдаланылатын қадалар суды жоюға арналған қайраңдату жабдықтарының қарапайым түрі. Суды жоюға арналған қадалар платформаға жалғанатын және теңіз бетінен нақты минималды тереңдікке дейін тартылатын диаметрі үлкен қарапайым ашық тұрбалар. Қада диаметрі жойылуы тиіс судың жалпы ағынына, судың және мұнайдың меншікті салмағына қарай анықталады. Шағын суларда суды жою үшін пайдаланылатын қадалар нақты теңіз түбіне дейін тартылуы тиіс. Алайда, терең суларда қада тереңдігі әдеттегі су деңгеймен жоғары деңгей және қададағы мұнай түбінен 10 фт. шекке жеткенге дейін өлшемді дабыл қосатындай деңгейде анықталады.

Суды жою үшін пайдаланылатын қада мұнаймен бірге өндірілген тазартылған суды, палубалы шпигат, тазартылған құм және тамшы

ұстағыштағы сұйықтықтарды жинау және оларды теңіз бетінен терең-де жою үшін пайдаланылады. Бұдан өзге, суды жою үшін пайдаланылатын қадалар жабдықтың бұзылуы немесе пайдалану шарттарының бұзылуы жағдайында мұнайды аулаушы ретінде пайдалы болып табылады.

Палубадағы сарқынды су, әдеттегі жауын суы және шаятын сулар оттегімен қанығады және құм және басқа да қатты заттардан құралуы мүмкін. Сондықтан оны ластанумен байланысты проблемалар мен коррозияның алдын-алу үшін мұнаймен бірге өндірілген суларды тазалау үшін пайдаланылатын осыған ұқсас жабдықтардың көмегімен тазартпаған дұрыс.

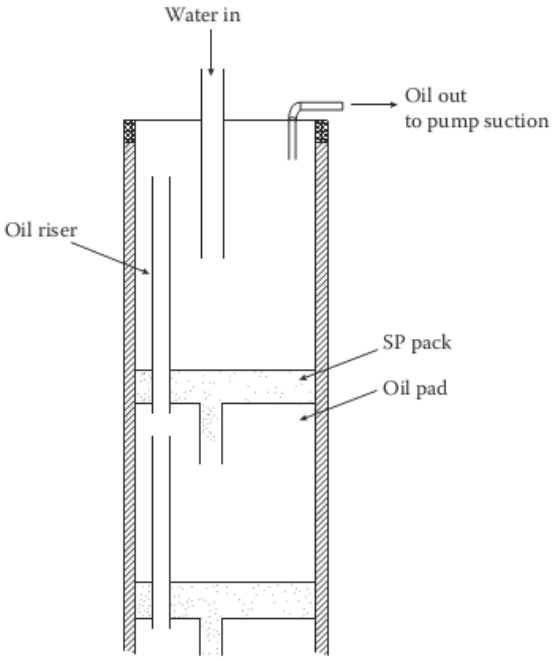
Суды жою үшін пайдаланылатын қадалар, әсіресе, платформа дренаждарын жою үшін пайдалы.

15.5.2 Суды жою үшін пайдаланылатын қадалар

Суды жою үшін пайдаланылатын қадалар негізінен, 15.8-суретте көрсетілгендей, имек аралықтар мен тіреуіштер қасында жабдықталған суды жоюға арналған қадаларды білдіреді. Резервуарда мұндай аралықтардың болуы екі қызметті атқарады. Олар мұнай тамшысы судан бөліп алу және әрбір пластина үшін ағынсыз су аясын жасау үшін көтерілуі тиіс қашықтықты азайтады. Мұнай тамшысы ағынсыз аумақтан екі қатарлас пластиналар арасынан көтеріледі, онда коалесценция және гравитациялық бөліп алу жүреді. Коалесцияланған ірі мұнай тамшылары пластинаның төменгі жағымен жоғары және мұнай майсыздандырылуы тиіс қада бетімен мұнай жинау тіреуіштеріне көтеріледі. Мұнай қойнаулары суды жоюға арналған стандартты қадалармен салыстырғанда екі нақты басымдылыққа ие. Суды жоюға арналған қадалар мұнайды судан бөліп алу барысында аса тиімді болып табылады. Суды жоюға пайдаланылатын қадалар, сонымен қатар суда болуы мүмкін құм мен майдан тазартудың кейбір деңгейін береді.

15.5.3 Мұнайдан керосин және жанар май бөліп алу үшін пайдаланылатын қадалар

Құрылғының бұл түрінде суды жоюға пайдаланылатын қадалар қасына бірдей дәрежеде ирек түтіктер және мұнайға арналған тіреуіштердің бөлініп қойылған модулдерімен жабдықталады. Су ирек түтік модулі арқылы ағатындықтан, мұнай тамшысы коалесценциясы ықпалдандырылған турбаленттілік арқасында жүреді.



Water in – Судың енуі
Oil riser – Мұнай және газ үшін су бөлетін колонна
Oil out to pump section – Сораптан май шығуы
SP pack – Ирек түтік модулі
Oil pad – Мұнай көпшік

15.8-сурет. Мұнайдан керосин және жанар май бөліп алу үшін пайдаланылатын қада сұлбасы.

Су ирек түтіктегі бір модулден келесісіне өтетіндіктен, көлемі жағынан үлкен тамшылар ирек түтіктің жоғарғы қабатында мұнай көпіршіктерін қалыптастыру үшін көтеріледі. Бұл су бір ирек түтіктен келесісіне өтетіндіктен жалғаса береді. Ирек түтік модулінің төменгі бөлігіне жиналатын мұнай олардың астындағы тіреуіштер арқылы айдау үшін қабат бетіне жеткенге дейін мұнай көпіршіктеріне көтеріледі.

Әдетте, ирек түтік модулдері мұнай тамшыларын 750 мкм максималды көлеміне дейін тауып алу үшін дайындалады. Ирек түтік модулдерінің қажетті көлемі мұнайды жоюдың жалпы тиімділігіне байланысты анықталатын және біреуінің тиімділік есебі кейінірек түсіндіріледі.

15.6 Суды тазалау және жоюға арналған құрылғы құрылымы

Мұнаймен бірге өндірілген суды жою жүйесін дұрыс жобалау үшін белгілі бір мәліметтер мен ақпараттар қол жетімді болуы тиіс. Кейбір жағдайларда қажетті мәліметтер нақты өлшемдер мен талдаулардан алынуы мүмкін. Алайда, кейбір жағдайларда жоғалған немесе қол жетімсіз мәліметтер үшін инженерге тиімді мәндерді жоғалтып алуына тура келеді. Келесі мәліметтер мен ақпараттар тазалау жүйесін дайындау үшін қажетті:

- Мұнаймен бірге өндірілген су ағыны жылдамдығы, Qpw (BPD)
- Мұнаймен бірге өндірілген судың салыстырмалы тығыздығы, γpw және жабысқақтығы, μpw
- Мұнаймен бірге өндірілген судағы мұнай концентрациясы (в мг/л немесе чнм)
- Мұнаймен бірге өндірілген судағы мұнай тамшыларының таралу көлемі
- Айдау кезіндегі мұнайдың меншікті тығыздығы, $γo$
- Қажетті науалар саны (тазартылған су) (мг/л немесе чнм)
- Ағынды сулардағы еріген мұнай концентрациясы
- Тұнбаның қарқындылығы, Qrw және шаятын су ағыны жылдамдығы, Qwd

Бұл жерде осы тарауда талқыланып отырған жабдықтар еріген мұнайды бөле алмайтындығын айта кету қажет. Тазалау жабдықтары тек ұсақталған мұнайды бөліп алуға арналған. Сондықтан еріген мұнай концентрациясы жобалау мақсатында пайдаланылатын ағынды судағы мұнайдың рұқсат етілген концентрациясынан алынып тасталынуы тиіс. Ол судан жойылуы тиіс мұнай тамшыларының көлемін анықтау үшін пайдаланылады, бұл тазалау жабдықтарының көлемі мен түріне біршама әсер етеді.

Келесі тарауларда, алғаш рет, түрлі тазалау жабдықтарының көлемін анықтау үшін пайдаланылатын теңдіктер берілген, сонымен қатар жабдықтарды таңдау процедурасына ұсынылатын нұсқаулыққа да көңіл бөлінген. Теңдеуді шығару барысында келесідей белгілер мен өлшеу бірліктері қолданылады:

Qpw = мұнаймен бірге өндірілген су ағыны жылдамдығы (BPD)
Qrw = палуба ливнесброс ағыны жылдамдығы (BPD)
Qwd = палубадағы шаятын су ағыны жылдамдығы (BPD)
μpw = мұнаймен бірге өндірілген судың жабысқақтығы (cP)
μ = мұнаймен бірге өндірілген судың жабысқақтығы (lb-s/фт2)
dm = жойылуы тиіс мұнай тамшысының ең кіші диаметрі (мкм)

*t*rw = суды ұстау уақыты (мин.)

tw = суды ұстау уақыты (с)

to = мұнай тамшыларының тұну уақыты (s)

Vw = мұнай тұтқыш арқылы өтетін судың орташа жабысқақтығы (фт/с.)

Vo = мұнай тамшысының тұну жылдамдығы (фт./с.) *D* = цилиндрлі мұнай тұтқыш диаметрі (дюймда)

L = мұнай тұтқыштың жұмыс ұзындығы (фт)

Ls = мұнай тұтқыштың жалпы (тігісінен флануцқа дейінгі қашықтық) ұзындығы (фт.)

H = мұнай тұтқыштағы су биіктігі (фт)

W = мұнай тұтқыштың тік бұрышты қимасының ені (фт)

A = су ағыны аймағы (фт.2)

h = CPI және PPI пластиналары арасындағы перпендикуляр қашықтық (дюймда)

θ = көлденең қатынасы бойынша пластиналық сепараторлардың иілу бұрышы (градуста)

15.6.1 Көлденең цилиндрлі мұнай тұтқыштардың көлемін анықтау

Мұнай жнақтағыш көлемі аз тамшыларды бөліп алуға ықпал ету үшін және қажетті ұстау уақыты үшін жеткілікті болуы тиіс. *D* - мұнай тұтқыш диаметрі (дюймда), ал *Ls* - мұнай тұтқыштың ұзындығы (футта) болсын. Мұнай тұтқыш жартылай мұнай тұтқыштың ену саңылауынан шығу саңылауына дейін қозғалатын сумен толыққан деп есептейміз. Түрлі ішкі бөлшектердің болуының арқасында бөліп алу үшін жұмыс ұзындығы *L*, *Ls* салыстырғанда аз болады. Консервативтік пікірлерден біз мұнай тамшысы мұнай тұтқыштың төменгі бөлігінен су бетіне қарай тіке жоғары тұнады деп болжаймыз, яғни мұнай тамшылары беткі қабатына жету үшін мұнай тұтқыштың радиусына тең болатын қашықтықты жүріп өтеді. Мұнай тамшыларын жоғары көтеруге қажетті уақыт, *to*, мұнай тұтқыштың ену саңылауынан шығу саңылауына дейін қозғалуға қажетті уақытқа тең болуы тиіс, *tw*.

Стокс заңына сәйкес мұнай тамшысын көтерудің түпкілікті жылдамдығы, *uo*, келесі теңдеудің көмегімен алынады

$$u = 1.787 \times 10^{-6} \frac{(\gamma_w - \gamma_o) d_m}{\mu_{pw}} \frac{\text{ft}}{\text{s}} \qquad (15.1)$$

мұнда *dm* бұл мұнай тамшысы диаметрі (в мкм). Сондықтан,

$$t_o = \frac{(D/2 \times 12)}{u_o} \text{s}$$

$$t_o = 2.34 \times 10^4 \frac{D\mu_{pw}}{(\gamma_w - \gamma_o)d_m} \text{s} \tag{15.2}$$

Судың орташа жылдамдығы, *uw*, ағын жылдамдығын ағын қимасы ауданына бөлу арқылы алынады; яғни,

$$u_w = \frac{\left[5.61Q_{pw}/(24 \times 3600)\right]}{\left[0.5(\pi/4)(D/12)^2\right]^{-1}} \frac{\text{ft}}{\text{s}}$$

Суды ұстау уақыты жұмыс ұзындығын, *L*, орташа жылдамдыққа бөлу арқылы алынады, сондықтан,

$$t_w = 41.9786 \frac{D^2 L}{Q_{pw}} \text{s} \tag{15.3}$$

15.2 және 15.3-теңдіктерін теңестіре отырып, біз аламыз

$$DL = 557.43 \frac{Q_{pw}\mu_{pw}}{(\gamma_w - \gamma_o)d_m} \text{ in ft} \tag{15.4}$$

Турбуленттілік және қысқа тұйықтаулар үшін 1,8 тең пайдалы әрекет коэффициенті ұсынылады, сондықтан 15.4-теңдігі келесідей түрге ие болады

$$DL = 1000 \frac{Q_{pw}\mu_{pw}}{(\gamma_w - \gamma_o)d_m} \text{ in ft} \tag{15.5}$$

15.5-теңдігі мұнай тамшылары диаметріне *dm* су бетімен көп көтерілуіне мүмкіндік беретін, мұнай тұтқыш диаметрі, *D* және жұмыс ұзындығы, *L* арасындағы байланысты қамтамасыз етеді. Сондықтан 15.5-теңдік қанағаттандыратын қандай-да бір *D және L* үйлесімділігі теориялық жарамды. Мұнай тұтқыштың өлшемдерін басқа да шектеулер қажетті ұстау уақытын *t*rw, қамтамасыз ету үшін жеткілікті дәрежеде үлкен болуы тиіс. Ұстау уақыты су алып жатқан мұнай тұтқыш көлемін *V*pw, су шығынына бөлу арқылы алынады, яғни

$$t_{rw} = \frac{V_{pw}}{Q_{pw}} \tag{15.6}$$

мұнда

$$V_{pw} = 0.5\left(\frac{\pi}{4}\right)\left(\frac{D}{12}\right)^2 L \text{ ft}^3$$

$$Q_{pw}\left(\frac{ft^3}{\text{min}}\right) = Q_{pw}(\text{BPD})\left(\frac{5.61}{24 \times 60}\right)$$

15.6-теңдігін қоя отырып, біз аламыз

$$D^2L = 1.43 t_{rw} Q_{pw} \text{ in}^2 \text{ ft} \tag{15.7}$$

Сондықтан, тұну және ұстау уақытын шектеуді қанағаттандыратын диаметр мен жұмыс ұзындығының үйлесімлігі таңдалуы тиіс. Ол екі 15.5 және 15,7 теңдіктері үшін *D-ны L қарсы* құру және екі теңдікті де қанағаттандыратын *D және L* мәнін анықтау арқылы алынады. Содан кейін мұнай тұтқыштың жұмыс ұзындығы, *Ls*, анықталады

$$L_s = 1.33 \text{ L} \tag{15.8}$$

15.6.2 Мұнай тұтқыштың тік бұрышты қимасу көлемін анықтау (АНИ)

9.6.1-тарауда сипатталған процедураға ұқсас процедура судың енін *W*, жұмыс ұзындығын, *L* және биіктігін *H*, көбік бөлуді анықтау үшін пайдаланылады. Бұл жағдайда, біз аламыз

$$t_o = \frac{H}{u_o} \tag{15.9}$$

$$t_w = \frac{L}{u_{pw}} \tag{15.10}$$

15.9 және 15.10 теңдіктерін 15.1-теңдігінен алынған *uo* –мен және су шығынын [5.61*Q*pw/(24 × 3600)] аймақтағы ағынға (*HW*), бөлу арқылы алынған u_{pw}-мен теңестіре отырып, біз аламыз

$$WL = 36.5\frac{Q_{pw}\mu_{pw}}{(\gamma_w - \gamma_o)d_m}\text{ft}^2 \tag{15.11}$$

Мұнай тұтқыштың осы түрі үшін ұсынылған пайдалы әрекет коэффициенті турбуленттілік және қысқа тұйықтау үшін 1,9 құрайды; сондықтан 15.11-теңдігі келесідей түрге енеді:

$$WL = 70\frac{Q_{pw}\mu_{pw}}{(\gamma_w - \gamma_o)d_m}\text{ft}^2 \tag{15.12}$$

15.10-теңдігінен алынған ұстау уақыты да су шығынына бөлінген су алып тұрған мұнай тұтқыш көлеміне (*HWL*) тең болуы тиіс; сондықтан

$$t_{rw} = 15401\frac{HWL}{Q_{pw}}\text{s} \tag{15.13}$$

Су биіктігі, *H*, әдетте енінің жартысына дейін, *W* шектеледі; сондықтан 15.13-теңдігінде *H* үшін 0,5 *W* қоя отырып және 60-қа бөлу арқылы минуттағы ұстау уақыты анықталады,

$$t_{rw} = 125\frac{W^2L}{Q_{pw}}\text{min} \tag{15.14}$$

15.12 және 15.15-теңдіктерімен қанағаттандырылатын қандай да бір *W және L,*үйлесімділіктері тұну және ұстау уақытын шектеулерді қанағаттандырады.

15.6.3 Тік цилиндрлі мұнай тұтқыш көлемін анықтау

Тік цилиндрлі мұнай тұтқышта мұнай тамшысы тіке төмен ағатын су ағынына қарсы тіке жоғары қозғалады. Тұну орын алу үшін мұнай тамшысы жылдамдығы *uo*, кем дегенде су шығынын мұнай тұтқыштың дөңгелек көлбеу қимасы ауданына бөлу арқылы анықталған судың орташа жылдамдығымен *u*pw, теңестірілуі тиіс, яғни

$$u_w = \frac{5.61Q_{pw}/(24\times 3600)}{(\pi/4)(D/12)^2}\frac{\text{ft}}{\text{sec}}$$

uw 15.1-теңдігімен берілген *uo –ға* теңестіре отырып, және мұнай тұтқыш диаметрі үшін шешіп, *D*, аламыз

$$D^2 = 6691\frac{Q_{pw}\mu_w}{(\gamma_w - \gamma_o)d_m}\text{in}^2 \tag{15.16}$$

15.16-теңдігі өлшемі 48 дюймге дейін болатын диаметрлерге үйлеседі. Турбуленттілік және қысқа тұйықтаулар жүретін үлкен диаметрлер үшін 15.16-теңдігі 1-ден көп F коэффицентіне көбейтілуі тиіс. F мәні көп жағдайда ағын таратқыш, мұнай жинағыш және аралықтардың ену және шығу саңылауларының құрылымына байланысты болады.

Ұстау уақыты мұнай тұтқыштағы су биіктігін, H, судың орташа ағу жылдамдығына бөлу арқылы анықталады:

$$t_{rw} = H\left(\frac{5.61Q_{pw}/(24\times 3600)}{(\pi/4)(D/12)^2}\right)^{-1} \text{ s} \qquad (15.17)$$

15.17-теңдігінде $t$rw минутқа ауыстырыңыз және биіктік, H үшін шешіңіз:

$$H = 0.7\frac{t_{rw}Q_{pw}}{D^2}\text{ ft} \qquad (15.18)$$

15.16-теңдігі тұну шектеулігін анықтайтын мұнай тұтқыштың ең кіші диаметрін анықтайды. 15.169-теңдігінде анықталған көлемге тең немесе үлкен болатын қандай-да бір диаметр оңтайлы болып табылады. 15.8-теңдігі ұстау уақытын шектеуді қамтамасыз ету үшін таңдалған диаметр үшін су биіктігін анықтайды. Мұнай тұтқыштың жалпы биіктігі (тігісінен фланцқа дейінгі ұзындық), *Ls*, 3 фт H –ға қосу арқылы алынады, яғни,

$$L_s = H + 3\text{ ft} \qquad (15.19)$$

15.1-мысал

Мұнай кәсіпорыны газ сепаратор және тазалау құрылғысынан 1 литр су құрамында мұнай тамшысының максималды өлшемі 500 μm болатын 2000 мг мұнай бар тәулігіне 8000 баррель су өндіреді. Судың жабысқақтығы және меншікті тығыздық, тиісінше, 1.1 cP мен 1.07, мұнайдың меншікті тығыздығы 0,87 құрайды. Мұнай құрамын 800 мг/л дейін төмендету үшін өндірілетін суды тазарту талап етіледі.

Ұстау уақытына 10 мин ала отырып, өлшемдерін анықтаймыз

(a) Тиісті тазалауды қамтамасыз ететін көлбеу цилиндрлі мұнай тұтқыштар,

(b) (b) көлбеу, тік бұрышты қима мұнай тұтқыштары және

(c) (c) тік цилиндрлі мұнай тұтқыштары.

Шешуі

Алғашқы қадам тазартылған судың тиісті сапасына қол жеткізу үшін жою қажет болатын май тамшысы көлемімен анықтау болып табылады. Мұнай тамшысы мен концентрация арасындағы қатынас жоюға жататын тамшы диаметрімен, *dm*, шамамен сызықтық болғандықтан, біз аламыз

$$d_m = 500\left(\frac{800}{2000}\right) = 200\,\mu\text{m}$$

a Көлбеу цилиндрлі мұнай тұтқыш. Мұнай тұтқыш өлшемдері тұну және ұстау уақыты бойынша тиісінше 15.5. және 15.7-теңдеулердегі шектеулерді ескеретіндей болуы тиіс. 15.5-теңдігін қолдана отырып,

$$DL = \frac{(1000)(8000)(1.1)}{(1.07-0.87)(200)^2} \qquad (15.20)$$

$$DL = 1100$$

15.7-теңдігін қолдана отырып,

$$D^2L = (1.43)(8000)(10) = 114{,}400 \qquad (15.21)$$

Түрлі мәндерді *D* қойып және тиісті *L* мәнін анықтай отырып, 15.20 және 15.21-теңдеулерден келесі кесетін құрамыз:

Тұну	(15.20-теңдігі)		Ұстау уақыты (15.21-теңдігі)	
***D* (in)**	***L*(ft)**	***Ls*(ft)**	***L*(ft)**	***Ls*(ft)**
60	18.33	24.44	31.78	42.26
72	15.28	20.36	22.07	29.35
84	13.10	17.46	16.21	21.56
96	11.46	15.27	12.41	16.51
108	10.19	13.58	9.81	13.05
120	9.17	12.22	7.94	10.57

Кестеге талдау жасау ұстау уақыты бойынша шектеулер 96 дюймге дейінгі диаметр моделін ұсынатындығын көреміз , осыдан кейін

Диаметрді таңдау тұну бойынша шектеулермен анықталады. Қолайлы таңдау 84 дюйм × 22 фут немесе 96 дюйм × 17 фут моделі болып табылады.

b. Көлбеу тік бұрышты қима мұнай тұтқыштар. 15.12-теңдігін

пайдалана отырып (тұну бойынша шектеулер),

$$WL = \frac{(70)(8000)(1.1)}{0.2(200)^2} \tag{15.22}$$

$$= 77 \text{ ft}^2$$

Тұну бойынша шектеулерді пайдалана отырып, 15.14-теңдеуі

$$W^2L = (0.008)(8000)(10) = 640 \text{ ft}^3 \tag{15.23}$$

		***L*(ft)**	***L*(ft)**
***W*(ft)**	***Hw* = 0.5 W**	Тұну (15.22-теңдігі)	Ұстау уақыты (15.23-теңдігі)
5	2.5	15.40	26.6
6	3.0	12.83	17.28
7	3.5	11.00	13.06

Тағы да ұстау уақыты бойынша шектеулер мұнай тұтқыш моделін анықтайды. Қолайлы үлгі 18 фут ұзындығында ені 6 фут және 14 фут ұзындығында 7 фут ені бар мұнай тұтқыш моделі алынады. Мұнай тұтқыштағы су биіктігі енінің жартысымен шектеледі.

c.Тік цилиндрлі мұнай тұтқыш. Тұну бойынша шектеулер 15.16-теңдеуге сәйкес мұнай тұтқыштың ең кіші диаметрін анықтайды:

$$D^2 = \frac{(6691)(8000)(1.1)}{0.2(200)^2} = 7360$$

$$D_{\min} = 85.79 \text{ in}$$

Диаметр 48 дюймнан асып кететіндіктен, тұну теңдігі құйындату және қысқа тұйықталуды есептеу үшін 1-ден үлкен коэффицентке көбейтілуі тиіс. 1.5 коэффициенті береді

$$D\text{min} = 105 \text{ in}$$

Диаметрді 108 дюйм деп қабылдап, 15.18 теңдігі мәнін есептеп (ұстау уақыты бойынша шектеу), су бағаны биіктігі анықталады:

$$H = \frac{(0.7)(8000)(10)}{(108)^2} = 4.8 \text{ ft}$$

Мұнай тұтқыш биіктігі (цилиндрлі бөлігінің ұзындығы), *Ls* анықталады

$$L_s = H + 3 = 4.8 + 3 = 7.8 \text{ ft}$$

Осылайша, мұнай тұтқыш диаметрі 108 дюйм және биіктігі 8 фут.

Кез-келген үш мұнай тұтқыш тиісті су тазалауды қамтамсыз етеді. Түпкілікті таңдау бағасына, қол жетімділігіне және ауданының шектеулілігіне байланысты болады.

15.6.4 Жалпақ параллельді ажыратқыш құрылғылары бар мұнай тұтқышты іріктеу

Бұл жағдайда, мұнай тамшыларын судың мұнай тұтқыштың жұмыс ұзындығымен өту уақытына *tw,* тең уақыт ішінде *to*, тек құрылғы түбіне көтеру қажет. Біз тұндыру процесіндегі жұмыс ұзындығы жалпақ параллельді ажыратқыш құрылғылардың (PPI) нақты ұзындығының 70% құрайды және құрылғы ағын қимасы ауданының (*HW*) 10% алып жатыр деп болжаймыз,

$$t_o = \frac{\left(h/12\cos\theta\right)}{u_o} \tag{15.24}$$

мұнда *h* CPI (пластиналы) және PPI (жалпақ параллелді) ажыратқыштар арасындағы перпендикулярлы қашықтық болып табылады. 15.1-теңдігінен *uo* есептей отырып,

$$t_o = 4.681\frac{h\mu_{\text{pw}}}{(\gamma_w - \gamma_o)d_m^2\cos\theta}\text{ s} \tag{15.25}$$

судың ұстау уақыты анықталады

$$t_w = \frac{L}{u_w} = 0.7\frac{L_s}{u_w} \tag{15.26}$$

мұнда

$$u_w = \frac{5.61Q_{\text{pw}}/(24\times 3600)}{0.9HW}\frac{\text{ft}}{\text{s}} \tag{15.27}$$

Сондықтан

$$t_w = 9.703\times 10^3\frac{LHW}{Q_{\text{pw}}}\text{s} \tag{15.28}$$

15.25 және 15.28 теңдіктерін теңестіріп,

$$HWL = 4.824 \frac{Q_{\text{pw}} h \mu_{\text{pw}}}{(\gamma_w - \gamma_o) d_m \cos\theta} \tag{15.29}$$

Мұнай тамшыларын тиімді тұндыру үшін анықталды, Рейндольс саны (Re) 4 гидравликалық радиусты құрайтын өзіне тән өлшемімен 1600 аспауы тиіс. Бұл төменде көрсетілгендей ағын қимасының ең кіші ауданымен (*HW*) теңдеу құру үшін пайдаланылуы мүмкін. Гидравликалық радиус мәні, *R*, айырулар арасындағы ауданды құраушы, суланған бет периметрі мәніне бөлу арқылы алынады.

$$R = \frac{(h/12)(W/\cos\theta)}{2\left((W/\cos\theta)+(h/12)\right)}$$

$$R = \frac{(h/12)}{2\left(1+(h\cos\theta/12W)\right)}$$

(h cos θ/12) ≪ W, R шамамен болуы мүмкін екендігін ескере отырып, анықталды

$$R = \frac{h}{24}$$

Сондықтан,

$$\text{Re} = \frac{\rho_w D u_w}{\mu g} = 1600$$

мұнда g еркін құлауды жеделдету болып табылады, фут/сек2. 15.27-теңдігінен uw есептеп, $D = 4R$, ρw = 62.4 γw фунт/фут3 және μ = 2.088 × 10–5 μpw және HW анықтап, біз аламыз

$$HW = 6.982 \times 10^{-4} \frac{Q_{\text{pw}} h \gamma_w}{\mu_{\text{pw}}} \text{ft}^2 \tag{15.30}$$

15.30-теңдігі, алдымен, HW ең кіші мәнін анықтау үшін пайдаланылады, содан кейін 15.29 –теңдігі ең кіші анықталған мәннен жоғары кез-келген HW мәні үшін L анықтауға пайдаланылады.

15.6.5 Пластиналы ажыратқыш құрылғылары бар мұнай тұтқыштарын таңдау

Пластиналы ажыратқыш құрылғылар, әдетте, стандартты өлшемдермен H = 3.25 фут, W = 3.25 фут, L = 5.75 фут, h = 0.69 дюйм және θ = 45° шығарылады. CPI мұнай тұтқыш өлшемдері орнатылған CPI са-

нымен анықталады. Мұнда берілген шамада Рейндольс сандары мәнін қамтамасыз ету үшін стандартты CPI арқылы өтетін ағын жылдамдығы күніне 20,000 баррельден аспауы тиістігін екеру қажет.

15.29-теңдігін және CPI стандарттарын, CPI талап етілетін көлемі, N пайдалана отырып, анықтаймыз

$$N = 0.11\frac{Q_{\text{pw}}\mu_{\text{pw}}}{(\gamma_w - \gamma_o)d_m} \tag{15.31}$$

15.6.6 Көлбеу ажыратқыш құрылғылары бар мұнай тұтқыштарын таңдау

15.5-тарауда сипатталғандай, көлбеу ажыратқыш құрылғылар ажыратқыштар арасында судың тегіс бөлінуі үшін ішкі құрылғылардың және коллекторлардың монтаждалуын талап етеді. Спредерлердің тиімділігі көлбеу ажыратқыш құрылғылары бар мұнай тұтқыштарды таңдау кезінде ескерілуі тиіс, себебі спредердің болуы ағынның 100% тегіс таралуына кепілдік бермейді. Мұнай тұтқыштарды таңдау кезінде оң жағын 0.75-ке бөлгеннен кейін 15.29 теңдігі қоданылуы тиіс, осылайша,

$$HWL = 6.432\frac{Q_{\text{pw}}h\mu_{\text{pw}}}{(\gamma_w - \gamma_o)d_m\cos\theta} \tag{15.32}$$

15.6.7 Ирек түтіктер нығыздауыштарының талап етілетін санын анықтау

Бұрын 5.5-тарауда сипатталғандай, ирек түтік нығыздауыштары, әдетте, мұнай тамшыларымен тұтасып кетеді және бөлу процесін желделдету үшін олардың көлемін ұлғайтады. Тазалауға қойылатын талаптарға сәйкес, бір кезеңнен астам талап етілуі мүмкін мұндай жағдайда, кезеңдер сериямен ұйымдастырылады. Ирек түтік нығыздағыштарын тазалау кезеңі саны, n, келесідей үлгіде анықталуы мүмкін.

Ci тазалауға түскен судағы мұнай концентрациясын білдіре берсін, ал Co – тазалаудан түскен судағы (тазартылған су) ең үлкен рұқсат етілген мұнай концентрациясын білдіреді. Осылайша, сепарация немесе тазалаудың жалпы тиімділігі, E, анықталады

$$E = 1 - \frac{C_o}{C_i} \tag{15.33}$$

Тамшының гранулометриялық құрылымы шамамен сызықты болғандықтан, балама ретінде E анықтауға болады

$$E = 1 - \frac{d_o}{d_i} \qquad (15.34)$$

мұнда *do* тазартылған судағы мұнай тамшысының ең үлкен диаметрін, ал *di* – тазалауға түскен судағы мұнай тамшысының ең үлкен диаметрін білдіреді.

Енді, *dm* белгілі бір өлшемдерді скимермен бөліп алуға болатын мұнай тамшысы диаметрін білдіреді. Ирек түтік нығыздағышы қызметі диаметрді *d*max дейін ұлғайту үшін мұнай тамшыларымен тұтасу болып табылады (әдетте, стандартты ирек түтік нығыздағыштары үшін *d*max шамамен 1000 μm құрайды). Ирек түтік нығыздағышының тиміділігін анықтауға болады

$$E_{SP} = 1 - \frac{d_m}{d_{max}} \qquad (15.35)$$

Осылайша, ирек түтік нығыздағыштары *n* үшін сериялы тазалаудың жиынтық тиімділігін ирек түтік тиімділігі арқылы білдіруге болады

$$E = 1 - (1 - E_{SP})^n \qquad (15.36)$$

15.6.8 Флотация құрылғысын таңдау

Флотация құрылғысын дайындаушылар спецификалық өлшемдер мен шығыны бойынша шектеулі түрлі стандартты құрылғыларға ие. Осылайша, құрылғыны жобалаушы инженердің рөлі флотация құрылғыларының тазалау процесі үшін және олардың талап етілетін санын анықтаумен шектеледі. Флотация құрылғыларына қажеттілік тазартылған (шығатын) судың талап етілетін сапасына байланысты. Әдетте, егер тазартылған судағы мұнай тамшысының ең үлкен рұқсат етілген көлемі шамамен 30 μm немесе одан аз болса, онда флотация құрылғысын қарастырады. Флотация құрылғысының, шамамен 87% - 94% құрайтын, тиімділігі және камералар санына байланыстылығында, содан кейін 15.33 немесе 15.34-теңдіктерінен флотация құрылғысында тазалауға болатын тазалауға түсетін су сапасын (мұнай концентрациясы немесе мұнай тамшысының ең үлкен көлемі) анықтау үшін пайдаланылады. Тазалауға түсетін су сапасы бұдан кейін бірінші тазалау кезеңінің қажеттілігін анықтау үшін өңделген су сапасымен салыстырылады.

15.2-мысал

Ал, 15.1-мысалы шартын пайдалана отырып, тазалау бойынша талап етілетін құрылғыны тазартылған судың 1 литрінде 80 мг көп емес мұнай болатындай етіп, жобалап шығарыңыз.

Шешуі

Тазартылған суда кездесуі мүмкін болатын мұнай тамышысының ең үлкен көлемі, анықталады

$$d_m = \frac{(80)(500)}{2000} = 20\ \mu\text{m}$$

бұл көлем кез-келген габариттерді скиммерлермен бөліп алу мүмкіндігі үшін тым аз. Сондықтан, не флотация құрылғысы, не ирек түтік нығыздағыштары пайдаланылуы тиіс. Екі нұсқаны да қарастырайық.

Флотация құрылғысын пайдалану

Флотация құрылғысы әдетте стандартты орындауда күніне 500 баррель шығында қол жетімді. Екі құрылғы қатар қолданылуы тиіс, себебі күніне 8000 баррель су тазалауға жатады. Төрт камералы құрылғы пайдаланылады және оның тиімділігі 90% құрайды деп болжаймыз. Флотация құрылғысында тазалауға жататын су сапасы, былай анықталады

$$E = 1 - \left(\frac{d_{mo}}{d_{mi}} \right)$$

$$0.9 = 1 - \left(\frac{20}{d_{mi}} \right)$$

$$d_{mi} = 200\ \mu\text{m}$$

диаметр өңделген су тамшысынан кіші болғанықтан алдын-ала тазалау оны флотация құылғысында тазалағанға дейін міндетті болып табылады. Алдын-ала тазалау көлемі 200 μm тең және одан үлкен мұнай тамшыларын жою үшін қажет. Осындай талаптар 15.1-мысалында да көрсетілген. Тазалау жүйесі осылайша, 96 дюйм × 17 фут көлденең цилиндрлі скиммерден немесе диаметрі 108 дюйм және биіктігі 8 фут тік скиммерден және параллель екі флотация құрылғысынан тұруы мүмкін.

Ирек түтік нығыздағыштарын пайдалану

Талап етілетін жиынтық тиімділік ең алдымен, есептеледі,

$$E = \frac{2000 - 80}{2000} = 0.96$$

Біз 15.1-мысалда көрсетілген тік скиммерді пайдаланамыз деп болжасақ, мұндай скиммер тазалай алатын тамшы көлемі, 200 μm құрайды.

Осылайша, ирек түтік нығайтқыштарының тиімділігі (тамшы көлемін 1000 μm дейін ұлғайтқан жағдайда) құрайды

$$E_{SP} = 1 - \left(\frac{200}{1000}\right) = 0.8$$

15.32-теңдігінен,

$$0.96 = 1 - (1 - 0.8)^n$$

$$n = 2$$

осылайша, тазалау процессі екі 108- дюйм тік скиммерлерді нығайтқыштармен пайдалану қамтамасыз етілуі мүмкін.

Жоғарыда сипатталған екі опцияның бірін таңдау бағасына және флотация құрылғысы үшін газдың болуы секілді өзге де есептерге байланысты болады.

15.6.9 Қалдықтарды өңдейтін құрылғыларды таңдау

15.6.9.1Қадалы қалдықтарды өңдейтін құрылғылар

15.6.1-тарауында көрсетілгендей, қадалы қалдықтарды өңдеу құрылғылары өңделетін суды тазалау үшін жобаланбайды; олар тек тазартылған өңделген суларды ағызу үшін пайдаланылады. Алайда, қадалы қалдықтарды өңдейтін құрылғылар, сонымен бірге дауыл шпингаттарынан, әдеттегі жауын немесе шаятын суларды ағызу үшін де пайдаланылады. Мұндай суларда, әдетте, мұнай болады, сондықтан қалдықтарды өңдейтін құрылғыларда белгілі бір көлемдегі мұнай тамшыларын тұндыруға арналған құралдар болуы тиіс. Көп жағдайда қадалы қалдықтарды өңдеу құрылғылары көлемі 150 μm тең немесе одан көп мұнай тамшыларын бөліп алу үшін жобаланады. Алайда, бұл жергілікті заңнама талаптарына байланысты.

Қадалы қалдықты өңдейтін құрылғылардың диаметрін анықтау үшін тік скиммерлер үшін дайындалған 15.16-теңдеуі қолданылады, теңдеу келесідей үлгіде қайта жазылады:

$$D^2 = 6691 \frac{Q_w \mu_w}{(\gamma_w - \gamma_o)} \text{in}^2 \qquad (15.37)$$

мұнда *Qw* берілген

$$Q_w = Q_{pw} + Q_{rw} + Q_{wd} \text{ BPD} \quad (15.38)$$

Әдетте, 15.38-теңдігінде жауын және шаятын сулардың шығыны көп болса, олардың бір мезетте пайда болу мүмкіндігі де соншалықты аз болады. Судың жабысқақтығы, μ*w*, 1 cP қабыланады.

Теңіздің қалыпты деңгейіне дейін түсірілген қаданың ұзындығы тоқтау деңгейінің асып түскендігі туралы дабыл мұнай деңгейі төменнен 10 фут белгісіне жеткенге дейін іске қосылатындай етіп, анықталады.

Бұл мәнді қада түбіндегі гидростатикалық қысым балансы арқылы анықтауға болады. Құйылу және ағу мәндері, сонымен қатар күтілетін дауылдар да есепке алынуы тиіс.

Lw судың қалыпты деңгейін білдірсе, *L*st – штормның жобалық диапазонын, *Lt* – құйылу мен ағудың орташа мәнін, с.і. дабылдың іске қосылу және ажырау деңгейінде 4 фут, онда түсірілетен қаданың ұзындығы *L* болады.

$$L = 10 + \frac{(4 + L_{st} + L_t + L_w)\gamma_o}{\gamma_w - \gamma_o} \text{ ft} \quad (15.39)$$

Алайда, терең суларда ең кіші ұзындық 50 футты құрайды. Ұсақ суларда қада ұзындығы тереңдік түбіне дейін созылуы тиіс.

15.6.9.2Ағызатын құрылғылар

Ағызатын құрылғылардың ағыны режимінің күрделілігіне байланысты оларды таңдау үшін аналитикалық теңдеулер жоқ. Алайда, ағызатын құрылғылардың өлшемдерін анықтау үшін осы тарауды зерттеу барысында алынған тәжірибелерге негізделген тиісті қарапайым теңдіктер пайдаланылуы мүмкін.

L 15.39-теңдікте анықталғандай, қаданың батырылатын бөлігінің ұзындығын білдірсе, аралық ұзындығы, *Lb*, анықталады,

$$L_b = L - 15 \text{ ft} \quad (15.40)$$

Егер *d* –қада диаметрі (дюймда) және аралықтар мен мұнай тұтқыштар тек 25% көлемді алып жатыр деп болжасақ, су алып жатқан көлем, *v*, құрайды

$$V = 0.75\left(\frac{\pi D^2}{4\times 1144}\right)L_b \text{ ft}^3 \qquad (15.41)$$

Аралықта ұстау уақыты, t_r, көлемді V, 15.38-теңдеуінен анықталатын су шығынына Q_w, бөлу арқылы алынады; осылайша,

$$t_r = \frac{V}{5.61Q_w/(24\times 60)}\text{min} \qquad (15.42)$$

Тәжірибе 20 мин ұстау уақыты қалдықтарды өңдеуге қойылатын талаптарды сақтау үшін жеткілікті екендігін көрсетеді. Сондықтан, 15.41 және 15.42-теңдіктерін біріктіріп, және $t=20r$ алып және $D2Lb$ шешіп, біз аламыз

$$D^2L_b = 19.1\ Q_w \text{ in}^2 \text{ ft} \qquad (15.43)$$

15.6.9.3 SP қада

SP ирек түтіктер нығайтқыштары санын анықтау процедурасы скиммерлер үшін пайдаланылатын процедураға ұқсас. Ең адымен, қада диаметрі таңдалады және SP кезеңіндегі тиімділік анықталады. Осыдан кейін кезеңдер саны 15.36-теңдеуге сәйкес жалпы 90% тиімділікке байланысты анықталады.

15.3-мысал

Палуба ауданы 3000 фут2 теңіздегі пайдалану платформасы күніне 4500 барелль су өндіреді. Тазалаудың бірінші және екінші кезеңдері пайдаланылады, нәтижесінде судың соңғы сапасы бір литр суда 45 мг мұнайды құрайды, бұл қалдықтарды өңдеу талаптарына сәйкес келеді. Учаскедегі қалдықтардың орташа нормасы 1.5 дюйм/сағ құрайды, ал палуба 50 галл/мин шаятын құбырлармен жабдықталған. Тазартылған өңделген суды және палубадағы дренаж суларды өңдеу үшін қажетті қалдықтарды өңдеу құрылғысын жобалаңыз. Судың есепті жабысқақтығы - 1.1 cP, салыстырмалы тығыздық айырмашылығы – 0.2.

Шешуі

Бірінші кезең лақтырылатын судың жалпы санын есептеу болып табылады:

$$\text{Rainwater} = 1.5\frac{\text{in}}{\text{h}} \times \frac{1}{12}\frac{\text{ft}}{\text{in}} \times 3000\ \text{ft}^2 \times 24\frac{\text{h}}{\text{day}}$$

$$\times \frac{1}{5.61}\frac{\text{bbl}}{\text{ft}^3} = 1604\ \text{BPD}$$

$$\text{Washdown water} = 50\ \text{gpm} \times (60 \times 24)\frac{\text{min}}{\text{day}} \times \frac{1}{48}\frac{\text{bbl}}{\text{gal}}$$

$$= 1500\ \text{BPD}$$

Есептеу жанбыр суының ағу жылдамдығы шаятын су ағыны жылдамдығынан жоғары екендігін ескереді. Сондықтан,

$$Q_w = 4500 + 1604 = 6104\ \text{BPD}$$

Біз, алдымен, қарапайым су шығару құрылғысын тексереміз (i.e., қадама). 15.37-теңдеуін пайдаланамыз, онда 15.37, где dm = 150 μm,

$$D^2 = \frac{(6691)(6104)(1.1)}{0.2(150)^2} = 9983.57$$

$$D = 99.9\ \text{in}$$

Мәні тым үлкен. Сондықтан, біз айдайтын құрылғыларды тексереміз. 15.43-теңдеуін пайдаланып,

$$D^2 L_b = (19.1)(6104) = 116{,}586\ \text{in}^2\ \text{ft}$$

Түрлі D қойып қараймыз және тиісті Lb есептейміз:

D (in)	36	42	48
Lb (ft)	89.9	66.1	50.6

Осылайша, біз диаметрі 48 дюйм 50 фут ажырату бөлігі бар қаданы пайдалана аламыз. Батыратын бөлігінің жалпы ұзындығы 15.40-теңдеу бойынша құрайды,

$$L = L_b + 15, \text{ or}$$

$$L = 50 + 15 = 65\ \text{ft}$$

Бұл ең кіші талап етілетін 50 фут ұзындықтан үлкен.

Ағызатын құрылғылар тиімді нұсқа болып табылады. SP қадама құрылғылары да пайдаланылуы мүмкін, онда тазартылған өңделген су ирек түтік нығайтқыштары астымен жүруі тиіс, себебі тазалауды қа-

жет етпейді. Осылайша, қадама ағызу құралдары тым қарапайым және онша қымбат емес құрылғы болып табылады.

Шолуға арналған сұрақтар

1. Тазартылған өңделген сумен келесідей әрекеттерді орындау себебін талқылаңыз

a. Теңізге ағызу

b. Жер астындағы сақтау орындарына ағызу

c. Мұнайды ажыратып алу коэффицентін жақсарту үшін жіберілетін судың сапасы ретінде пайдалану

d. Қойнаудағы термикалық әсер ету суын өндіру үшін пайдалану

2. Атмосфералық құрылғыларды тазалаумен салыстыра отырып, қысымда өңделген тазартылған өңделген судың басымдылықтары мен кемшіліктерін талқылаңыз.

3. Өңделген судың тазартылу тиімділігін қамтамасыз ету үшін келесі жабдықтардың қызметін сипаттап беріңіз:

a. Жалпақ параллелді ажыратқыш құрылғы

b. Пластиналы ажыратқыш құрылғы

c. Ирек түтік коагуляторлары

4. Флотация құрылғысының негізгі операцияларын және мұндай құрылғыларды пайдалану себептерін сипаттап беріңіз

5. Су шығаратын қадама құрылғылардың түрлі типтерінің негізгі операцияларын және қызметтерін сипаттап беріңіз.

6. Тұндыру теңдігіндегі түрлі өлшемдердің (15.1-теңдік) мұнай тамшысын өңделген судан бөліп алу тиімділігіне әсерін сипаттап беріңіз. Сепарация (тазалау) процессін жақсарту үшін бұл өлшемдерді бақылау жолдарын талқылаңыз.

7. Суды тазалау және оны мұнай беру үшін қайта өңдеу құрылғыларын, сонымен қатар жоғарыда көрсетілген шарттарға сәйкес өңдейтін мұнараларды жобалаңыз. Осы тарауда сипатталған барлық өңдеу және қалдықты өңдеу құрылғыларының жобалық есебін орындаңыз, ал содан кейін өз шешіміңізге негізделген жақсы үйлесетін құрылғыларды анықтаңыз.

Өндірілетін су ағыны жылдамдығы:	12,000 BPD
Мұнай көлемі:	2000 мг нефти/л су
Мұнай тамшысының макс. өлшемі:	500 µm
Тазартылған судың талап етілетін сапасы:	70 мг/л
Еріген мұнай көлемі:	25 мг/л
Судың салыстырмалы тығыздығы:	1.074
Мұнайдың салыстырмалы тығыздығы:	0.89
Судың жабысқақтығы:	1.03 cP
Тазалау температурасы:	70°F
Мұнара ауданы:	4500 фут2
Жауын суларының жылдық орташа көлемі:	1.7 дюйм/сағ
Ағызу құбырларының болуы:	50 гал/мин

16
Далалық резервуарлар, буларды өңдеу жүйесі (VRS) және резервуардағы мұнай жабыны

16.1 Далалық резервуарар

Мұнай өнімерін өндіру, тазалау және бөлу түрлі үлгідегі және көлемдегі көптеген резервуарларды қажет етеді. Шағын бұрандалы немесе дәнекерленген резервуарлар кен орындары үшін тамаша шешім болуы мүмкін, бұл ретте құрылымы дәнекерленген көлемді резервуарлар тарату терминалдары мен мұнай зауыттарында қолданылады. Мұнай беру үшін резервуарларды таңдау кезінде көптеген түрлі факторлар ескеріледі. Олардың ішінде аса маңыздылары кен орынын пайдалану шарттары, сақтау орындарының сыйымдылығы және ерекше жобалық шарттар болып табылады. Резервуарлар, көбінесе, цилиндрлі үлгіде болады, жоғарғы беттері перпендикулярлы орналасады және жылжымайтын немесе жылжымалы қақпақтарымен түптері жалпақ болады. Жылжымалы және жылжымайтын қақпақтары бар атмосфералық резервуарлар дала жағдайларында сұйық көмірсутектерін сақтау үшін пайдаланылады.

Резервуарлар мұнайды құбырларға айдағанға дейін ұңғымадан мұнай алу және жинау үшін қажет, олар оның қасиеттерін өлшеуге, сынамалар және басқа да өлшемдерді алуға мүмкіндік береді.

Шикі мұнайға арналған резервуар моделі келесідей факторларды есепке алуы тиіс:

- Сақтауға арналған материалдардың бу қысымы
- Сақтау температурасы және қысымы
- Мұнай өнімдерінің уыттылығы

16.1.1 Резервуарлардың жіктелуі

Өрт қауіпсіздігі ұлттық ассоциациясының анықтаулаына сәйкес (NFPA 30-2008, 2011), *атмосферлік резервуарлар деп* мәні атмосфералық және 6.9кПа арасында ауытқитын қысымда жұмыс істеу үшін жоспарланған резервуарларды атайды. Мұндай резервуарлар екі негізгі моделде шығарылады: жылжымайтын күйде қалатын конус қақпақты және сұйықтық бетінде «жүзетін» жылжымалы қақпақты, ол сұйықтық деңгейіне қарай көтеріледі және түсіріледі. *Қысымдағы резервуарлар* бір жағынан сұйық сутегі секілді сұйытылған газдарды (LH) немесе сығылған газдарды – сығылған табиғи газдарды сақтау үшін пайдаланылады. Оларды *жоғары қысымда* жұмыс жасайтын резервуарларға қосуға болады. Резервуарларды, сонымен қатар жер үсті түрі (AST) жер асты (UST) түрі деп жіктеуге болады.

Әдетте әрбір санатты жобалау және пайдалану үшін көптеген экологиялық және сақталатын сұйықтық сипатына қарай өзге де ережелер қолданылады.

16.1.2 Резервуарлардың түрлері

Шикі мұнай мен мұнай өнімдерін сақтау үшін кеңінен қолданылатын резервуарардың төрт негізгі түрлері бар.

16.1.2.1Қалқымалы қақпақтары бар резервуарлар

Қалқымалы қақпақтары бар резервуарлар қақпақтары жылжымайтын резервуарлармен салыстырғанда басымды қолданылады, себебі олар будың бөлінуінің (тез тұтанғыш) алдын-алады. Жылжымалы қақпақ резервуардағы сұйықтықтың деңгейіне қарай көтеріліп және түсіріліп, сұйықтық деңгейінен жоғары су-ауа кеңістігін қысқартады. Бұл бак ішінде тұтану немесе жарылу мүмкіндігін де қысқартады. Қалқымалы қақпақтар ОТ талаптары, сонымен қатар көптеген салалар үшін, с.і. мұнай өңдеу саласы үшін ластанудың алдын-алу шаралары болып табылады. Қалқып жүретін қақпақты бактың сыртынан ол сақталатын сұйықтықты жауып тұрады және сұйықтық деңгейіне қарай жылжып отыруы мүмкін. Мұндай резервуарлар буланумен жүретін шығындарды қысқартады және құю кезінде аз тыныс алудан болатын шығынды бақылауға мүмкіндік береді. Олар мұнай өнімдерін 10.3 -тен 76.5 кПа дейін шынайы бу қысымында сақтау үшін аса қолайлы.

Сыртта қалқып жүретін қақпақтардың тағы бір баламасы тұғырда тұрған бак коценпциясын конусты жылжымайтын қақпақтармен

жалғайтын ішкі қақпақтар болып табылады. Олар ұқсас заттарды пайдаланумен қысқарып отыратын, алу және сақтау шығындарын тым сезгіш болып келеді.

16.1.2.2 Жылжымайтын қақпақтары бар резевуарлар

Жылжымайтын қақпақтары бар резервуарлар жалпақ, конус тәрізді немесе шаңырақ тәрізді нысандағы цилиндрлі қабат пен дәнекерленген қақпақтан тұрады. Мұндай резервуарлар 10.3кПА тең немесе одан аз болатын шынайы бу қысымы материалдарды сақтау үшін пайдаланылады. Көлбеу цилиндрлі және сфералық резервуарлар әдетте барынша үлкен қысымдағы көмірсутектері мен химия өнімдерін сақтау үшін пайдаланылады. Атмосфералық резервуарлар немесе төменгі қысымдағы резервуарлар кен орынынан бастап мұнай өңдеу өнеркәсіптеріне дейін кеңінен қолданылады. Резервуарлардың аса кең таралған нысаны – тік цилиндрлі. Бір резервуардың ең үлкен сыйымдылығы100 баррелден 1.5 ММ барр. дейін ауытқуы мүмкін. Тиісінше, резервуар көлемдері 10 футтан кейбір көлемді қалқымалы қақпақты бактар үшін 412 футтан астам диаметрде болады.

Шикі мұнайды сақтау барысында сұйық табиғи газ секілді жеңіл көмірсутектері, ұшатын органикалық қосындылар, қауіпті ластағыш заттар және кейбір инертті газдар сұйықтық пен белгіленген резервуар қақпағы арасында буланады және шоғырланады. Себебі бактағы сұйықтық деңгейі өзгеріп отырады, бұл газдар біртіндеп ауаға шығады. Буды сұйық фазаларға қайтару жүйесі құрылғысы осы шығындарды болдырмауға қарсы шара болып табылады, ол туралы кейіннен сипатталады.

16.1.2.3 Оқ тәрізді резервуарлар

Бұл барлық резервуарлар мен ыдыстар кейбір негізделген себептерге байланысты оқ тәрізді немесе цилиндрлі корпуста жасалады. Жалпы резервуарлар мен ыдыстар белгілі -бір дәрежеге дейін герметизацияланады және нысандары бойынша ерекшеленуі мүмкін. Көмірсутектерін сақтау үшін олар оқ тәрізді немесе цилиндрлі немесе кейде сфералық нысанда шығарылады, себебі олар қысымды шеттері бар ыдыстармен салыстырғанда бірқалыпты таратуға мүмкіндік береді. Беткі ауданы көлемі коэффициенті цилиндрлі резервуарлар үшін

біршама жоғары. Ол сфералық резервуарлар үшін тым биік жасалады. Алайда, сфералық ыдыстарды дайындау және тасымалдауға байланысты белгілі-бір проблемалар болады. Беткі қабаты ауданының төмендігі осы оқ тәрізді ыдыстардың дайындау материалдары бағасының төмендігін білдіреді. Бұдан басқа, олардың нысанына, концентрация нүктелерінің санына қарай оқ тәрізді ыдыстардағы кернеуде аз болады.

16.1.2.4 Сфералық резервуарлар

Сфералық резервуарлар жоғары қысымдағы сұйықтықтарды сақтауға арналған. Сфераның құрылымы өте мықты, себебі ол сыртқы және ішкі бетіндегі кернеуді біркелкі тегіс таратуға мүмкіндік береді. Сфералық ыдыстар, алайда, цилиндрлі және тік бұрышты ыдыстармен салыстырғанда дайындау өте қымбат. Сфералық резервуарлар басқа резервуарлардағы секілді қосымша жабдықтардың болуын талап етеді (мысалы, ойымша, сақтандырғыш клапан, сатылар). Сфералық ыдыстардың басымдылығы олардың басқа кез-келген нысандағы ыдысқа қарағанда көлем бірлігіндегі беткі қабаты ауданының кішілігі болып табылады. Бұл аса жылы ортадан сфераға берілетін сұйықтықтардың жылу көлемі цилиндрлы немесе тік бұрышты ыдыстарға қарағанда аз болатындығын білдіреді.

16.1.3 Резервуарлардың құрылыс материалдары

Бастапқыда мұнай өнеркәсібінде пайдаланылатын резервуарлар түрлі ағаштардан жасалғанымен, қазіргі уақытта олар болаттан немесе балама металл емес материалдардан жасалады. Болат және бетон резервуарларды дайындау материалдарын таңдау кезінде өте танымал болып қалады. Алайда, әйнекпен арматураланған пластмасса, термопластика және полиэтилен резервуарлар үлкен сұранысқа ие болуда. Олар аса жоғары химиялық төзімділік кезінде, әсіресе, жекелеген химикаттарды сақтау кезінде құрылыс материалдары шығыны аз болады. Алайда, олармен белгілі бір проблемалар бар. Пластикалық резервуарлар үшін максималды рұқсат етілген температура шамамен 40°F дан 150°F дейін болады. Кейбір операциялар пластикалық резервуарларды көмірсутектері үшін пайдалануға жол бермейді, себебі пластикалық резервуарлар металл және жарылу қаупі жоғары резервуарларға қарағанда істен тезірек шығады.

Мұнай сақтау үшін резервуарлар құрылысы кезінде дәнекерлеу процесін дамытқанға және жақсартқанға дейін не бұрандалы, не жамау технологиялары қолданылды. Резервуарлар құрылыс алаңдарына толық жинау үшін жобаланып жекелеген сегменттермен жеткізілді. Алаңда дәнекерленген резервуарлар алыс өндіріс алаңдарында, мұнай өңдеу зауыттарында не терминалдарда ыдыстарды кеңейту қажеттілігіне қарай өндіріс талаптарын оңай қанағаттандырады.

16.1.4 Қосымша пікірлер

Көптеген сұйықтықтар құйылуы, булануы не тіпті кішкентай саңылаудан ағып кетуі мүмкін болатындықтан олардың қауіпсіздігін және қорғалған тасымалдауды қамтамасыщ ету үшін арнайы шаралар алынуы тиіс. Олар әдетте бак айналасына төгілуді жою үшін аққан сұйықтықтың сақталу қауіпсіздігін қамтамасыз ету мақсатында құрылысқа топырақ үюді қосады.

Топырақпен байланысатын және мұнай өнімдерін ұстайтын металл резервуарлар өнімнің сыртқа ағып кетуін болдырмау үшін коррозиядан қорғалған болуы тиіс.

Катод қорғанысы жермен байланысатын болат резервуарлар үшін аса тиімді және кең таралған коррозияны бақылау құралы болып табылады.

Өндірістік құрылғыларда, әдетте, не ашық резервуарларды, не атмосфералық қысымда не атмосфералық қысымнан аз ғана асып түсетін қысымда жұмыс жасайтын, белгілейтін қақпақтары бар резервуарларды пайдаланады.

16.2 Буды өңдеу жүйесі

16.2.1 Кіріспе бөлімі

Өндірістік операцияларды орындау кезінде жер астындағы шикі мұнай ерітіндіде жеңіл салмақты көмірсутектерінің үлкен көлемін құрайды. Олар беткі қабатына түскен кезде мұнай газ сепараторы арқылы өтіп, аса үлкен қысым ауытқуына тап болады (GOSP).

Көмірсутегі буларын бөліп шығару көптеген факторларға байланысты болады:

- Өнімнің физикалық сипаттамасы
- Ағылмалы жабдықтардың жұмыс қысымы
- Резервуарда сақтау шарттары

Сақтау кезінде аса жеңіл көмірсутектері шикі мұнайда немесе кон-

денсатта еріп кетеді, с.і. метан және басқа да ұшқыш органикалық заттар (ЛОС), сонымен қатар қауіпті ауа ластағыш заттар (ОЗВ) буланады және шайылып кетеді. Бұл булар сұйықтық пен резервуардың белгіленген қақпағы арасында жиналады. Себебі резервуарлардағы сұйықтық деңгейі ауытқып отыратындықтан, бұл булар ауаға шығады немесе жағылады. Опционды, буды резервуарлардан әрі қарай сату немесе үрлеу үшін ағынды компрессорларға бағыттау үшін оларды қайта өңдеу (немесе ауада үрлеу) үшін компрессорлар қарастырылуы мүмкін. Біршама экономикалық тиімділікке резервуарларда буды қайта өңдеу жүйесін (VRUs) орнату арқылы қол жеткізіледі. Бұл құрылғылар будың шамамен 95% ұстай алады. Еріген жеңіл салмақты булардың шығыны былайша сәйкестендіріледі:

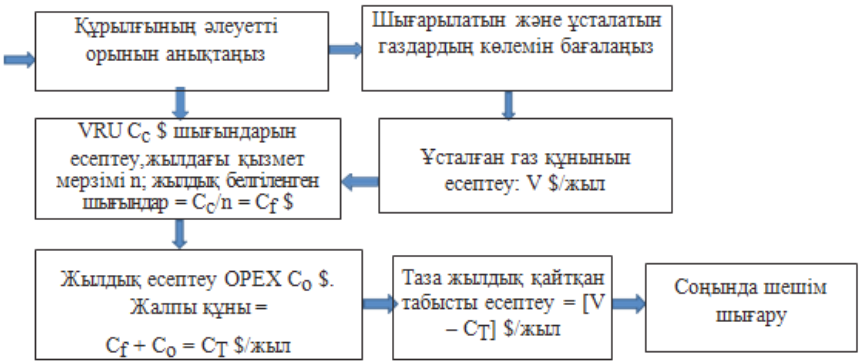
- Мұнай-газ сепараторларындағы жану шығындары
- Айдау толтыру және босату кезінде резервуар ішіндегі сұйықтық деңгейінің өзгеруіне байланысты жұмыс шығындары
- Күндізгі немесе маусымдық температуралардың өзгеруі кезінде байқалатын өздігінен разрядталу немесе аз тыныстау кезіндегі шығындар

Резервуардың аз тыныстауы немесе ағызу-құю операцияларын орындау кезінде ашылуың алдын-алу үшін сақтандырғыш вакуумды клапандар қажет. Вакуумда айдау кезінде бак қақпағын алып тастауға болады.

16.2.2 Экономикалық және экологиялық пайда

Ауаға шығарылатын ЛОС және ОЗВ қалдықтары біз тыныстап отырған ауаны ластайды. Бұл қалдықтарды не оларды қысқарту, не буды қайта өңдеу жүйесін (VRU) орнату арқылы қысқартуға болады. VRU жүйесі АҚШ Қоршаған ортаны қорғау бойынша агенттігінің стандарттарына сәйкес келеді және мұнай және газ өндіруші компанияларға экономикалық пайда әкеледі, атмосферадағы будың негізгі бөлігін жояды. Өңделген газ - жоғалған өнім, жоғалған пайда болып табылады. Шикі мұнайды немесе конденсатты өндіру барысында өндірілген және VRUs ұсталған газдар пайда табу үшін коммерциялық мақсаттарда немесе мұнай өңдеу құрылғыларында пайдаланылуы мүмкін. Опционды қалдықты өңдеу заттары мұнайды қайта өңдеу барысында отын ретінде пайдаланылуы, табиғи газ сақтау орындарына жиналуы және жуып тазалайтын агент ретінде не сатылуы, не пайдаланылуы мүмкін.

VRU құрылғысынан инвестицияның қайтарылуын бағалау үшін төменде келтіріліген процедураны басшылыққа алу қажет.



16.2.3 Буды қайта өңдеу жүйесінің негізгі моделі

Буды қайта өңдеу жүйесі көмірсутегі көдерінен ЛОС және ОЗВ қалдықтарын ұстап қалуға арналған. Олар не оларды қайта пайдалану, не жою (әдетте жағу арқылы) мақсатында химиялық технологияларда және мұнай өңдеу салаларында шығарылатын буларды ұстау үшін пайдаланылады.

Буды қайта өңдеу жүйесі газ ағынында мақсатты қосындыларды ұстауы мүмкін не төменде келтірілген процестердің бірін пайдаланатын көпфункциялы блок ретінде жұмыс жасайды:

• Конденсат жүйесі — газ ағыны мақсатты ластағыш заттар немесе қосындылар ағыннан конденсат түрінде шығып қалатын температураға дейін салқындатылады. Белгілі бір сұйықтықты хладагент ретінде пайдалану ең алдымен қосындыларға және қалдықтардың белгілі бір деңгейіне жетуіне байланысты.

• Белсендірілген көмірмен тазалау жүйесі — белсендірілген көмірдің газ тәрізді қоспалардан белгілі-бір молекулаларды адсорабациялау қасиеті пайдаланылады. Абсорбция процессі не толық карбонизациялау және жоюға дейін, не әрі қарай пайдалану үшін қайта қалпына келтіру аяқталғанға дейін жалғасады.

• Қайта қалпына келтірілген мұнайды сіңіру жүйесі — әдетте, қысыммен жұмыс жасайды. Адсорбциялық май немесе ластағыш бу ағынымен салыстырғанда аса жоғары молекулярлық салмағы бар сұйықтық пайдаланылады. Әдетте, ол бу ағынымен тығыз байланысты қамтамасыз ету үшін нығыздағыш колоннада қарсы ағында беріледі.

Сіңірілетін компоненттер бөлініп алынады және байытылған ерітінділермен қайта қалпына келтіріледі, олар кері қанықтырылмаған колоннаға қайтарылады.

• Бүріккіш сораптар жүйесі — талап етілетін газды ұстап алу үшін бүріккіш эдекторлар пайдаланылады. Газды жоғары қысымда пайдалана отырып, жүйе аса төмен қысымдағы ағыннан талап етілетін қосындыларды ұстайды.

Буды қайта өңдеу жүйесі моделін таңдау кезінде келесідей факторларды ескеру қажет:

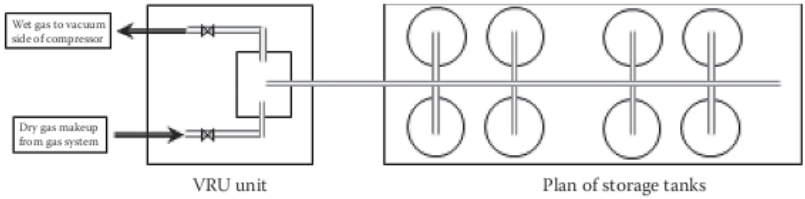
• Кейбір заманауи буды қайта өңдеу жүйелері кешенді немесе арнайы газ ағындары үшін сан түрлі технологияларды енгізеді.

• Буды қайта өңдеу жүйесінің түрі көп жағдайда ұсталынатын қосындылардың түрлеріне байланысты болады.

• Аса кең таралған газ тәрізді ластағыштар көптеген жүйе түрлерімен ұсталынатын көмірсутегі болып табылады.

• Пайдалану шығындары және ТК шығындары жүйені таңдау кезінде маңызды. Бұл шығындар, әдетте, жоғары қысымдағы кмпрессорларды немесе төменгі температурадағы конденсаторларды пайдалану кезінде жоғары болады.

Әдетте, біз буды қайта өңдеу жүйесі туралы айтқанда, біз біздің резервуарларымызды (немесе газ көздерін) осындай қызметтерді атқаратын белгілі бір *желдету жүйесіне* қосуға тырысамыз. Күні бойына, температураның көтерілуімен резервуардағы көмірсутегінің буланууынан түзілген шамадан тыс булар бөлініп шығады және VRU құрылғысымен ұсталынып алынады. Түнгі уақыттарда, будың салқындау және ішінара ашылуына алып келетін олардың конденсациялануымен булар VRU құрылғысынан резервуарға бағытталады. Сұйықтықты резервуарға және одан әрі айдау және құю кезінде булар желдету жүйесімен (VRU құрылғысының негізгі құраушысы) шығуы (жиналуы және сорылып алынуы) мүмкін. 16.1 және 16.2-суреттерде осы тұжырымдама көрсетілген.



Wet gas to vacuum side of compressor – Ылғалды газ компрессордың вакуумды жағында
Dry gas makeup from gas system – Газ жүйесіндегі құрғақ кондициорленген газ
VRU unit – VRU құрылғысы
Plan of storage tanks – Резервуарлар жоспары

16.1-сурет Резервуарларға қосылған буды реттеу жүйесі.

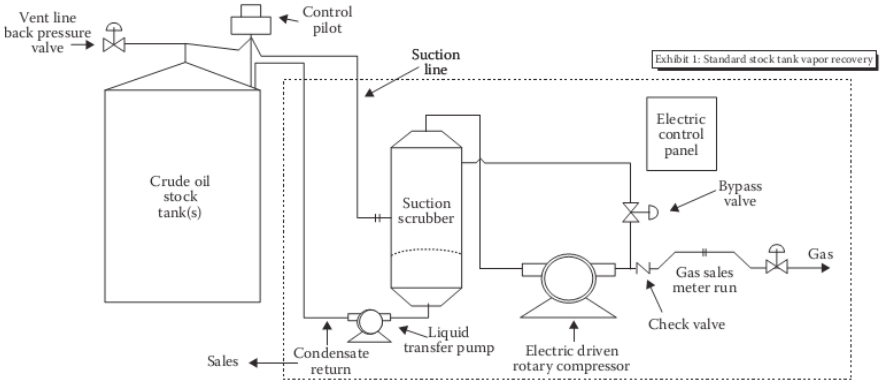
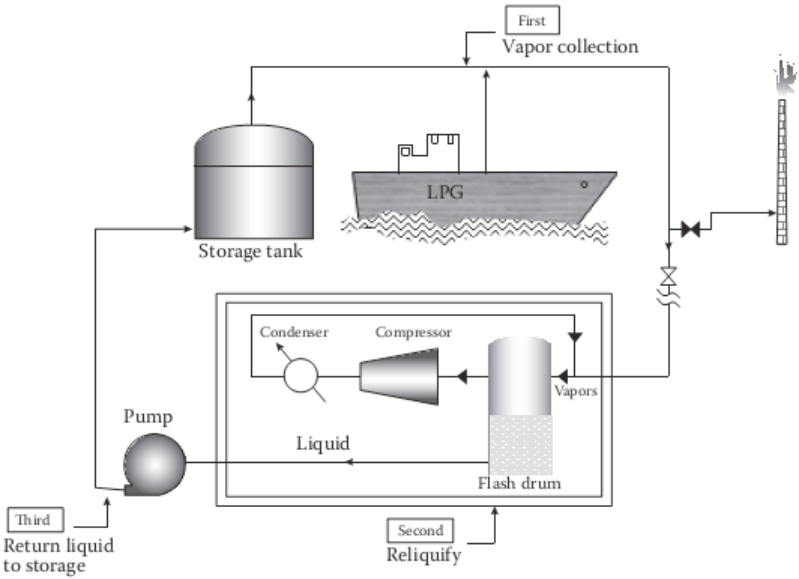


Exhibit 1: Standard stock tank vapor recovery – 1-сурет: Жүйедегі стандарты резервуар
Vent line back pressure valve – Үрлеу сызығының кері клапаны
Crude oil stock tank(s) – Шикі мұнай резервуары
Control pilot – Бқылауды басқару
Sales – Өткізу
Suction line – Сору сызығы
Suction scrubber – Газ тазалау
Condensate return – Конденсаттың қайтуы
Liquid transfer pump – Сұйықтықты айдау сорабы
Electric driven rotary compressor – Электр жетегі бар ротациялық компрессор
Electric control panel – Электр басқару үстелі
Bypass valve – қайта өткізу клапаны
Gas sales meter run – тауарлық газдың шығының өлшегіш
Check valve – тиекті шұра
Gas – Газ

16.2-сурет
Негізгі құраушы VRU.



First – Бірінші
Vapor collection – Бу жинау
Storage tank – Резервуар
Pump – Сорап
Condenser – Конденсатор
Compressor – Компрессор
Liquid – Сұйықтық
Vapors – Булар
Flash drum – Төмен қысым сепараторы
Second – Екінші
Reliquify – Қайта сұйыққа айналу
Third – Үшінші
Return liquid to storage – Сұйықтықтың резервуарға қайта қайтуы

Е 16.3-сурет
Буды қайта өңдеу жүйесінің негізгі қызметі

16.3-суретте көрсетілгендей, ұстау немесе жинау қондырғысынан тұратын, содан кейін конденсация жүйесі мен резервуарға сорап жүйесі орын алатын тұйықталған цикл.

16.3 Резервуардағы мұнайды жабу

16.3.1 Теориялық негізі

Резервуардағы мұнайды жабу немесе толтыру – бұл сұйықтықты сақтауға арналған контейнердегі бос кеңістікті толтыру үшін газ жа-

бынын пайдалану процесі . Оның мақсаты өнімді сақтау немесе қорғау, сонымен қатар қызметкерлерді, жабдықтарды немесе қоршаған орта-ны зиянды әсерлерден қорғау болып табылады. Осылайша, газ қабаты сұйықтық бетінде ұсталады, сұйықтықты ауамен ластанудан қорғайды және детонация қаупін азайтады. Газ көздері резервуардан тыс болады. Көп жағдайларда мұнайдың газ жабыны ретінде резервуарларда азоттан тұрады, басқа да газдар қолданылуы мүмкін. 1970 жылы Appalachian Controls Environmental (ACE) резервуардағы мұнай жабыны үшін клапанды енгізген әлемдегі бірінші компания боолды.

16.3.2 Басымдылығы

Мұнай жабынының басымдылығы өнімнің контейнерде ұзақ уақыт сақталуын, қауіпсіздіктің төмендігін және жабдықтардың аса ұзақ қызмет ету циклін құрайды. Резервуардағы мұнай жабыны сұйықтықтың ауада булануының алдын-алуы мүмкін. Ол атмосфераны жеңіл жанатын немесе ыстық сұйықтықтардан жану әлеуетін төмендету үшін ұстап тұрады. Ол вакуум және атмосфералық ауаның түсуінің алын-алып, резервуардағы заттарды салқындату арқылы көлемдегі айырмашылықтың орынын толтыра алады. Резервуардағы мұнай жабыны оған атмосфералық ауаның әсерін төмендету есебінен өнімінің ластануын немесе қышқылдануының алдын-ала алады. Ол сонымен бірге, ылғалдың көлемін де азайта алады. Азот секілді газдар өте таза және құрғақ күйінде беріледі.

Жанғыш өнімдер үшін резервуардағы мұнай жабынын қолдану мәселесін қарастыру кезінде аса маңызды басымдылық өндіріс процессінің қауіпсіздігі болып табылады. Отын жағу үшін оттегін қажет ететіндіктен, бу кеңістігіндегі оттегі көлемін төмендету үшін жану қаупінің пайда болу тәуекелділігін төмендетеді.

16.3.3 Резервуардағы мұнай жабынының ерекшелігі

Резервуардағы мұнай жабыны үшін пайдаланылатын аса кең та-ралған газ азот болып табылады. Азот өзінің инерттік қасиетінің, со-нымен қатар қол жетімділігі мен салыстырмалы төмен бағасына байла-нысты кеңінен танымалы. Газ үшін резервуарға түсу мүмкіндігі және оны тым жоғары қысым мәнінде ығыстырып шығару мүмкіндігі қамта-масыз етілуі тиіс. Резервуардағы мұнай жабыны жүйесі бу
кеңістігінде артық қысымды туғызуға және сол қысымды нақты ұстап тұруға қа-білетті болуы тиіс.
Контейнер ішіндегі қысым берілген мәннен төмен түсіп кеткен жағдайда, клапан ашылады және газге резервуардағы мұнай жабыны

үшін ішке енуге мүмкіндік береді. Содан кейін, қысым берілген мәнге жеткенде клапан жабылады. Қауіпсіздік шаралары ретінде көптеген жүйелер іштегі қысым максималды мәннен асып түскенде ашылатын қысым клапанын қосады. Бұл контейнерді жоғары қысымға байланысты бұзылудан қорғауға көмектеседі. Көптеген резервуардағы мұнай жабыны үшін газ жүйелері қалыпты қысымнан асып түседі, онда резервуарға енуде қысымды азайту үшін редукциялық клапандар пайдаланылуы тиіс. Резервуардағы мұнай жабыны жүйесі, әдетте атмосфералық қысыммен (атмосфералықтан жоғары су бағанынан бірнеше дюйм) салыстырғанда біршама жоғары қысымда жұмыс жасайды. Бұған қарағанда аса жоғары қысымы, әдетте пайдаланылмайды, себебі ол тек аз ғана пайда береді, ал бұл ретте оған резервуардағы мұнай жабыны үшін қымбат тұратын газдың үлкен көлемі жұмсалады.

Келесі тәсіл, резервуардағы мұнай жабыны үшін қарапайым, тікелей әрекет ететін редуктивтік клапан (РК) пайдалану болып табылады. Соған қарамастан, бұл құрылғылар үздіксіз беру үшін жақсы үйлеседі. Резервуарды толтыру үшін газ беруді дросселдеудің ауқымды диапазоны қажет етіледі. Редуктивті клапандар жұмыс кезінде бақыланатын қысымды жылдамдықты төмендету немесе беруді тоқтату арқылы біршама өзгертіп отырады.

17
Мұнай өндіруге арналған химиялық реагенттер

Мұнай өндіру үшін түрлі арнайы химиялық реагенттерге (ХРДФ) сұраныстың өсіп отырғандығы байқалады, себебі мұнайды көп өндіруге қажеттілік бар. ХРДФ үш негізгі топтарға бөлінеді, оларды тиісіне келесідей үлгіде қолданумен:

1. Бұрғылау ерітінділері
2. Бекіткіштер мен ынталандырушылар
3. Мұнай өндіруге арналған химикаттар

Бұл тарауда біз үшінші топты – барлық кезеңде пайдаланылатын мұнай өндіруге арналған химикаттарды талқылаумен шектелеміз. Ұңғыма ернеуінен мұнайды өндіруден бастап дайын өнімді дайындағанға дейін, ұңғыма діңгегінде мұнай шығару, мұнай және газ сепарациясы, оларды соңғы қайта өңдеуге дейінгі тазалауды қоса алғанда.

Жалпы мұнай өндіру үшін көптеген химиялық реагенттерді пайдалану қалыптасатын су көлеміне тікелей байланысты және сондықтан да қойнаудың жасымен байланысты болады. Бұл топтағы химиялық заттар келесіден тұрады:

- Тұз шөгінділері және коррозия ингибаторлары
- Биоцидтер
- Деэмульгаторлар
- Жеңіл-желпі белсенді заттар
- Газды өңдеу және қайта өңдеу кезінде қолданылатын еріткіштер.

ХРДФ таңдау үшін дәстүрлі практика үнемі олардың белгілі жеке пайдаланулары мен өнімділігіне негізделеді. Соған қарамастан, ХРДФ таңдау және бағалау кезінде осы тарауда сипатталғандай кейбір техникалық көрсеткіштер басшылыққа алынады.

Мұнайды беру кезінде коррозия ингибаторларының көмегімен коррозияны азайту тиімділігі осы тарауда коррозияның кейбір іргелі негіздерін қысқаша талдау түрінде қарастырылады.

17.1 Кіріспе

Шикі мұнай, әдетте, оны өндіру процессінде су мұнай эмульциясы түрінде болады. Мұнай эмульсияларының құрамы судың мұнайға, мұнай құрамындағы табиғи эмульгаторлар жүйесіне, сонымен қатар эмульсияның шығуына қатынасына байланысты болады. Шикі мұнайдағы табиғи эмульгаторлар өте күрделі химиялық сипатқа ие. Әрбір мұнай ұңғымасында олар түрліше және мұнай ұңғымасының жасына байланысты болады, тиісінше, мұнай эмульсиясы әсерін игеру үшін дәемульгаторлар таңдаулы түрде орындалуы тиіс.

Екінші жағынан, түрлі типтегі химиялық заттар бұрғылаудың барлық кезеңінде, мұнай және газ ұңғымаларын дайындау және өндіру кезінде пайдаланылады. Мұнай өндіру саласында орындалатын көптеген қызметтер мұнай/газ операциялары аясында белгілі бір қызметтерді атқаратын арнайы сұйықтықтар немес химиялық заттарды пайдалануымен байланысты.

Мұнай кен орындарында үлкен тиімділік пен өнімділікке қол жеткізу өндірілетін мұнай/газ қоспаларын үстіртін өңдеулерді қоса алғанда бұрғылау алаңдарындағы операцияларға байланысты болады. Бұл операциялар соңғы өнімнің сапасын барынша жоғарылату үшін, сонымен бірге қоршаған ортаға әсерін барынша азайту үшін экономикалық тиімді болуы тиіс. Бұл операциялардың шешуші мәндері осы операцияларға пайдаланылатын мұнай өндіру үшін (ХРДФ) арнайы реагенттерден тұрады.

ХРДФ бұрғылау ерітінділерінің шығу орындарына және кен орындарында операцияларды жақсарту, ұңғымаларды ынталандыру, химиялық заттар өндірісі, цементтеу, ұңғымаларға күрделі жөндеу жүргізу және аяқтаушы жұмыстар, және мұнай өндіру әдістерін жетілдіру (МДФ) үшін пайдаланылады. Мұнай өндіруге арналған арнайы реагенттерге сұраныс шикі мұнай өндірудің өсуі, резервуарлардың орналасуы мен бұрғылау тереңдігі, мұнай кендерінің болуы, мемлекеттік саясат пен түрлі химиялық қосындылар арасындағы үйлесімділіктер секілді түрлі факторларға байланысты.

17.2 Бағалау және таңдау

Әлемдік нарықтың шамамен жартысы бұрынғыша Солтүстік Америкадағы өте ескі кен орынына келеді. Бұл салада химиялық заттарды пайдаланудың өте жоғары пайызы газ кен орнымен байланысты.

Мұнай өндіру кезінде шикі мұнайдың көп бөлігі сумұнай эмульсиясы түрінде болады. Бұл мұнай эмульсиясы табиғи эмульгаторлармен (тұрақтандырғыштармен) жоғары тұрақтандырылған судың түзілуімен

мұнайды мұқият араластыру нәтижесінде қалыптасқан араласпайтын компоненттердің тұрақты қоспалары болып табылады. Сапалы шикі мұнайға деген нарық сұранысын қанағаттандыру үшін ХРДФ мұнай/газ өндіру бойынша операцияларда ХРДФ кеңінен қолданылады.

Жан-жақты тестлеу химиялық заттарда олар пайдаланылғанға дейін жүргізіледі. Бұл екі негізгі кезеңнен тұрады. Бірінші кезең – сынақ сериялары алдын-ала жүргізу, бұл ретте осы заттар өндірістік процесс барысында болуы мүмкін тиімсіз қосымша әсерлерінің болуы бағаланады. Екінші сынақтар сериясы осы салада әрекет ететін элементтердің қабілеттілігін бағалаудан тұрады.

Соған қарамастан, ХРДФ түпкілікті таңдауға дейін келесідей өлшемдердің әсерін ескерген дұрыс:

• Эмульсия, коррозия, минералды шөгінділер және парафин шөгінділерінің өзара байланысы.

• Коррозия жылдамдығы эмульгаторларды жіберу кезінде ұлғаюы мүмкін, себебі тұрба қабырғалары тек мұнаймен ғана емес, сумен де өзара әрекеттеседі.

• парафин диспергаторлары кристалдардың бір-бірінен серпілуін туғызады, бұл ретте деэмульгаторлар молекулалардың жабысуын ұлғайту тенденциясына ие болады.

• Пленкалы коррозия ингибаторлары металлдың беткі қабатында қорғаныш қабатын туғыза отырып коррозияны азайтады. Бұл пленка тұз шөгінділері мен парафин кристаллдарын қалыптастыру үшін негізгі ретінде пайдаланылады.

• Коррозия парафин және шөгінділер депозитін ұлғайта алады, себебі ол металл қабырғаларына бұдырлылық береді.

Қорыта келе, әрбір бөлек жағдайларда барлық техникалық аспектілерді жақсы түсіну және ХРДФ қолдану кезінде таза нәтижені жан-жақты бағалау өте маңызды.

17.3 Химиялық реагенттердің жіктелуі

Мұнай өндіруге арналған реагенттер, әдетте, түрі мен қолданылуына байланысты жіктеледі. Түрі бойынша жіктелетіндері коррозия ингибаторлары және тұз шөгінділері ингибаторлары, биоцидтер, деэмульгаторлар, депроссорлық қоспалар (ДҚ), жеңіл-желпі белсенді заттар, және полимерлерден тұрады. Қолданылуы бойынша жіктелетін реагенттер бұрғылау ерітіндісін, ынталандырушы, бекіткіштер және өнеркәсіп химикаттарынан тұрады.

17.4 Коррозия және көбік ингибаторлары

Коррозия табиғаттағы дертті шынайылық болып табылады және жекелей алғанда мұнай кен орындарында қымбат жабдықтарға әсер етеді. Коррозия – бұл химиялық реакциялар мен қоршаған орта арасындағы олардың нәижесінде металлдың бұзылуы. Басқаша айтқанда, металл коррозиясы металл электрондарының шығынын білдіреді. Егер, біз, мысалы темір металлды коррозия жеді деп айтсақ, біз жай Fe (атом) электрон Fe++ (ион) болады; яғни, Fe (атом) коррозия кезінде → Fe+++ее қайта түзіледі дегеніміз.

Коррозия ингибиторы ортаға кішкене концентрацияны қосу кезінде қоршаған орта әрекетіне ұшырайтын металл коррозиясы жылдамдығын төмендететін заттардан тұрады. Мұнай өнеркәсібінде коррозия ингибиторлары келесілерден қорғауға арналған: тұщы және ащы сулардан; биологиялық шөгінділер; көміртегі диоксиді (анаэробты коррозия); күкіртсутегі және кен орындарының барлық түрлеріндегі мұнай өндіру процессімен байланысты басқа да органикалық қышқылдар. Әдетте, коррозия ингибиторларының екі түрі болады:

1. Анодты ингибиторлар — олар, әдетте, коррозия әлеуетіне үлкен анодты өзерістер туғызып, металл бетіне қорғаныш оксид қабығын қалыптастыру арқылы әрекет етеді. Бұл өзгерістер металл қабаты улау (пассивтеу) аумағына өтуіне алып келеді. Бұл ингибиторлар *пассиваторлар* деп аталады. Хроматтар, нитраттар және молибадтар анодты ингибиторларының мысалы болып табылады.

2. Катодты ингибиторлар — олар не катодтық реакцияның өзін баяулатып әсер етеді, немесе катод аумағын таңдамалы түрде тұндырады, соның арқасында беткі қабатындағы диффузиялық молекулаларды шектейді.

Коррозия ингибиторлы химикаттар ұңғыма ернеуі деңгейінде, газды бөлу колонналарында, құбыр басында, сонымен қатар тұтынушының қалауы бойынша ол мұнай/газбен бірге айдалатын жерлерде, құбырдағы мұнай және газда, белгілі бір жерлерде қышқылдар, оттегі және тұзды су секілді металл қабаттарындағы коррозиялық қосындылар реакциясын баяулататын металл бетіндегі жұқа қорғаныш қабығын қамтамасыз ету үшін бүркеді, соның арқасында кен орындарындағы жабдықтарды коррозиялық әсер етулерден қорғайды.

Коррозия баяулатқыштарымен химикаттар майлы спирттердің күрделі эфирі мен аминдер, имидазолиндер, олардың тұздары, төрттік аммон қосындылары және дұрыс пропорцияда араласқан және әрбір

мұнай және газ кен орыны үшін белгілі бір талаптарға сәйкес құрылған амидтерді білдіреді.

Тұз шөгінділері ингибиторы бір жағынан өндірістік құбырларда, немесе аяқтаушы жүйеде немесе басқа да жабдықтарда шөгінділердің қалыптасуының алдын-алу немесе бақылау үшін пайдаланылатын химиялық өңдеулер болып табылады. Бұл мұнай өндіруге арналған реагенттер коррозия ингибиторымен ұқсас және мұнай кен орындарындағы құрылғыларда тұз шөгінділерінің түзілуін болдырмау үшін ұңғыма ернеуінде және мұнай және газды қайта өңдеу сатысындағы басқа да жерлерде жіберіледі. Тұз шөгінділері ингибиторлары шикі мұнайды айдайтын құбырларды, қаптама тұрбалар, мұнай мен су құрамында болатын тұз көбіктерінің түзілуі есебінен пайда болатын үлкен тұз шөгінділерінен шикі мұнай мен суды шикі өңдеуге қосылған қуаттылықтар пен жабдықтарды қорғайды. Тұз шөгінділері ингибиторлары, әдетте, бір немесе полифосфанаттар комбинациясын, фосфор қышқылын, акрил қышқылын, және АМПС (2-акриламид-2-метилпроансульфоқышқыл, акрилді монмер) құрайды. Олар негізінен кен орындарын тұз шөгінділерінен қорғау және оның алдын-алу үшін пайдаланылады.

17.5 Биоцидтер

Биоцид өнімдері бір немесе одан көп белсенді заттардан тұратын белсенді заттар және препараттар ретінде анықталады, пайдаланушыға берілген күйінде пайдаланылады, әрекеттерді жою, залалсыздандыру, алдын-алу немесе басқаша тәсілдермен қандай-да бір зиянды организмдерге реттеуші әсер беретін химиялық немесе биологиялық құралдар болып табылады.

Бактерицидтер әсіресе, су айдау кезінде жиі пайдаланылады және ластаушы заттар су өңдеуді жүргізеді, және су қандай-да бір зияндарсыз қайтадан пайдаланылатындай жағдайда бактериялардың көбеюі жүрмейтін және шикізаттың сапасын нашарлатпайды.

Бұл өнімдер төрттік қосындылардың үйлесімділігі, май қышқылы этоксилаттар және тетракис сульфат гидроксиметил фосфония (ТСГФ) қосындылары негізінде дайындалған.

17.6 Деэмульгаторлар

Кен орындарынан алынатын мұнайдың үлкен көлемі су немесе натрий хлориді су ерітіндісімен немесе басқа да эмульгирленген үлгідегі тұздармен ластанады. Мұндай су құрамы жүйесі су-мұнай эмульсиясы түрінде басымдылықпен кездеседі. Шикі мұнайдағы табиғи эмульгаторлар өте күрделі химиялық сипатқа ие. Әрбір мұнай ұңғымасында

олар түрліше және мұнай ұңғымаларының жасына байланысты болады, тиісінше мұнай эмульсиясы әсерін игеру үшін деэмульгаторлар таңдаулы түрде орындалуы тиіс. Практикада, суды су-мұнай газ сорап жүйесіне өте шағын көлемде деэмульгаторлар деп аталатын, ажыратқыш эмульсия заттарын қосу арқылы бөліп алады.

Аталған мақсат үшін түрлі құрамдағы деэмульгаторлардың үлкен көлемі ұсынылды. Деэмульгаторлардың химиялық құрамы жағынан ең алдымен мұнай шығуы жағынан түрліше болатындығы себепті, қатты ерекшеленетіндіктен түрлі құрамда болады. Бір аумақтағы шикі мұнайдың сумұнай эмульсиясын бұзу үшін жарамды болып табылатын деэмульгаторлар, егер шикі мұнай басқа жерден немесе басқа көздерден өндірілген болса, жарамсыз болуы мүмкін. Бұл деэмульгаторлардың тиімділігі өзгеше және тиісті мұнай немесе шикі мұнай компоненттерінің табиғатына байланысты екендігін білдіреді.

Деэмульгаторлар өндірілетін шикі мұнайды тазарту үшін, су, ауыр тұздар және балауыз секілді қоспаларды бөлу үшін пайдаланылады. Шлам биоірілткіш болып табылады.

Мұнай құрамында эмульгирленген түрде болатын су мұнайға қарапайым деэмульгаторларды және ұсақ бөліктер түріндегі кремний диоксидін қосу арқылы бөлініп алынады. Кремний диоксиді деэмульгаторлармен физикалық қоспасында қолайлы болып табылады. Кремний диоксиді саны деэмульгаторлар санына есептегенде салмағы бойынша шамамен 0,1%-дан 10% дейін болады.

Маңызды блоктар – бұл тартылған блок-полимер, май спирті блок-полимері. Майлы амин пропоксилаты, май қышқылы блок-полимері, таллий май пропоксилаты, полиамин пропоксилаты, сызықты спирт этоксилаты, амин және спирт этоксилаты қоспалары. Деэмульгаторлар үшін осы негізгі өнімдердің үйлесімділігі қажет, ол шикі мұнай мен кен орынының қасиеттеріне байланысты, тиісінше, өнім әрбір тұтынушы және кен орындары үшін ғылыми негізде жиналады.

Алкилсульфаттар және алкиларилсульфонаттар, сонымен қатар амин тобындағы тұздар түріндегі мұнай сульфонаттары деэмульгирлеу мақсатында ұсынылады.

Деэмульгатор концентрациясы әдетте миллионнан 5-тен аз бөлігінен бастап (шамамен 1 галлон/5000 баррель) миллионнан 200 бөлігіне дейін (шамамен 8л/1000 баррель) диапазонда болады. Аса кең таралған диапазон миллионнан 10 бөлігінен 50 бөлігіне дейін болады. Деэмульгаторлардың мөлшері және түріне қарамастан, тазалау процессінде түрлі компоненттерді бағалау арқылы деэмульгаторларды пайдалануды азайту және оңтайландыруға болады.

17.7 Беткі-белсенді заттар

Беткі-белсенді заттар екі сұйықтықтар арасындағы немесе сұйықтық пен қатты дене арасындағы үстіңгі созылуды төмендететін қосындыны білдіреді. Беткі-белсенді заттар жуатын заттар, жұмсартқыш агенттер, көбік құраушы агенттер және диспергаторлар ретінде болады. Олар коррозия, көбік түзілуді бақылау, тұз шөгінділерін, парафин диспрегаторларын бақылау, асфальтендер мен деэмульсацияларды бақылау үшін пайдаланылады.

Лаурил спирті этоксилаттары ионогенсіз беткі-белсенді заттардың ерекше классын білдіреді. Ол этиелн оксидін көміртегінің алкилді атомынан тұратын майлы спиртпен араластыру арқылы өндіріледі. Олар шамамен 12-ден 14 дейін лаурил спирті атомына ие және LAE коммерциялық атауы бар. Олар құрамында өте жоғары көлемде кальций бар иондар шегіне ие, майлы заттардың ерігіштігі өте жоғары және оңай биоірілткіштер бар. Олар сонымен қатар, гигроскопиялық, су сіңіргіш және липофилді сипатқа ие.

17.8 Тұзсыздандырылатын химиялық реагенттер

Тұзсыздандырылатын химиялық реагенттер айдау және шығару процессінде шикі мұнайдағы тұз деңгейін төмендету үшін пайдаланылатын амин және шайыр қоспасын білдіреді. Мұнай өндіруге арналған тұзсыздандыратын реагенттерді шикі мұнайды тазалау үшін деэмульгаторлармен араластырады. Олар сонымен бірге, мұнай өңдеу зауыттарында шикі мұнайдағы тұз мөлшерін қысқарту үшін пайдаланылады.

17.9 Мұнайдың қату температурасын төмендеткіштер

Отын немесе мұнайдың қату температурасы – бұл олар белгілі бір шарттарда салқындату кезінде сұйық күйінде болатын ең төменгі температура. Жалпы алғанда, қату температурасы мұнайдағы балауыз көлемін көрсетеді. Төменгі температура кезінде балауыз мұнайдың біршама көлемін байланыстырып, оның ағынын баяулатып, бөлініп шығуға ұмтылады. Ол сонымен қатар, мұнай жартылай қатты болатын және өзіне тән ағу қасиетін жоғалтатын температура ретінде анықталады. Шикі мұнайда жоғарғы қату температурасы, әдетте, жоғарғы парафин құрамымен ұқсастырылады.

Полиметакрилаттар жабысқақтық индексін жақсартушы және мұнайдың қату температурасын төмендетуші ретінде пайдаланылады. Олар тазартылған мұнайдың айырықша тұрақтылығын және төменгі температура қасиетін береді. Мұнайдың төменгі қату температурасына барлық кен орындары бойында шикі мұнайды тасымалдайтын шығу

желісін қосқан дұрыс.

17.10 Газды тазалау және өңдеуге арналған химиялық реагенттер

17.10.1 Жоғары күкіртті газды тазалау

Гады тазалау және қышқыл газды жою газдағы күкіртсутегін (H2S) және көміртегі диоксидін (CO2) жою үшін түрлі алкиламиндердің су ерітінділерін (әдетте қарапайым аминдер деп аталатын) пайдаланатын процесстер тобына жатқызылады. Бұл мұнай химия зауыттары, табиғи газды қайта өңдеу және басқа өндіріс салаларының жұмыстарында кеңінен пайдаланылады.

Бірқатар амин еріткіштері газдарды: диэтаноламин (ДЭА), моноэтаноламин (МЭА), метилдиэтаноламин (МДЭА) және дигликольамин (ДГА) тазалау кезінде пайдаланылады. Өнеркәсіп кәсіпорындарында аса жиі қолданылатын аминдер ЖЭА, МЭА және МДЭА алаканоламиндері болып табылады.

17.10.2 Газ гидратсыздандыру

Бірқатар химиялық заттар гидратсыздандыру үшін таңдалған тәсілдерге байланысты қолданылады. Аса кең таралған әдістердің бірі гликоль және метанол секілді сұйық құрғатқыштарды пайдаланумен жұту болып табылады. Гликольдердің үш түрі болып табылады: этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) және триэтиленгликоль (ТЭГ). Екінші әдісі глинозем және кремнезем секілді қатты құрғатқыштарды пайдаланумен адсорбия болып табылады. Метанол табиғи газ желісінде гидраттардың түзілуін баяулату үшін пайдаланылады.

18
Құбырлар мен сораптар

Құбырлар сораптармен бірге шикі мұнайды, көмірсутегі өнімдері, табиғи газды, сонымен қатар басқа да маңызды отынның қазба түрлерін тез, сенімді және үздіксіз тасымалдаудың тиімді құралы болып табылады. Құбырлар тұрақты және сенімді пайдаланылуы және жұмыстың барынша жоғары тиімділігін, қауіпсіз тасымалдауды және барынша аз тұру уақытын қамтамасыз ету, сонымен қатар экологиялық стандарттар мен сапа стандарттарын ұстау үшін бақылануы тиіс. Күшті сораптар, бір жағынан мұнайды, шикі мұнайды мұнай кен орындарынан тасымалдау және мұнайды соңғы жету нүктесіне дейін жеткізу үшін қажет.

Бұл тарауда мұнай кен орындарында операцияларда құбырлар мен сораптардың рөлі түсіндіріледі. Бұл келесі бөлімедерден тұрады:

- Кен орындарының мұнай жинау жүйесі
- Шикі мұнайды жеткізу желісі
- Құбыр өлшемдерін анықтау және қабырға қалыңдығын таңдау
- Құбырлардағы экономикалық теңгерім және құбырдың қолайлы диаметрі
- Құбырлардың басқа да аспектілері
- Сораптардың түрлері және жіктелуі
- Сорапты қалай таңдау қажет
- Сорап үшін ат күші есебі (HP)

18.1 Құбырлар

18.1.1 Кіріспе

Құбырлар мұнай және газ тасымалдаудың екінші аса маңызды нысаны болып табылады. Оларды пайдалану табиғатына қарай тек шикі мұнайды, мұнай өнімдерін, газды мұхиттар немее кеме жүзетін өзендердегі біршама шектеулі нүктелермен тасымалдайтын танкерлерді пайдаланумен салыстырғанда күрделірек. Құбырлар, алайда, шикі мұнайды мұнай өңдеу зауыттарында немесе теңіз терминалдарында тасымалдау үшін мұнай кен орындарындағы мұнай жинау жүйелерінде пайдаланылады және көбінесе мұнай өңдеу зауыттарынан жергілікті тарату пункттеріне мұнай өнімдерін тасымалдау үшін пайдаланылады.

Нарықтағы сұраныстың өсуі, әрине құбырлардың қажетті көлемді тасымалдау қабілеттілігінен асып түсуі мүмкін. Бұл проблеманы шешудің бірінші тәсілі, сорап стансаларының сандарын ұлғайту арқылы

құбыр бойымен тасымалданатын мұнайдың жылдамдығын ұлғайтудан тұрады. Бірақ, құбырлардың үйкелісі геометриялық тұрғыдан ағын жылдамдығының ұлғаюымен бірге өсіп отыратындықтан, құбырларды көбейту тиімді болып саналады. Бұл процесс дубляж деп аталады, және қолданыстағы құбырдың қасынан тағы бір құбыр салудан тұрады. Осылайша, құбырлар мұнай және табиғи газдарды тасымалдаудың аса маңызды қызметін атқарады.

18.1.2 Мұнай кен орындарында пайдаланылатын мұнай жинау жүйесі

Өндіруші мұнай кен орындары әдетте, бірнеше шағын диаметрлі мұнай жинау құбырларынан тұрады, олар ұңғымадағы шикі мұнайды жинайды және оны орталық мұнай аккумуляторлары деп аталатын мұнай жинау жүйесіне орналастырады. Жалпы, құбырлардың жалпы пайдаланылатын төрт түрі бар:

1. Мұнай кен орындарында пайдаланылатын мұнай жинау құбырлары, кен орындарындағы олардың қызметі жұмыс өндірісіне үлкен ықпал етеді.
2. Үлкен диаметрлі жабдықтағыш құбырлар мұнай кен орынынан шикі мұнайды порттарға және жақын жатқан зауыттарға дейін тасымалдайды.
3. Алыс қашықтықтағы құбырлар, әдетте, балама теңіз маршруттарын қысқартады.
4. Түсіру порттарынан теңіз портынан алынған өнеркәсіп аудандарында орналастырылған ішкі зауыттарға дейін мұнай тасымалдайтын құбырлар. Мұндай құбырлар магистралды деп аталады.

Шикі мұнай және мұнай өнімдерін тасымалдау үшін пайдаланылатын құбырлар көлемі жағынан біршама ерекшеленеді, 2-ден тұтас 36 дюймға дейін диаметрде болады. Кейбір жағдайларда құбырларда тіпті 48 дюйм пайдаланылады.

Мұнай жинау жүйелерінің құрылымына, шығу желісіне және жинау коллекторларына келетін болсақ, 18.1 және 18.2-суретте көрсетілгендей түрі сұлба комбинацияларын құрайды. Бұл құрылымдар келесідей үлгіде сипатталған:

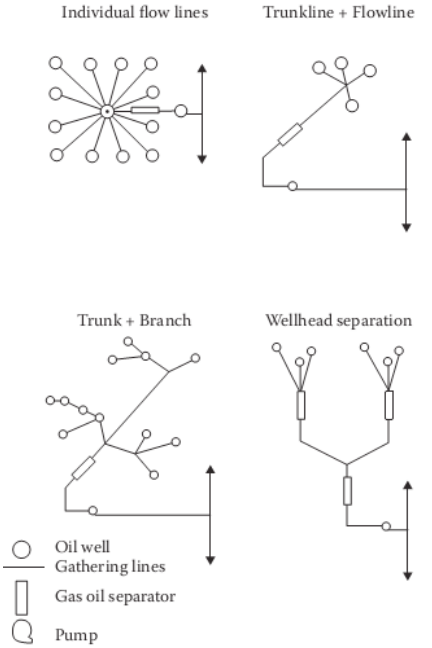
• Жеке шығу желісі — олардың көмегімен мұнай ұңғымалары орталық газмұнай қайта өңдеу зауыттарымен қосылған (ГНПЗ).

• Жинау коллекторлары және қысқа шығу желілері – мұнай ұңғымаларындағы ағынды сулар бұл сұлбада қысқа шығу желілері арқылы

үлкен жинау коллекторына бағытталады. Шикі мұнай жинау коллекторынан ГМӨЗ бағытталады.

• Жинау коллекторы және жетектер — бұл бас жинау коллекторы, ұзындығы 30-35 миль және диаметрі 24-30, жинау коллекторларының жетектерінен өз кезегінде ұңғымаға қосылған мұнай жинайтын шығу желілерінен шикі мұнайды жинайды. Жинау коллекторының жетектері негізгі жинау коллекторларына қарағанда диаметрлері 16-20 дюймға аз және біршама қысқа.

• Ернеу сепарациясы — түрлі ұңғымаларда өндірілген мұнай өте қысқа жинау құбырлары арқылы ГМӨЗ-на жеткізіледі. Содан кейін, өңделген мұнай ГМӨЗ-нан жинау коллекторларының көмегімен тасымалданады.



Individual flow lines – Жеке шығару сызықтары
Trunkline + Flowline – Жинақтау коллекторы + Жеке шығару сызықтары
Trunk + Branch – Жинақтау коллекторы+Тармақталу
Wellhead separation – Ернеудегі бөліну
Oil well Gathering lines - Ұңғымадағы мұнай жинау құбырлары
Gas oil separator - Мұнай газ сепаратор
Pump - Сорап

18.1-сурет
Өндірістік мұнай жинау жүйесі.

18.1.3 Шикі мұнайды тасымалдауға арналған құбырлар

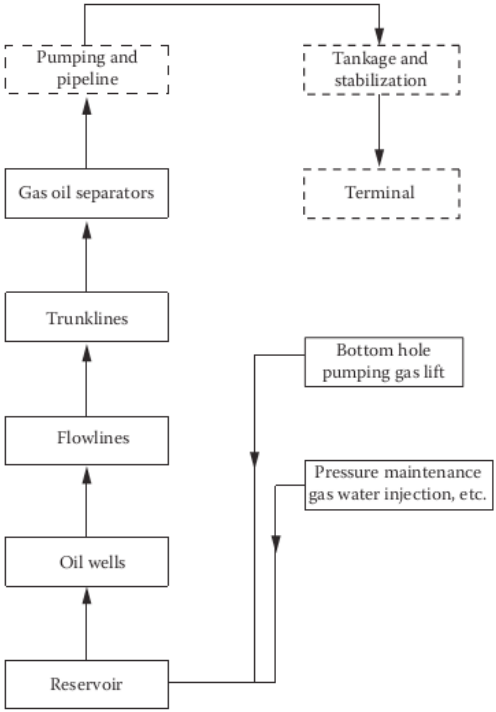
18.3 және 18.4-суреттерде шикі мұнай ұңғыма ернеуінен жеткізу желісі арқылы қалай тасымалданатындығы көрсетіледі.

18.1.4 Құбырлардың көлемін анықтау

Құбыр құрылымында екі іргелі концепцияны ескеру қажет:

(1) құбыр диаметрі сұйық ағыны жылдамдығы функциясы болып табылады: $D = f(Q)$ және (2) құбыр қалыңдығы құбыр ішіндегі жұмыс қысымы функциясы болып табылады: $t = f(p)$.

Өлшемін анықтау дегенде біз құбырдың бастапқы диаметрін анықтауды айтып отырмыз. Жауапты инженер құбырлардың осы жүйесінде пайдаланылатын құбырлардың диаметрін көрсетулері тиіс. Әдетте, экономикалық факторды құбырдың тиімді диаметрін анықтау кезінде ескеру қажет.



Pumping and pipeline – Құбыр және сорап
Tankage and stabilization – Бактың сыйымдылығы және тұрақтандыруы
Gas oil separators – Мұнай газ сепараторы
Terminal – Терминал

Trunklines – Коллекторлар
Bottom hole pumping gas lift – Газ көтергіштің төменгі қойнауы
Flowlines – сұйық шығатын құбыр
Pressure maintenance gas water injection, etc. – Қысымды қолдау газды суды енгізу
Oil wells – Мұнай ұңғымалары
Reservoir – Резервуар

18.2-сурет
Мұнай жинау жүйесі құбырлары үшін сұлба эскизі.

Сығылатын сұйықтықтарға арналған құбыр диаметрі үшін жақсы белгілі теңдікті пайдалануға болады:

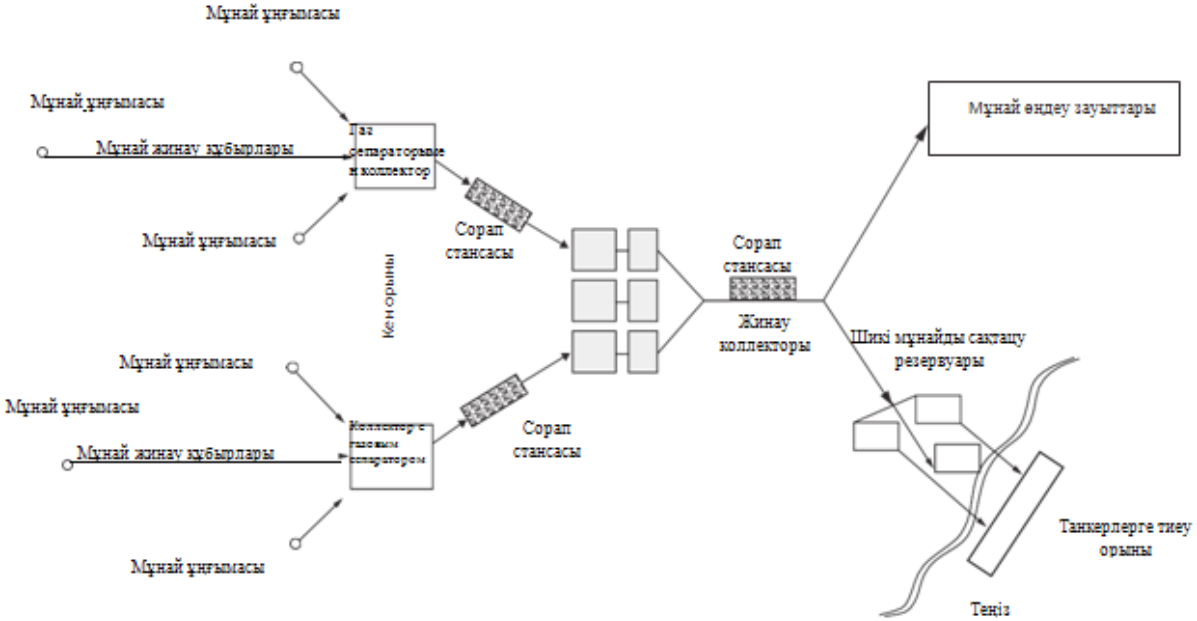
$$Q = u.\ \mathrm{A(cross\ section\ area\ of\ pipe)}$$

$$= u.(\pi/4)d^2$$

Құбыр диаметрін, *d*, берілген ағын жылдамдығы үшін *Q* (баррелль/сағ) және болжамды сұйықтық қозғалысы жылдамдығы үшін *u* (фут/с) осы теңдіктен оңай есептеуе болады.

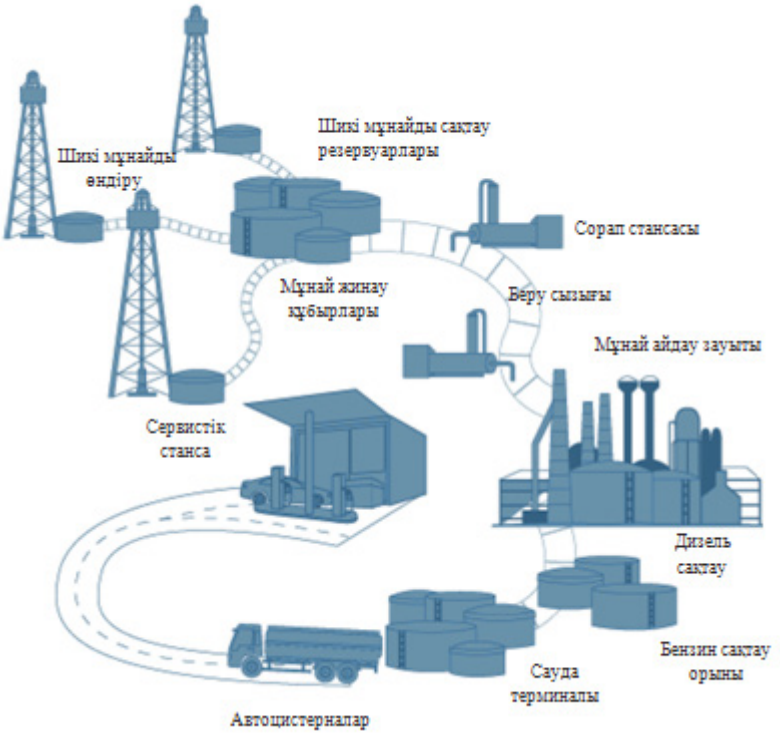
18.1-мысал

Ағын жылдамдығы шамамен 5 фкт/сек құрайтын жағдайда сағатына 10000 баррель өңдейтін құбыр диаметрін есептеу.



18.3-СУРЕТ

Кен орындарынан шикі мұнайды жеткізу құбырларының сұлбасы.



18.4-СУРЕТ
Ернеуден соңғы нүктеге дейін жеткізу желісі. (Канада ассоциация, http://www.cepa.com/about-pipelines /types-of-pipelines/liquids-pipelines.)

Шешуі

$$Q = u.(\pi/4)d^2$$

$$[10{,}000 \text{ bbl/hr } (4.2 \text{ ft}^3/\text{bbl})]/3600 \text{ sec/hr} = 5 \text{ ft/sec } [(3.1416/4)\, d^2]\ \text{ft}^2$$

$$\text{Solving for } d = 1.724 \text{ ft}$$

Мұнайдың белгілі бір көлемін белгіленген қашықтыққа айдау кезінде екі балама тәсіл қолданылады, шешім үлкен диаметрлі құбырларды қысымның аз төмендеуімен пайдалану немесе диаметрі шағын құбырларды үлкен төмендеу қысымымен пайдалану қабылданатындай болуы тиіс. Бірінші нұсқа аса төмен пайдалану шығындарымен аса жоғары

бастапқы құнды болжайды; ал екіншісі – аса жоғары пайдалану шығындарымен аса төмен бастапқы құнды, жалпы алғанда сораптар санының көптігіне қажеттіліктің туындауына байланысты.

18.5-сурет Экономикалық тиімді құбыр диаметрі.

18.1.4.1 Құбырлар экономикалық тепе-теңдік және оңтайлы құбыр диаметрі

Сондықтан екі балама арасындағы экономикалық теңгерімге көшу қажет. Өкінішке орай, пайдалану үшін қатаң тәртіп немесе формулалар жоқ, әрбір жағдай ерекшеленеді.

Нақты сорап жабдықтарына жұмсалатын шығындарды, сөзсіз, еске-ру қажет, бірақ құбырлар жұмыс жасайтын сала да маңызды болып та-былады. Мысалы, елді мекендермен салыстырғанда шөлді жерлерде осындай айдау күшін алу үшін сыртқы қызметтерді ұсыну және тіпті шағын автономды қалашық құру түріндегі аса жоғары шығындар қа-жет етілуі мүмкін.

Мұнайды құбыр бойымен айдау кезінде белгіленген шығындар құ-быр құны, барлық фитингтер мен монтаждар болып табылады. Бар-лық осы белгіленген шығындар құбыр өлшемімен байланысты болуы мүмкін, белгіленген төлем сомасы үшін шамамен математикалық өрнек беруге байланысты болуы мүмкін.

Осылайша, тіке шығындар немесе негізінен қысым беруге арналған энергия шығындарын плюс жөндеу және техникалық күтім жасау секілді ұсақ бөлшектермен байланысты шығындардан тұратын ауыспа-лы шығындар құбыр өлшемімен байланысты болуы мүмкін. Осы ағын

үшін қуаттылық құны құбыр көлемінің ұлғаюына қарай азаяды. Осылайша, тікелей шығындар құбыр көлеміне қарай азаяды. Және де белгіленген шығындардан тұратын, жалпы шығындар құбырдың кейбір тиімді өлшемі кезінде барынша кіші болады. Тиімді диаметрге алып келетін түпкілікті шешім 18.5-суретте көрсетілген кесте бойынша анықталады.

18.1.4.2 Құбыр қабырғасының қалыңдығын анықтаудың қадамдық процедуралары

1. Құбырдағы қысымның рұқсат етілген төмендеуін басшылыққа ала отырып, *Di* анықтаңыз; (ΔP).

2. Құрылым материалын таңдаңыз; мұнда *S* созу кезіндегі беріктік шегі ретінде анықталады.

3. Жұмыс қысымын біле отырып , Графикалық сандармен есептеледі = 1000 *P*/*S* .

4. Егер құбыр жүйеңізде күшті коррозия күтілсе, онда үлкен Графикалық Сан таңдалады.

5. Қалыпты құбыр өлшемін көрсетілген (НРТ) Графикалық санмен алыңыз, бұл ағын үшін бұрын алынған *Di* қарағанда тең немесе аз ғана үлкен *Di* береді.

6. Соңғы тексеру ретінде қауіпсіз жұмыс қысымы есебі үшін келесі теңдіктерді пайдаланыңыз:

$$\text{Графикалық Сан} = 1000\ P/S = 2000\ (tm/Dav)$$

Бұл қатынасты анықтаймыз,

$P_s = 2\ S_s\ (t_m/D_{av})$ алу үшін

мұнда *P* жұмыс қысымы болып табылады; *Ps* қауіпсіз жұмыс қысымы болып табылады; *Ss* жұмыс талшығының қауіпсіз кернеуі болып табылады; *S* созу кезіндегі беріктік шегі болып табылады, аса үлкен бойлық кернеу, ол материалды ажыраусыз ұстай алады; *tm* құбырдың минималды қалыңдығы болып табылады; ал *Dav* - *Di* және *Do* орташа диаметрі болып табылады.

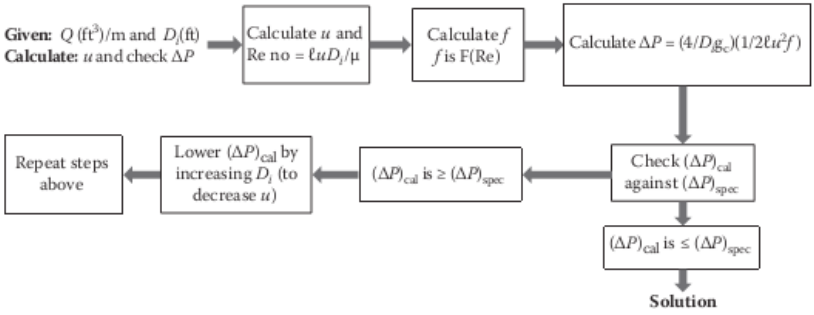
Құбыр қабырғасының қалыңдығына әсер ететін көптеген факторлар бар, соның ішінде барынша үлкен және барынша үлкен жұмыс қысымы және барынша үлкен жұмыс температурасы, сұйықтықтың химиялық қасиеттері, сұйықтықтың жылдамдығы, құбыр материалы және

классы, сонымен қатар қауіпсіздік факторы немесе дизайнерлік дайындау коды.

18.1.4.3 Құбыр диаметрі мен қысының ауытқу байланысы

Екі нұсқаны пайдалануға болады: не жылдамдық мәнін қабылдау *u*, және ΔP есептеу; немесе қысымның рұқсат етілген ауытқу мәнін қарастыру, ΔP, және тиісті *u* есептеу.

Бірінші нұсқа келесі блок-сұлбада көрсетліген:



Given – Берілгені
Calculate and check – Есептеңіз және тексеріңіз
Repeat steps above – Қадамды қайталаңыз
Lower – Төменгі
By increasing – ұлғайту есебінен
To decrease – азайту үшін
Against – қарсы
Solution – шешімі

Құбырдағы сұйықтық жылдамдығын анықтау үшін Питерс және Тиммерхауз айтқандай, турбулентті ағын үшін экономикалық жылдамдықтың эмпириялық ережесін пайдаланады (4-басылым):

Сұйықтық түрі	**Болжамды *u*(фут/с)**
Су немесе суға ұқсайтын сұйықтық	3–10
Төменгі қысым буы (25 фунтов/дюйм2)	50–100
Жоғарғы қысым буы (>100 фунтов/дюйм2)	100–200

Экономикалық масштабтау құбыр экономикасының басты элементі болып табылады. Теориялық тұрғыдан алғанда құбыр диаметрлерінің қосарлануы жеткізілетін көлемнің белгілі бір уақыт кезеңінде төрт есеге ұлғаю тенденциясына ие болады, ал басқа факторлар тұрақты болып қалады. Бұл жалпы құны екі еселенуі мүмкіндігін білдіреді, ал жет-

кізілетін өнім құны бірлікте төмендейді. Шикі мұнай құбыр бойымен сағатына 5 км жылдамдықпен жүреді, долбарлап айтқанда жүріс жылдамдығымен.

18.1.5 Құбырларды пайдалану бойынша басқа да мәселелер

Мұнайға арналған құбырлар табиғи газды тасымалдау үшін бейімделген және керісінше, егер негізгі экономикалық немесе стратегиялық ойлар мұны мақсатқа лайықты деп тапса. Осындай үлгіде, егер сұраныс немесе ұсыныс шарттары өзгерсе, құбырлар арқылы өтетін ағын бағыты құбыр бойында орналасқан сорап стансаларының айналасына қарапайым бұрулар арқылы өзгеруі мүмкін.

Мұнай құбырлары ішкі диаметрі, әдетте, 4-тен 48 дюймға дейін болатын болат немесе пластикалық тұрбалардан дайындалады. Көпшілік құбырлар, әдетте 3-тен 6 футқа дейінгі тереңдікке көміледі. Құбырларды үйкелу және коррозия әсерлерінен қорғау үшін түрлі әдістер қолданылады. Олар ағаш қаптамалар, бетон жабындар, рок-қалқандар және жоғары тығыздықтағы полиэтилендер болуы мүмкін.

Құбырлар құрылысы құнының негізгі компоненттері материал, еңбек, жүру құқығы (ПП), шығындар және басқа да шығындар болып табылады. Көпшілік жағдайда еңбек және материалдар құны құрылыс құнының 65% астамын құрайды. Құбырлар құрылысына салымдар бөлу мұнай, сонымен бірге мұнай өнімдері үшін де біркелкі.

Мұнай құбыр бойымен орналастырылған сорап стансаларының арқасында қозғалыс жағдайында болады, және әдетте, шамамен 4-тен 20 фут/ дейінгі жылдамдықта ағады. Әмбебап өнімдер құбырлары екі немесе одан көп түпкі өнімдердің осы құбырлардағы тасымалдау жүйеліліктері үшін пайдаланылады. Әдетте, құбырлардағы әмбебап өнімдерде түрлі өнімдер арасындағы физикалық бөліну жоқ. Аралас өнімдердің өнеркәсіпте трансмикс ретінде танымал қоспаларды қалыптастырып, кейбір араласулары жүреді.

Шикі мұнай түрлі көлемдегі парафиндерді құрайды және аса салқын климатта құбырдағы балауыз көлемі ұлғаюы мүмкін. Мұндай құбырларды жиі тексереді және калибрлі аспаптардың, *қырғыш немесе құбыр қырғыштары* ретінде белгілі *ысқыштардың* көмегімен тазартылады. Смарт-ысқыштар (интеллекті немесе барлауыш ысқыштар ретінде белгілі) құбырдағы майысу, коррозияның әсерінен металлды жоғалту, сызаттар немесе басқа да механикалық зақымдануларды анықтау үшін пайдаланады.

Барлық құбыр бойындағы объектілердің релевантты мәліметтерін пайдалануды қамтамасыз ететін өнеркәсіптік бақылау-өлшеу аппарату-

расын орнату маңызды. Бұл Басқару және мәліметтер жинау диспетчерінің көмегімен қолайлы өнімділіктегі және тиімділіктегі объектіні іске қосу үшін жұмысты басқару жүйесі үшін қажет (ДУСД).

18.2 Сораптар

18.2.1 Кіріспе

Сұйықтық құбыр немесе тұрба арқылы ағын үшін қоғаушы күш беретін сораптың көмегімен ағу ортасы қысымын ұлғайту есебінен қозғалады. Бұл ретте сорап қуатпен қамтамасыз етілуі тиіс. Қойнауда флюидтардың қозғалуын туғызатын алты негізгі құралдар бар: ауырлық күші, орын алмастыру, орталық тепкіш күштер, импульс беру және механикалық импульс. Ауырлық күшін есептемегенде, *орталық тепкіш күш* аса жиі пайдаланылатын сұйықтықты айдау құралы.

Орталық тепкіш күш орталық тепкіш сорапта немесе компрессорда пайдаланылады, олардың негізгі қызметі: орталық тепкіш күштердің әсерінен кинетикалық энергия (КЭ) алу үшін, ал содан кейін осы КЭ ағатын сұйықтық жылдамдығын тиімді төмендету арқылы қысым энергиясына (ҚЭ) айналдыру үшін.

Қойнауда орталық тепкіш құрылғыларды пайдаланатын құбырлармен флюидтардың қозғалуы жалпы келесідей негізгі басымдылықтарға және ерекшеліктерге ие:

- Сұйықтықтың шығу ағыны үздіксіз.
- Жұмыс жасайтын сораптың өткізу қабілеттілігі бойынша шектеу жоқ.
- Шығудағы қысым сұйықтық тығыздығы функциясы болып табылады, яғни $P = f(\ell f)$.
- Төменгі өзіндік құнымен қарапайым тәсілмен жұмыс тиімділігін қамтамасыз етеді.

18.2.2 Сораптардың түрері мен жіктелуі

Сораптар сұйықтықтың қозғалуы үшін пайдаланылатын тәсілдеріне сәйкес негізгі үш топқа бөлінуі мүмкін: тіке беру сораптары, араластыру сораптары және граватациялық сораптар. Сораптар, сонымен бірге сұйықтықты араластыру тәсілі бойынша жіктелуі мүмкін: көлемді сораптар, импульс сораптар, жылдамдық және гравитациялық сораптар.

Сораптар кері қайтатын-түсетін немесе кері айналу механизмімен жұмыс жасайды. Механикалық сораптар айдалатын сұйықтыққа батырылуы немесе сұйықтықтан тыс орналастырылуы мүмкін. Сораптар-

дың түрлі типтері арасындағы салыстырулардың қысқаша түйіндемесі 18.1-кестеде келтірілген.

Сораптар түрлі мақсаттар үшін пайдаланылады. Белгілі бір мақсат үшін сораптың қандай түрі қажеттігін түсіну өте маңызды. Кейбір мұнай және газ өнеркәсіптері үшін негізгі қызметтері төменде келтірілген:

18.1-кесте
Сорап түрлерін салыстыру

Сорап түрі	Сипаттамасы
Ортадан кеткіш	аса кең таралған, жоғары өнімділік, айдайтын құбырларды қатты денелері бар сұйықтықтарды өңдеу үшін ажыратып (қауіпсіз) тастауға болады.
Кері қайтатын-түсетін	Өнімділігі төмен және ағыны жоғары, жабысқақ сұйықтықтарды өңдей алады, вакуумды ректификациялық колонналарда битум құю үшін пайдаланылады.
Роторлы-көлемді айналу қозғалысы	Роторлы-көлемді айналу қозғалысы және оң араластыру комбинациясы, газ сораптарда, бұрандалы сораптарда, дозалы сораптарда қолданылады.
Араластыру арқылы ауамен	Механикалық емес, әуе типті, ағынды сораптарда және қышқылды жұмыртқа түріндегі жабдықтарда пайдаланылады.

• Сораптар мұнайдан суды тиімді бөліп алу үшін эмульсияны туғызбай тамшы көлеміндегі сұйықтықтар үшін аз ғана шығынмен және төменгі қозғалумен сұйықтықтарды өңдеуі тиіс.

• Сораптар өздігінен сорылатын болуы тиіс және газбен оқшауланбайды.

• Соруға арналған төменгі оң ағынды сорап басым болып табылады. Бұл кемеде, жабық құю бактерінде, факелді нокаут барабандарында немесе жоғары қысымды бу сұйықтықтарымен жұмыс жасайтын кез-келген құрылғыларда қолданылады.

• Сораптар түрлі фракциядағы сұйықтықтармен жұмыс жасауы тиіс.

18.2.3 Сорапты таңдау

Сорап түрлеріне арналған келесі нұсқаулық әрбір сорап түрі үшін басымдылықтары мен ерекшеліктерін жақсы түсіну үшін пайдалы болуы мүмкін (PumpScout.com,n.d.).

• АМИ технологиялық сораптары — Американдық Мұнай Институты белгілеген 610 стандартқа сәйкес дайындалған (АМИ).

• Қазандық сораптар — қазанға түсетін су көлемін бақылау үшін жасалған. Бұл орталық тепкіш сораптар және олардың көпшілігі көп сатылы.

• Химиялық сораптар – абразды және белсенді өнеркәсіп материалдарын өңдеу үшін дайындалған. Олар орталық тепкіш, сонымен бірге көлемді түрде боуы мүмкін.

• Айналымды сораптар — сұйықтықтың тұйық немесе ілмекті жүйе арқылы айналуы үшін пайдаланылады. Бұл, әдетте, орталық тепкіш сораптар, бірақ кейде көлемді түрлері де пайдаланылады.

• Сусыздандыратын сораптар — суды жою процессі орталық тепкіш сораптарды қолданудан тұрады (тереңдік немесе тік турбина), олар құрылыс алаңдарындағы, тоғандағы, шахта немесе кез-келген басқа саладағы суларды жою үшін пайдаланылады.

• Өрт сораптары – өрт сөндіру үшін пайдаланылатын орталық тепкіш сораптар түрі. Бұл, әдетте, сору соңында көлденең принципі немесе тік турбиналар принципі қолданылатын сораптар.

•Жоғарғы қысым сораптары — көптеген салаларда, су жарылу, тау-кен өндірісі және ағындағы кесу жұмыстары кезінде пайдаланады. Мұнда сораптардың сан түрі пайдаланылуы мүмкін, соның ішінде көлемді сораптар, орталық тепкіш сораптар, поршенді сораптар немесе орталық тепкіш сораптар.

•Өнеркәсіп сораптары - өнеркәсіп саласында суспензия, ағынды сулар, өнеркәсіптік химиялық заттар, мұнай, газ және т.б. жұмыс кезінде пайдаланылады. Ондаған өнеркәсіп сораптарының түрлері бар, соның ішінде көлемді, сонымен бірге орталық тепкіш түрлері де.

•Теңіз сораптары — теңіз суын айдауға арналған. Олар тұзды сулы үлкен резервуарларда оның үздіксіз айналуы үшін пайдаланылады.

•Аралас ағын сораптары — өстік сораптар және радиалды ағын сораптарын біріктіреді. Өстік сораптар тік жазықтықтарда, ал радиалды ағындағы сораптар көлделең жазықтықта су ағыны бағытында жұмыс жасайды.

•Лас сорғыш сораптар — ауыр қалдықтарды немесе ластарды айда-

уға арналған. Аса ірі нұсқалары қысымды көтеру үшін пайдаланылады. Олар кейде қысымды көтеру үшін және сұйықтықтың айналуы үшін мұнай мұнараларында пайдаланылады.

•Мұнай химиялық сораптар — көбінесе, жабысқақ және ащы болып келетін мұнай өнімдерін беруге арналған. Бұл жетекті магнит сораптар, жарғақты сораптар, поршенді сораптар және т.б. болуы мүмкін.

•Пневматикалық сораптар — құбыр жүйесі арқылы сұйықтық қысымын құру үшін сығылған ауаны пайдаланады.

•Қысым сораптары — не жоғары, не төменгі қысымдарды туғызу үшін пайдаланылады. Бұл мөлшерлегіш сораптар және кейде бустерлік сораптар болуы мүмкін.

•Технологиялық сораптар — технологиялық процесте пайдаланылатын көптеген орталық тепкіш сораптар немесе көлемді сораптардың түрлері бар. Сорап түрі және құрылым бөлшектері осы сораптар пайдаланылатын процесске қарай түрленеді.

•Қалдыққа арналған сораптар — қалың, абразивті қалдықтарды өңдеу үшін өндірілетін ауыр сораптар. Олар мықты материалдардан дайындалған және ұзақ уақыт бойына абразивті ортада өңдеуге қабілетті.

•Күн сораптары — күн қуатымен жұмыс жасайды. Олар жарғақты сораптар немесе орталық тепкіш сораптар болуы мүмкін.

•Су сораптары – құбыр жүйелері арқылы су айдау үшін пайдаланылатын жабдықтар түрі. Олар орын алмастыру, ауырлық күші, сору және суды айдау вакуумдары приципте ріненіе негізделеді. Олар көлемді, сонымен бірге орталық тепкіш болуы мүмкін.

•Тереңдік сораптары — судың жер асты көздерінен беткі қабатына айдау үшін жобаланған. Ұңғымалардың тереңдігі мен конфигурациясына байланысты сораптар ағынды, орталық тепкіш немесе тереңдік сораптары болуы мүмкін.

Қорытындысында, сораптарды таңдау нақты операциялар үшін, төмендегілерді қоса алғанда көптеген факторларға байланысты болады деп айта аламыз:

•Айдайтын ағын жылдамдығы қызметі болып табылатын сораптың өнімділігі (көлемі)

•Сұйықтықтың қасиеттері, физикалық та, химиялық та

•Пайдалану шарттары

•Қоректендіру көздері түрі

•Ағынды бөлу түрі

18.2.4 Ат күші бар сораптардың қуаттылығын есептеу

Келесі әдіс ағын жылдамдығы, жалпы ағын эквиваленті немесе манометрлік қысымға байланысты ат күші бар сораптардың қуаттылығын есептеп шығару үшін ұсынылады. Бұл механикалық энергия теңдігін пайдалануға қарағанда біршама қарапайым:

$$\text{HP (Hydraulic Horsepower)} = [H.\ell.Q]/3960 = [P.Q]/1714$$

$$\text{Brake HP (actual)} = \text{HP (Hydraulic)}/\alpha$$

мұнда H бұл ағын (в футта), ℓ бұл меншікті салмағы, Q ағын жылдамдығы болып табылады (минутта галлон), P бұл маномтерлік қысым (шаршы дюймда фунтта) және α сорап КПД болып табылады (60% орталық тепкіш сораптар үшін қолданылады).

18.2-мысал

Минутына 500 галлон мұнай өңдейтін, 1000 фут құбырда 19 футты эквивалентті құбыр арматурасы және клапанмен сорап үшін АК қуаттылығын табу. Үйкеліс кезіндегі рұқсат етілетін шығын жалпы ағынның 20%, ал меншікті мұнай салмағы 0,8 құрайды.

Шешуі

$$\text{Total equivalent } H = 1000 + 19 + 0.2\,(1019) = 1223 \text{ ft}$$

$$\text{HP} = [(1223)(500)(0.8)]/3960$$

$$= 123.5$$

$$\text{The Brake H.B. (Horsepower)} = 123.5/0.6$$

$$= 206$$

А-қосымшасы:Өлшемдерді аудару кестесі

Бірліктер	көбейтілген	Түрленудің шамамен коэффициенті	Тең	Бірлік
Көлем				
Мұнай баррелі (барр.)	×	42	=	Американдық галлон (галлон)
Мұнай баррелі (барр.)	×	34.97	=	Империялық галлон (английский галлон)
Мұнай баррелі (барр.)	×	0,136	=	Мұнай эквиваленті тоннасы (т.н.э.)
Мұнай баррелі (барр.)	×	0,1589873	=	Текше метр ($м^3$)
Мұнай эквивалентіндегі баррель (барр.н.э.)	×	5,658.53	=	Текше фут ($фут^3$) табиғи газдың
Мұнай эквивалентіндегі тонна (т.н.э.)	×	7,33	=	Мұнай эквивалентіндегі баррель (барр.н.э.)
Текшее ярд ($ярд^3$)	×	0,764555	=	Текшее метр ($м^3$)
Текшее фут ($фут^3$)	×	0,02831685	=	Текшее метр ($м^3$)
Табиғи газдың текшее футы ($фут^3$)	×	0,0001767	=	Мұнай эквивалентіндегі баррель (барр.н.э.)
Американдық галлон (галлон)	×	0,0238095	=	Баррель (барр.)
Американдық галлон (галлон)	×	3,785412	=	Литр (л)
Американдық галлон (галлон)	×	0,8326394	=	Империялық галлон (английский галлон)
Империялық галлон (английский галлон)	×	1,201	=	Американдық галлон (галлон)
Империялық галлон (английский галлон)	×	4,545	=	Литр (л)
Масса-вес				
Қысқа тонны	×	2000	=	Фунт (фунт)
Қысқа тонны	×	0,9071847	=	Метрлік тонна (т)
Ұзын тонна	×	1,016047	=	Метрлік тонна (т)
Ұзын тонна	×	2240	=	Фунт (фунт)
Метрлік тонна (т)	×	1000	=	Килограмм (кг)
Метрлік тонна (т)	×	0,9842	=	Ұзын тонна
Метрлік тонна (т)	×	1,102	=	Қысқа тонны
Фунт (фунт)	×	0,45359237	=	Килограмм (кг)
Килограмм (кг)	×	2,2046	=	Фунт (фунт)
Ұзындықтар				
Миль (миль)	×	1,609344	=	Километр (км)
Ярд (ярд)	×	0,9144	=	Метр (м)
Фут (фут)	×	0,3048	=	Метр (м)
Дюйм (дюйм)	×	2,54	=	Сантиметр (см)
Километр (км)	×	0,62137	=	Миль (миль)

А-қосымшасы

Бірліктер	көбейтілген	Түрленудің шамамен коэффициенті	**Тең**	Бірлік
Ауданы				
Акры	×	0,40469	=	Гектары (га)
Шаршы миль (миль^2)	×	2,589988	=	Шаршы километр (км2)
Шаршы ярд (уярд^2)	×	0,8361274	=	Шаршы метр (м2)
Шаршы фут (фут^2)	×	0,09290304	=	Шаршы метр (m2)
Шаршы дюйм (дюйм2)	×	6,4516	=	Шаршы сантиметр (см2)
Энергия				
Британдық жылу бірлігі	×	1,055,05585262	=	Джоули (Дж)
Калория (кал)	×	4,1868	=	Джоули (Дж)
Киловатт-сағат (кВт/сағ)	×	3,6	=	Мегаджоули (МДж)
Термы	×	100,000	=	Британдық жылу бірлігі (БТЕ)
Мұнай эквивалентіндегі тонна	×	10,000,000	=	Килокалории (ккал)
Мұнай эквивалентіндегі тонна	×	396,83	=	Термы
Мұнай эквивалентіндегі тонна	×	41,868	=	Гигаджоули (ГДж)
Мұнай эквивалентіндегі тонна	×	11,630	=	Киловатт-сағат (кВт*ч)
Табиғи газдағы текше фут (фут^3)	×	1025	=	Британдық жылу бірлігі (БТЕ)

Миллион БТЕ анықталатын мұнай өнімдерінің болжамды жылу құрамы (млн. БТЕ/барр.)

Қуат көзі	**Млн. БТЕ/ барр**	**Қуат көзі**	**Млн. БТЕ/ барр**
Шикі мұнай	5,800	Газ жанар майы	4,620
Табиғи газдағы электр станасасы сұйықтығы	3,735	Пентандар және аса ауыр көмірсутектері	4,620
Асфальт битум	6,636	Мұнай химия шикізаты	
Авиациялық жанар май	5,048	Бензин-еріткіштер < 401°F	5,248
Бутан	4,326	Басқа мұнай өнімдері ≥ 401°F	5,825
Бутанның пропанмен қоспасы (60/40)	4,130	Газ, айдау кезінде алынған	6,000
Дистиллятты дизель отыны	5,825	Мұнай кокс	6,024
Этан	3,082	Зауыттық конденсат	5,418
Этанның пропанмен қоспасы (70/30)	3,308	Пропан	3,836
Изобутан	3,974	Қалдық мұнай отыны	6,287
Реактивті отындар керосин негізінде	5,670	Жол битум	6,636
Бензин негізіндегі реактивті отындар	5,355	Арнайы жанар май-растворитель	5,248
Керосин	5,670	Газ, айдау кезінде алынған	6,000
Майлағыш заттар	6,065	Аяқталмаған мұнай	5,825
Қарапайым типтегі мотор жанар майы (5)	5,253	Фракциондалмаған шикізат	5,418
Кышқылды немесе реформулирлік мотор жанар майы	5,150	Талшық салмағы	5,537
Мотор жанар майы	3,539	Өзге де материалдар	5,796

B-қосымшасы: тұрақты газ мәндері

B1.1 Өте жақсы газ

Толықтай ең жоғары, тамаша болып табылатын газдар болмаса да, көптеген газдар жеткілікті төменгі қысымда Клапейрон теңдігіне дәл келеді. Клапейрон теңдігі бастапқыда тәжірибелік жолмен анықталған. Ол қарапайым болып табылады:

$$PV = nRT$$

мұнда

P = абсолюттік қысым (манометрлік емес)
V = көлем
n = заттар саны (әдетте, мольмен беріледі)
R = тұрақты өте жақсы газ
T = абсолюттік температура (°F немесе °C)

Values of R	Units ($V\ P\ T^{-1}\ n^{-1}$)
8.3144621(75)	J K^{-1} mol^{-1}
8.31446	VC K^{-1} mol^{-1}
5.189×10^{19}	eV K^{-1} mol^{-1}
0.08205736(14)	L atm K^{-1} mol^{-1}
1.9872041(18)	cal K^{-1} mol^{-1}
$1.9872041(18) \times 10^{-3}$	kcal K^{-1} mol^{-1}
$8.3144621(75) \times 10^{7}$	erg K^{-1} mol^{-1}
$8.3144621(75) \times 10^{-3}$	amu $(km/s)^2$ K^{-1}
8.3144621(75)	L kPa K^{-1} mol^{-1}
$8.3144621(75) \times 10^{3}$	cm^3 kPa K^{-1} mol^{-1}
8.3144621(75)	m^3 Pa K^{-1} mol^{-1}
8.3144621(75)	cm^3 MPa K^{-1} mol^{-1}
$8.3144621(75) \times 10^{-5}$	m^3 bar K^{-1} mol^{-1}
8.205736×10^{-5}	m^3 atm K^{-1} mol^{-1}
82.05736	cm^3 atm K^{-1} mol^{-1}
84.78402×10^{-6}	m^3 kgf/cm^2 K^{-1} mol^{-1}
$8.3144621(75) \times 10^{-2}$	L bar K^{-1} mol^{-1}
$62.36367(11) \times 10^{-3}$	m^3 mmHg K^{-1} mol^{-1}
62.36367(11)	L mmHg K^{-1} mol^{-1}
62.36367(11)	L Torr K^{-1} mol^{-1}

(*Continued*)

Values – мәндері
Units – Бірліктері

В қосымшасы

Values of R	Units ($V\ P\ T^{-1}\ n^{-1}$)
6.132440(10)	ft lbf K^{-1} g-mol^{-1}
1545.34896(3)	ft lbf R^{-1} lb-mol^{-1}
10.73159(2)	ft^3 psi R^{-1} lb-mol^{-1}
0.7302413(12)	ft^3 atm R^{-1} lb-mol^{-1}
1.31443	ft^3 atm K^{-1} lb-mol^{-1}
998.9701(17)	ft^3 mmHg K^{-1} lb-mol^{-1}
1.986	Btu lb-mol^{-1} R^{-1}

Values – мәндері
Units – Бірліктері

Пайдаланылған әдебиеттер тізімі

Abdel-Aal, H. K. *Surface Petroleum Operations [Жер үстіндегі мұнай-газ операциялары]*. Jeddah, Saudi Arabia: Saudi Publishing House, 1998.

Abdel-Aal, H. K., and R. Schmelzlee. *Petroleum Economics and Engineering, An Introduction [Мұнай экономикасы және газмұнай өндіру технологиясы:Кіріспе]*. New York: Marcel Dekker, 1976.

Abdel-Aal, H. K., and A. A. Shaikh. Desalting of oil using multiple orifice mixers: An empirical correlation for the water of dilution [Түрлі дифрагменді қоспалардың көмегімен мұнайды тұзсыздандыру: Ерітіндідегі судың эмпирлік қатынасы]. Presented at the Third Iranian Congress of Chemical Engineering, 1977.

Abdel-Aal, H. K., and M. A. Shalabi. Noncatalytic partial oxidation of sour natural gas versus catalytic steam reforming of sweet natural gas [жоғары күкіртті мұнайдың аз күкіртті табиғи газдардың каталитикалық бі реформингімен салыстырғанда каталиктік емес ішінара қышқылдануы]. *Industrial & Engineering Chemistry Research* 35 (1996): 1787.

Abdel-Aal, H. K., and M. A. Alsahlawi, eds. *Petroleum Economics and Engineering [Мұнай экономикасы және газ мұнай беру технологиясы]*, 3rd ed. Boca Raton, FL: Taylor & Francis/CRC Press, 2014.

Abdel-Aal, H. K., A. Bakr, and M. A. Al-Sahlawi, eds. *Petroleum Economics and Engineering [Мұнай экономикасы және газ мұнай беру технологиясы]*, 2nd ed. New York: Marcel Dekker, 1992.

Abdel-Aal, H. K., M. Aggour, and M. A. Fahim. *Petroleum and Gas Field Processing [Мұнай газ және газ кен орындарын дайындау]*. New York: Marcel Dekker, 2003.

Al-Ghamdi, A., and S. Kokal. Investigation of causes of tight emulsions in gas oil separation plants [Газ мұнай сепарациялық құрылығыларында жабысқақэмулсия түзілуінің себебін талдау]. SPE Proceedings, Middle East Oil Show, Bahrain, June 9–12, 2003.

Allen, T. O., and A. P. Roberts. *Production Operations [Мұнай өндіру бойыцнша жұмыс]*, vols. 1 and 2. Tulsa, OK: Oil and Gas Consultant International, 1993.

Al-Tahini, A. Crude oil emulsions [Мұнай эмульсиясы]. Co-op Report, Department of Chemical Engineering, KFUPM, Dhahran, Saudi Arabia, 1996.

American Petroleum Institute. *Primer of Oil and Gas Production [Мұнай газ өндіру бойынша басшылық]*. Washington, DC: American Petroleum Institute, 1976.

American Petroleum Institute. Industry sectors [Өнеркәсіп секторлары].

http://www.api.org/aboutoilgas/sectors/, 2007. Retrieved May 12, 2008.

American Petroleum Institute. Robust Summary of Information on Crude oil [Шикі мұнай туралы сенімді қысқа ақпараттар], Case No. 800205-9, 2011.

American Society of Civil Engineers. ASCE Subject Headings: Corrosion, Oil pipe- lines, 2009.

Arnold, K., and M. Stewart. *Surface Production Operations [Мұнай өнімдерін өндіру бойынша жер үсті операциялары]*, vol. 2. Houston, TX: Gulf Publishing, 1988.

Arnold, K., and M. Stewart. *Design of Oil Handling Systems and Facilities [Мұнайды дайындау және тасымалдау үшін жабдықтарды және жүйені жобалау]*, vol. 1. Houston, TX: Gulf Publishing, 1989a.

Arnold, K., and M. Stewart. *Surface Production Operations [Мұнай өнімдерін өндіру бойынша жер үсті операциялары]*, vol. 2. Houston, TX: Gulf Publishing, 1989b.

Arnold, K., and M. Stewart. *Surface Production Operations [Мұнай өнімдерін өндіру бойынша жер үсті операциялары]*, vol. 1. Houston, TX: Gulf Publishing, 1998a.

Arnold, K., and M. Stewart. *Surface Production Operations*: *Design of Oil-Handling Systems and Facilities [Мұнай өнімдерін өндіру бойынша жер үсті операциялары: Мұнайды дайындау және тасымалдау үшін жабдықтарды және жүйені жобалау]*, vol. 1, 2nd ed. Richardson, TX: Gulf Publishing, 1998b.

Basseler, O. U. *De-Emulsification of Enhanced Oil Recovery Produced Fluids [Флюидтер деэмульгация, өндіру қарқындау әдісімен өндірілген флюидтер]*. St. Louis, MO: Tretolite Div., Petrolite Corp., 1983.

Berger, B. D., and K. E. Anderson. *Modern Petroleum: A Basic Primer of the Industry [Заманауи мұнай өнімдері:Мұнай өнеркәсібі ісі бойынша басшылық]*, 2nd ed. Tulsa, OK: Penn Well Books, 1981.

Borchardt, J. K., and T. F. Yen. *Oil-Field Chemistry [Мұнай өнеркәсібі химиясы]*, vol. 396. Washington, DC: American Chemical Society, 1989.

Bourgoyne, A. T., Jr., K. K. Millheim, M. E. Chenevert, and F. S. Young, Jr. *Applied Drilling Engineering [Бұрғылаудың практикалық технологиясы]*, 2nd ed. Society of Petroleum Engineers, 1991.

Bradley, H. B. *Petroleum Engineering Handbook [Мұнай газ ісі бойынша басшылық]*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1987.

Campbell, J. M. *Gas Conditioning and Processing [Газ тазалау және өңдеу]*, vol. 2. Norman, OK: Campbell Petroleum Series, 1976.

Campbell, J. M. *Gas Conditioning and Processing [Газ тазалау және*

өңдеу], vol. 1. Norman, OK: Campbell Petroleum Series, 1978.

Canadian Energy Pipeline Association. http://www.cepa.com/about-pipelines/types

-of-pipelines/liquids-pipelines.

Carios, E., L. Vega, R. Pardo, and J. Ibarra. Experimental study of a poor boy down- hole gas separator under continuous gas-liquid flow [Газ сұйықтық қоспасының тұрақты ағын шартында бұрғылау ерітіндісінің газ ұңғымалық сепараторларын тәжірибелік зерттеу]. Presented at the SPE Artificial Lift Conference-Americas, Cartagena, Columbia, May 21–22, 2013. SPE-165033-MS.

Chilingarian, G. V., and C. M. Beeson. *Surface Operations in Petroleum Production [Мұнай газөнімдерін өндіру бойынша жер үсті операциялары]*. New York: Elsevier Publishing, 1969.

Chilingarian, G. V., J. O. Robertson, Jr., and S. Kumar. *Surface Operations in Petroleum Production [Мұнай өнімдерін өндіру бойынша жер үсті операциялары]*, I. Amsterdam: Elsevier Science, 1987.

Craft, B. C., and M. Hawkins. *Applied Reservoir Engineering [мұнай кен орындарын практикалық дайындау]*, 2nd ed. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1991.

Craft, B. C., W. R. Holden, and E. D. Graves. *Well Design: Drilling and Production [Конструкция скважины: Бұрғылау және пайдалану]*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1962.

Crude Oil Quality Group. Crude oil quality programs: What is involved and why is quality important? http://www.coqa-inc.org/docs/default-source/meeting-presentations/20010927Conoco.pdf, September 27, 2001. Retrieved August 17, 2015.

Crude Oil Quality Group. Crude oil contaminants and adverse chemical components and their effects on refinery operations, Presented at the General Session Houston, TX, May 27, 2004. http://www.coqa-inc.org/docs/default-source/meeting-presentations/components-paper.pdf?sfvrsn=2 Retrieved August 17, 2015.

Devold, H. *Oil and Gas Production Handbook [Руководство по добыче газа и нефти]*. SRH Publisher, 2012.

Doctor, V. H., and H. D. Mustafa. Crude oil cleaning with solvent [Шикі мұнайды ерітінділермен тазалау]. *Hydrocarbon Asia* 1 (2003): 62–64.

Donohue, D. A. T., and R. W. Taylor. *Petroleum Technology [Мұнай өндіру технологиясы]*. Boston: IHRDC, 1986.

Economides, M. J., and L. Kappos. UNESCO—EOLSS sample chapters exergy,

energy system analysis and optimization [ЮНЕСКО жасаған тіршілік-

ті қамтамасыз ету жүйесі энциклопедиясынан таңғдаулы тараулар. Эксергия және энергетика жүйесін талдау және оңтайландыру]—Vol. II, *Petroleum Pipeline Network Optimization [Мұнай құбырлары желісін оңтайландыру]*. Oxford: EOLSS Publishers, 2002.

Energy Intelligence Group. U.S. Energy Information Administration. *International Crude Oil Market Handbook [Халықаралық нарықтағы мұнай шикізаты анықтамалығы]*. 2011. http://eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7110. Retrieved February 2, 2014.

Fahim, M. A., T. A. Alsahhaf, and A. A. Elkilani. *Fundamentals of Petroleum Refining [Основы нефтепереработки]*. Amsterdam: Elsevier, 2010.

Fink, J. *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids [Мұнай және флюидтар өндіру үшін реагенттер бойынша инженер-мұнайшыларға арналған нұсқаулық]*. Waltham, MA: Elsevier, 2012.

Gas Processors Suppliers Association. *Engineering Data Book [Техникалық ақпараттар жинағы]*, 15th ed. Tulsa, OK: Gas Processors Suppliers Association, 1987.

Green, D. W., and G. P. Willhite. *Enhanced Oil Recovery [Мұнай беруді арттыру әдісі]*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1998.

Halliburton. "Water Production and Disposal" in *Coalbed Methane: Principles and Practice [Бұрыштық қойнау метанынан суды іріктеу және жою: принциптер және технологиясы]*, pp. 421–459. http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/H06263_Chap_09.pdf, 2008. Retrieved August 17, 2015.

Hearts, J. R., P. H. Nelson, and F. L. Paillet. *Well Logging for Physical Properties [Ұңғыманың физикалық қасиетін зерттеуге арналған ұңғыма каротажы]*. New York: Wiley, 2000.

Holland, C. D. *Fundamentals of Multicomponent Distillation [Көпкомпонентті дистилляция негіздері]*. New York: McGraw–Hill, 1981.

Inkpen, A., and M. H. Moffett. *The Global Oil & Gas Industry: Management, Strategy and Finance [Әлемдік мұнайгаз өнеркәсібі: басқару, стратегия және қаржы]*. Tulsa, OK: Penn Well Corporation, 2011.

Kidnay, A. J., and W. Parish. *Fundamentals of Natural Gas Processing [Табиғи газды өңдеу негіздері]*. CRC Press, 2006.

Kima, E. A. Oil field chemicals synergy upstream Arab heavy crude handling facilities. SPE 154099, Society of Petroleum Engineering, 2012.

Kister, H. Z. *Distillation Operations [Дистилляция бойынша операциялар]*. New York: McGraw-Hill, 1988.

Kokal, S., and M. Wingrove. Emulsion separation index: From laboratory to field case studies. SPE Proceedings, Annual Technical Conference and

Exhibition, Dallas, October 1–4, 2000.

Lee, W. J. *Well Testing [Ұңғыманы сынау]*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1982.

Linga, H., F. A. Al-Qahtani, and S. N. Al-Qahtani. New mixer optimizes crude desalting plant (SPE 124823). Paper presented at the 2009 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 2009.

Link, P. K. *Basic Petroleum Geology [Негізгі мұнай және газ геологиясы]*, 3rd ed. Tulsa, OK: Oil and Gas Consultant International, 2001.

"List of oil fields," *Wikipedia*, last modified July 19, 2015. https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_oil_fields.

Lunsford, K. M., and J. A. Bullin. Optimization of amine sweetening units. Proceedings of the 1996 AIChE National Meeting, New York, 1996.

Maddox, R. N., J. H. Erbar, and A. Shariat. *PDS Documentation [ГОП құжаттамалары]*. Stillwater, OK: CPC, Inc., 1976.

Manning, F. S., and R. E. Thomson. *Oilfield Processing of Petroleum [Мұнай кен орындарында мұнай өнімдерін өңдеу]*. Tulsa, OK: Penn Well Publishing, 1991.

Manning, F. S., and R. E. Thompson. *Oilfield Processing [Мұнай кен орындарын дайындау], vol. 2: Crude Oil*. Tulsa, OK: Penn Well, 1995.

Masseron, J. *Petroleum Economics [Мұнай экономикасы]*. Paris: Editions Technip, 1990.

McCain, W. D. Jr. *The Properties of Petroleum Fluids [Мұнай негізіндегі сұйықтықтар қасиеттері]*, 2nd ed. Tulsa, OK: Penn Well, 1990.

McKetta, J. J., ed. *Petroleum Processing Handbook [Мұнай өнімдерін қайта өңдеу бойынша нұсқаулық]*. New York: Marcel Dekker, 1992.

Mennon, V. B., and D. T. Wassam. De-emulsification. In *Encyclopedia of Emulsion Technology [Эмульсиялық технологи энциклопедиясы]*, edited by P. Becher. New York: Marcel Dekker, 1984.

Merchant, P., and S. M. Lacy. Water-based demulsifier formulation and its use in dewatering and desalting crude hydrocarbon oils [Су негізіндегі деэмульгаторларды дайындау және оларды сұйық шикі мұнай өнімдерін құрғату және тұзсыздандыру үшін пайдалану], US Patent 455123 gA, 1985.

Merichem Company. *Economic Treatment of Whole Crude Oil (Proprietary and Confidential Information)*. Crude Oil Quality Association, March 1, 2012.

Meyers, R. A., ed. *Handbook of Petroleum Refining Processes [Мұнайды қайта өңдеу бойынша нұсқаулық]*. New York: McGraw-Hill, 1996.

Meyers, R. A. *Handbook of Petroleum Refining Processes [Мұнайды қайта өңдеу бойынша нұсқаулық]*, 3rd ed. New York: McGraw-Hill,

2003.

Moins, G. Stabilization process comparison helps selection. *Oil and Gas Journal* 78 (1980): 163–173.

Najafi, M., and B. Ma, eds. *ICPTT 2009: Advances and Experiences with Pipelines and Trenchless Technology for Water, Sewer, Gas, and Oil Applications [Су, ағынды сулар, газ және мұнай үшін стандартты және шұңқырсыз құбырлар төсеу технологияларын қолданудың басымдылықтары мен тәжірибелері]*. Reston, VA: American Society of Civil Engineers, 2009.

Nalco Chemical Co. *Theories of Emulsion Breaking [Эмульсияны бұзу теориясы]*, vol. 3. Sugarland, TX: Technology Series CTS, 1983.

Nelson, W. L. *Petroleum Refinery Engineering [Мұнай өнімдерін қайта өңдеу бойынша инженерлік-техникалық жұмыстар]*, 4th ed. New York: McGraw-Hill, 1958.

NFPA 30-2008, Basic Requirements for Storage Tanks [Мұнай өнімдерін сақтауға арналған резервуарларға қойылатын негізгі талаптар]. Society of Fire Protection Engineers, New York, 2011.

Perry, R. H., and D. Green. *Perry's Chemical Engineers' Handbook [Инженерлер-химиктерге арналған Перри нұсқаулығы]*, 50th ed. New York: McGraw-Hill, 1984.

Perry, R. H., and D. Green. *Perry's Chemical Engineers' Handbook [Инженерлер-химиктерге арналған Перри нұсқаулығы]*. New York: McGraw- Hill, 1999.

Peters, M., K. Timmerhaus, and R. West. *Plant Design and Economics for Chemical Engineers [Инженер-химиктер үшін технологиялық жабдықтарды дайындау және экономикалық принциптер]*, 4th ed. New York: McGraw-Hill Education, 2003.

PumpScout.com. Pump types guide a comprehensive guide to all industrial pump types. http://www.pumpscout.com/articles-scout-guide/pump-types-guide-aid100.html, n.d. Retrieved August 17, 2015.

Robbins, W. K., and C. S. Hsu. Petroleum, composition. In *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology* [online]. John Wiley & Sons, 2000.

Rudd, D. F., G. J. Powers, and J. J. Sivola. *Process Synthesis [Процесстер синтезі]*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1973.

Schlumberger. Oilfield glossary: Production facilities. http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Disciplines/Production-Facilities.aspx, n.d. Retrieved April 5, 2014.

Sivalls, C. R. *Glycol Dehydration Design Manual [Глигольмен абсорбциялық құрғату нұсқаулығы]*. Odessa, TX: Sivalls Inc., 1976.

Sivalls, C. R. *Oil and Gas Separation Design Manual [Мұнай және газ*

сепарация бойынша нұсқаулық]. Odessa, TX: Sivalls Inc.

Bradley, B. H., Petroleum Engineering Handbook [Мұнай газ ісі бойынша нұсқаулық], SPE, Richardson.

Society of Petroleum Engineers. *Production Facilities [Өндіруді жүргізуге арналған жабдықтар мен құрылғылар]*. SPE Reprint Series No. 25. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1989.

Szilas, A. P. *Production and Transportation of Oil and Gas [Мұнай және газ өндіру және тасымалдау]*. Amsterdam: Elsevier Science, 1975.

Tennyson, R. N., and R. P. Schaff. Guidelines can help choose proper process for gas treating plants. *Oil and Gas Journal* 10 (1977): 78–86.

Thro, M. E., and K. E. Arnold. Water droplet size determination for improved oil treater sizing. SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition, 1994.

Types by transport pipeline by function, Wikipedia, last modified July 31, 2015. https://en.wikipedia.org/wiki/Pipeline_transport.

U.S. Energy Information Administration. *Annual Energy Outlook 2015 with Projections to 2040*. http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2015).pdf, 2015. Retrieved March 1, 2015.

Valle-Riestra, J. R. *Project Evaluation in the Chemical Process Industries [Химиялық өнеркәсіп жобасын бағалау]*, 1st ed. New York: McGraw-Hill, 1983.

Van Vector, S. A. How oil from the north went south. Presentation at the Electrical Policy Research Group, University of Cambridge, March 3, 2008.

Ventura, California, Copyright 1979, American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc.

Vonday, D. Spherical process vessels. *Oil and Gas Journal* 121–122, April 8, 1957.

Wang, X., and M. Economides. *Advanced Natural Gas Engineering [Табиғи газды өндіруді жетілдіру]*. Houston, TX: Gulf Publishing Company, 2009.

Whinery, K. F., and J. M. Campbell. A method for determining optimum second stage pressure in 3-stage separation. *Journal of Petroleum Technology* 4 (1958): 53–54.

Wolf, Jr., J. R., T. C. McLean. Husky Oil Company. Oilfield Engineering and Consulting, Inc. SPE California Regional Meeting April 18–20, 1979.

Yang, Z., H. Qu, and C. Liu. Corrosion analysis of gathering pipeline in oil field. In *ICPTT 2009: Advances and Experiences with Pipelines and Trenchless Technology for Water, Sewer, Gas, and Oil Applications [Су, ағынды сулар, газ және мұнай үшін стандартты және шұңқырсыз құбырлар төсеу технологияларын қолданудың басымдылықтары мен*

тәжірибелері], edited by M. Najafi and B. Ma, 1552–1560. Reston, VA: American Society of Civil Engineers, 2009.

Yocum, B. T. Mathematical models for design and optimization. Proceedings of the Second AIME Regional Technical Symposium, Dhahran, Saudi Arabia, March 1969.