РЕДАКЦІЯ «ГІРНИЧОЇ ЕНЦИКЛОПЕДІЇ»

В. М. ОРЛОВСЬКИЙ, В. С. БІЛЕЦЬКИЙ, В. І. СІРЕНКО

ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ

Навчальний посібник для студентів спеціальності 185
«Нафтогазова інженерія та технології»

Львів – Полтава – 2023

УДК 622.276

Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І.
Технологія видобування газу і газового конденсату: навчальний посібник. Редакція «Гірничої енциклопедії», Полтава: НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 359 с.

ISBN 978 – 966 – 418 – 412 – 7

У навчальному посібнику викладено комплекс питань із технології видобування газу і газового конденсату, які передбачені програмою курсу «Технологія видобування газу і газового конденсату», що вивчається студентами спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології», нафтогазових інститутів і факультетів.

Навчальний посібник також може бути корисним інженерно-технічним працівникам нафтогазовидобувних підприємств галузі.

Рецензенти:

В.П.Коболев, доктор геологічних наук, професор. Член-кореспондент НАН України, головний науковий співробітник, Інститут геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України;
О. Г. Лазаренко – кандидат технічних наук, заст. тех. дир. з буріння група компаній ГЕО АЛЬЯНС;
М. Я. Бучинський – кандидат технічних наук, головний інженер ТОВ «Експертнафтогаз».

ISBN 978 – 966 – 418 – 412 – 7

© Редакція «Гірничої енциклопедії», НТП «Бурова техніка», 2023
© Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І., 2023
© «Новий Світ-2000, ФОП Піча С.В., 2023

ЗМІСТ

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ…….…….. 7

ВСТУП ……... 9

1. РОЗВИТОК ГАЗОВИДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ …….. 12
1.1. Основні газовмісні геологічні структури ……... 12
1.2. Ресурси і запаси природного газу …… ……..… 17
1.3. Використання природного газу у давньому світі ……..…... 27
1.4. Газова промисловість світу ……..... 29
1.5. Газова промисловість України ……..... 35

2. СКЛАД І ГЕОЛОГО-ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НАФТИ І ГАЗУ. ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ЗАЛЯГАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ ……..... 40
2.1. Склад і фізико-хімічні властивості порід-колекторів ……..… 40
2.2. Молекулярно-поверхневі властивості системи “нафта–газ–вода–порода” ……... 44
2.3. Джерела пластової енергії. Сили, що діють у покладі ……..… 46
2.4 Гірничо-геологічні умови залягання нафти і газу …….. 46

3. СКЛАД І ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ ……..... 52
3.1. Склад і фізико-хімічні властивості природних вуглеводневих газів ……...… 52
3.2. Газові закони ……..… 57
3.3. Склад і фізико-хімічні властивості газоконденсатів ……. 61
3.4. Кристалогідрати природних газів ……..…. 65
3.5. Небезпечні властивості природного газу ……...… 66

4. КОНСТРУКЦІЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ……. 69
4.1. Особливості конструкції газових свердловин ……... 69
4.2. Конструкція вибою свердловин ……..…… 72
4.3. Вторинне розкриття пластів ……...…. 73

5. ОБЛАДНАННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН …….. 80
5.1. Обладнання стовбура газових свердловин ……..... 80
5.2. Наземне обладнання газових свердловин ……..… 85

6. ВИКЛИК ПРИПЛИВУ І ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН ….….. 89

6.1. Умова виклику припливу із пласта ……. 90
6.2. Методи і способи виклику припливу і освоєння свердловин .. 92

7. ФІЛЬТРАЦІЯ ГАЗІВ І РІДИН У ПОРОДАХ-КОЛЕКТОРАХ ... 100
7.1. Приплив газу і газоконденсатної суміші до свердловини ..… 100
7.2. Гідродинамічна недосконалість свердловин ……..….. 106

8. ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ……. 111
8.1. Загальні положення ……... 111
8.2 Підготовка свердловини до газогідродинамічних досліджень 114
8.3 Гідродинамічні дослідження газових свердловин на стаціонарному режимі ……...… 117
8.4 Обробка результатів досліджень газової свердловини на стаціонарних режимах …….. 125
8.5. Нестаціонарні методи дослідження свердловин ……..… 126
8.6. Технологія зняття кривих відновлення тиску …….. 129
8.7. Вплив різних чинників на форму КВТ ……..... 130

9. ГАЗОКОНДЕНСАТНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН …... 137
9.1. Загальні положення ……... 137
9.2. Обладнання для промислового дослідження свердловин на газоконденсатність ……... 139
9.3. Дослідження газоконденсатних характеристик при одноступінчастій сепарації природного газу …….. 147
9.4. Дослідження газоконденсатних характеристик при двоступінчастій сепарації ……..… 151
9.5. Визначення складу пластового газу та сирого конденсату … 153
9.6. Оцінка потенційного вмісту та характеристика конденсату у пластовому газі …….. 158
9.7. Спеціальні дослідження газових і газоконденсатних свердловин ……..… 159

10. ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ ……..… 164
10.1. Обґрунтування технологічних режимів роботи газової свердловини для випадків постійних депресії, тиску, дебіту та швидкості фільтрації ……..... 164
10.2. Пожежі та фонтани на нафтових і газових свердловинах ….172
10.3. Ліквідація свердловин ……..… 175

11. УСКЛАДНЕННЯ ПРИ ВИДОБУВАННІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ ТА БОРОТЬБА З НИМИ 178
11.1. Винесення піску у свердловинах і методи боротьби з ними .178
11.2. Відкладення солей і методи боротьби з ними 180
11.3. Гідратоутворення та боротьба з гідратами при видобутку свердловинної продукції 181
11.4. Корозія газовопромислового обладнання 185

12. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ЗА УМОВ РУЙНУВАННЯ КОЛЕКТОРА 192
12.1. Загальні положення щодо режиму роботи свердловини при руйнуванні привибійної зони пласта. Стійкість гірських порід 192
12.2. Вплив піщаного корка на технологічний режим роботи газової свердловини 200
12.3. Засоби та методи боротьби з піскопроявами свердловин 207

13. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РЕЖИМ РОБОТИ СВЕРДЛОВИНИ В УМОВАХ ОБВОДНЕННЯ ПІДОШОВНОЮ ТА КРАЙОВОЮ ВОДОЮ 218
13.1. Технологічний режим роботи свердловини в умовах обводнення підошовною та крайовою водою 218
13.2. Основні заходи щодо запобігання та ліквідації обводнення газових свердловин 228
13.3. Класифікація методів відновлення продуктивності обводнюваних свердловин 230

14. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РЕЖИМ РОБОТИ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ІЗ АГРЕСИВНИМИ КОМПОНЕНТАМИ 232
14.1. Вплив агресивних компонентів на корозію нафтогазопромислового обладнання.....232
14.2. Розрахунок технологічного режиму експлуатації газових свердловин із агресивними компонентами 236
14.3. Боротьба з корозією нафтогазовопромислового обладнання 239

15. МЕТОДИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ..... 243
15.1. Гідравлічний розрив пласта 245
15.2. Соляно-кислотна обробка газових свердловин 251
15.3. Гідропіскоструминна перфорація 259
15.4. Перфорація у газовому середовищі 263

15.5. Інтенсифікація видобутку газу за допомогою вибухових речовин ……..…. 264
15.6. Інтенсифікація припливу газу і конденсату акустичною дією на привибійну зону пласта ……... 267
15.7 Підвищення конденсатовіддачі пласта при нагнітанні газоподібних агентів ……. 272

16. ПІДЗЕМНИЙ РЕМОНТ ГАЗОВИХ І ГАЗО-КОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ……..…. 277
16.1. Поточний і капітальний ремонт свердловин …….. 277
16.2. Обладнання для ремонту свердловин і проведення промислових технологічних робіт ……..….. 285

17. ЗБІР І ПІДГОТОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ ……..…. 293
17.1. Схеми збору газу і конденсату на промислі ……..……..... 293
17.2. Розрахунок газозбиральних мереж …….……...…. 296
17.3. Промислова підготовка природного газу …….…… 297

18. НЕТРАДИЦІЙНИЙ ГАЗ ……..…. 304
18.1. Сланцевий газ 304
18.2. Метан вугільних родовищ 311
18.3. Газогідрати 317

19. ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ……...…. 327
19.1. Трубопровідний транспорт ……..…. 327
19.2. Газосховища …….…. 333
19.3. Транспортування зрідженого газу (LNG) ……...…. 338
19.4. Транспортування стисненого газу (CNG) …….. 342

КОРОТКИЙ ТЕРМІНОЛОГІЧНИЙ СЛОВНИК ……..…. 350

УКРАЇНСЬКО-АНГЛІЙСЬКИЙ СЛОВНИК НАФТОГАЗОВИХ ТЕРМІНІВ ……..…. 354

ЛІТЕРАТУРА ……..…. 356

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

АВ – акустичний вплив

АВПТ – аномально високий пластовий тиск

АГНКС – автомобільна газонаповнювальна компресорна станція

АРП – аварійно-ремонтний пункт

БНКТ – безмуфтова НКТ

БТ – бурильна труба

ВГ – вуглеводневий газ

ВСУ – велика сепараційна установка

ВР – вибухова речовина

ГВК – газоводяний контакт

ГВТ – генератор водяного тиску

ГГП – газогідратний поклад

ГГР – газогідратне родовище

ГДМ – газогідродинамічні методи дослідження свердловин

ГЗП – груповий газозбірний пункт

ГКП – газоконденсатний поклад

ГКР – газоконденсатне родовище

ГНВП – газонафтоводопрояв

ГНК – газонафтовий контакт

ГП – газозбірний пункт

ГПП – гідропіскоструминна перфорація

ГРП – гідравлічний розрив пласта

ГС – газова свердловина

ГС – головні споруди магістрального газопроводу

ГТС – газотранспортна система

ДДз – Дніпровсько-Донецька западина

ДКС – дотискна компресорна станція

ЗВГ – зріджений вуглеводневий газ

ЗГ – зріджений газ

ЗПГ (СПГ) – зріджений (скраплений) природний газ

ЗСУ – замірна сепараційна установка

ІК – індикаторна крива

КВК – коефіцієнт вилучення конденсату

КВТ – крива наростання (відновлення) вибійного тиску

КГТ – колона гнучких труб

КМЦ – карбоксиметилцелюлоза

КПГ – контейнерне перевезення газу

КС – компресорна станція

КСТ – крива стабілізації тиску

МГ – магістральний газопровід

МГРП – масований гідророзрив пласта

МСУ – малогабаритна термостатована сепараційна установка

НГБ – нафтогазоносний басейн

НКТ – насосно-компресорна труба

НТС – установка низькотемпературної сепарації

ПАР – поверхнево активна речовина

ПГЗП – промисловий газозбірний пункт

ПГР – промислово-геофізичні роботи

ПГС – підземне газове сховище

ПЗП – привибійна зона пласта (порід)

ПЛЛА – план локалізації і ліквідації аварії та її наслідків

ПСС – свердловина із похило-скерованим стовбуром

ПФО – початковий (додатковий) фільтраційний опір

СГС – свердловина із горизонтальним стовбуром

СКО – солянокислотна обробка

УКПГ – установка комплексної підготовки газу

УППГ – установка попередньої підготовки газу

ШФЛВ – широкі фракції легких вуглеводнів

ВСТУП

Розвиток промислового виробництва у сучасному світі практично неможливий без застосування природного газу і нафти та продуктів їх переробки.

Природний газ і нафта є високоефективними енергоносіями, основними у виробничих процесах і комунальному господарстві. Вуглеводні забезпечують близько половини всієї енергії, яка сьогодні споживається в Україні.

Джерелами газу і газоконденсату є родовища, приурочені до традиційних колекторів (газові, газонафтові, газоконденсатні), попутний газ нафтогазових родовищ, а також скупчення газу у щільних сланцевих породах, метан вугільних родовищ та поклади газу в вигляді газогідратів.

Видобування природного газу і нафти здійснюють шляхом розробки родовищ вуглеводневої сировини. Для успішної діяльності в галузі видобування природного газу і газового конденсату майбутнім інженерам-видобувникам необхідні глибокі теоретичні знання і практичний досвід, які студенти отримують, зокрема, у процесі вивчення дисципліни «Технологія видобування газу і газового конденсату».

Природний газ і нафта та продукти їх переробки істотно впливають на економіку країни, на підвищення матеріального добробуту людей. Тому розвитку газової і нафтової промисловості в Україні, як і в інших нафтогазовидобувних державах світу, приділяється велика увага. Свідченням тому є історія розвитку газової і нафтової промисловості в Україні, яка нараховує більше 100 років, а також значні асигнування, які вкладає держава і приватні компанії у пошуки і розвідку вуглеводневої сировини.

На початку XX століття у Прикарпатті почали застосовувати попутний нафтовий газ у промислових обсягах.

Перший в Україні газопровід Борислав-Дрогобич був збудований у 1912 році.

Початок масштабного видобутку та використання природного газу на теренах України пов’язаний із відкриттям у 1920 році Дашавського газового родовища, яке почали експлуатувати з 1924 року.

Сьогодні провідне місце за видобутком природного газу і нафти посідає Східний нафтогазоносний регіон України. Основні родовища природного газу і нафти знаходяться у Харківській, Полтавській, Чернігівській, Сумській і Дніпропетровській областях.

Найбільше газове родовище – Шебелинське (80 % усіх запасів природного газу в Україні), на другому місці за запасами газу Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище, яке експлуатується з 1970 року (початкові видобувні запаси категорій А+В+С1: газу – 335100 млн. м³; конденсату – 13289 тис. т.), за ним йде Єфремівське газоконденсатне родовище, яке експлуатується з 1967 року (початкові видобувні запаси категорій А+В+С1: газу – 109970 млн. м³; конденсату – 2595 тис. т.).

У Прикарпатській нафтогазоносній провінції працюють нафтогазовидобувні управління у Бориславі і Долині. Поклади газу зосереджені у верхньоюрських, верхньокрейдових і міоценових відкладах.

У Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній області станом на 2014 рік експлуатувалося 17 газових родовищ. Промислові газові, газоконденсатні та нафтові поклади розташовані в палеогенових і нижньокрейдових гірських породах на глибині від 100 м до – 4 500 м. У підводних надрах Чорного моря родовища газу знаходяться на глибині 300 – 750 м. Найбільші газові родовища – Штормове, Фонтанівське, Голіцинське. Переважна більшість вуглеводневих родовищ пов'язана з зонами глибинних розломів.

Україна має газопереробні заводи: Бориславський, Глинсько-Розбишівський, Гнідинцівський, Долинський, Качанівський, Шебелинський, Яблунівський.

У 1950–1970-х роках в Україні видобуток природного газу і нафти поступово зростав. Найбільшого рівня видобутку нафти разом із газовим конденсатом досягнуто у 1972 році – 14,4 млн т, а природного газу у 1975 році – 68,7 млрд м^3.

Починаючи з другої половини 1970-х років видобуток нафти і природного газу в Україні стабільно скорочувався у зв’язку з виснаженням старих родовищ, які інтенсивно експлуатувалися під час перебування України у складі СРСР. У 2013 році нафти і газового конденсату було видобуто лише 2,97 млн т, а природного газу – 19,34 млрд м^3.

Через значне падіння видобутку нафти і газу в Україні утворився дефіцит енергоносіїв. Тому на державному рівні здійснювалися заходи із упровадження ефективних способів збільшення обсягів видобутку нафти та природного газу.

Станом на 01.01.2021 в Україні було 467 об’єктів обліку (родовища природного газу та перспективні газові площі). Більшість із них є комплексними: 65 нафтових, 111 газових, 18 нафтогазових і

газонафтових, 155 газоконденсатних, 115 нафтогазоконденсатних, 3 газоконденсатнонафтових, у промисловій розробці знаходиться 285 родовищ із балансовими (видобувними) запасами природного газу 618 719 млн $м^3$. Підготовлені до промислового освоєння 22 об'єкти з балансовими (видобувними) запасами газу 26 143 млн $м^3$.

На території України є три нафтогазоносні регіони: Західний (охоплює Волино-Подільську газонафтоносну провінцію, Передкарпатську нафтогазоносну провінцію, Карпатську складчасту нафтоносну область, Закарпатську газоносну область), Східний (ДДз) і Південний (Південно-Кримська нафтогазоносна провінція).

У 2014 році видобуток нафти і газового конденсату продовжував падати, їх було видобуто 2,72 млн т, а видобуток природного газу вдалося стабілізувати і навіть дещо збільшити до 19,8 млрд $м^3$.

У 2019 році в Україні видобуто 2,4 млн т нафти і газоконденсату та 20,6 млрд $м^3$ природного газу.

У 2020 році в Україні видобуто 2,4 млн т нафти і газоконденсату та 20,2 млрд $м^3$ природного газу.

У 2021 році видобуток газу знизився до 19,8 млрд. $м^3$.

Автори розглядають пропонований навчальний посібник «Технологія видобування газу і газового конденсату» як один із основних для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (спеціалізація «Видобування нафти і газу») нафтогазових інститутів та факультетів, і будуть вдячні читачам за зауваження і поради, які будуть враховані при підготовці наступних видань навчального посібника. Автори вдячні за тривалу багаторічну співпрацю з провідними вітчизняними фахівцями в нафтогазовій інженерії, що сприяло появі цього посібника.

1. РОЗВИТОК ГАЗОВИДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ

1.1. Основні газовмісні геологічні структури

Серед чисто газовмісних і газоконденсатовмісних структур виділяють:

– газовий поклад;
– газове родовище;
– газоконденсатний поклад (ГКП);
– газоконденсатне родовище (ГКР);
– газогідратний поклад (ГГП);
– газогідратне родовище (ГГР);
– газові гнізда.

Газовий поклад – природне скупчення природного газу у пастці, утвореній пластом-колектором і бар'єром із непроникних порід.

Газовий поклад приурочений до пористих тріщинуватих кавернозних гірських порід (пісковиків, алевролітів, вапняків тощо). Газові поклади класифікують за:

– складом газу;
– режимом розробки;
– умовами залягання.

За останньою ознакою газові поклади поділяють на:

– пластові;
– склепінчасті;
– екрановані (літологічно, стратиграфічно, тектонічно);
– масивні;
– літологічно обмежені.

Найпоширеніші пластові і масивні поклади.

Основні параметри газового покладу: пластовий тиск, висотне розміщення газоводяного контакту (ГВК), внутрішніх і зовнішніх контурів газоносності, поверх газоносності (загальна газонасичена товща). Крім загальної газонасиченої товщі виділяють ефективну газонасичену товщу, яка визначається виключенням із першої непродуктивних прошарків (наприклад, глинистих).

Розміри газового покладу – від десятків тисяч до трильйонів $м^3$ газу.

Газове родовище, родовище природного газу це сукупність газових покладів, приурочених до загальної ділянки поверхні, підпорядкованих єдиній тектонічній структурі і контрольованих одним структурним елементом. Усього в світі відомо більше 10 тисяч газових родовищ. За геологічним віком газоносність осадових порід

розподіляється наступним чином: у палеозойських відкладах – 23,5 %; у мезозойських – 65,5 % і у кайнозойських – 11,0 %. З піщаними колекторами пов'язано 76,3 % запасів, із карбонатними – 23,7 %. Глинистими покришками контролюється 65,7 % запасів газу, соленосними – 34,3 %. Переважна більшість запасів газу зосереджена у пастках структурного типу. Газові родовища є одно- і багатопластові (або багатопокладові й однопокладові).

У розрізі багатопластового газового родовища на одній площі є кілька газових покладів, розміщених один під одним на різній глибині. Деякі газові поклади мають самостійний ГВК. Колектори можуть бути різної ґенези – кавернозними, міжґранулярними або тріщинними.

Переважна більшість газових родовищ розташовані в зонах газонакопичення – склепінчастих підняттях, внутрішньоплатформових западинах, міжгірських западинах, передгірських прогинах і западинах.

Зазвичай рівні річного відбору газу з родовищ сягають (2 – 4) % від видобувних запасів, по окремих родовищах-регуляторах – 10 %, а в деяких випадках і більше.

Із практики експлуатації родовищ випливає, що у режимі природного виснаження кінцевий коефіцієнт газовилучення сягає (85 – 95) %, тоді як кінцевий коефіцієнт конденсатовилучення – (30 – 60) %, а за сприятливих умов – до 75 %.

Основні чинники, які впливають на коефіцієнт газовилучення і режим експлуатації родовища: середньозважений за об'ємом порового простору пласта тиск; площова і за розрізом пласта неоднорідність літологічного складу та фаціальна мінливість порід пласта; тип родовища (пластове, масивне); темп відбирання газу; охоплення пласта витісненням (при природному або примусовому впливі на пласт); розміщення свердловин на структурі і площі газоносності; стан розкриття пласта свердловиною і конструкція свердловини; види робіт із інтенсифікації роботи свердловини.

Найбільшим родовищем природного газу є газове родовище Південний Парс/Асалоуее, яке розділяється між Іраном і Катаром, другим є Уренгойське газове родовище, а третє – Ямбурзьке газове родовище (Російська Федерація, далі – РФ).

Газоконденсатний поклад (ГКП) – індивідуальне скупчення в надрах у пароподібному стані бензино-гасових вуглеводнів та їх аналогів, які у разі ізотермічного зниження пластового тиску випадають у вигляді газового конденсату.

Газоконденсатні поклади – це поклади з умістом конденсату не нижче (5 – 10) г/м^3, які можуть бути приурочені до будь-яких пасток і

колекторів. За джерелом рідких вуглеводнів виділяють первинні ГКП (утворені на глибинах понад 3,5 тис. м) і вторинні, що формуються шляхом випаровування частини нафтової суміші.

За термобаричним станом розрізняють *насичені* і *ненасичені* газоконденсатні поклади.

Утворення газоконденсатних покладів пов'язане з ретроградними явищами (зворотним випаровуванням і зворотною конденсацією), які ґрунтуються на здатності рідких вуглеводнів за певних термобаричних умов розчинятися у стиснених газах і конденсуватися з останніх зі зниженням тиску. Газоконденсатні поклади характеризуються вмістом стабільного конденсату, тиском максимальної конденсації за різних температур і тиском початку конденсації, складом пластового газу і конденсату, потенційним вмістом рідких вуглеводнів ($C_5H_{12+вищі}$) тощо.

Зазвичай визначають вихід конденсату у г/м³ – об'єм рідкої фази, яка виділяється з 1 $м^3$ газу за певного тиску і температури в промислових умовах (так званий *сирий конденсат*). Вміст конденсату для ГКП коливається від (5 – 10) до (500 – 1 000) г/$м^3$ природного газу родовища.

Газоконденсатне родовище (ГКР) – один або кілька газоконденсатних покладів, приурочених до єдиної пастки. Може містити і нафтові поклади, причому останні є самостійними скупченнями або великими облямівками промислового значення.

ГКР виявлені в межах нафтогазоносних басейнів платформного типу та складчастих областей і характеризуються вмістом газового конденсату, тиском максимальної конденсації, тиском початку конденсації, складом пластового газу. Для газоконденсатних родовищ тиск максимальної конденсації від 5 до 7(10) МПа, основний компонент газів більшості ГКР – метан, іноді – вуглекислий газ. У конденсатах багатопластових газоконденсатних родовищ у нижніх пластах вміст метанових фракцій менший, а ароматичних вуглеводнів – більший. Переважна більшість ГКР – змішані (газово-конденсатні). Через складні фазові переходи під час зниження пластового тиску експлуатацію ГКР проводять із підтриманням або без підтримання пластового тиску. Можливі кілька варіантів:

– відбирання в початковий період експлуатації тільки нафти (у цьому випадку надовго консервується газова частина родовища);

– відбирання переважно газу (при цьому має місце втрата нафти внаслідок розгазування і розмазування її по порах, раніше зайнятих газом);

– одночасне відбирання нафти і газу тощо.

Найраціональніший спосіб розробки газоконденсатних родовищ – одночасне відбирання всіх корисних копалин із застосуванням сайклінг-процесу або заводнення.

Найвідоміші газоконденсатні родовища – Гронінген (Нідерланди), Панхандл – Хьюготон (США), Альрар, Гурд-Нус, Хасі-Рмель (Алжир), Уренгойське, Оренбурзьке, Новопортівське, Російський Хутір, Окаремське, Уртабулакське (РФ), Пазенан (Іран), Таглу (Канада) та ін.

В Україні понад 100 газоконденсатних родовищ. Розвідано і оцінено запаси більше 4 трильйонів $м^3$ природного газу з урахуванням шельфу Чорного і Азовського морів, а також газовмісних вугілля і сланців.

Газогідратний поклад (ГГП) – поодиноке скупчення в осадовому чохлі земної кори гідратів вуглеводневих газів. Газогідратний поклад у природному заляганні є тілом пласта, яке складається з двох фаз – твердої – скелета породи, що вміщує і газовий гідрат у вигляді льоду, який заповнює поровий простір. У процесі розкладання газового гідрату в системі з'являється газова фаза вільного газу і звільнена вода.

Загальна характеристика газогідратів

Газові гідрати характеризуються дуже низькою рухливістю навіть за активної міграції пластових вод. Знизу газогідратний поклад контактує з підошовною водою, газоконденсатним або нафтовим покладом, зверху – з газовим покладом, газонепроникними пластами, а в акваторії океану – з водою.

Інтенсивність формування або руйнування газогідратних покладів визначається швидкістю зміни термодинамічних умов у розрізі осадових порід, наявністю вільних вуглеводнів у зоні фазових переходів, газонасиченістю пластових вод, які контактують із зоною фазових переходів і швидкістю їх міграції.

В акваторії Світового океану газогідратні поклади формуються в природній частині осадового чохла з газів, які ґенеруються безпосередньо в зоні гідратоутворення, а також із газів, які мігрують у цю зону із нижніх пластів і пластових вод, що контактують із зоною гідратоутворення.

Газогідратні поклади характеризуються відносно невеликою товщиною (до 100 – 400 м) і значною поширеністю за площею (близько 320 млн $км^2$). У екваторіальній зоні виявлені на глибині (400 – 600) м, в арктичних морях – починаючи з глибини (100 – 250) м.

Газогідратні поклади на материках приурочені до охолоджених зон земної кори, формуються, зазвичай, із покладів вільного газу при зміні їх термодинамічних параметрів, характеризуються відносною локалізацією і великою товщиною, яка відповідає товщині зони гідратоутворення (700 – 1 500) м.

Нижче газогідратних покладів можуть бути нафтові або газові поклади. Загальна площа суші, перспективна для формування газогідратних покладів, близько 40 млн км². Ресурси газу в газогідратних покладах на материках сягають близько 105 трлн м³, в акваторії Світового океану 2 107 трлн м³. Сукупність газогідратних покладів – це газогідратне родовище.

Пошуки і розвідку газогідратних покладів на суші проводять стандартними промислово-геофізичними методами, на морі – сейсмоакустичними (частоти від 0,1 до 10 кГц) і геохімічними методами. Розробку газогідратних покладів здійснюють через свердловини газом, переведеним у вільний стан термобаричними впливами, наприклад, підвищенням температури вище рівноважної, введенням каталізаторів розкладання гідратів, а також електричними, акустичними, термохімічними та іншими методами впливу на пласт.

Типи відкладів газогідратів (за Е. Максимовою, «Дніпровська політехніка», м. Дніпро):

I – масивні поклади газових гідратів, зцементованих піщано-мулистими і глинистими мулами;

II – жильні структури, що містять гідрати у тріщинах;

III – лінзово-шаруватий поклад;

IV – порфироподібний поклад;

V – брекчієва структура;

VI – газовий гідрат залягає суцільним масивом, як самостійний породотвірний мінерал.

Пласти із газовими гідратами, залежно від глибини і положення дна океану, складені теригенними і карбонатними гірськими породами, зцементовані алевроліти глинистим матеріалом. Поровий простір є складною системою сполучених порожнин із окремими наскрізними або тупиковими поровими каналами.

Газогідратне родовище (ГГР) – сукупність газогідратних покладів вуглеводневих газів, які перебувають частково або повністю у гідратному стані. Газогідратні родовища є в США (Аляска) – Барроу, Томпсон, Прадхо-Бей та ін., у Російській Федерації – Месояхське, Мархинське, Середньовілюйське, Намське та ін. (понад 30 газогідратних родовищ), у Канаді – Кеналуак, Нерлерк, Коакоак, Мелік та ін. (близько 10 газогідратних родовищ).

Метан вугільних родовищ – попутна корисна копалина, яка міститься у вугільних пластах і вмісних породах родовищ *викопного вугілля.*

Газові гнізда (газові кишені, каверни) – скупчення газу у дуже тріщинуватих частинах вугільного пласта, у місцях перем'ятого або перетертого внаслідок тектонічних процесів вугілля.

1.2. Ресурси і запаси природного газу

Більшість розвіданих запасів природного газу (понад 90 %, без газогідратів) розташована у газових або газоконденсатних родовищах. Розвідані запаси газу у світі – понад 187 трлн $м^3$. Із надр видобуто близько 60 трлн $м^3$ при щорічному видобутку понад 2 трлн $м^3$ газу. Розвідані запаси газу (у млрд т умовного палива): світові – 180; європейські – 70; українські – 1,5. За прогнозами, вичерпання планетарних запасів природного газу слід очікувати у 2050 – 2070 роках[1].

Початкові ресурси природного горючого газу світу, за різними оцінками, сягають (327 – 546) трлн $м^3$. Загалом оцінки світових ресурсів газу зростають. Так, Геологічна служба США визначала початкові ресурси природного газу у світі на 01.01.1985 у 263 трлн $м^3$ (зокрема прогнозні ресурси – 119 трлн $м^3$), на 01.01.1990 – у 297 трлн $м^3$ (125 трлн $м^3$), на 01.01.1993 – у 327 трлн $м^3$ (132 трлн $м^3$). До 1998 року з надр видобуто (накопичений видобуток) близько 57,7 трлн $м^3$ газу.

У 2018 році, за даними американських інституцій, доведені запаси природного газу по країнах зафіксовані на такому рівні: 24,2 % – РФ[2]; 17,1 % – Іран; 12,2 % – Катар; 4,4 % – США; 4,4 % – Саудівська Аравія; 3,8 % – Туркменістан; 3,1 % – ОАЕ; 2,9 % – Венесуела; 2,8 % – Нігерія; 2,8 % – Китай; 22,4 % – інші країни.

За даними British Petroleum станом на 2013 рік картина дещо інша: перевіреними ресурсами (в $км^3$) є світові 187 300, Іран 33 600, Росія 32 900, Катар 25 100, Туркменістан 17 500 і США 8500[3]. За

[1] На основі гіпотези біогенного походження природного газу та «піку газу». За іншою гіпотезою – абіогенного походження нафти і природного газу, їх запаси практично невичерпні, так як детермінуються еманаціями летких компонентів із верхньої мантії Землі у земну кору і їх конденсацією у пастках.

[2] За даними BP Statistical Review of World Energy June 2013 на першому місці Іран, а РФ на другому місці. http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf

[3] BP Statistical Review of World Energy June 2013

прогнозами, близько 900 000 км³ "нетрадиційного" газу, такого як сланцевий газ[4].

Запаси природного газу станом на початок XXI ст. розвідані в 102 країнах. Близько половини всіх доведених запасів природного газу припадає на країни, що розвиваються, 40 % – на країни з плановою і перехідною економікою і лише 8 % – на індустріально розвинені країни. У країнах-членах ОПЕК концентрується 41 % запасів.

Доведені світові запаси газу сягали 187 трлн м^3. Ресурсне забезпечення видобутку – 52, 8 років.

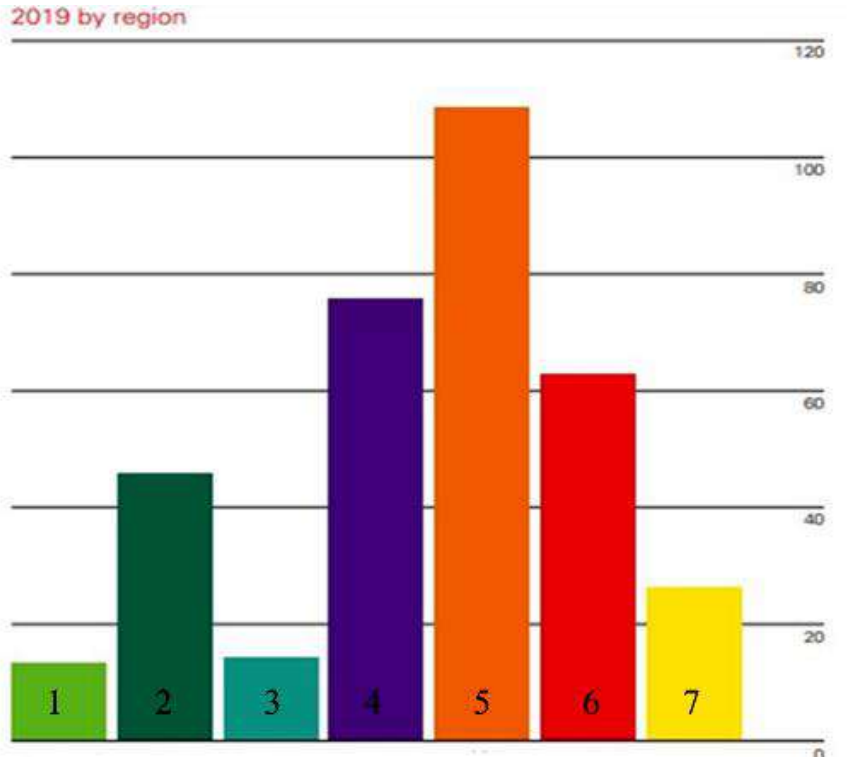


Рисунок 1.1 – Порівняння відношення запасів газу до його видобутку (Reserves-to-production, R/P) по регіонах (Full report – BP Statistical Review of World Energy 2020 https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf)

1 – Північна Америка; 2 – Південна і Центральна Америка; 3 – Європа; 4 – Просрадянські країни; 5 – Середній Схід; 6 – Африка; 7 – Азія та Океанія

На межі XX – XXI ст. розвіданість ресурсів гідратів метану була ще досить фрагментарною, проте початок XXI ст. привів до

[4] Wonderfuel: Welcome to the age of unconventional gas https://www.newscientist.com/article/mg20627641-100-wonderfuel-welcome-to-the-age-of-unconventional-gas/#ixzz6PLFThM5f

системніших і ширших геологічних досліджень морського дна, що виявило значний потенціал газогідратних ресурсів. Світові запаси морських гідратів переважно приурочені до донних і піддонних покладів невеликої глибини залягання, оскільки вони характерні для материкових і острівних схилів до підніжжя і глибин внутрішніх і окраїнних морів. Загальні запаси метану газогідратів на порядок перевищують відомі запаси конвенційних (звичайних) родовищ природного газу й у перспективі є найпотужнішим джерелом мінеральних енергоресурсів. Наразі лише частина цих родовищ, зосереджених уздовж берегової смуги материків, може розглядатися як потенційно-промислові.

Таким чином, оцінки як загальних, так і регіональних ресурсів і запасів природного газу різних аналітичних центрів різняться. Найавторитетнішими при цьому є оцінки ОПЕК[5] і BP[6]: станом на 2019 р. доведених запасів природного газу у світі за оцінкою ОПЕК – 206 205 млрд м³, за оцінкою BP – 198 800 млрд м³.

За регіонами і країнами

У **РФ** доведені запаси газу розподіляються по економічних районах так: на райони європейської частини країни: припадає 4,9 трлн $м^3$ (зокрема на Поволзький – 5,9 %, Уральський – 2,3 %, Північний – 1,5 %, Північно-Кавказький – 0,6 %), Західного Сибіру – 36,8 трлн $м^3$ (77,5 %), Східного Сибіру – 1,0 трлн $м^3$, Далекого Сходу – 1,1 трлн $м^3$, шельфу – 3,7 трлн $м^3$. Найбільшими газовими родовищами є Уренгойське і Ямбурзьке. На півострові Ямал на 25-ти родовищах розвідано 10,4 трлн $м^3$ запасів. У акваторії Баренцового моря запаси газу понад 3 трлн $м^3$.

У **Туркменістані** значна частина запасів приурочена до газових родовищ Даулетабад (доведені запаси на 1997 рік – 707 млрд $м^3$) і Яшлар (764,1 млрд $м^3$). За даними Міністерства нафти та газу Туркменістану запаси газу в країні на 2000 рік становили 45,44 млрд т у нафтовому еквіваленті. Частка у світі за ресурсами природного газу – 1,9 %.

Близький і Середній Схід. Приблизно третя частина доведених світових запасів газу зосереджена у країнах Близького та Середнього Сходу (Іран, Катар, ОАЕ, Саудівська Аравія), що належать до нафтогазоносного басейну Перської затоки. У басейні відкрито близько 90 газових (зокрема 11 морських) родовищ. Основна частина запасів газу

[5] OPEC Annual Statistical Bulletin 2020 https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/6045.htm

[6] Statistical Review of World Energy 2020 https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf

приурочена до відкладів пермі та кайнозою. Значна частина нафтових покладів має великі газові шапки. Характерна вища концентрація газу (понад 80 % запасів) на складчастому борту басейну (Месопотамський прогин). Тут продуктивні карбонатні відклади олігоцену нижнього міоцену (вапняки світи Асмарі), а також карбонатні відклади верхньокрейдової групи Бангестан. На платформному борту (східний край Аравійської плити) скупчення газу приурочені до пермських карбонатних порід (світа Хуфф), що залягають на глибинах 2 700 – 3 500 м.

У **Ірані** переважна частина доведених запасів газу припадає на вільний газ; запаси попутного газу – приблизно 3,4 трлн м^3. Частка у світі за ресурсами природного газу – 15,7 %.

У **Катарі** є морське газове родовище Норт із доведеними запасами 6,76 трлн м^3; геологічні запаси перевищують 10 – 12 трлн м^3. Це – третє місце у світі після Ірану та РФ.

У **Об'єднаних Арабських Еміратах** (ОАЕ) запаси газу виявлені в Абу-Дабі, еміратах Шарджа, Дубай і Расахель-Хайма. За підтвердженими запасами природного газу ОАЕ займають 4-е місце у світі (після Ірану, РФ і Катару).

Саудівська Аравія із запасами газу 5,78 трлн. кубічних метрів займає 5-е місце у світі. Понад 60 % запасів приурочено до нафтогазових родовищ. Третя частина його доведених запасів припадає на попутний газ родовища Гавар. Газ залягає на глибині кількох сотень метрів.

У **Іраку** запаси газу – 3 трлн м^3, частка у світі – 2 %, роки видобутку, що залишилися – понад 100 років. Близько 70 % доведених запасів припадає на попутний газ, 20 % – на вільний, 10 % – на газ газових шапок. Переважна частина запасів попутного газу містяться у нафтових родовищах Киркук, Айн-Залу, Бутма, Бай-Хассан (на півночі країни), а також у родовищах Румейла-Норт, Румейла-Саут і Зубейр (на півдні).

У **Бахрейні** початкові запаси газу нафтогазового родовища Авалі сягають 570 млрд м^3.

У **США** прогнозні ресурси природного газу оцінюються Комітетом із газових ресурсів (US Potential Gas Committee) на 1997 рік у 26,06 трлн м^3, прогнозні ресурси газу вугільних родовищ – 4 трлн м^3. Ресурси природного газу розташовані в основних газоносних регіонах: Мексиканської затоки – 7513,6 трлн м^3; Аляска – 5484,5 трлн м^3; басейни Скелястих гір – 4245 трлн м^3; Західний Внутрішній НГБ (Мідконтинент) – 3455,4 трлн м^3; Приатлантичний регіон – 2940,4 трлн м^3; Тихоокеанський регіон – 1052,8 трлн м^3.

У **Канаді** прогнозні ресурси газу провінції Альберта (Західно-Канадський НГБ) оцінюються Канадським комітетом із газу (Canadian Gas Potential Committee) в 3452,6 трлн $м^3$. Значні перспективи пов'язані зі східними акваторіями Канади; прогнозні ресурси природного газу у межах шельфу між Ньюфаундлендом і Новою Шотландією 1415 трлн $м^3$. У цих оцінках не враховані ресурси важкодоступних районів і ресурси газу вугільних родовищ («unconventional resources»). Основна частина доведених запасів газу зосереджена в Західно-Канадському НГБ, де виявлено 1621 газове родовище.

У **Венесуелі** початкові ресурси газу оцінюються в 12 964 трлн $м^3$. У басейні Маракайбо (на північному заході) розвідані відносно великі запаси газу, але це на 90 % розчинений газ нафтових родовищ. Відкрито 4 газових родовища. Розчинений газ еоцен-міоценових відкладів родовищ зони Болівар жирний, із вмістом важких гомологів метану до 16 %. У Оріноко́ському НГБ (на сході країни) зосереджено 35 % запасів газу. Відкрито 17 газових родовищ, зокрема 14 – на акваторії.

В **Алжирі** основна продуктивність пов'язана з Алжиро-Лівійським НГБ. У західній частині басейну (газоносні западини Ахне і Тімімун) газові родовища переважно дрібні і середні. Доведені запаси газу западини Ахне (24 родовища) оцінюються в 267 трлн $м^3$, западини Тімімун (17 родовищ) – у 290 трлн $м^3$. Продуктивні силурійські і девонські пісковики, вапняки і доломіт, а також кембрій-ордовикські і нижньокам'яновугільні відклади на глибинах 900 – 2400 м. У північно-східній частині НГБ (нафтогазоносні області Тріасова, Гадамес і Іллізі) відкрито 47 газових родовищ. Продуктивні пісковики кембрію, ордовика, силуру-девону, карбону і тріасу. У Тріасовій області (20 газових і газоконденсатних родовищ) найбільше значення мають піщані горизонти тріасу.

Газоконденсатне родовище Хассі-Р'Мель розташоване у центральній частині склепіння Тільремт. Продуктивні три горизонти пісковиків нижнього тріасу в інтервалі глибин 2100 – 2300 м. Початкові геологічні запаси газу – 2,8 трлн $м^3$. В області Іллізі виявлено 20 нафтогазових і 27 газових родовищ. Приблизно 85 % запасів газу припадає на вільний газ газових родовищ і газових шапок нафтових родовищ; інший газ розчинений у нафті (родовище Хассі-Мессауд). Основні газові родовища країни, крім Хассі-Р'Мель мають початкові видобувні запаси, трлн $м^3$: Рурд-Нусс (372), Ста (218), Хассі-Туіль (195), Тін-Фуйє-Табанкорт (156), Ін-Аменас (155), Хамра (100), Ін-Сала (71) та ін.

У **Нігерії**, де досі пошуково-розвідувальні роботи були орієнтовані на нафту, реальні запаси газу можуть значно перевищувати існуючі оцінки. На сьогодні відомо 25 родовищ газу. Переважна частина запасів – газ у газових шапках нафтових родовищ (близько 70 %), і газ, розчинений у нафті.

На країни **Південної і Південно-Східної Азії** припадає близько 6 % світових доведених запасів газу. В Індонезії, за оцінками державної нафтової і газової компанії Pertamina, загальні запаси газу досягають 7,56 трлн $м^3$. Більша їх частина приурочена до Північно-Суматринського (19 газових родовищ), Центрально-Суматринського (12), Південно-Суматринського (33), Східно-Калімантанського (48), і Північно-Яванського (38 родовищ) нафтогазових басейнів (НГБ). Усі НГБ пов'язані з крайовими і внутрішньоскладчастими прогинами, заповненими теригенно-карбонатними породами кайнозою потужністю до 10 км. Продуктивні піщані, карбонатні і вулканогенно-осадові відклади від еоцену до пліоцену залягають на глибинах від 0,1 до 4 км.

У **Західній Європі** (3,1 % світових запасів) основні ресурси газу зосереджені у Центрально-Європейському нафтогазовому басейні, переважно у синеклізі Північного моря. Газоносні відклади карбону, пермі і тріасу. Більшість газових ресурсів пов'язана з південним бортом западини. Загалом виявлено 329 газових родовищ (зокрема 109 – морських). Значний ареал газоносних зон пов'язаний із Англо-Голландським прогином (Англійська западина). Доведені запаси природного газу британського сектора Північного моря оцінюються в 699 трлн $м^3$; основні газові родовища (трлн $м^3$ газу): Леман (161), Британія (84,9), Індіфетіґейбл (48) і Кліппер (22,6). Запаси газоконденсатних родовищ Елджін і Франклін – 45 млн т конденсату і 48,4 трлн $м^3$ газу. Норвезьке нафтогазове родовище Троль найбільше у Північному морі, розділене на дві структури: Троль-Іст і Троль-Вест. Доведені запаси покладу Троль-Іст – 1300 трлн $м^3$ газу і 17 млн т конденсату. Нафтовий поклад Троль-Вест містить 31 трлн $м^3$ попутного газу.

В **Україні** станом на 2017 рік розвіданих запасів газу при існуючих темпах видобутку близько 20,5 млрд $м^3$ газу щорічно вистачить на 22 роки. За даними, які навів голова правління Надра України Ярослав Климович – в Україні є 402 родовища вуглеводнів, з них у промисловій розробці знаходиться 269. Державним балансом запасів корисних копалин України у 402 родовищах враховуються добуті запаси природного газу у кількості 905,6 млрд $м^3$ (видобуто 68,9 % всіх запасів. Як показує досвід видобувних робіт в Україні, з

цих запасів можна добути тільки половину (452,8 млрд м^3 газу), а це на 22 роки видобутку.[7]

Станом на 01.01.2021 в Україні Державним реєстром враховано 65 нафтових, 111 газових, 18 нафтогазових і газонафтових, 155 газоконденсатних, 115 нафтогазоконденсатних, 3 газоконденсатно-нафтових родовища. У промисловій розробці знаходиться 285 родовищ із балансовими (видобувними) запасами природного газу 618 719 млн м^3.

Доведені запаси природного газу (км³) по країнах показані у таблиці 1.1.[8]

Таблиця 1.1 – Доведені запаси природного газу по країнах

Країна	U.S. EIA (початок 2021)[9]	OPEC (початок 2018)[10]	BP (кінець 2020)[11]	Видобування km³/year (у 2020)[12]	Років видобу-вання[13]
1	2	3	4	5	6
РФ	47,798	50,617	37,400	624	77
Іран	33,980	33,810	32,100	238 (2019)	143
Катар	23,871	23,861	24,700	167 (2019)	143
США	13,167 (2020)	9,067	12,600	947	14
Туркменістан	11,326	9,838	13,600	84 (2019)	135
СаудівськаАравія	9,430	8,715	6,000	114	140
Китай	6,654	2,934	8,400	179 (2019)	37
ОАЕ	6,088	6,091	5,900	63	97

[7] Україна випомпує газ із розвіданих родовищ за 22 роки https://focus.ua/politics/388978
[8] Можливе неспівпадіння текстових і табличних даних пояснюється різною джерельною базою
[9] U.S. Energy Information Administration, International Energy Statistics. https://www.eia.gov/international/data/world#/?tl_type=p&tl_id=5-A&pa=0000000000000000000008&ct=0&ord=SA&c=ruvvvvvfvtvnvv1urvvvvfvvvvvvfvvvou20evvvvvvvvvvnvvuvo&f=A
[10] OPEC, Annual Statistical Bulletin 2018. https://www.opec.org/opec_web/en/publications/202.htm
[11] BP, Statistical Review of World Energy 2022
[12] "International - U.S. Energy Information Administration (EIA)" https://www.eia.gov/international/data/world/natural-gas/dry-natural-gas-production?pd=3002&p=00g&u=0&f=A&v=mapbubble&a=-&i=none&vo=value&t=C&g=00000000000000000000000000000000000000000000000001&l=249-ruvvvvvfvtvnvv1vrvvvvfvvvvvvfvvvou20evvvvvvvvvvvnvvvs0008&s=315532800000&e=1577836800000&
[13] EIA Reserves and Production

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6
Нігерія	5,748	5,627	5,500	46 (2019)	125
Венесуела	5,663	5,707	6,300	23 (2019)	246
Алжир	4,502	4,504	2,300	88 (2019)	51
Ірак	3,738	3,744	3,500	11 (2019)	340
Австралія	3,228	3,173	2,400	146 (2019)	22
Мозамбік	2,832			5 (2019)	566
Канада	2,067	2,059	2,400	179 (2019)	12
Узбекистан	1,841	1,564	800	47 (2019)	39
Казахстан	1,840	1,898	2,300	26 (2019)	71
Єгипет	1,784	2,221	2,100	77 (2019)	23
Кувейт	1,784	1,784	1,700	20 (2019)	89
Азербайджан	1,699	1,227	2,500	23 (2019)	74
Норвегія	1,557	2,314	1,400	112	14
Лівія	1,501	1,505	1,400	11(2019)	136
Індонезія	1,415	2,866	1,300	63	22
Індія	1,388	1,289	1,300	28	50
Малайзія	1,189	2,909	900	75 (2019)	16
Україна	1,104	304	1,100	20 (2019)	55
В’єтнам	708	203	600	8 (2019)	88
Оман	651	884	700	37 (2019)	18
М’янма	651	273	400	18 (2019)	36
Пакистан	595	757	400	38 (2019)	16
Ємен	481		300	3 (2019)	160
Аргентина	396	381	400	41	10
Бразилія	368	325	300	25 (2019)	15
Ангола	339	422		7 (2019)	48
Перу	311	513	261	12	26
Трінідад і Тобаго	311	433	290	31	10
Болівія	311	310	213	15 (2019)	21
Конго	283	111		1,4 (2019)	202
Бруней	261	252	222	12	22
Сірія	241	300	269	4 (2019)	60
Папуа нова Гвінея	184		163	12	15
Мексика	181	146	178	27 (2019)	7
Великобританія	181	269	187	40 (2019)	5
Ізраїль	176		589	10 (2019)	18
Таїланд	139	180	143	38 (2019)	4

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6
Екваторіальна Гвінея	139	145		5 (2019)	28
Камерун	135	152		3 (2019)	45
Нідерланди	133	804	130	33 (2019)	4
Багнладеш	127	346	110	29 (2019)	4
Румунія	105	105	78	10 (2019)	10
Філіппіни	99			4 (2019)	25
Чилі	99	5,30		1	99
Польща	90	56,3	72,2	5,66	16
Колумбія	88	104	86	11	8
Судан	85			0	-
Бахрейн	82		64,8	18 (2019)	5
Куба	71			1 (2019)	71
Туніс	65			1 (2019)	65
Намібія	62			0	-
Руанда	57			0	-
Афганістан	51			0.08	638
Сербія	48			0,45 (2019)	107
Італія	45	27,1	100	4	11
Нова Зеландія	31			5	6
Кот-д'Івуа́р	28			2,44	11
Мавританія	28			0	–
Данія	28	73,9	100	1,3	22
Габон	26	25,5		0,31 (2019)	84
Хорватія	25			0,85	29
Ефіопія	25			0	-
Грузія	8,5+16	8,5		0,02 (2019)	1,225
Німеччина	23	39,6	100	5 (2019)	5
Гана	23			1,56 (2019)	15
Японія	20			1,93	10
Молдова	–			0,006 (2019)	3,333
Словакія	14			0.06	233
Уганда	14			0	-
Еквадор	11	5,4		0,34 (2019)	32
Ірландія	11			2,66 (2019)	4
Південна Корея	8,5			0,24 (2019)	35
Австрія	5,66			0,93 (2019)	6

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6
Танзанія	5,66			1,39 (2019)	4
Тайвань	5,66			0,15 (2019)	38
Иорданія	5,66			0,12 (2019)	47
Болгарія	5,66			0,06	94
Сомалі	5,66			0	-
Таджикистан	5,66			0,02 (2019)	283
Киргизстан	5,66			0,03 (2019)	189
Албанія	5,66			0,04 (2019)	142
Південна Африка	–			1,22 (2019)	2
Туреччина	2,83			0,48 (2019)	6
Чехія	2,83			0,19	15
Білорусь	2,83			2,4 (2019)	1.2
Угорщина	2,8			1,7	1.6
Іспанія	2,55			0,06	42
Марокко	1,44	474		0,1 (2019)	14
Бенін	1,13			0	-
ДР Конго	0,99			0	-
Греція	0,99			0,01	99
Барбадос	0,11			0,02 (2019)	6
Вірменія	0	18,0		0	

За різновидами природного газу

Сланцевий газ

Тайд газ (Tight gas) – природний газ, що знаходиться у надзвичайно низькопроникних (щільних) колекторах (зазвичай – у вапняках або піщаниках), проникність яких менше 0,1 мД. Для його видобування використовують свердловини з горизонтальними, похило-скерованими або багатовибійними стовбурами, а також гідравлічний розрив порід.

За прогнозами, у світі є близько 900 000 км³ «нетрадиційного» газу, такого, як сланцевий. За іншою оцінкою – департаменту енергетики США, обсяг «технічно видобутих» світових запасів сланцевого газу в 41 країні світу понад 200 трлн м^3. Провідне місце за вилученими запасами сланцевого газу в порядку зниження займають Китай, Аргентина, Алжир, США і Канада.

Гази вугільних родовищ

Метан вугільних родовищ є: у Німеччині (ресурси (3 – 4 трлн $м^3$), Англії (1,9 – 2,8 трлн $м^3$), Австралії (6,0 трлн $м^3$), США – до глибини 900 м (8,5 – 14 трлн $м^3$).

В Україні ресурси метану у розвіданих кондиційних вугільних шарах до глибини 1 800 м коливаються в межах 450 – 550 млрд $м^3$.

Гідрати метану

Ресурси метану в газогідратах оцінюються до 85 % від усіх світових ресурсів природного газу, але розвіданість ресурсів їх на початку XXI ст. ще досить фрагментарна.

В Україні у Чорному морі знаходиться багато газогідратних родовищ – до 65 – 70 трлн $м^3$, а в районі глибоководної Кримської частини моря запаси газогідратних родовищ понад 20 трлн $м^3$. Зокрема, прогнозуються великі запаси гідрату метану в палеодельті Дніпра (1 $м^3$ газового гідрату містить від 160 до 180 $м^3$ чистого газу).

1.3. Використання природного газу у давньому світі

Найдавніші свідоцтва застосування газу як палива походять із Китаю і датуються початком нової ери (н.е.). У трактаті «Хоу хань шу» повідомляється, що в Ліньцюні (провінція Сичуань) задля пошуку газу був споруджений колодязь глибиною 23 чжана[14] (74 м), у якому десятиріччями палав вогонь. Місцеві жителі зрозуміли природні властивості газу і видобували його поруч із вогняними колодязями (або безпосередньо з них). Учений Чжан Хуа в трактаті «Боу чжи» («Опис царства природи») і поет Цзо Си в «Шу ду фу» («Ода столиці Шу») свідчать про використання природного газу для випарювання солі. До пальників печей газ подавався від джерел бамбуковим трубопроводом. З часом ці технології були втрачені. Сичуаньські вогняні колодязі були знов «відкриті» у XVII ст. і використовувалися на місцевих солеварнях аж до нашого часу.

У Марко Поло зустрічаються згадки про грязьові вулкани, виходи газу і палаючі пагорби (газ, вириваючись назовні, поєднується з киснем і загоряється). З цим феноменом пов’язані релігійні уявлення вогнепоклонників. Так, на околиці селища Сурахани (поблизу Баку) розташований індуїстський храм кінця XVIII століття Атешгях (Місце вогню), де палаючий газ виходить із давніх часів (рис. 1.2, 1.3).

[14] Чжан (кит.: 丈; піньїнь: *zhàng*; літ.: 'зріст') – китайська одиниця вимірювання довжини. Приблизний еквівалент японського дзьо. 1 чжан = 10 чі = 3,33 м.

Такі «вічні» вогні набули широкого розповсюдження в Месопотамії, Прикаспії, Персії, Індії, Китаї. Плутарх вказував на роками палаючі світочі поблизу давнього Екбатана (сучасний Хамадан в Ірані), Пліній описував полум'я, що виривається з-під землі, у багатьох місцевостях Сходу, давні китайські автори згадували вогняні колодязі в горах Південно-Західного Сичуаня. Незбагнена природа цих вогнів сприяла сакральним уявленням щодо їхнього походження. Вогнепоклонники вшановували їх як божественні прояви, будували поряд із ними свої храми. Особливості цієї релігійної культури пов'язані передусім із Індією (у найдавніших гімнах Рігведи оспівувався бог вогню Агні) та Персією, де шанування вогню, поєднане з поклонінням сонцю, отримало розвиток у вченні Заратустри.



Рисунок 1.2 – Палаючі газові факели у храмі вогнепоклонників (стара поштівка)

Проте горючий газ більше ніде у світі не застосовували до початку XIX ст., коли ним почали освітлювати міські вулиці та майдани. Перші освітлювальні пальники з'явилися у Лондоні, які використовували штучний газ, отриманий із вугілля. Щодо природного газу, то показовою ілюстрацією його використання у XIX ст. є вогняний колодязь у центрі Астрахані, обнесений огорожею і демонстрований як місцева пам'ятка (сторож використовував його з утилітарною метою – готував на вогні сніданок).

Незважаючи на давнє знайомство людини з нафтопродуктами та природним газом, їх видобуток і розповсюдження тривалий час були

обмежені відносно вузькою сферою застосування, яка ще більше скоротилася після винаходу пороху і заміни ним нафтопродуктів для військових потреб.



Рисунок 1.3 – Поклоніння вогню в храмі Атешгях поблизу Баку

Зосередження найбільших і легкодоступних родовищ нафти і газу у віддалених країнах Середнього Сходу призвело до більш пізнього знайомства і використання цих мінеральних речовин у європейських країнах, тим більше, що для заміщення їх лікувальних чи мастильних властивостей тривалий час використовували рослинні чи тваринні складники. Проте, породжена Європою індустріальна епоха відкрила нові форми застосування цих продуктів, радикально змінивши потреби в рідких і газоподібних вуглеводнях.

1.4 Газова промисловість світу

Газова промисловість почала розвиватися пізніше порівняно з іншими галузями паливно-енергетичного комплексу. Природний газ як паливо має багато позитивних властивостей, зокрема високу теплотворну здатність, транспортабельність, більшу, порівняно з нафтою і вугіллям, екологічність. Усе це створює передумови для нарощування його використання у комунальному господарстві, промисловості, електроенергетиці, на транспорті. Тому частка природного газу у структурі світового енергоспоживання має тенденцію до постійного збільшення.

Зародження газової галузі відносять до 18–19 ст., коли почали отримувати газ із кам'яного вугілля для освітлення міст Франції та Великої Британії. Газогенератори з'явилися у 19 ст.

Газова промисловість у США сходить до 1821 року, коли природний газ був відкритий і використаний у Фредонії, штат Нью-Йорк, що призвело до створення у 1858 році Fredonia Gas Light Company.

Із самого початку ринок природного газу був обмежений трубопровідною технологією. Газ для Фредонії, Нью-Йорк, у 1821 році поставлявся дерев'яними трубами.

У 1800-х роках у більшості міст США використовували газ, вироблений із вугілля на перших газових заводах – газовнях.

Місто Філадельфія створило перше муніципальне підприємство з розподілу природного газу у 1836 році.

Комерційний видобуток природного газу та транспортування у США датуються 1859 роком, коли Едвін Дрейк видобував нафту біля Титусвілля, Пенсильванія. Природний газ, що супроводжував видобуток сирої нафти, був небажаним побічним продуктом видобутку нафти, який часто просто видалявся або спалювався. Однак незабаром невеликі обсяги природного газу почали надходити до місцевих муніципалітетів, щоб витіснити обсяг виробленого газу, який використовувався в системах раннього розподілу для освітлення та палива.

Починаючи з 1884 року, природний газ використовувався у скляній і сталеливарній промисловості Піттсбурга. Газ доставлявся у місто по трубопроводу з Муррісвілла, який сьогодні знаходиться приблизно в 35 км на схід від Пітсбурга. Піттсбург став першим містом у світі, підключеним до газопроводу.

Перший приклад передачі природного газу датується 1872 роком, коли між Тітусвіллем (Пенсильванія) та Ньютоном (Пенсильванія) був побудований сталевий трубопровід (приблизно 5 миль у довжину, 2-х дюймова труба), який працював під тиском 80 psi (фунтів на квадратний дюйм) або 0,5 МПа. Перший газопровід, що охоплював відстань більше 100 миль, був побудований в 1891 році і з'єднав газові родовища у центральній частині штату Індіана з Чикаго (штат Іллінойс). Після успіху першого газопроводу експлуатувались трубопроводи більшого діаметру в Пенсільванії, Нью-Йорку, Кентуккі, Західній Вірджинії та Огайо.

Лише на початку 1920-х років, коли були розроблені надійні методи зварювання труб, виникла потреба у переробці природного

газу. До 1930-х років існувала мережа газопроводів відносно великих відстаней, а деякі заводи з переробки природного газу були встановлені у основних виробничих районах. Однак депресія 1930-х років і тривалість Другої світової війни уповільнили зростання попиту на природний газ у США та потребу у більшій кількості переробних підприємств.

У Європі на природний газ звернули увагу у другій половині XIX ст. під час буріння свердловин на нафту. З 1872 року він почав використовуватися у промисловості, залишаючись побічним продуктом нафтовидобутку. Тоді ж розпочалося і будівництво газопроводів.

Перше європейське газове родовище відкрили лише у 1910 році, коли у передмістях Гамбурга пробурили глибинну свердловину в пошуках питної води. Газ, що піднявся на поверхню з глибини 250 м, запалав і вирвався назовні у вигляді вогненних фонтанів, на які люди, що спостерігали за бурінням, зачаровано дивилися як на унікальне диво природи. Із 1913 по 1930 роки на цьому родовищі видобуто 250 млн. $м^3$ газу. Загалом із 1920-х років природний газ приходить на великі промислові підприємства як хімічна сировина

Після Другої світової війни, особливо в 1950-х роках, розробка пластмас та інших нових виробів, що потребували природного газу та нафти як виробничого компонента, збіглася із вдосконаленням технології зварювання трубопроводів і виготовлення трубопроводів. Підвищений попит на природний газ як промислову сировину та промислове паливо сприяв зростанню основних транспортних систем природного газу, що, у свою чергу, покращило товарність та доступність природного газу для житлових і комерційних потреб.

У другій половині XX ст. почалося швидке зростання видобутку і споживання природного газу і формування нових районів газової промисловості в Азії, Європі, Північній Африці та інших регіонах. Одночасно формувався міжнародний ринок природного газу.

Світовий видобуток природного газу має позитивну динаміку Світовий видобуток природного газу розподіляється між групами країн сучасного світу наступним чином:

- перше місце посідають розвинені країни Заходу (45 %),
- друге – країни з перехідною економікою (35 %),
- третє – країни, що розвиваються (20 %).

Це зумовлено не лише географічними особливостями ресурсної бази природного газу, але і тим, що видобуток у країнах, що розвиваються, почався значно пізніше. Оскільки видобуток у цих

країнах весь час зростає, то їх частка у світовому видобутку природного газу також постійно збільшується.

У 1990-х роках зростання абсолютних обсягів видобутку газу відбувалося в більшості регіонів світу (за винятком країн пострадянського простору і Латинської Америки), але його темпи не були однаковими: найвищими вони були в Азії і помірнішими – у Європі, Північній Америці та Африці. Відповідно дещо змінилася і частка цих регіонів у світовому видобутку: порівняно з 1950 – 1960-ми роками зменшилась частка Північної Америки і збільшилась частка інших регіонів.

У другій половині XX ст. газова промисловість перетворилася на важливу галузь паливно-енергетичного комплексу світу. Природний газ видобували у 60 країнах: річний видобуток понад 60 млрд $м^3$ мали десять країн: РФ – 598 (у 2022 р. у РФ видобуток газу скоротився майже на 20 %), США – 526, Канада – 185, Велика Британія – 32,7, Алжир – 88, Іран – 87, Норвегія – 114, Індонезія – 76, Саудівська Аравія – 70, Нідерланди – 18,1 млрд $м^3$. Частка країн, що розвиваються, у видобутку природного газу значно нижча, ніж порівняно з видобутком нафти.

У 2019–2020 роках в Європі відбулось падіння рівня видобутку газу: у 2019-му видобули 234,8 млрд $м^3$ (– 6,6 %), у 2020-му – 218,8 млрд (– 6,8 %), у 2021-му – 210,5 млрд $м^3$.

Обсяги світового видобутку природного газу і надалі зростають, і у 2021 році вони досягли 4,006 трлн $м^3$.

Нарощуються обсяги використання газу для вироблення електроенергії, особливо, у розвинутих країнах. Це зумовлено тим, що газ, порівняно з нафтою, вимагає значно менших витрат на видобуток і транспортування, відзначається великими розвіданими запасами, зручністю у використанні і є відносно екологічно чистим видом палива.

На експорт надходить близько 15 % світового видобутого природного газу. Найбільшими експортерами газу є РФ, Нідерланди, Канада, Норвегія, Алжир. Головні імпортери газу – США, Японія, Німеччина, Франція, Італія. Близько 3/4 світового експорту газу транспортується газопроводами, а решта – у зрідженому вигляді спеціальними суднами.

Видобуток природного газу в акваторіях Світового океану має досить тривалу історію. Примітивними способами морський видобуток газу вели ще у XIX ст. в Азербайджані (на Каспії), у США (в Каліфорнії) та в Японії. Початок швидкого зростання морського

видобутку газу відноситься до 1960-х років. Ще більше прискорення цей процес отримав у 1970 – 1980-і роки. Про це свідчить кількість країн, які видобувають природний газ у межах континентального шельфу. У 1970 році таких країн було близько 20, а на початку 1990-х років – уже більше 50. Відповідно зростав і світовий морський видобуток газу.

Зростання видобутку газу в акваторіях Світового океану обумовлено двома головними чинниками. По-перше, після енергетичної кризи середини 1970-х років і різкого подорожчання газу підвищився інтерес до шельфових басейнів і родовищ, які були менш виснажені і обіцяли певну економічну вигоду. По-друге, великомасштабне освоєння морських родовищ стало можливим завдяки ряду технічних нововведень, і в першу чергу застосування бурових платформ.

Буріння свердловин у морських акваторіях обходиться значно дорожче, ніж на суші, причому вартість його прогресивно зростає зі збільшенням глибини. Витрати на буріння навіть на глибині моря в 20 – 30 м майже вдвічі перевищують аналогічні витрати на суші. Вартість буріння на глибині 50 м зростає у три – чотири рази, на глибині 200 м – у шість разів. Однак витрати на буріння залежать не лише від глибини моря, а і від інших природних чинників. Наприклад, в умовах Арктики витрати на видобуток перевищують відповідні показники для субтропіків або тропіків у 15 – 16 разів.

Морський видобуток у 2000 році становив 760 млрд. $м^3$ (31 % від загального світового видобутку).

Морський видобуток ведуть майже у 50 регіонах земної кулі у всіх п’яти населених частинах світу. Але їх частка, як і частка окремих океанів і окремих акваторій відрізняється і змінюється з часом. Так, у 1970 році 2/3 морського видобутку давали Північна і Південна Америка і 1/3 – Південно-Західна Азія. До 1980 року частка Америки зменшилася, а частка Азії, Африки та Європи зросла.

У Європі морські родовища забезпечують 9/10 усього видобутку нафти і газу. Це пояснюється перш за все особливою роллю нафтогазоносного басейну Північного моря, родовища якого активно експлуатують Великобританія, Норвегія і Нідерланди. Незначний видобуток ведуть у деяких місцях Середземного моря.

В Азії основним районом видобутку газу є Перська затока, де видобувають газ Саудівська Аравія, Іран, ОАЕ, Кувейт, Катар. У 1980 – 1990-і роки помітно зріс видобуток на континентальному шельфі морів Південно-Східної Азії – в Малайзії, Індонезії, Брунеї, Таїланді,

В'єтнамі. Пошуково-розвідувальні роботи ведуть також біля узбережжя деяких інших країн. Це стосується і шельфової зони морів, які омивають береги Китаю. Значний видобуток на шельфі має Індія.

В Африці видобувають газ у межах континентального шельфу Нігерія, Ангола, Єгипет, Камерун, Конго, Габон – загалом уся смуга західного узбережжя материка від Нігерії до Намібії.

У Північній Америці головний виробник морського газу – США, де на морські родовища припадають 25 % видобутку природного газу. В експлуатацію залучено понад сто шельфових покладів, більшість із яких знаходиться в акваторії Мексиканської затоки, а інші – біля Атлантичного і Тихоокеанського узбережжя країни та на Алясці.

У 1980 – 1990 роках Мексика освоїла великий нафтогазоносний басейн в акваторії затоки Карибського моря Кампече. Пошуково-розвідувальне буріння на газ ведуть також біля берегів Аргентини, Чилі, Перу і деяких інших країн.

В Австралії добувають газ на континентальному шельфі у Бассовій протоці на південь країни та в інших шельфових родовищах, розташованих біля західного узбережжя країни і на півночі, в Тиморському морі[15].

Споживання природного газу мало відрізняється за обсягами від його видобутку, оскільки майже весь газ одразу ж спрямовується у газорозподільні мережі. Однак співвідношення трьох груп країн, окремих географічних регіонів світу та окремих країн у споживанні газу значно відрізняється від аналогічного співвідношення його видобутку.

Частка країн Європи у споживанні природного газу більша, ніж їх частка у видобутку, а частка країн, що розвиваються і країн із перехідною економікою – менша.

Перше місце за обсягами споживання природного газу зберігається за Північною Америкою, у складі якої США були і є найбільшим у світі споживачем цього палива (600 – 650 млрд $м^3$ у рік). Друге місце посідають країни пострадянського простору, серед яких особливо вирізняється РФ (понад 350 млрд $м^3$ на рік). На третьому місці – Європа; її частка у світовому споживанні природного газу протягом 1980 – 1990 років залишалася стабільною. Серед окремих країн цього регіону виокремлюються Німеччина (80 млрд $м^3$) і Велика Британія (90 млрд $м^3$), далі йде – Азія, де швидко зростають обсяги споживання газу в Китаї, Індонезії, Малайзії, Саудівській Аравії, Ірані, ОАЕ. Частка Латинської Америки у світовому

[15] Окраїнне море Індійського океану, між островом Тимор та Австралією.

споживанні газу порівняно невелика і відносно стабільна, а частка Африки покищо залишається незначною.

На даний час за розмірами видобутку природного газу виділяються РФ (662,2 млрд $м^3$), США (582,2), Канада (170,9) та Іран (116,3), на частку яких припадає понад половина світового видобутку. Далі йдуть країни зі щорічним видобутком від 100 до 30 млрд $м^3$ – Норвегія, Алжир, Нідерланди, Саудівська Аравія, Катар, Китай, Туркменістан, Великобританія, Узбекистан, Малайзія, ОАЕ, Аргентина.

1.5 Газова промисловість України

Історія газової промисловості України нараховує близько 100 років. Спочатку почали використовувати світильний і коксовий газ для освітлення вулиць у Львові в 1858 році, в Одесі у 1865 році, потім у Харкові, Києві, Чернівцях, Івано-Франківську.

Уперше український газ почали добувати в Карпатах. Територія України відноситься до одного з найстаріших у світі регіонів із видобутку нафти і газу. Перше родовище газу було відкрито у 1910 році в районі м. Калуша (тепер Івано-Франківська область).

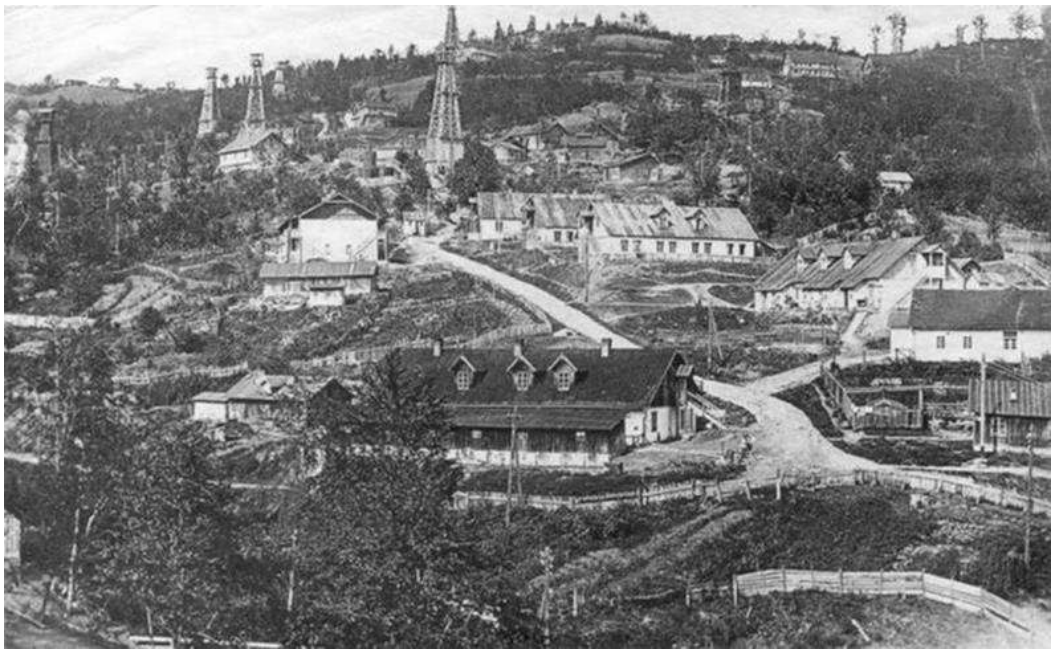


Рисунок 1.4 – Панорама нафтогазових промислів у Прикарпатті у XX ст.

Уперше в Україні із супутнім нафтовим газом зіштовхнулися під час буріння та видобування нафти на Бориславському нафтовому родовищі. Тоді супутній нафтовий газ був небажаним побічним

продуктом, який ускладнював буріння і спричиняв пожежі. Тому на Прикарпатті протягом перших двадцяти років XX століття було спалено і випущено в повітря близько 6 млрд. м³ нафтового газу.

Супутній нафтовий газ, який добували разом із нафтою, почали застосовувати у промислових масштабах на початку XX ст. У 1912 році збудували перший газопровід Борислав-Дрогобич.

Початок масштабного видобутку та використання природного газу в Україні пов'язаний із відкриттям у 1920 році Дашавського газового родовища, яке експлуатується з 1924 року. Початкові його запаси газу оцінювались у 13,2 млрд м^3, а вільний дебіт першої газової свердловини цього родовища дорівнював 720 тис м³ на добу. У 1929 році прокладений перший магістральний газопровід (МГ) Дашава – Львів.



Рисунок 1.5 – Річковий перехід ділянки газопроводу «Дашава – Львів» (фото 1932 р.)

Газовий ринок в Україні бере початок із уведення в експлуатацію польською компанією «Gasolina» Дашавського газового родовища і будівництва першого газопроводу Дашава – Стрий у 1924 році.

Так розпочинається відлік часу в історії газової промисловості України.

Розвиток газовидобувної промисловості пов'язаний із відкриттям і освоєнням низки великих родовищ природного газу у Прикарпатському нафтогазовому районі – Опарського, Угерського, Більче-Волицького. У 1940 році на газових промислах цього регіону було видобуто майже 500 млн м^3 газу.

Після 1945 року газова промисловість Прикарпаття стала важливою паливною базою України. Центрами газовидобутку були Дашава, Більче-Волиця, Рудки, Угерське, Битків, Опара, Косів та ін. Це зумовило будівництво у 1948 році газопроводу Дашава – Київ діаметром 500 мм, довжиною 509 км і потужністю близько 2 млрд $м^3$ на рік, який на той час був найпотужнішим у Європі, а також низки газопроводів міжобласного і місцевого значення.

Відкриття Шебелинського газоконденсатного родовища у 1950-х роках, із початковими запасами 650 млрд $м^3$ газу, стало резонансною подією на всьому європейському континенті. Родовище введене в експлуатацію у 1956 році. У 1960-і роки побудовані газопроводи Шебелинка – Харків, Шебелинка – Кривий Ріг – Одеса, Шебелинка – Київ. Перші два десятиріччя експлуатації родовище за запасами і рівнем видобутку газу було найбільшим в Європі.

Експлуатація унікального в Європі родовища стала викликом для науковців, зумовила створення наукових основ розробки газоконденсатних родовищ, технологій їх розбурювання, експлуатації свердловин, та підготовки природного газу до транспортування на далекі відстані.

З розвитком Шебелинки Україна стала однією із провідних газовидобувних держав Європи, а газова промисловість – самостійною галуззю у паливно-енергетичному комплексі нашої держави. Найбільш інтенсивного розвитку вона набула у першій половині 70-х років XX ст.

Після відкриття у 1960-х роках великих і середніх родовищ: Хрестищенського, Єфремівського, Кегичівського, Пролетарського, Гадяцького та ін. збудували газопровід Єфремівка – Диканька – Київ (1968 – 1970 роки), який об’єднав два найбільші газоносні регіони України – Дніпровсько-Донецький і Передкарпатський в єдину газотранспортну систему.

У 1975 – 1976 роках видобуток газу досяг максимуму – 68,7 млрд $м^3$ на рік.

До 1977 року Україна забезпечувала свої потреби у газі і була його експортером. У 1945 – 1977 роки експорт становив 130 млрд $м^3$ газу. Головні країни-імпортери українського газу: РФ, Білорусь, Литва, Латвія, Молдова, Чехословаччина. Споживання газу в Україні сягнуло максимуму в 1990 році – 118,8 млрд $м^3$.

З 1977 року видобуток газу знижується внаслідок вичерпання запасів родовищ і зменшення приросту з нововідкритих незначних родовищ газу. Територіальне розміщення галузі зумовлене особливостями залягання природного газу у надрах землі. В Україні

він зосереджений у трьох регіонах: Прикарпатській, Дніпровсько-Донецькій і Причорноморсько-Кримській нафтогазоносних провінціях. Найбільші газові родовища природного газу розміщені у Харківській (Шебелинське, Хрестищенське, Єфремівське), Сумській (Рибальське, Качанівське), Полтавській (Солохо-Диканське), Дніпропетровській і Чернігівській областях. У Причорноморсько-Кримській провінції основні родовища природного газу – Джанкойське, Глібівське, Стрілківське, Голицинське, Штормове та ін.

На 1997 рік видобуток газу в Україні стабілізувався на рівні 18 млрд $м^3$, що становило близько 22 % у самозабезпеченні України цим енергоносієм. Решта задовольнялась імпортом із РФ і Туркменістану.

У 1998 році споживання газу в Україні становило близько 75 млрд $м^3$ і в найближчі роки утримувалось на рівні (65 – 70) млрд $м^3$ на рік. Частка газу у використанні первинних енергоресурсів становила 45 %, і вона, за оцінками експертів, була невиправдано високою.

Сьогодні Україна забезпечує свої потреби власним газом не більше ніж на 1/4, а решту газу імпортує. Основний район вітчизняного газовидобутку – Дніпровсько-Донецький, якому належить близько 93 % усього газу, що видобувається в країні.

Найбільше – Шебелинське родовище, в якому сконцентровано до 75 % вітчизняних запасів газу.

У Причорномор'ї знаходяться 20 родовищ, які зосереджені у північній частині Криму. Вони забезпечують лише місцеві потреби. Загальні запаси газу тут складають 14,3 млрд. $м^3$.

У Передкарпатті газові родовища практично вичерпані (на них видобувається менше 1/5 газу нашої держави). Сьогодні вичерпані газові структури Передкарпаття використовують в якості газосховищ.

У 2010-х роках базовим регіоном із видобутку газу нашої держави стає Полтавщина.

Розвідані власні запаси газу в Україні становлять близько 1 трлн $м^3$. Щороку Україна видобуває менше 2 % своїх газових запасів. За такого рівня вилучення власних покладів їх має вистачити на 54 роки. За цим показником самозабезпеченості природним газом Україна посідає перше місце в Європі, де середнє значення цього показника складає лише 12 років.

Особливістю газової промисловості є те, що видобуток палива тісно пов'язаний із його транспортуванням.

Основні проблеми галузі полягають у потребі модернізації процесу газовидобутку, освоєнні нових родовищ, обмеженні неефективного використання "блакитного" палива.

У 2018 році Україна видобула 21,0 млрд м^3 газу (без урахування тимчасово окупованих територій), у 2021 році – 19,79 млрд м^3 газу, у 2022 році – 18.5 млрд м^3 газу.

Контрольні питання

1. Скільки років нараховує історія газової промисловості України?

2. З чим пов'язаний початок масштабного видобутку та використання природного газу в Україні?

3. Назвіть газоносні регіони України.

4. У чому полягають особливості газової промисловості України.

2. СКЛАД І ГЕОЛОГО-ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НАФТИ І ГАЗУ. ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ЗАЛЯГАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ

2.1. Склад і фізико-хімічні властивості порід-колекторів

За складом нафтогазовмісні породи поділяються на:

1) теригенні: піски, пісковики; аргіліти (пісковики з високим вмістом глини);

2) карбонатні: вапняки, доломіти.

Гірські породи характеризуються такими основними геолого-фізичними властивостями.

Гранулометричний склад – кількісний розподіл зерен (гранул) за класами крупності. Гранулометричний склад визначають ситовим і седиментаційним методами та використовують: при розрахунку промивок піщаних корків; при виборі вибійного фільтра; при визначенні генези порід у період їх утворення (розмір, окатанність).

Пористість – наявність у гірській породі пор, каверн і тріщин. Розрізняють: абсолютну, ефективну (відкриту) та динамічну (корисну) пористість. За геометрією форм порожнин розрізняють порову пористість (теригенні породи), а також кавернозну, тріщинувату і порово-каверно-тріщинувату пористість (карбонатні породи). Кількісно пористість характеризується коефіцієнтом пористості.

За походженням пори та інші порожнини поділяються на первинні і вторинні. До первинних пор відносяться порожнини між зернами, проміжки між площинами нашарування тощо, що утворюються у процесі осадконакопичення і формування породи. Вторинні пори утворилися внаслідок подальших процесів розлому та дроблення породи.

Структура порового простору залежить від гранулометричного складу та форми частинок, їх хімічного складу, походження тощо. На рисунку 2.1 представлені характерні порові простори гірських порід.

Коефіцієнт пористості – це відношення об’єму пор, каверн і тріщин до об’єму взірця гірської породи:

$$m = V_{\text{пор}} / V_{\text{породи}}, \qquad (2.1)$$

де $V_{\text{пор}}$ – об’єм пор гірської породи;

$V_{\text{породи}}$ – об’єм гірської породи.

Коефіцієнт пористості змінюється у межах від 0 до 55 %, а в середньому для реальних гірських порід становить:

– теригенні породи: m = 15 – 20 %;

– карбонатні породи: m = 3 – 30 %;

– глини, аргіліти: m = 5 – 55 %.

Коефіцієнт пористості визначають у лабораторних умовах за реальними кернами, а також оцінюють гідродинамічними та геофізичними методами досліджень свердловин. Дані про коефіцієнт пористості використовуються при обчисленні запасів нафти і газу (конденсату), складанні проєктів розробки нафтових, газових і газоконденсатних родовищ, технологічних розрахунків геолого-технічних заходів, спрямованих на інтенсифікацію видобутку нафти і газу тощо.

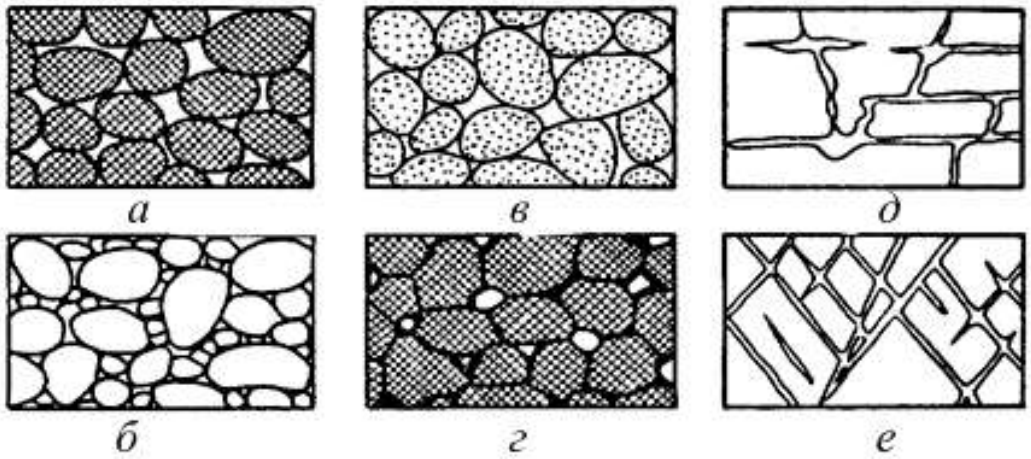


Рисунок 2.1 – Схематичне зображення порового простору порід

а – добре обкатаний та відсортований пісок, з високою пористістю; б – погано відсортований пісок, з низькою пористістю; в – добре відсортована порода, зерна якої також пористі; г – добре відсортована порода, пористість якої зменшена відкладеннями мінеральної речовини у просторі між зернами; д – поровий простір тріщинуватих вапняків, почасти розширене розчиненням; е – порода, що стала пористою внаслідок виникнення тріщин

Проникність гірських порід – це здатність гірських порід пропускати крізь себе рідину чи газ при перепаді тиску. Виділяють три види проникності: абсолютну, фазову та відносну.

Абсолютна проникність – це здатність гірських порід пропускати крізь себе лише одну фазу, інертну до породи при перепаді тиску ($k_а$).

Фазова проникність – це здатність гірської породи пропускати крізь себе одну з трьох фаз за наявності інших фаз при перепаді тиску ($k_н$, $k_г$, $k_в$).

Відносна проникність – це відношення фазової проникності до абсолютної.

Для оцінки проникності гірських порід використовується *лінійний закон фільтрації Дарсі*, за яким швидкість фільтрації рідини у пористому середовищі пропорційна градієнту тиску і обернено пропорційна динамічній в'язкості:

$$v = \frac{Q}{F} = k \cdot \frac{1}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \qquad (2.2)$$

де Q – об'ємна витрата рідини за одиницю часу;
υ – швидкість лінійної фільтрації;
μ – динамічна в'язкість рідини;
F – площа фільтрації;
ΔP – перепад тиску;
L – довжина пористого середовища.
Звідси значення величини проникності:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}, \qquad (2.3)$$

де k – проникність гірської породи.
Для газу проникність обчислюють за формулою:

$$k = \frac{2 \cdot Q_0 \cdot P_0 \cdot \mu \cdot L}{(P_1^2 - P_2^2) \cdot F}, \qquad (2.4)$$

де Q_o – витрата газу при атмосферному тиску, м^3/с.
Розмірність величин, що входять у цю формулу наступна:
[L] = м; [F] = м^2; [P] = Па; [μ] = Па·с; [Q] = м^3/с.
Розмірність величини проникності дорівнює:

$$k = \frac{\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \cdot \text{Па} \cdot \text{с} \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{м}^2} = \text{м}^2.$$

Із закону Дарсі випливає, що коефіцієнт проникності має розмірність площі (м^2). У нафтогазопромисловій практиці проникність вимірюють у мкм^2, де 1 мкм^2 = 10^{-12} м^2.

Коефіцієнт проникності реальних гірських порід змінюється у широких межах і умовно розділяється:

– породи з низькою проникністю: k = 0,00 – 0,10 мкм^2;

– породи із середньою проникністю: k = 0,10 – 0,25 мкм^2;

– породи з гарною проникністю: k = 0,25 – 0,50 мкм^2;

– породи з високою проникністю: k = 0,50 – 5,00 мкм^2.

Коефіцієнт проникності визначають лабораторними, гідродинамічними та геофізичними методами та використовують: при обчисленні дебітів свердловин, рядів свердловин; при складанні проєктів розробки нафтових і газових родовищ; при визначенні

технологічної ефективності методів інтенсифікації видобутку нафти і газу та методів збільшення нафтовіддачі пластів тощо.

Неоднорідність гірських порід – це мінливість літолого-фаціального та мінералогічного складу, агрегативного стану та фізичних властивостей порід, що складають продуктивний пласт. Під ступенем неоднорідності продуктивних пластів розуміють діапазон зміни цих властивостей. Це кількісний показник, де використовують такі спеціальні коефіцієнти: коефіцієнт піщанистості, коефіцієнт розчленованості, коефіцієнт літологічної зв'язаності та комплексний показник неоднорідності. Якісно неоднорідність пласта можна охарактеризувати:

– шаруватою неоднорідністю (зміна осереднених за шарами значень параметра пласта залежно від товщини пласта);

– зональною неоднорідністю (зміна за площею покладу осереднених за товщиною значень параметра пласта);

– об'ємною неоднорідністю (зміна параметра пласта у всьому об’ємі продуктивного пласта).

Питома поверхня гірських порід – це відношення поверхні відкритих порових каналів до об’єму породи. Чисельні значення питомої поверхні змінюються в широких межах і становлять S = 70 – 300 000 м^2/м^3. Питому поверхню визначають: з розрахунку гранулометричного складу; візуальними вимірами під мікроскопом; із вимірювання адсорбції ПАР; при фільтрації газів крізь пористе середовище. Значення питомої поверхні використовують при проєктуванні закачування адсорбованих хімічних реагентів у методах інтенсифікації видобутку та підвищення нафто- і газовіддачі пластів.

Стисливість гірських порід – це зміна видимого об'єму гірської породи ΔV при зміні тиску P на одиницю:

$$\beta = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{P}. \qquad (2.5)$$

Так як гірська порода складається з видимого об'єму, об'єму пор і об’єму скелета, то розділяють коефіцієнти стисливості породи, пор ($\beta_{\text{п}}$) і твердої фази ($\beta_{\text{т}}$). Зв'язок між цими коефіцієнтами: $\beta = m \cdot \beta_{\text{п}} + \beta_{\text{т}}$. Для реальних гірських порід коефіцієнт стисливості змінюється у межах $(1 – 4)\times10^{-9}$ Па$^{-1}$.

Значення коефіцієнту стисливості гірських порід використовують при обчисленні запасів нафти і газу на пружному режимі роботи пласта та при обробці даних гідродинамічних досліджень свердловин.

Карбонатність гірських порід. Під *карбонатністю гірських*

порід розуміють сумарну масову частку у гірській породі солей вугільної кислоти (соди, поташу, вапняку, доломіту, сидериту тощо). Вміст цих солей у колекторах змінюється в широкому діапазоні: в одному випадку колектори майже повністю складаються із карбонатів, а в іншому вони або не містять їх зовсім, або містять у невеликій кількості у вигляді цементуючого матеріалу.

Визначення вмісту карбонатів у пластах має велике практичне значення при встановленні доцільності застосування кислотних обробок для підвищення проникності ПЗП та інтенсифікації видобутку нафти і газу, а також корелятивної ознаки при вивченні нафтових і газових пластів.

У нафтогазопромисловій практиці часто використовують інші властивості порід, зокрема:

1) механічні властивості (пружність, твердість, міцність гірських порід, опір порід зсуву, набухання та розмокання глинистих порід тощо);

2) термічні властивості (тепломісткість, теплопровідність, температуропровідність гірських порід);

3) електричні властивості тощо.

2.2. Молекулярно-поверхневі властивості системи “нафта–газ–вода–порода”

Поряд із об'ємними властивостями гірських порід, нафти, води і газу в багатьох процесах, що відбуваються у нафтових і газових пластах, велике значення мають властивості приграничних шарів контактуючих фаз (структура і параметри подвійного електричного шару, що виникає на межі розділу двох фаз із просторово розділених електричних зарядів протилежного знаку). Внаслідок цього поверхневі явища відіграють вирішальну роль у процесах фільтрації та взаємного витіснення нафти, води і газу у нафтових і газових пластах. Зокрема, нафтогазовіддача пластів та їх фазова проникність обумовлена головним чином поверхневими явищами.

Насиченість гірських порід. Пори, каверни і тріщини порід-колекторів заповнені або водою, або нафтою або газом. *Коефіцієнт водонасиченості пласта* – це відношення об’єму води до загального об’єму породи. Аналогічно, коефіцієнт нафто-, газонасиченості – це відношення об’єму нафти (газу) до загального об’єму породи. Залежність між цими коефіцієнтами має вигляд:

$$k_в + k_н + k_г = 1\ (100\ \%), \qquad (2.6)$$

де $k_в$, $k_н$, $k_г$ – відповідно водо-, нафто- і газонасиченість.

Розрізняють: початкову, поточну і кінцеву водонафтогазонасиченість. Значення насиченості гірських порід флюїдами і газом визначають лабораторним методом і геофізичними методами та використовують в обчисленні запасів нафти і газу, контролі та регулюванні за розробкою нафтових і газових родовищ і при оцінці технологічної ефективності застосовуваних методів збільшення нафтогазоконденсатовіддачі пластів.

Змочуваність гірських порід. *Змочуваність* – це поверхневе явище, що полягає у взаємодії рідини і газу з твердим тілом. Ступінь змочуваності кількісно описується безрозмірною величиною $\cos\theta$ або кут θ. З погляду змочуваності розрізняють:

1) гідрофобні породи – це породи, які переважно змочуються нафтою (кут змочування понад 90 градусів);

2) гідрофільні породи – це породи, які переважно змочуються водою (кут змочування менший за 90 градусів).

На кут змочування впливають полярність фаз, процеси адсорбції, концентрація ПАР, шорсткість породи, температура, кількість і склад розчиненого газу, тиск, склад води, мінералогічний склад породи та порядок змочування поверхні породи. Змочуваність гірських порід використовується при виборі витісняючого агента та його властивостей для нафти і газу.

Поверхневий натяг – це вільна поверхнева енергія або робота, яку треба витратити, щоб збільшити площу розділу фаз на одиницю

$$\sigma = A/S, \text{ [Дж/м}^2 \text{ або н/м]}, \qquad (2.7)$$

де A – поверхнева енергія Гіббса (фактор інтенсивності);

S – площа поверхні (фактор ємності).

Поверхневі явища виражаються в тому, що стан молекул, що знаходяться у поверхневому шарі, інший порівняно з молекулами, що знаходяться в об’ємі тіла. У пласті є такі поверхні розділу: "нафта–вода", "нафта–порода", "нафта–газ", "газ–порода". На поверхневий натяг впливають температура і тиск, лужність або кислотність води, склад і властивості нафти і газу, наявність ПАР у воді або природних ПАР у нафті. Значеннями поверхневого натягу користуються при виборі ПАР для заводнення пластів, а також виборі ПАР у системах підготовки нафти, газу і води. Прагнення системи до зменшення поверхневої енергії Гіббса виявляється у мимовільному зменшенні міжфазної поверхні (зміна форми і кривизни, прояв процесів коагуляції, коалесценції) та зменшенні поверхневого натягу

(прояв процесів адсорбції, адгезії та змочування, виникнення електричного потенціалу).

2.3. Джерела пластової енергії. Сили, що діють у покладі

Приплив рідини і газу з пласта у свердловини відбувається під дією сил, на природу та величину яких впливають види та запаси пластової енергії. Залежно від геологічної будови району та покладу приплив нафти, води і газу до свердловин обумовлюється:

1) напором крайових вод;

2) напором газу, стисненого в газовій шапці;

3) енергією газу, розчиненого в нафті і у воді, який виділяється з них при зниженні тиску;

4) пружністю стиснутих порід;

5) гравітаційною енергією.

У практиці експлуатації газових родовищ трапляються поклади, геологічні умови яких сприяють прояву водонапірних, газових і змішаних режимів. *Водонапірний режим газових родовищ* так само, як і у нафтових покладів, виникає за наявності активних крайових вод або штучного заводнення пласта. *Газовий режим покладу* (або режим газу, що розширюється) виникає за умови, коли єдиним джерелом є енергія самого стисненого газу, тобто коли пластові води не активні.

Запаси пластової енергії витрачаються на подолання сил і здійснення роботи:

1) подолання сил в'язкого тертя при переміщенні рідин і газів по породі до вибою свердловини;

2) подолання капілярних сил;

3) подолання адгезійних сил;

4) подолання сил Жамена[16];

5) на підйом рідини і газу з вибою свердловини на денну поверхню (ліфтінг).

2.4 Гірничо-геологічні умови залягання нафти і газу

Серед гірничо-геологічних характеристик родовища основними є:

1) геометрія родовища (форма, площа і висота родовища,

[16] Ефект Жамена – явище виникання додаткового поверхневого опору переміщенню нафти, насиченої газом, по тонкопористому пласту під час проходження через звужені місця порових каналів. Газована (насичена газом) рідина (тобто рідина з бульбашками газу) вузькими капілярними каналами рухається повільніше, ніж рідина без бульбашок. Суть явища полягає у зміні поверхневого натягу і капілярності.

розчленованість на окремі поклади і продуктивні пласти, глибина залягання);

2) властивості колекторів (ємнісні – пористість, нафтонасиченість; фільтраційні – проникність; літологічні – гранулометричний склад, питома поверхня, карбонатність; фізичні – механічні, теплофізичні тощо);

3) фізико-хімічні властивості флюїдів;

4) енергетична характеристика родовища;

5) кількість і розкиданість покладів нафти в межах родовища.

Природним резервуаром називають таке вмістилище для нафти, газу і води, у межах якого можливий їх рух, форма і розміри його зумовлені співвідношенням порід-колекторів і порід-покришок.

Природні резервуари за формою і умовами виникнення поділяються на три типи:

– пластові;

– масивні;

– резервуари неправильної форми (літологічно обмежені з усіх сторін).

Пластовий резервуар характеризується невеликою товщиною і розповсюджується на величезні площі (сотні і тисячі км^2). Знизу і зверху він обмежується флюїдонепроникними породами. Флюїди у такому резервуарі рухаються із зон найбільшого напору (найбільшої глибини) до зон найменшого напору (найменшої глибини).

Масивний резервуар – велика товща (до 1,0 км і більше) проникних порід, що перекрита згори і з боків непроникними породами. Часто такі резервуари формуються у древніх (викопних) рифах. Фільтрація вуглеводнів тут відбувається у бік покришки.

Літологічно обмежений резервуар (резервуар неправильної форми) – це товща порід-колекторів, що з усіх боків оточена флюїдонепроникними породами. Це можуть бути лінзи піщаних порід, локальні ділянки тріщинуватих або кавернозних порід. Флюїди через невеликі розміри резервуару рухаються у ньому в обмеженому просторі.

Реально у природі є, крім трьох основних типів резервуарів і їх перехідні форми, наприклад, пластово-масивні резервуари.

Пластово-масивний резервуар – комбінація пластового і масивного резервуарів. Це товщі колекторів, що перешаровуються з флюїдотривкими пластами. Але внаслідок існування чисельних тектонічно послаблених ділянок (зон розривних порушень) у цьому масиві гірських порід, увесь він є єдиною флюїдодинамічною

системою. У такому резервуарі вуглеводні фільтруються як у горизонтальному (по породах – колекторах) так і у вертикальному (по зонах розривних тектонічних порушень) напрямках.

Ємність нафтогазових резервуарів визначається їхніми розмірами і величиною пористості колектора. Найбільшу ємність мають перші три типи резервуарів.

З гідродинамічних умов усі природні резервуари слід ділити на відкриті, напівзакриті та закриті (ізольовані). *Відкриті резервуари* – ті, які мають прямий зв'язок із денною поверхнею, *ізольовані резервуари* – ті, які не мають ніякого зв'язку ні з денною поверхнею, ні з іншими пластами. *Напівзакриті резервуари* є проміжними між двома іншими типами резервуарів.

Не всі природні резервуари, які є в земній корі, можуть бути заповнені нафтою чи газом. Переважна їх більшість заповнена водою. Нафта і газ, які потрапили у природний резервуар, заповнений водою, піднімаються вгору під впливом виштовхувальної сили, тобто різниці у густині фаз. Це переміщення відбувається до моменту зустрічі якоїсь перешкоди, тобто до моменту, коли нафта чи газ потрапить у певну пастку, де їх подальший рух стає неможливим.

В межах природних резервуарів є ділянки накопичення (скупчення) вуглеводнів, що мають назву *пасток.*

Пастка – це частина природного резервуару, яка частково чи повністю забезпечує вловлювання й утримання напливних у резервуар рідких і газоподібних вуглеводнів протягом деякого відрізку геологічного часу і в межах якого встановлюється рівновага між нафтою, газом і водою під впливом дії гравітаційних сил. Пастка характеризується шириною, довжиною і висотою.

Покладом називають природне локальне одиночне скупчення нафти і газу в одному або кількох сполучених між собою пластах-колекторах, тобто в гірських породах, здатних вміщувати у собі та віддавати при розробці нафту і газ.

Родовище – це сукупність окремих покладів нафти або газу, які належать до одного або кількох природних пластів, розміщених на одній локальній площі. Родовище може бути одно- або багатопластовим. У середньому на одне родовище припадає біля трьох покладів. Товщина продуктивних пластів змінюється від кількох метрів до десятків, а інколи і сотень метрів. Розміри родовищ у середньому становлять: довжина – 5 – 10 км, ширина – 2 – 3 км, висота (поверх нафтогазоносності) – 50 – 70 м.

Глибиною залягання родовища визначаються температура і тиск у покладах. Вони зумовлюють фазові співвідношення нафти, газу і конденсату у пластових умовах. Розрізняють однофазні і двофазні поклади. Серед них виділяють поклади:

– газові;

– газоконденсатні;

– нафтові з різним вмістом розчиненого газу (менше 200 – 250 $м^3$/т, а іноді для покладів перехідного стану і більше, коли вуглеводні за своїми фізичними властивостями (в'язкість, густина) у пластових умовах близькі до критичного стану і займають проміжне положення між рідиною і газом);

– нафтогазові (чи газонафтові) при різному співвідношенні запасів нафти (у нафтовій облямівці) і газу або газоконденсату (у газовій шапці).

У розміщенні покладів нафти і газу часто спостерігається певна глибинна і площова закономірність. Земля, як планета, вміщує три геосфери – *ядро, мантію* і *земну кору* (*літосферу*). Товщина земної кори на суші становить 30 – 70 км, а в межах океанів – 5 – 10 км. Поклади нафти і газу пов'язані з верхнім осадовим шаром земної кори або із стратисферою, тобто зі стратифікованою частиною земної кори, поділеною на стратиграфічні комплекси, пласти, шари тієї чи іншої розмірності. Стратифікація, або шаруватість, є загальною властивістю нафтогазоносних товщ, оскільки вона виникає не лише внаслідок осадоутворення, але і з інших причин (нерівномірний ріст організмів у коралових рифах, чергування більш або менш змінених зон у корах вивітрювання тощо).

У 1960 – 1970-их роках, геологами виявлена глибинна (вертикальна) зональність розміщення покладів нафти і газу у товщі осадових порід. Виділено чотири зони покладів:

1) переважно чистого газу, а також нафти часто важкої (до 1 350 – 1 500 м, іноді – до 1 900 м);

2) в основному легкої нафти й іноді конденсатного газу (до 4 000 – 4 500 м, іноді – до 6 000 м);

3) переважно конденсатного газу і подекуди вельми легкої нафти (до 5 000 – 6 000 м, рідко – глибше);

4) сухого (метанового) газу (мабуть, до підошви осадової товщі).

Ця закономірність може порушуватися внаслідок складного тектонічного зміщення порід, насуву одних стратиграфічних комплексів на інші, як, наприклад, у Карпатах.

На території України розміщені три нафтогазоносні регіони: Дніпровсько-Донецький, Карпатський і Причорноморсько-Кримський.

Запасами називають масу нафти і конденсату або об'єм газу у виявлених, розвіданих і розроблюваних покладах на дату обчислення, зведених до стандартних умов (0,1 МПа і 20 ^{o}C). При визначенні запасів родовищ обов'язковому обчисленню й обліку підлягають не тільки запаси нафти, газу, конденсату, але й усі цінні компоненти, які містяться в них (етан, пропан, бутан, сірка, гелій, метали), видобуток яких є доцільним. Запаси нафти, газу, конденсату і компонентів, що містяться в них, за ступенем вивченості поділяються на категорії А, В, C_1, C_2.

Категорія А – запаси покладу (його частини) вивчені детально. Обчислюються у покладі (його частині), який розбурений згідно із затвердженим проєктом розробки родовища нафти або газу.

Категорія В – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого виявлена на основі одержаних промислових припливів нафти або газу у свердловинах на різних гіпсометричних відмітках.

Категорія C_1 – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого виявлена на основі одержаних у свердловинах промислових припливів нафти або газу (частина свердловин випробувана випробовувачем пластів) і позитивних результатів геологічних і геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах.

Категорія C_2 – запаси покладу (його частини), наявність яких обґрунтована даними геологічних або геофізичних досліджень. Підраховуються у нерозвіданих частинах покладу, які прилягають до ділянок із запасом вищих категорій, у проміжних і вищезалеглих невипробовуваних пластах розвіданих родовищ.

Запаси нафти, газу, конденсату і компонентів, які містяться в них, поділяють на дві групи: *балансові* – запаси родовищ (покладів), розробка яких на сучасному етапі економічно доцільна; *забалансові* – запаси родовищ (покладів), розробка яких на теперішній час економічно недоцільна, або технологічно і технічно неможлива, але які у майбутньому можуть бути переведені в балансові. У групі балансових запасів виділяють *видобувні запаси*, тобто ту їх частину, яку можна видобути з надр при сучасному рівні техніки і технології видобутку.

Контрольні питання

1. Як поділяються нафтогазовмісні породи за складом?

2. Що розуміють під гранулометричним складом гірської породи?

3. Що розуміють під пористістю гірської породи?

4. Що розуміють під коефіцієнтом пористості гірської породи?

5. Що розуміють під проникністю гірської породи?

6. Що розуміють під фазовою проникністю гірської породи?

7. Що розуміють під неоднорідністю гірської породи?

8. Що розуміють під питомою поверхнею гірських порід?

9. Що розуміють під стисливістю гірських порід?

10. Що розуміють під карбонатністю гірських порід?

11. Що розуміють під насиченістю гірських порід?

12. Що розуміють під змочуваністю гірських порід?

13. Який режим називають водонапірним режимом газових родовищ?

14. Який режим називають газовим режимом газових родовищ?

15. Дайте визначення природного резервуару і охарактеризуйте його.

16. Що таке пастка нафти і газу?

17. Що таке поклад нафти і газу?

18. Що таке родовище нафти і газу і як вони класифікуються?

19. Що таке глибинна і площова закономірність розміщення покладів нафти і газу?

20. Які існують зони розміщення покладів нафти і газу у товщі осадових порід?

21. Які нафтогазоносні регіони розміщені на території України?

22. Що називають запасами нафти, конденсату або газу у виявлених, розвіданих і розроблюваних покладах?

23. Як поділяються запаси нафти, газу, конденсату і компонентів, які містяться в них, за ступенем вивченості?

3. СКЛАД І ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ

3.1. Склад і фізико-хімічні властивості природних вуглеводневих газів

Природні вуглеводневі гази (ВГ) газових родовищ, а також гази нафтогазових родовищ за своєю хімічною природою подібні до нафти. Вони являють собою багатокомпонентні суміші граничних вуглеводневих газів виду C_nH_{2n+2} і невуглеводневих сполук: азоту, вуглекислоти, сірководню, інертних газів (He, Ar), парів ртуті і меркаптанів. Основний компонент вуглеводневих газів – метан CH_4. Вміст його досягає 98 %.

Склад природних газів[17]:

1 Вуглеводні метанового ряду: метан (CH_4), етан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), нормальний бутан n–C_4H_{10}, ізобутан і–C_4H_{10}, і важчі гомологи метану пентани C_5, C_6 + вищі.

2. Сірководень (H_2S) є цінною сировиною для виробництва сірки; разом із тим він спричиняє інтенсивну корозію нафтогазопромислового обладнання та небезпечний для здоров'я людини.

3. Азот (N_2): інертний газ який знижує теплотворну здатність газу.

4. Вуглекислий газ (CO_2): спричиняє корозію нафтогазопромислового обладнання та небезпечний для здоров'я людини.

5. Кисень (O_2) спричиняє окиснення нафти, а в нафтогазових сумішах із повітрям утворює вибухонебезпечні суміші.

6. Інертні гази (гелій, аргон, неон та ін.) є цінною сировиною у промисловості.

За стандартних умов (P = 0,1 МПа, t = 20 °С) ВГ від метану до бутану знаходяться у газоподібному стані. У пластових умовах пентан і вищі можуть знаходитися у розчиненому стані у газах. При зниженні тиску і температури вони виділяються у вигляді рідкої фази, так званого конденсату.

[17] Приклад компонентного складу природного газу, що відпускається населенню, може бути таким: метан (96–97,6 %), етан (1,24–1,88 %), пропан (0,30–0,57 %), ізобутан (0,04–0,083 %), n-бутан (0,04–0,09 %), пентани (0,018–0,032 %), гексани та вищі (0,001–0,004 %), азот (0,7–0,82 %), діоксид вуглецю (0,05–0,021 %), кисень (0,007–0,008 %).

Залежно від складу газу розрізняють:

1) сухі гази – не переходять у рідкий стан за нормальних умов;

2) жирні гази – переходять у рідкий стан при невеликих тисках.

Гази, що містять не більше 75 г/м^3 важких вуглеводневих газів (C_3, C_4) відносять до «сухих», більше 150 г/м^3 – до «жирних».

Природні гази підрозділяють на такі групи:

1. Гази, що видобуваються з суто газових родовищ – сухий газ, вільний від важких ВГ; у газових родовищах:

$$\alpha = \frac{\sum_i^{\text{бутан}} iC_4H_{10}}{\sum_{\text{бутан}}^{\infty} nC_4H_{10}} \geq 1{,}1, \qquad (3.1)$$

зазвичай α = 1,1 – 4,0;

2. Газ, що видобувається із газоконденсатних родовищ – суміш сухого газу та рідкого вуглеводневого конденсату; конденсат складається з великого числа важких ВГ (C_5 + вищі, C_6 + вищі тощо), з яких можна виділити бензинові, лігроїнові, гасові а іноді і важчі маслянисті фракції; у газоконденсатних родовищах: α = 0,9 – 1,1.

3. Газ, що видобувається разом із нафтою (газ у газовій шапці та попутний газ, розчинений у нафті) – фізична суміш сухого газу, пропано-бутанової фракції (жирного газу) і газового бензину; у нафтових родовищах: α < 0,9 (зазвичай 0,5 – 0,6).

Фізико-хімічні властивості природних газів багато в чому збігаються з аналогічними властивостями нафти, але відрізняються за чисельними значеннями.

Густина газу $\rho_г$ – маса m одиниці об’єму газу V, або відношення молекулярної маси газу M до об’єму моля $V_м$, Густину природних газів вимірюють за стандартних або нормальних умов:

– стандартні умови: P = 760 мм рт. ст., Т = 20 °С;

– нормальні умови: P = 760 мм рт. ст., Т = 0 °С.

Густину газу обчислюють за формулою:

$$\rho_г = m/V = M/V_м = \text{М}/22{,}4. \qquad (3.2)$$

Одиниця вимірювання – кг/м^3. Густина газу зазвичай 0,73 – 1,0 кг/м^3.

Кількість речовини у грамах (кілограмах), рівна молекулярній масі, називається *молем* (*кіломолем*). Об’єм моля для всіх газів постійний і дорівнює за стандартних умов 22,4 м^3.

Молекулярна маса речовини – відношення маси молекули цієї речовини до 1/12 маси атома ізотопу вуглецю ^{12}C; безрозмірна величина. Синонім – *відносна молекулярна маса*.

Молекулярна маса природного газу визначається за формулою:

$$M = \sum M_i \, x_i, \qquad (3.3)$$

де M_i M_i – молекулярна маса *i*-го компонента;

x_i – об'ємний вміст *i*-го компонента у частках одиниці.

Молекулярна маса природних газів становить 16 ÷ 20.

Відносна густина природного газу (за повітрям) $\bar{\rho}$ – це відношення густини газу $\rho_г$ до густини повітря $\rho_{пов}$, взятих при однакових температурі і тиску:

$$\bar{\rho} = \rho_г / \rho_п = 0{,}6 - 1{,}1,$$

Густина повітря $\rho_{пов}$ за стандартних умов становить 1,293 кг/м^3, молекулярна маса 29. З ростом температури густина газу зменшується, а з підвищенням молекулярної маси і тиску – зростає.

Таблиця 3.1 – Густина газів за температури 0 °С і тиску 760 мм рт.ст.

Газ	Густина, кг/м^3	Газ	Густина, кг/м^3
Азот	1,251	Оксид вуглецю	1,252
Бутан	2,598	Пропан	1,967
Водень	0,090	Сірчистий газ	2,93
Водяна пара	0,805	Сірководень	1,539
Повітря	1,293	Вуглекислий газ	1,977
Кисень	1,431	Етан	1,344
Метан	0,717	Етилен	1,261

В'язкість газу $\mu_г$ – це сила внутрішнього тертя, що виникає між двома шарами газу, що переміщуються паралельно відносно один одного з різними швидкостями (властивість частинок газу чинити опір взаємному переміщенню). В'язкість вуглеводневих газів є незначною. В'язкість сухого газу при t = 0 °С становить $13 \cdot 10^{-6}$ Па·с, повітря $17 \cdot 10^{-6}$ Па·с.

Зі збільшенням температури при низьких тисках в'язкість газів і повітря збільшується; при значеннях тиску до 4 МПа в'язкість газів мало залежить від тисків, при вищих тисках – підвищується (табл. 3.2, 3.3, рис. 3.1).

В'язкість вуглеводневих газів за однакових умов є меншою, ніж невуглеводневих.

На відміну від рідин, кінематична в'язкість газів із ростом температури зростає, хоча для динамічної в'язкості ця залежність не є так вираженою.

Дифузія газу – це проникнення молекул одного газу у середовище іншого газу за допомогою броунівського руху.

Таблиця 3.2 – Динамічна в’язкість метану

Тиск, МПа	Температура, °С						
	–15	0	18	25	50	75	100
0,1	99,5	105	110	113	120	128	136
1	101	106	111	114	122	129	137
2	103	108	113	116	123	130	138
4	109	114	117	120	127	134	140
6	117	120	123	126	132	138	144
8	127	129	131	133	138	142	148

Таблиця 3.3 – Динамічна в’язкість газів при тиску 0,101 МПа

Газ	Температура, °С					
	0	20	25	50	75	100
Етан	87,1	93,3	94,7	104,0	109,0	117,0
Пропан	76,4	81,5	82,7	89,5	96,0	102,0
n – Бутан	69,5	74,9	76,3	83,0	89,8	96,5
Ізобутан	70,2	75,8	77,3	83,7	90,3	96,5
n – Пентан	63,5	68,1	69,3	75,1	81,1	86,6
Ізопентан	65,0	69,8	70,9	76,6	72,0	87,7
Азот	170,0	180,0	181,0	192,0	202,0	213,0
Вуглекислий газ	139,0	149,0	151,0	164,0	175,0	186,0
Сірководень	120,0	129,0	131,0	142,0	153,0	164,0

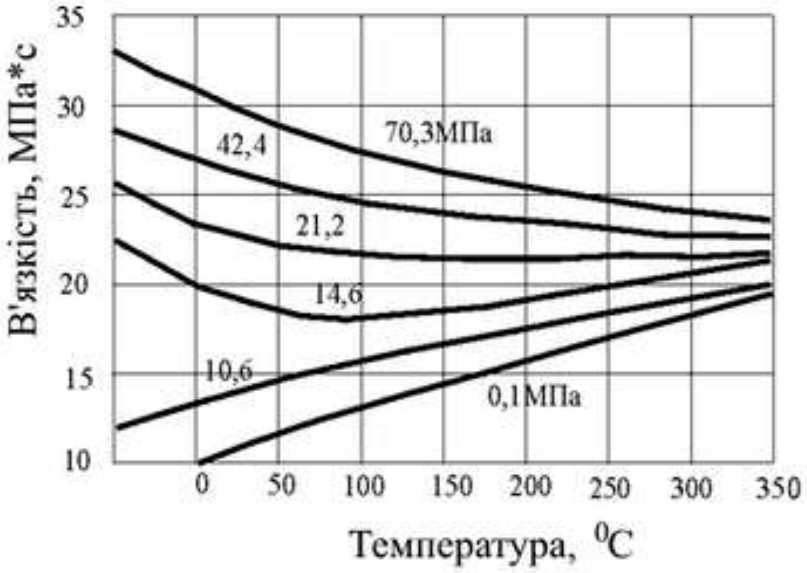


Рисунок 3.1 – В'язкість природного газу при різних значеннях тиску і температури

Адсорбція газу – процес концентрування молекул газу на поверхні розділу середовищ. Адсорбованість природних газів збільшується зі збільшенням молекулярної маси молекул та зі збільшенням тиску.

Абсорбція газу – процес дифузії типу "газ – рідина", коли поглинання газу рідиною відбувається усією поверхнею (об'ємом), а не на межі розділу середовищ.

Ефузія[18] *газу* – процес витікання газу у вакуумі. Такий процес відбувається при русі газу у пористих середовищах.

Пружність газу – здатність стискатися і розширятися під впливом тиску і температури, і отже, ці чинники є визначальними параметрами стану газу.

Слабка міжмолекулярна взаємодія речовини в газоподібному стані обумовлює прагнення газу до нескінченного розширення з підвищенням температури.

Пружність насиченої пари – це такий тиск, при якому рідина знаходиться в рівновазі з парою при заданій температурі.

Вологість газу – це масовий вміст води в одиниці об'єму газу:

$$W = M_в / V_г, [г / м^3] \text{ (за стандартних умов).} \qquad (3.4)$$

Відносна вологість газу – відношення абсолютної вологості до максимальної, що відповідає повному насиченню парами води, при даній температурі і тиску (%). У складі природних газів завжди є волога.

Абсолютна вологість характеризується кількістю водяної пари в одиниці об'єму газової суміші, приведеної до нормальних умов (T = 273 K, P = 0,1 МПа), вимірюється в г/м^3 або кг/1000 м^3. Чинники, які визначають вміст вологи природних газів: тиск, температура, склад газу; кількість солей, розчинених у воді, що контактує з цим газом.

Теплота згоряння газу вимірюється кількістю тепла (кДж), що виділяється при спалюванні 1 м^3 або 1 кг газу. Вища теплота згоряння відповідає сухому газу (без парів води), нижча – вологому (з парами води). Теплота згоряння ВГ зростає зі збільшенням молекулярної маси. Середня теплота згоряння для природних газів дорівнює 35 160 кДж/м^3.

[18] У хімії та фізиці, ефузія (від лат. effusio – від effundo – розливаю) – процес, за якого окремі молекули проникають через отвір без зіткнень між собою. Це відбувається, якщо діаметр отвору значно менший, ніж довжина вільного пробігу молекул

3.2. Газові закони

Аналітичну залежність між параметрами (об’ємом, тиском і температурою) газу, яка описує стан газу, називають *рівнянням стану* (ідеального або реального) *газу*.

Ідеальний газ – із позиції молекулярно-кінетичної теорії – це теоретична (математична, фізична) модель газу, в якій передбачається, що:

1. потенціальною енергією взаємодії матеріальних частинок, що складають газ, можна знехтувати порівняно з їх кінетичною енергією;

2. сумарний об'єм частинок газу дуже малий або ним можна знехтувати;

3. між частинками немає далекодіючих сил тяжіння або відштовхування, зіткнення частинок між собою і зі стінками посудини абсолютно пружні (відсутня кінетична енергія);

4. час взаємодії між частинками дуже малий порівняно із середнім часом між зіткненнями.

Рівняння стану ідеального газу (Клапейрона-Менделєєва[19]) узагальнює закони Бойля-Маріотта, Гей-Люссака та Шарля і має вигляд:

$$PV_i = NRT,$$

де P – тиск;

V_i – об’єм ідеального газу;

N – число кіломолей газу;

R – універсальна газова постійна, рівна 8,32 Дж / (моль·К);

T – абсолютна температура, К.

Рівняння Клапейрона-Мендєлєєва для реальних газів має вигляд:

$$PV = zNRT, \qquad (3.5)$$

де z – коефіцієнт стисливості, що є функцією тиску, температури, складу газу, який характеризує ступінь відхилення реального газу від ідеального. Для ідеальних газів $z = 1$.

Коефіцієнт стисливості реальних газів показує відношення об’ємів рівного числа молів реального $V_\text{р}$ й ідеального V_i газів при однакових тиску і температурі: $z = V_\text{р} / V_i$.

[19] У класичній термодинаміці під рівнянням стану ідеального газу розуміється рівняння Клапейрона, що об'єднує закон Бойля-Маріотта і закон Гей-Люссака або закон Бойля-Маріотта і закон Шарля. Об'єднання експериментальних газових законів у одне рівняння газового стану уперше було зроблено Бенуа Клапейроном у 1834 році. Різновид цього рівняння для довільної маси газу сформулював Дмитро Менделєєв у 1874 році. Воно отримало назву рівняння Клапейрона-Менделєєва.

Коефіцієнт z визначає величину відношення об'ємів реального газу при пластових $V_{пл}$ і стандартних $V_{ст}$ умовах. При цьому він безпосередньо залежить від величини пластового тиску $P_{пл}$, Па, і температури, K: $z = 0{,}00289 \cdot (P_{пл}/T_{пл}) \cdot (V_{пл}/V_{ст})$.

Коефіцієнт стисливості точніше визначають експериментальним шляхом за пластовими пробами газу або наближено обчислюють за кривими Брауна (рис. 3.2).

За графіком (рис. 3.2) коефіцієнт z знаходять залежно від приведених значень псевдо-критичних тиску і температури.

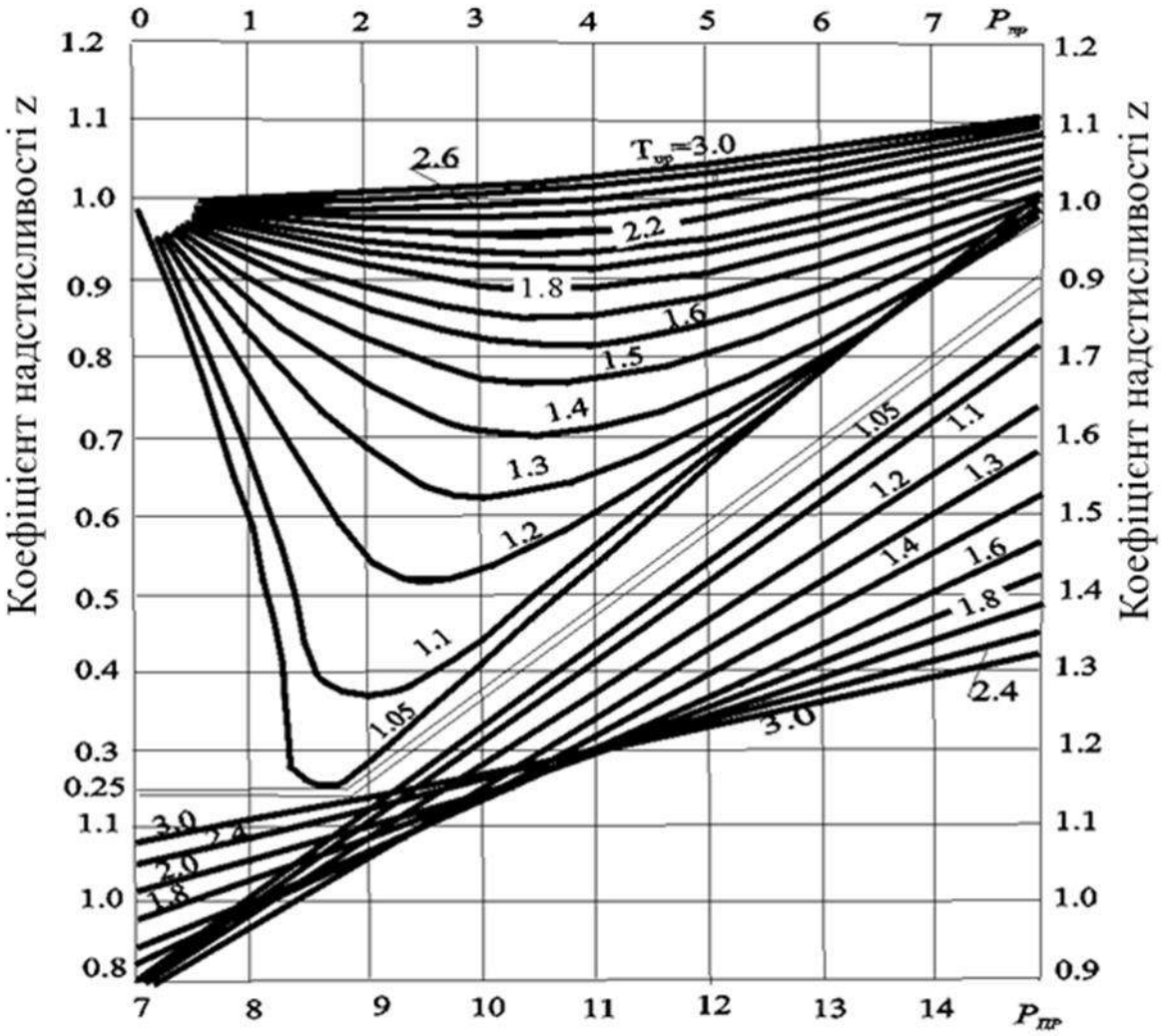


Рисунок 3.2 – Залежність коефіцієнта стиснення z вуглеводневого газу від приведених псевдокритичних тиску $P_{пр}$ і температури $T_{пр}$ (за Р. Брауном)

Приведені тиски $P_{пр}$ і температуру $T_{пр}$ виражають у частках від критичних тиску $P_{кр}$ і температури $T_{кр}$ і для однокомпонентного газу визначають за формулами:

$$P_{пр} = P/P_{кр}, \qquad T_{пр} = T/T_{кр}, \tag{3.6}$$

де P і T – конкретні тиски і температура, для яких визначається z.

Критична температура $T_{кр}$ – така температура, при якій густина і тиск насиченої пари стають максимальними, а густина рідини, що перебуває у динамічній рівновазі з парою, стає мінімальною (фазова діаграма рис. 3.3). При температурі, вищій за критичну температуру газу, його неможливо сконденсувати при жодному тиску.

Тиск, що відповідає точці критичної температури, називається *критичним тиском* – це граничний тиск, нижче якого, якою б низькою не була температура, газ не переходить у рідкий стан (фазова діаграма рис. 3.3). Критичний тиск – максимальний тиск, при якому може спостерігатися фазова межа між рідиною і газом. При тиску, вищому за критичний, різниця між газом і рідиною зникає, речовина займає весь об'єм посудини і не випаровується при жодній температурі.

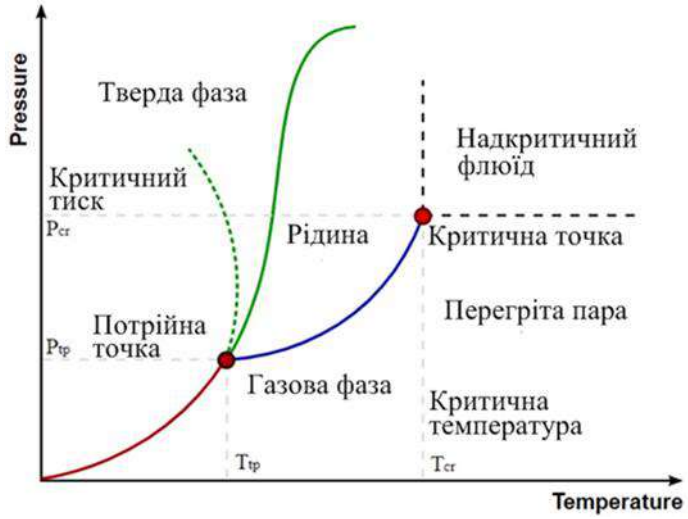


Рисунок 3.3 – Класична фазова діаграма

Для вуглеводневих газів, що являють собою суміш окремих компонентів, величини $P_{кр}$ і $T_{кр}$ визначають як середнє арифметичне їхніх значень для кожного компонента. Ці середні значення називають *псевдокритичним тиском* $P_{п.кр}$ і *температурою* $T_{п.кр}$.

Приведені тиск і температуру суміші вуглеводневих газів визначають за формулами:

$$P_{пр} = P/P_{п.кр} = P/\sum P_{кр.i}\, x_i, \tag{3.7}$$

$$T_{пр} = T/T_{п.кр} = T/\sum T_{кр.i}\, x_i \tag{3.8}$$

де $P_{кр.i}$, $T_{кр.i}$ – відповідно критичні тиск і температура i-го компонента;

x_i – частка i-го компонента в об’ємі суміші (частки одиниці).

Приведені температуру і тиск для сумішей газів часто називають *псевдоприведеними.*

Якщо відомий об'єм газу V_o при нормальних умовах (P_o і T_o), його об'єм при інших тисках і температурах (P і T) з урахуванням стиснення обчислюють за законом Гей-Люсака:

$$V = V_o \cdot z \cdot \frac{T}{T_o} \cdot \frac{P_o}{P}, \qquad (3.9)$$

де T_o = 273 К; P_o = 0,103 МПа.

Для переходу від об'єму, займаного газом за нормальних умов, до об'єму, займаному ним у пластових умовах, користуються *об'ємним коефіцієнтом пластового газу*, чисельно рівним об'єму, який зайняв би 1 м^3 газу при пластових умовах $V_{пл.г}$:

$$b_г = V_{пл.г}/V_o, \qquad (3.10)$$

$$b_г = z \cdot \frac{T_{пл}}{T_o} \cdot \frac{P_o}{P} = 0{,}000378 \cdot z \cdot \frac{T_{пл}}{P_{пл}}, \qquad (3.11)$$

де $P_{пл}$, $T_{пл}$ – відповідно пластові тиск і температура.

Об'ємний коефіцієнт газу завжди значно менший за одиницю, так як об'єм газу при пластових умовах приблизно у 100 разів менший, ніж при стандартних умовах.

Згідно із *законом Гей-Люсака* об'єм деякої кількості газу при постійному тиску змінюється прямо-пропорційно зміні абсолютної температури:

$$V_2/V_1 = T_2/T_1; \quad V_2 = (V_1\, T_2)/T_1. \qquad (3.12)$$

Тобто усі гази при постійному тиску розширюються однаково на одну величину, яку називають *коефіцієнтом розширення газу* при підвищенні температури на 1 °С:

$$V_1 = V_o(1 + at) = V_o(1 + t/273), \qquad (3.13)$$

де V_1 – об'єм газу при температурі t;

V_o – об'єм газу при температурі 0 °С;

a – коефіцієнт розширення, $a = 1/273{,}16 = 0{,}0036604$.

Тиск у всіх газів при постійному об'ємі зростає з підвищенням температури на 1/273 частку того тиску, який мав газ при t = 0 °С:

$$P_1 = P_o(1 + at) = P_o(1 + t/273), \qquad (3.14)$$

де P_1 і P_o – тиск газу при постійному об'ємі при температурах t і 0 °С.

Згідно із *законом Бойля-Маріотта* при постійній температурі об'єм однієї і тієї ж маси газу змінюється обернено-пропорційно тиску

P, тобто добуток об'єму даної маси газу V на абсолютний тиск P, під яким знаходиться газ, при постійній температурі T є постійною величиною:

$$V = 1/P = const; \quad PV = c = const; \quad V_1/V_2 = P_1/P_2$$

$$\text{або } P_1/V_2 = P_2/V_2 = const. \tag{3.15}$$

Вуглеводневі гази стискуються більше, ніж це випливає із закону Бойля-Маріотта. Тому при визначенні об'єму природних газів у формулу обчислення запасів газу вводять поправку на стисливість $a = 1/z$. Поправку a за температури 15 °С обчислюють за формулою:

$$n = 2{,}26 \cdot P \cdot (m + 4e + 8d + 3c + 5{,}5s + 0{,}22l)/1000, \tag{3.16}$$

де n – відхилення від закону Бойля-Маріотта, %;

P – манометричний абсолютний тиск;

m, e, d, c, s, l – вміст відповідно метану, етану, пропану, вуглекислоти, сірководню, повітря, %.

Підрахувавши компонентним складом газу величину n, підставляють у об'ємну формулу поправку $a = 1 + n / 100$. При високому вмісті важких вуглеводнів і абсолютному тиску понад 10 МПа користуватися наведеною вище формулою не рекомендується.

Згідно із *законом Дальтона* загальний тиск газової суміші P дорівнює сумі парціальних тисків, створюваних кожним окремим газом:

$$P = P_1 + P_2 + \cdots + P_n, \tag{3.17}$$

де P_1, P_2, … P_n – парціальні тиски компонентів суміші газу.

Згідно із *законом Амага* загальний об'єм V, займаний сумішшю газів, дорівнює сумі парціальних об'ємів компонентів:

$$V = V_1 + V_2 + \cdots + V_n, \tag{3.18}$$

де V_1, V_2, …V_n – парціальні об'єми окремих газів, приведені до загального тиску.

3.3. Склад і фізико-хімічні властивості газоконденсатів

Конденсатом називають вуглеводневу суміш (C_5 + C_6 + вищі), що знаходиться у газоконденсатному покладі у газоподібному стані і яка випадає у вигляді рідини при зниженні пластового тиску до тиску початку конденсації і нижче його у процесі розробки покладу.

Тиск початку конденсації – пластовий тиск, при якому конденсат покладу починає переходити з пароподібного стану у рідкий, що

приводить до перетворення однофазної системи у двофазну.

Ступінь насиченості газоконденсатного покладу конденсатом характеризується *конденсатністю*, під якою розуміють вміст рідких ВГ у газі у пластових умовах. Кількісне співвідношення фаз у продукції газоконденсатних родовищ оцінюється газоконденсатним фактором. *Газоконденсатний фактор* – величина, обернена конденсатності, що показує відношення кількості добутого газу ($м^3$) (у нормальних атмосферних умовах) до кількості отриманого конденсату ($м^3$), що уловлюється у сепараторах. Величина газоконденсатного фактора змінюється для різних родовищ від 1 500 до 25 000 $м^3/м^3$.

Під *сирим конденсатом* розуміють рідкі вуглеводні за стандартних умов (C_5+вищі) з розчиненими у них газоподібними компонентами (метаном, етаном, бутаном, пропаном, сірководнем тощо). Конденсат, який за стандартних умов складається тільки з рідких вуглеводнів (C_5+вищі), називають *стабільним*.

За фізичними властивостями конденсати характеризуються великою розмаїтістю. *Густина стабільного конденсату* змінюється від 0,6 до 0,82 $г/см^3$, *молекулярна маса* – від 90 до 160, вміст сірки від нуля до 1,2 %. *Температура випарювання* основних компонентів знаходиться в межах 40 – 200 °С, але є конденсати, кінець кипіння яких знаходиться у межах 350 – 500 °С.

Характерною особливістю газоконденсатних покладів є перебування конденсату і газу в пластових умовах у однофазовому газоподібному стані і підпорядкуванні їх законам зворотньої (ретроградної) конденсації.

Сутність *зворотного випаровування і конденсації* полягає в тому, що при тисках і температурах вищих критичних ізотермічне підвищення тиску призводить до випаровування компонентів суміші, а ізотермічне зниження тиску – до їхньої конденсації.

У зоні докритичних тисків перерозподіл компонентів вуглеводнів між фазами відбувається у звичайній послідовності (пряма конденсація і випаровування), тобто при ізотермічному збільшенні тиску газові компоненти вуглеводневої суміші можуть переходити у рідкий стан, а при ізобаричному підвищенні температури – випаровуватись.

При розгляді явищ ретроградної конденсації необхідно пам’ятати, що для однокомпонентної системи критичною є максимальна температура, при якій ця однокомпонентна сполука ще може бути переведена з газоподібного стану у рідкий шляхом підвищення тиску. Тиск, що відповідає критичній температурі цієї

сполуки, є її *критичним тиском*. Точка, у якій обидві фази (рідка і газоподібна) стають ідентичними за своїми властивостями (між ними зникає меніск), називається *критичною точкою*.

На відміну від однокомпонентної системи для вуглеводневої суміші температура і тиск у критичній точці не є максимальними, при них ще можливе існування двох фаз. Для вуглеводневої суміші критичними точками, при яких ще можуть існувати обидві фази, є *криконденттерма* T_{max} і *криконденбара* P_{max}.

Над кривою точок кипіння існує тільки рідка фаза, нижче кривої точок роси – тільки газова.

У природних умовах подібні явища властиві газоконденсатним родовищам, у пластах де вуглеводні знаходяться у газоподібному стані, а при зниженні пластового тиску нижче тиску початку конденсації (точки роси) частково переходять у рідку фазу (конденсат). Газоконденсатні родовища відрізняються від газових родовищ тим, що у їхньому газі є значна кількість високомолекулярних вуглеводнів, що відповідають за температурою кипіння бензиновим, лігроїновим, гасовим і навіть соляровим фракціям.

Випадання конденсату у пласті негативно впливає на його продуктивність, тому що він змочує породи-колектори і залишається у пласті. Якщо флюїд відбирається із пласта при пластовому тиску, який перевищує тиск точки роси, конденсат цілком зберігається у флюїді, що відбирається.

Тиск, при якому випадає найбільша кількість конденсату, називається *тиском максимальної конденсації*.

Типова фазова діаграма багатокомпонентної суміші природних газів (рис. 3.4) у координатах тиск–температура має петлеподібний вигляд, тобто відрізняється від відповідної фазової діаграми однокомпонентного газу, яка має вигляд однієї монотонно зростаючої, увігнутої до осі температур кривої з однією кінцевою (критичною) точкою. На діаграмі (рис. 3.4) крива точок кипіння *a* – межа однофазного рідкого і двофазного пароріднинного станів, а крива точок роси *b* – межа однофазного газоподібного і двофазного пароріднинного станів. Ці криві сходяться у критичній точці *K*.

Критична точка – максимальне значення кривої точок кипіння за температури, але не тиску. Максимальному тиску цієї кривої відповідає точка *N*, яку називають *криконденбарою*. Для кривої точок роси – критична точка максимальна за значенням тиску, але максимальному значенню температури відповідає точка *M*, яка називається *криконденттермою*. Таким чином, на фазовій діаграмі

багатокомпонентної суміші ці точки відповідають максимальним значенням тиску і температури. Зазначені точки в сукупності з критичною обмежують дві особливі області, в яких поведінка суміші відрізняється від поведінки чистої речовини. Це ретроградні області, які носять назви: зворотної конденсації – обмежена кривою *KDM* і зворотного випаровування – обмежена кривою *NHK*.

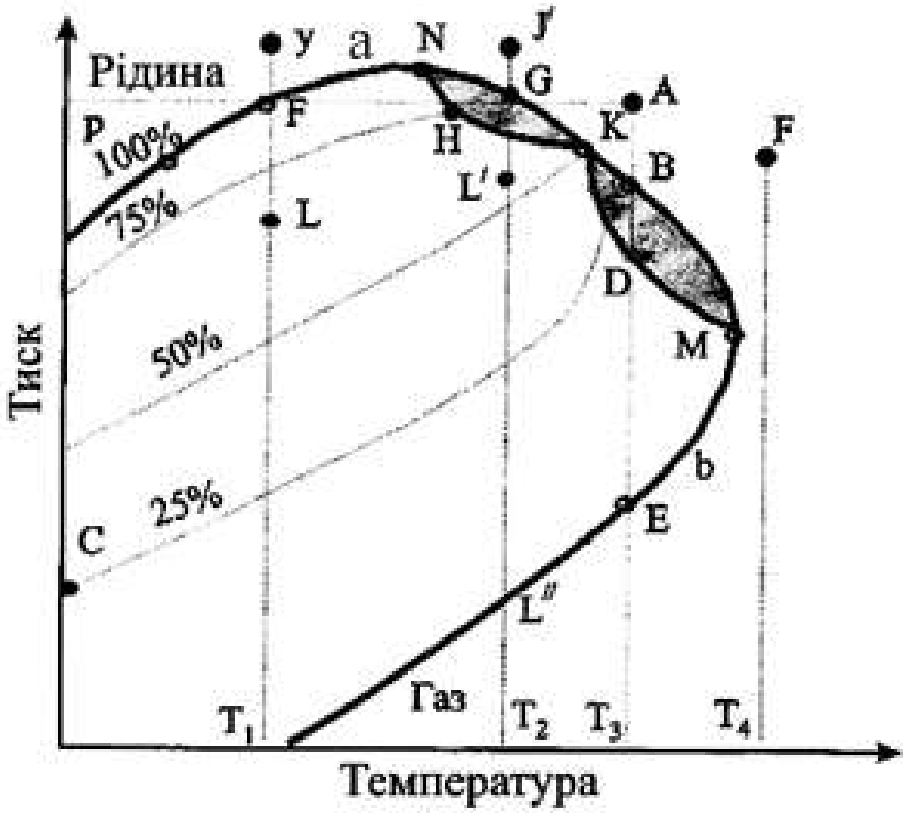


Рисунок 3.4 – Діаграма фазових перетворень багатокомпонентних вуглеводневих сумішей

Фазова діаграма з усіма її особливостями властива будь-яким багатокомпонентним сумішам, але ширина її петлі і розташування критичної точки, а отже, і ретроградних областей залежать від складу суміші.

Фазовий стан пластової вуглеводневої суміші і особливості їх фазової поведінки при розробці родовищ визначаються пластовими тисками і температурами, а також складом суміші.

Якщо пластове значення температури суміші $T_{пл}$ більше криконденterми *M* (точка *F*) і в процесі розробки родовища тиск падає (лінія FT_4), то ця суміш буде весь час знаходиться в однофазному газоподібному стані. Такі суміші утворюють *газові родовища*. Якщо пластова температура знаходиться між критичною і криконденterмою, то такі суміші відносять до *газоконденсатних*. У цьому випадку залежно від співвідношення між початковим

пластовим тиском і тиском початку конденсації (точка *B*) можливе існування трьох типів газоконденсатних покладів:

– однофазний ненасичений (пластовий тиск вищий тиску початку конденсації);

– однофазний насичений (пластовий тиск рівний тиску початку конденсації);

– двофазний (пластовий тиск нижчий тиску початку конденсації).

Якщо пластова температура нижча критичної температури суміші, тобто знаходиться лівіше критичної точки, то такі суміші характерні для *нафтових родовищ*. Залежно від початкових значень пластових температури і тиску (розташування точки, відповідної цим значенням, відносно кривої точок кипіння) розрізняють нафтові родовища з недонасиченими, насиченими нафтами і родовища з газовою шапкою. Коли пластова температура вища криконденterми, то нафта містить велику кількість газоподібних і легкокиплячих вуглеводнів і має більшу усадку. Такі нафти називають *легкими*. Вони відрізняються високим газонафтовим співвідношенням і густиною, що наближається до густини газового конденсату.

3.4. Кристалогідрати природних газів

Кристалогідрати – це комплекси молекул вуглеводневих газів із водою. За певних тиску і температури молекули води за допомогою водневого зв'язку утворюють кристалічні ґратки, структурні порожнини яких заповнені легкорухливими молекулами газів. Тверді кристалічні сполуки, що утворюються, (клатрати[20]) називають *кристалогідратами газів*.

Умови утворення кристалогідратів у природних умовах визначаються складом газів, тиском і температурою. В експлуатаційних свердловинах на утворення кристалогідратів впливають температура і тиск, склад газу, умови динамічного стану газу, турбулентність потоку та його дроселювання, фізичні властивості поверхні труб і наявність механічних домішок, наявність електричного поля.

Кожному вуглеводню властива критична температура гідратоутворення, вище якої яким би не було підвищення тиску

[20] **Сполуки включення**, або **Клатрати** – сполуки, в яких молекули або йони (частинки-гості) знаходяться в порожнинах іншої молекули або просторового каркаса речовини-господаря та пов'язані з ним не ковалентними зв'язками (йонними, водневими, донорно-акцепторними та іншими).

неможливе гідратоутворення. За даними Ю. Ф. Макогона, критична температура гідратоутворення (°С) становить: для метану – 21,5; етану – 14,5; пропану – 5,5; ізобутану – 2,5; *n*–бутану – 1,0. Починаючи з пентанів, ВГ не утворюють гідратів. Формули гідратів деяких газів мають такий вигляд: метану – $CH_4 \times 7H_2O$, етану – $C_2H_8 \times 8H_2O$, пропану – $C_3H_8 \times 18H_2O$ тощо. При підвищенні температури або зниженні тиску гідрати розкладаються на газ і воду.

Густина гідратів різних газів, зокрема, невуглеводневих, змінюється в інтервалі від 0,8 до 1,8 г/см^3. Природні вуглеводневі гази утворюють гідрати густиною від 0,9 до 1,1 г/см^3.

Великі скупчення гідратів газів створюють газогідратні поклади, для формування і збереження яких не потрібні літологічні покришки. За відповідних термодинамічних умов вони самі є непроникними екранами для звичайних нафтових і газових покладів. Зони гідратоутворення приурочені до районів поширення вічномерзлих порід, що складають близько 23 % загальної території суші на Землі при глибині промерзання гірських порід 500 – 700 і навіть 1000 м, а також до морських акваторій.

3.5. Небезпечні властивості природного газу

Небезпечними властивостями природного газу є його *токсичність* (отруйність), яка залежить від складу газу та здатність до утворення вибухонебезпечних сумішей з повітрям.

Зі збільшенням молекулярної маси граничних вуглеводнів їх токсичні властивості зростають. Гранично допустимі концентрації для метану – 10 мг/л, а для гептану – 2 мг/л.

Санітарними нормами проєктування промислових підприємств передбачена гранично допустима концентрація вуглеводнів (парів бензину) в робочій зоні виробничих приміщень 0,3 мг/л.

З газових компонентів природних і попутних газів особливо токсичним є сірководень. *Сірководень* – безколірний газ. Густина його за повітрям 1,19. Людина відчуває сірководень (запах тухлих яєць) навіть при вмісті його в повітрі 0,0014 – 0,0023 мг/л. Однак навіть при нетривалому перебуванні людини в сірководневому середовищі відбувається звикання і притуплення органів відчуття. Сірководень є отрутою, яка спричиняє параліч органів дихання і серця[21].

[21] Цікаво, що водночас сірководень визнаний як потенційний захисник від серцево-судинних захворювань – див. *Lefer, David J.* A new gaseous signaling molecule emerges: Cardioprotective role of hydrogen sulfide : [англ.] // Proceedings of the National Academy of

Концентрація сірководню 0,006 мг/л при чотиригодинному диханні спричиняє головну біль, сльозотечу, нежить. При концентрації біля 0,2 – 0,28 мг/л спостерігається печіння в очах, сльозотеча, подразнення в носі і гортані, металевий післясмак у роті, нудота. Концентрація сірководню 1 мг/л і вище приводить до гострого отруєння (судоми, втрати свідомості і швидкої смерті). Гранично допустима концентрація сірководню в робочій зоні виробничих приміщень – 0,01мг/л.

Вуглекислий газ – безколірний, практично без запаху. Загальний характер дії на організм – наркотичний і подразнюючий шкіру та слизові оболонки. У високих концентраціях спричиняє швидку задуху внаслідок нестачі кисню.

При вмісті 4 – 5 % вуглекислого газу в повітрі у людини подразнюється слизова оболонка дихальних шляхів і очей, появляється кашель і запаморочення, підвищується кров'яний тиск. При вдиханні досить високих концентрацій вуглекислого газу наступає смерть від зупинки дихання (при 20 % газу в повітрі – через кілька секунд).

Вибуховість. Природні гази в суміші з киснем (із повітрям) утворюють горючу суміш, яка може вибухати з великою силою, причому сила вибуху збільшується прямо пропорційно збільшенню тиску суміші.

Природні гази можуть вибухати тільки при певних граничних концентраціях газу в газоповітряній суміші від деякого мінімуму (нижня межа вибуховості) до деякого максимуму (верхня межа вибуховості).

Нижня межа вибуховості характеризується кількістю газу, якого недостатньо для нормального процесу горіння.

Верхня межа вибуховості характеризує кількість повітря (кисню), якого недостатньо для нормального процесу горіння.

Концентраційні межі вибуховості газів, % (за об'ємом):

для метану: $CH_4 = \frac{\text{нижня} \overset{5}{\rightarrow}}{\text{верхня} \overset{15{,}2}{\longrightarrow}}$,

для етану: $C_2H_6 = \frac{\text{нижня} \overset{2{,}5}{\longrightarrow}}{\text{верхня} \overset{15}{\rightarrow}}$.

Sciences of the United States of America : journal. – 2007. – Vol. 104, № 46 (November). – С. 17907–17908. https://www.pnas.org/doi/full/10.1073/pnas.0709010104

Контрольні питання

1. Дайте характеристику природних вуглеводневих газів.

2. Який склад мають природні гази?

3. Які гази розрізняють залежно від їх складу?

4. Що розуміють під критичною температурою газу?

5. Що розуміють під критичним тиском газу?

6. Що розуміють під газовим конденсатом?

7. Що розуміють під тиском початку конденсації?

8. Що розуміють під конденсатністю?

9. Що розуміють під газоконденсатним фактором?

10. Що називають тиском максимальної конденсації?

11. Дайте характеристику кристалогазогідратів природних газів.

12. Які небезпечні властивості мають природні гази?

4 КОНСТРУКЦІЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

4.1. Особливості конструкції газових свердловин

Конструкція свердловини має забезпечувати: стійкість стінок свердловини; надійне роз'єднання різних пластів у розрізі; можливість спуску у свердловину обладнання, необхідного для підйому на поверхню рідини чи газу; надійний зв'язок свердловини із продуктивним пластом.

Конструкція свердловини залежить від мети, геологічних умов, глибини, техніки буріння, методу розробки родовища та інших чинників. Конструкція газової свердловини визначається глибиною початкового і кінцевого діаметра буріння, числом, діаметром і довжиною спущених обсадних колон, товщиною їх стінок, кутом нахилу стовбура свердловини або відхиленням його від вертикалі, конструкцією вибою свердловини, висотою підйому цементу за експлуатаційною і проміжними колонами, конструкцією та типом колонної головки свердловини.

Конструкцію газових свердловин для кожного родовища слід підбирати з урахуванням його геолого-фізичних та експлуатаційних особливостей, а також залежно від глибини покладу, пластових тисків і температур, дебітів газу і конденсату, умов буріння свердловини, властивостей флюїдів, що насичують продуктивний пласт. При виборі конструкцій свердловин необхідно враховувати як початкові параметри покладу, так і їх зміну у процесі експлуатації родовища.

Вихідними даними при проєктуванні та обґрунтуванні конструкції свердловини є:

– координати гирла;

– глибина та спосіб буріння;

– діаметри колон для кожного інтервалу, що плануються за показником запланованого дебіту;

– дані геологорозвідки конкретного регіону та дані геологічних розрізів;

– особливості конкретних гірських порід в аспекті методів буріння;

– наявність у пластах рідин та їх склад;

– призначення і тип свердловини;

– профіль стовбура свердловини;

– інтервали нафтогазоносних пластів;

– способи експлуатації;

– значення внутрішньопластового тиску;

– показники тисків для визначення гідравлічного розриву (ГРП).

До герметичності та міцності газових свердловин висуваються підвищені вимоги. Це пояснюється тим, що у газових свердловинах тиск у верхній частині колони значно ближчий до пластового через невелику густину газу. При експлуатації газових свердловин імовірність витоків газу і його міграції у вищезалеглі пласти або навіть грифоноутворення та відкритого фонтанування набагато вища, ніж для нафтових свердловин. В обсадних колонах газових свердловин спостерігаються більші, ніж у нафтових, напруги під впливом тиску і температури газу. Внаслідок високих швидкостей висхідного потоку газу у фонтанних трубах може спостерігатися також їх ерозійне руйнування.

Отже, конструкція газової свердловини повинна забезпечити безпечну експлуатацію та можливість запобігання і ліквідації викидів або фонтанів як у процесі буріння, так і при випробуванні та експлуатації. Разом із тим діаметри експлуатаційних колон газових свердловин змінюються в ширших межах, ніж у нафтових свердловинах. Це пов'язано з тим, що діаметри нафтових свердловин більшою мірою визначаються діючими стандартами на насосне й інше підземне обладнання для підйому нафти на денну поверхню, тоді як механізовані методи видобутку газових свердловин практично не застосовуються. На рисунку 4.1 показана типова конструкція газової свердловини, що застосовується на газових родовищах. Число та глибина спуску проміжних колон, а також висота підйому цементу за колоною для різних родовищ різна та визначається їх геолого-експлуатаційними особливостями.

Для безпечної роботи газової свердловини першорядне значення має забезпечення герметичності експлуатаційної обсадної колони. У загальному випадку специфіка буріння газових свердловин вимагає застосування важчої конструкції порівняно з нафтовими. Всі обсадні труби перед спуском у свердловину опресовують при підвищених на 20 % тисках порівняно зі звичайними випробуваннями водою на герметичність.

Герметичність обсадних колон досягається застосуванням різьбових з’єднань на кінцях труб і муфтах спеціальної трапецієподібної форми поперечного перетину з тефлоновими ущільнювальними кільцями, використанням фторопластової ущільнювальної стрічки і спеціальних герметизуючих мастил.

Герметичність заколонного простору свердловин забезпечується застосуванням цементів відповідних марок, які дають газонепроникний тріщиностійкий цементний камінь. Газові свердловини цементують високоякісними тампонажними сумішами або цементами з наповнювачами. Для температур, менших 100 °С, ці суміші готують на основі портландцементів, за вищих температур – на основі шлакових цементів або цементно-зольних сумішей. Для забезпечення герметичності свердловини і запобігання заколонним перетокам газу доцільно піднімати цемент за обсадними колонами на можливо більшу висоту, не доходячи 10 – 15 м до гирла свердловини, щоб полегшити обв'язку обсадних труб колонною головкою.

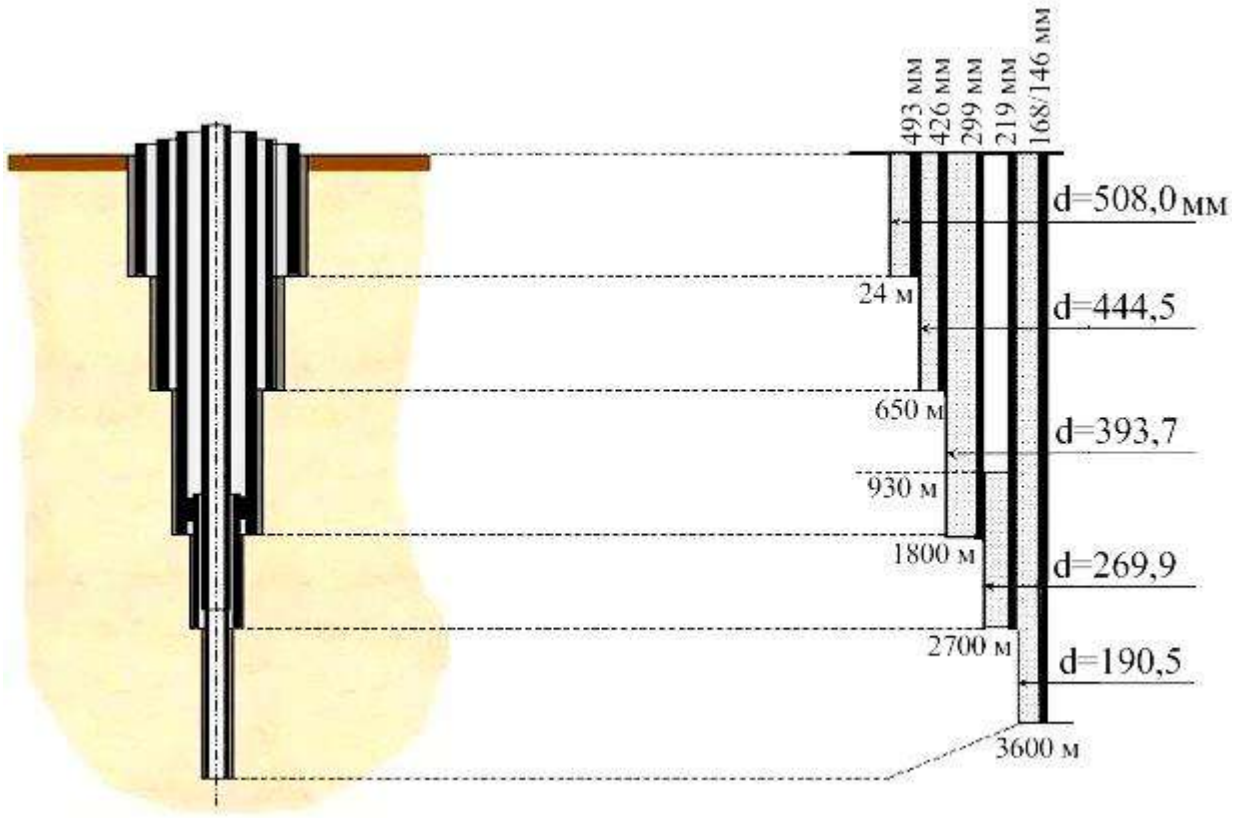


Рисунок 4.1 – Типова конструкція газових свердловин

У загальному випадку висоту підняття тампонажного розчину за обсадними колонами вибирають, виходячи з конкретних геолого-промислових умов. За кондуктором затрубний простір повністю заповнюють тампонажним розчином. За проміжними і експлуатаційною колонами висота підняття тампонажного розчину повинна забезпечувати ізоляцію всіх напірних водоносних і газонафтових горизонтів. За наявності аномально високого пластового тиску (АВПТ), присутності в газі агресивних компонентів всі обсадні колони цементують до гирла. Аналогічні конструкції застосовують і для свердловин на підземних газових сховищах. У свердловинах з АВПТ необхідно

додатково передбачити установку заколонних пакерів типу ПГБ, ПДМ, ППГ тощо. Заколонним пакером також слід обладнати підошву експлуатаційної колони на підземних сховищах газу.

Для зниження металомісткості свердловин застосовують проміжні колони-хвостовики з перекриттям попередньої обсадної колони на деяку величину, проміжні колони обмеженої довжини, які перекривають тільки інтервали ускладнень і не мають зв'язку з попередньою і наступною обсадними колонами, компонують обсадні колони з окремих секцій різного діаметру, який зменшується з глибиною свердловини.

4.2. Конструкція вибою свердловин

Конструкція вибою як нафтових, так і газових свердловин визначається літологічними і фізичними властивостями продуктивних пластів, неоднорідністю колекторських властивостей порід по розрізу, наявністю газоносних, нафтоносних і водоносних пластів у продуктивному розрізі, розміщенням свердловин на структурі і площі газоносності та їх призначенням (видобувні, нагнітальні, спостережні).

За відсутності у продуктивному розрізі нафто- і водонасичених пропластків у зцементованих породах застосовують відкриту (необсаджену) конструкцію вибою, яка є найбільш досконалою з точки зору сполучення пласта зі свердловиною (рис. 4.2, *г*). Для поліпшення виносу з вибою свердловини твердих частинок і рідини у необсаджену частину стовбура може спускатися хвостовик (рис. 4.2, *б*). Однак відкрита конструкція вибою утруднює вибіркову дію на окремі пласти. У випадку слабозцементованих порід вибій свердловини обладнують різного типу фільтрами (сітчастими, керамічними, метало-керамічними, гравійними, гравійно-тканинними, полімерними, склопластиковими тощо) (рис. 4.2, *в*) або сипкі породи у привибійній зоні закріплюють в'яжучими речовинами (цементним розчином, цементно-піщаними сумішами, епоксидними, фенолформальдегідними, карбамідними смолами, смолами з фенолоспирту тощо). Фільтр може бути природним продовженням експлуатаційної колони або спускатися всередину її на насосно-компресорних трубах у вигляді хвостовика, виготовлятися на поверхні чи безпосередньо в свердловині, наприклад, гравійний фільтр, шляхом намиву зерен гравію у кільцевий простір між трубним фільтром і стінками свердловини.

При різкій неоднорідності продуктивних відкладів, наявності у продуктивному розрізі свердловини газоносних порід із різним складом газу або чергуванні газоносних, нафтоносних і водоносних пластів, які розділені глинистими пропластками, газонафтонасичені породи розкривають при бурінні свердловини на всю товщину, спускають експлуатаційну колону, цементують її і потім перфорують у зоні розміщення газоносних пластів (рис. 4.2, *а*).

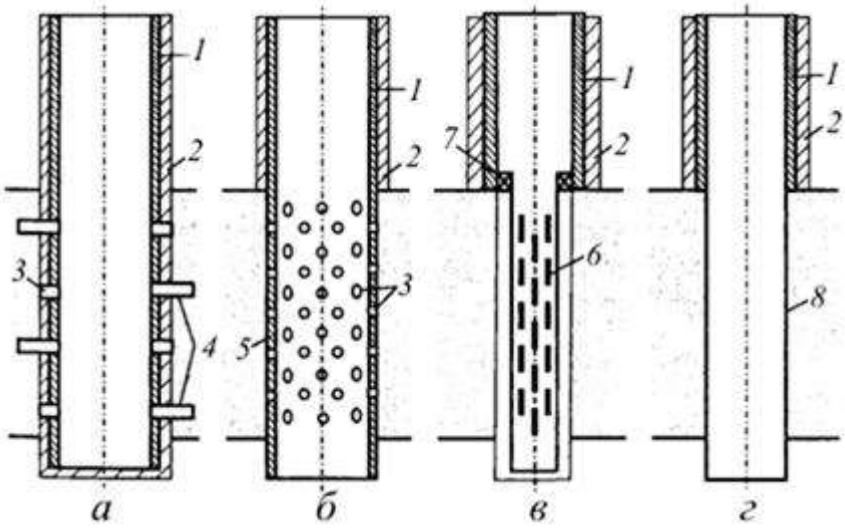


Рисунок 4.2 – Типові конструкції вибоїв свердловин

а – з перфорованим вибоєм; б – з вибійним хвостовиком; в – з вибійним фільтром; г – з відкритим вибоєм; 1 – обсадна колона; 2 – цементне кільце; 3 – перфораційні отвори; 4 – перфораційні канали; 5 – перфорований хвостовик; 6 – вибійний фільтр; 7 – сальник (пакер); 8 – відкритий вибій

4.3. Вторинне розкриття пластів

Для сполучення пластів зі свердловиною застосовують кульову, торпедну, кумулятивну чи гідропіскоструминну перфорації (рис. 4.3). Перфорацію застосовують також для розкриття пластів, що заводнюються у нагнітальних свердловинах, для проведення ізоляційних робіт і після них при переході на інші горизонти тощо.

Перфорація свердловин – утворення отворів в обсадній колоні з використанням спеціальних пристроїв (перфораторів) із метою сполучення свердловини з пластом; характеризується щільністю, довжиною та якістю перфораційних каналів, які можуть бути горизонтальні, вертикальні, похилі чи у формі щілин. За принципом

дії технічних засобів і технологій усі методи перфорації розділяють на вибухові, гідродинамічні, механічні та хімічні.



Рисунок 4.3 – Види перфорації обсадних колон

Найпоширеніша на практиці кумулятивна перфорація, яка дає змогу за один спуск перфоратора досягти оптимальної щільності отворів (10 – 20 отв/м) у значному інтервалі (до 50 м) і характеризується більшою довжиною каналів (до 400 мм) порівняно з кульовою і торпедною перфораціями. Високоефективним типом перфорації є щілинна, при якій можна створювати канали довжиною до 500 мм, а робоча поверхня свердловини на 1 погонний метр товщини пласта значно більша, ніж в інших видах перфорації.

Кульову, торпедну і кумулятивну перфорацію здійснюють на промислах геофізичні партії за допомогою обладнання, приладів та апаратури, які є в їхньому розпорядженні. Піскоструминна перфорація здійснюється технічними засобами та службами нафтових промислів.

При *кульовій перфорації* у свердловину на електричному кабелі спускають стріляючий апарат, що складається з кількох (8 – 10) камер-стволів, заряджених кулями діаметром 12,5 мм. Камери заряджаються вибуховою речовиною (ВР) і детонаторами. При подачі електричного імпульсу кулі пробивають обсадну колону, цемент і проникають у породу, утворюючи канал для руху рідини і газу із пласта у свердловину.

Кульові перфоратори поділяються на два види:

1) з горизонтальними стволами, коли довжина стволів мала і обмежена радіальними габаритами перфоратора;

2) з вертикальними стволами з відхилювачами куль на кінцях для надання їх польоту напрямку, близького до перпендикулярного відносно осі стовбура свердловини.

Перфоратор із горизонтальними стволами має кілька секцій, уздовж яких просвердлені 2 або 4 вертикальні канали, камери з вибуховими речовинами. Стволи камер заряджені кулями і закриті герметизуючими прокладками. Верхня секція має два запальні пристрої. При подачі по кабелю струму спрацьовує перший запальний пристрій, і детонація поширюється по вертикальному каналу на всі камери, що перетинаються цим каналом. Внаслідок майже миттєвого згоряння ВР тиск газів у камері досягає 2 000 МПа. Відбувається майже одночасний постріл із половини всіх стволів. За необхідності подвоїти число пострілів по другій жилі кабелю подається другий імпульс. При цьому спрацьовує друга половина стволів від другого запального пристрою. У перфораторі маса заряду ВР однієї камери незначна (4 – 5 г), тому пробивна здатність його невелика. Довжина перфораційних каналів, що утворюються, становить 65 – 145 мм (залежно від властивостей породи і типу перфоратора), діаметр каналу – 12,5 мм.

При вертикальному розташуванні стволів об'єм камер і довжина стволів більші, ніж при горизонтальному. У кожній секції два стволи спрямовані вгору, і це компенсує реактивні сили, що діють на перфоратор у момент пострілу. Одна камера віддає енергію вибуху одразу двом стволам. Маса ВР в одній камері досягає 90 г. Тиск газів у камерах досягає 600 – 800 МПа. Дія газів триваліша, ніж при горизонтальному розташуванні стволів. Це дозволяє збільшити початкову швидкість вильоту кулі та пробивну здатність перфоратора. Довжина перфораційних каналів у породі досягає 145 – 350 мм при діаметрі 20 мм. У кожній секції перфоратора є чотири вертикальні стволи, на кінцях яких зроблені плавні жолобки-відхилювачі. Кулі, виготовлені з легованої сталі, для зменшення тертя у відхилювачах покриваються міддю або свинцем. Постріл зі всіх стволів відбувається практично одночасно, тому що всі камери з ВР сполучаються вогнепровідним каналом.

Торпедна перфорація здійснюється апаратами, що спускаються на кабелі, і відрізняється від кульової перфорації тим, що для пострілу використовують розривний снаряд з підривником уповільненої дії. Маса внутрішнього заряду ВР одного снаряда становить 5 г. Апарат складається із секцій, у кожній з яких є по два горизонтальні стволи. Снаряд має детонатор накального типу. Після зупинки снаряда відбувається вибух внутрішнього заряду, внаслідок чого відбувається розтріскування оточуючої породи. Маса ВР однієї камери – 27 г. Глибина каналів за результатами випробувань досягає 100 – 160 мм,

діаметр каналу – 22 мм. На 1 м довжини фільтра зазвичай пробивають не більше чотирьох отворів, так як при торпедній перфорації бувають випадки руйнування обсадних колон.

Торпедування у свердловині являє собою вибух, що відбувається за допомогою торпеди (заряду вибухової речовини). Торпеда крім заряду вибухової речовини містить засоби для вибуху: підривник, що складається з електрозапалу та чутливого до вибуху капсуля-детонатора, шашку вибухової речовини, що посилює початковий імпульс детонації.

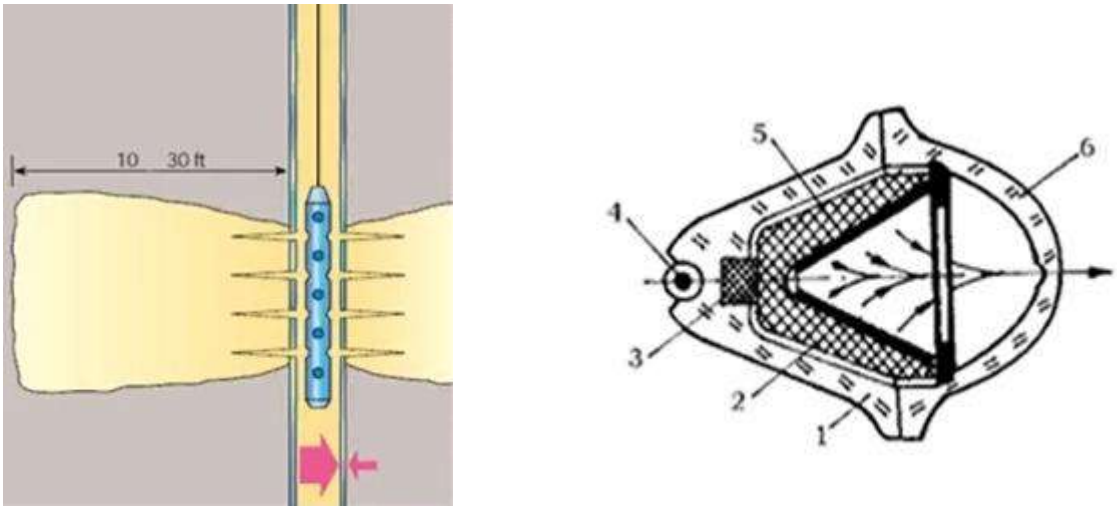
Торпеду спускають у свердловину на каротажному кабелі, жилу якого використовують для приведення у дію підривника та всього заряду торпеди.

Торпедування застосовують для руйнування порід продуктивних пластів: утворення у них тріщин для кращої віддачі нафти або газу, а також із метою обриву або струсу прихоплених бурильних, обсадних та насосно-компресорних труб, для роздроблення металевих предметів на вибої свердловини (шарошок, доліт тощо). Іноді торпедування застосовують для видалення піщаних корків, що утворилися у стовбурі свердловини, очищення привибійної зони від глинистих осадів, очищення фільтра, пробивання вікна в обсадній колоні для буріння нового (бічного) стовбура тощо.

Кумулятивна перфорація здійснюється стріляючими перфораторами, що не мають куль або снарядів. Прострiл обсадних труб досягається завдяки сфокусованому вибуху. Таке фокусування обумовлено конічною формою поверхні заряду ВР, облицьованої тонким металевим покриттям (листовою міддю товщиною 0,6 мм). Енергія вибуху у вигляді тонкого пучка газів – продуктів згоряння пробиває канал. Кумулятивний струмінь набуває швидкості у головній частині до 6 – 8 км/с і створює тиск на перешкоду $(0{,}15 – 0{,}3)\cdot 10^6$ МПа. При пострілі у перешкоді утворюється вузький перфораційний канал глибиною до 350 мм і діаметром у середній частині 8 – 14 мм. Розміри каналів залежать від міцності породи та типу перфоратора. Кумулятивні перфоратори поділяються на корпусні та безкорпусні (стрічкові). Корпусні перфоратори після їх перезаряджання використовуються багаторазово. Безкорпусні – одноразової дії.

Перфоратори спускають на кабелі (є малогабаритні перфоратори, що спускаються через НКТ), а також на насосно-компресорних трубах. В останньому випадку ініціювання вибуху проводиться не електричним імпульсом, а скиданням у НКТ гумової

кулі, що діє як поршень на вибуховий пристрій. Маса ВР одного кумулятивного заряду, залежно від типу перфоратора, – 25 – 50 г.



а *б*

Рисунок 4.4 – Кумулятивна перфорація

а – дія кумулятивної перфорації; б – будова кумулятивного заряду; 1 – скляний корпус; 2 – основний заряд (шашка); 3 – додатковий детонатор; 4 – детонувальний шнур; 5 – кумулятивна виїмка, обкладена мідним шаром; 6 – скляна кришка

Застосування перфораторів різних типів і конструкцій залежить від щільності порід, що розкриваються. У твердих породах рекомендується застосовувати кумулятивну перфорацію, у менш щільних і малопроникних породах − снарядну, в пухких породах і слабо зцементованих пісковиках − кульову. Максимальна товщина інтервалу, що розкривається, кумулятивним перфоратором досягає − 30 м, торпедним − 1 м, кульовим − до 2,5 м. Це одна з причин широкого поширення кумулятивних перфораторів.

Стрічкові перфоратори набагато легші за корпусні, однак, їх застосування обмежене тиском і температурою на вибої свердловини, так як їх вибуховий патрон і шнур, що детонує, знаходяться у безпосередньому контакті зі свердловинною рідиною. У таких перфораторах заряди змонтовані у скляних (або з іншого матеріалу) герметичних чашках, які розміщені в отворах довгої сталевої стрічки з вантажем на кінці. Уся гірлянда спускається на кабелі. Зазвичай, при залпі стрічка повністю не руйнується, але для повторного використання її не застосовують. Головку, вантаж, стрічку після відстрілу витягують на поверхню разом із кабелем.

До недоліків безкорпусних перфораторів відноситься неможливість контролю числа відмов, тоді як у корпусних такий контроль легко здійснюється при огляді витягнутого зі свердловини корпусу.

Безкорпусні перфоратори неможливо використовувати у свердловинах із горизонтальним стовбуром.

Кумулятивні перфоратори найпоширеніші. Підбираючи необхідні ВР, можна в широких діапазонах регулювати їхню термостійкість і чутливість до тиску, і цим розширити можливості перфорації у свердловинах із аномально високими температурами і тисками.

Гідропіскоструминна перфорація (ГПП) заснована на використанні абразивної та гідромоніторної дії струменя рідини (води, нафти) зі зваженим у ній піском, що виходить під високим тиском із вузького отвору (сопла). Такий струмінь протягом кількох хвилин створює в обсадній трубі, цементному кільці та породі глибокий канал, що забезпечує надійне сполучення між свердловиною та пластом.

Гідроабразивний перфоратор (рис. 4.5) спускають у свердловину на насосно-компресорних трубах або на довгомірній колоні гнучких труб колтюбінгової установки якими під високим тиском подається



Рисунок 4.5 – Гідроабразивний перфоратор

1 – хвостовик; 2 – корпус; 3 – шариковий клапан; 4 – тримачі насадок; 5 – стопорне кільце; 6 – насадки; 7 – заглушки

робоча рідина з піском. Витікаючи із сопел з великою швидкістю, що досягає кількох сотень метрів за секунду, робоча рідина пробиває експлуатаційну колону, цементне кільце і впроваджується у породу на

глибину до 1 м. У процесі перфорації під дією абразивного струменя рідини (вгору або вниз вздовж стовбура свердловини) можна утворити щілинний канал або (при круговому обертанні струменя) обрізати колону по кільцю при вилученні частини обсадної колони із свердловини.

Також застосовується *газогідропіскоструминна перфорація* – перфорація свердловин із використанням азотопінних сумішей і гідроабразивного (піскоструминного) перфоратора, завдяки чому збільшується глибина і об'єм створених каналів, не порушується цементне кільце за колоною, не утворюються задири всередині експлуатаційної колони. Газоподібний агент у водопіщаній суміші сприяє проведенню вторинного розкриття пласта на рівновазі (тиск на вибої свердловини рівний пластовому) або на депресії на продуктивний пласт.

Обладнання свердловини фільтром або зацементованою обсадною колоною з подальшою її перфорацією призводить до гідродинамічної недосконалості свердловини.

Основна мета перфорації – отримати продуктивність свердловини, близьку до продуктивності гідродинамічно досконалої свердловини за дотримання технічних умов роботи привибійної зони.

Контрольні питання

1. Для чого служить конструкція газових свердловин?

2. Від чого залежить конструкція газових свердловин?

3. Що повинна забезпечувати конструкція газових свердловин?

4. Чим забезпечується герметичність заколонного простору свердловин?

5. Чим визначається конструкція вибою свердловин?

6. Назвіть типові конструкції вибоїв свердловин.

7. Які види перфорації обсадних колон застосовуються на промислах?

8. Як здійснюється кумулятивна перфорація?

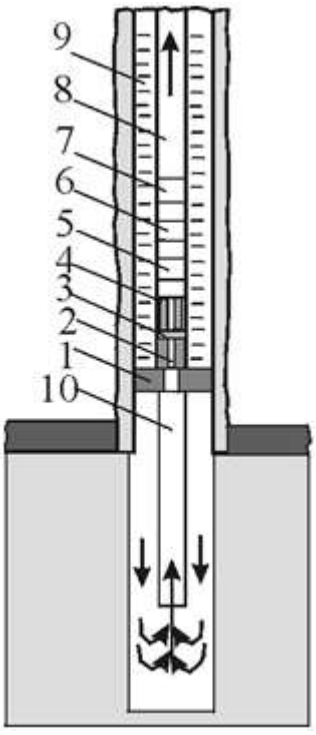
9. Як здійснюється гідропіскостуминна перфорація?

5. ОБЛАДНАННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

5.1. Обладнання стовбура газових свердловин

Обладнання газових свердловин включає обладнання вибою, стовбура і гирла.

Основним елементом обладнання стовбура свердловини є колона *насосно-компресорних (фонтанних, ліфтових, підйомних) труб*. Вона служить для: захисту експлуатаційної колони від корозії та ерозії, створення на вході труб необхідної швидкості руху газу для виносу на поверхню твердих частинок і рідини, які надходять з пласта, проведення одночасної роздільної експлуатації в одній свердловині двох горизонтів із застосуванням пакера, рівномірного вироблення газонасичених пластів великої товщини по всьому розкритому інтервалу, проведення обробки привибійної зони пласта, ремонтних робіт (глушіння) і освоєння свердловини, контролю за величиною тиску на вибої працюючої свердловини і за тиском нерухомого стовпа газу у затрубному просторі.



Глибина спуску колони ліфтових труб у свердловину залежить від фізико-літологічних і механічних властивостей гірських порід, товщини продуктивного розрізу (величини інтервалу перфорації) і наявності у продукції свердловини механічних частинок та рідини. Положення підошви колони ліфтових труб у свердловині повинне забезпечити найбільш повне вироблення продуктивних горизонтів у багатопластовому родовищі, обводнення знизу вгору окремих пачок колекторів у випадку водонапірного режиму, мінімізацію втрат тиску у зоні вибою свердловини при русі потоків газу вниз по затрубному простору і вгору по обсадній колоні до підошви підйомника та мінімальну висоту піщано-глинистих і рідинних корків на вибої свердловини.

Рисунок 5.1 – Обладнання вибою газової свердловини

1 – експлуатаційний пакер; 2 – циркуляційний клапан; 3 – ніпель; 4 – вибійний клапан-відсікач; 5 – розділювач НКТ; 6 – інгібіторний клапан; 7 – аварійний зрізний клапан; 8 – НКТ; 9 – рідкий інгібітор корозії; 10 – хвостовик

За відсутності ускладнень у роботі свердловини і невеликій висоті продуктивного розрізу низ ліфтових труб розміщують на відстані 1/3 товщини пласта від його підошви. При значних розмірах інтервалу перфорації глибину спуску колони ліфтових труб вибирають з умови рівності на вході в труби швидкостей потоків газу, що рухаються вниз по затрубному простору і вгору по експлуатаційній колоні. У високопродуктивних свердловинах, із метою зменшення втрат тиску в зоні вибою, ліфтові труби можуть спускатися до покрівлі пласта з наступним допуском їх на більшу глибину. За наявності у продукції свердловини механічних частинок і рідини низ колони ліфтових труб слід спускати на максимально можливу глибину, аж до нижніх отворів інтервалу перфорації, для запобігання утворенню на вибої піщано-глинистих і рідинних корків.

Діаметр ліфтових труб вибирають з умов забезпечення мінімальних втрат тиску у стовбурі свердловини при заданих значеннях дебіту газу, одержання максимального дебіту газу за відсутності ускладнень у роботі свердловини, а за наявності у пластовій продукції механічних частинок і рідини – забезпечення повного і безперервного виносу їх на поверхню.

У процесі розробки родовища при зменшенні пластового тиску і відсутності надходження води та твердих домішок у свердловину спущену колону ліфтових труб замінюють на колону більшого діаметра, а на заключній стадії розробки можлива експлуатація неглибоких свердловин безпосередньо через експлуатаційну колону. При обводненні свердловин проводять заміну ліфтових труб на труби меншого діаметра і спускають їх до нижніх отворів інтервалу перфорації. Діаметр колони ліфтових труб вибирають таким, щоб забезпечити повне і безперервне винесення рідини з вибою при мінімальних втратах тиску у стовбурі свердловини. Необґрунтоване зменшення діаметра колони ліфтових труб може стати причиною передчасної зупинки експлуатації свердловини внаслідок значного зростання гідравлічних втрат тиску.

Насосно-компресорні (ліфтові) труби виготовляють у двох виконаннях: А (довжиною 10 м) і В (довжиною від 5,5 до 8,5 і від 8,5 до 10 м) чотирьох типів: із муфтами – гладкі, з висадженими назовні кінцями (тип В), гладкі високогерметичні (тип НКМ) і безмуфтові – з висадженими назовні кінцями (тип НКБ) умовним діаметром 27 – 114 мм. Залежно від типу внутрішній діаметр ліфтових труб змінюється від 20,7 до 100,3 мм при товщині стінки 3 – 8 мм. Для виготовлення труб і

муфт використовують сталі груп міцності Д, К, Е, А, М і Р із тимчасовим опором 6,5 – 10,19 МПа і межею текучості 3,8 – 11,6 МПа.

Випускаються зварні довгомірні насосно-компресорні труби (колони гнучких труб колтюбінгової установки) в бунтах довжиною до 11 000 м діаметром від 19 до 114 мм. Вони можуть використовуватися для виносу рідини з вибою обводнених газових свердловин, подачі на вибій робочих рідин при ремонтах і технологічних операціях на свердловинах, як безмуфтові колони ліфтових труб, а також при виконанні інших робіт, які вимагають періодичного підіймання і спуску труб. При спуско-підіймальних операціях труби розмотують із барабана чи намотують на нього за допомогою спеціального агрегата з використанням превенторного пристрою, що дає змогу проводити технологічні операції без глушіння свердловини.

Для обладнання свердловин на родовищах із сірководневим газом використовують високогерметичні корозійностійкі насосно-компресорні труби НКТ-114 зі сталей марок 18Х1ГМФА, 18Х1ММФ групи міцності К умовним діаметром 114 мм при товщині стінки 7 мм на тиск до 50 МПа.

Здебільшого газові свердловини експлуатують ліфтовими трубами. За відсутності ускладнень у роботі для збільшення відборів газу і зменшення втрат тиску у стовбурі свердловини можна експлуатувати по затрубному простору або по ліфтових трубах і затрубному простору одночасно. Спільний відбір газу по ліфтових трубах і затрубному простору проводять також на обводнених свердловинах, обладнаних пригирловими автоматичними системами типу "Ластівка". Систему застосовують на свердловинах, дебіт яких перевищує мінімально необхідний для винесення рідини. Така система дає змогу завдяки перерозподілу потоків газу по ліфтових трубах і затрубному простору збільшити відбір газу зі свердловини при одночасному забезпеченні безперервного чи періодичного виносу рідини через ліфтові труби.

В умовах аномально високих пластових тисків (АВПТ) і при вмісті у газі агресивних компонентів: сірководню, вуглекислого газу, кислот жирного ряду (мурашиної, пропіонової, щавлевої, масляної), які за наявності пластової мінералізованої чи конденсаційної води, високих тисків і температур спричиняють інтенсивну корозію газопромислового обладнання, свердловини експлуатують тільки по ліфтових трубах. При цьому затрубний простір ізолюють пакером, який встановлюють на ліфтових трубах вище покрівлі продуктивного

пласта, і заповнюють інгібітором корозії, нейтральною рідиною, наприклад, розчином хлористого кальцію при АВПТ. В окремих випадках кільцевий простір між колоною ліфтових труб і експлуатаційною колоною після установки пакера рідиною не заповнюють. За наявності у продукції механічних частинок і рідини експлуатацію свердловин проводять також через колону ліфтових труб.

Для обладнання стовбура газових свердловин розроблені та серійно випускаються комплекси обладнання типів КПГ (комплекс підземний для газових свердловин), КСГ (комплекс свердловинний для газових свердловин) і КО (комплекс підземного обладнання для газових свердловин).

Комплекс типу КПГ призначений для видобутку газу з об'ємною часткою сірководню і вуглекислого газу до 6 %, комплекс КСГ – для експлуатації газових і газоконденсатних надглибоких свердловин із нормальним і аномальним пластовим тиском, комплекс КО – для експлуатації газових свердловин на північних родовищах із експлуатаційною колоною умовним діаметром 219 мм.

Комплекс КПГ випускається у двох виконаннях (корозійно-стійкому та нормальному) і до нього входить таке свердловинне обладнання:

– гідравлічний пакер типу ПД-ЯГ для відокремлення затрубного простору від пласта і внутрішньої порожнини колони ліфтових труб;



– роз'єднувач колони РК для з'єднання та роз'єднання колони ліфтових труб із пакером;

– циркуляційний механічний клапан КЦМ для сполучення трубного і затрубного просторів при освоєнні свердловини шляхом прямої чи зворотної промивки, а також може використовуватися для глушіння свердловини;

– циркуляційний гідравлічний клапан КЦГ для аварійного глушіння свердловини, коли операція глушіння неможлива через механічний клапан; – інгібіторний клапан КІНГ для подачі інгібіторів різного призначення із затрубного простору у внутрішню порожнину колони ліфтових труб;

Рисунок 5.2 – Загальний вигляд пакера гідравлічного безопорного вилучаємого із вбудованим гідравлічним якорем ПГ-ЯГ

– телескопічне з'єднання ЗТ для компенсації видовжень колони ліфтових труб при зміні їх середньої температури, захисту труб від спірального згину, а пакера – від додаткового навантаження;

– клапан-відсікач КА для перекриття колони ліфтових труб при розгерметизації гирла або при відхиленні режиму роботи свердловини від заданих меж;

– клапан КЗМ, який встановлюється на клапані-відсікачі КА для вирівнювання тиску над і під клапаном-відсікачем у випадку необхідності його підйому після закриття;

– зрізний клапан пакера або приймальний клапан, які використовуються для гідравлічної посадки пакера;

– ніпель для приймального клапана, ніпель для клапана-відсікача і ніпель для опресовувального клапана.

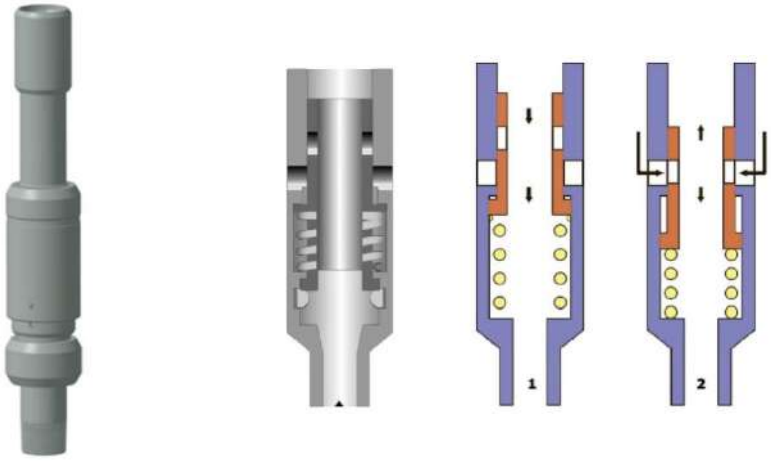


Рисунок 5.3 – Клапан циркуляційний КЦМ, що витягується, багаторазової дії

Клапан-відсікач КА встановлюється у посадочний ніпель інструментами канатної техніки і фіксується в ньому за допомогою замка. Він може розміщуватися в різних місцях колони ліфтових труб (нижче і вище пакера, зокрема біля гирла свердловини). Циркуляційні клапани КЦМ, КЦГ та інгібіторний клапан КІНГ встановлюють на колоні ліфтових труб і виймають разом із нею. Інгібіторний клапан типу КІГС, який застосовують в окремих модифікаціях комплексу КПГ, встановлюють у кишеню свердловинної камери і виймають з неї інструментами канатної техніки. Свердловинна камера спускається на колоні ліфтових труб.

У комплексі КСГ із метою зменшення тиску на колону ліфтових труб застосовують змінний дросель зі змінними насадками, який

встановлюють разом зі замком у посадочній канавці роз'єднувача колони типу РК.

5.2. Наземне обладнання газових свердловин

Наземне обладнання газових свердловин включає колонні головки, фонтанну арматуру, фланцеві котушки, маніфольди, запірні і регулюючі пристрої та пристрої для зміни засувок під тиском.

Колонні головки (рис. 5.4) призначені для обв'язування між собою обсадних колон нафтових і газових свердловин. На свердловинах застосовується шість типових схем обв'язки обсадних колон, які відрізняються між собою типом колонних головок (однофланцеві, двофланцеві), їх кількістю (одна, дві, три) і наявністю чи відсутністю фланцевої котушки. Однофланцеві колонні головки нижньою частиною корпусу закріплюються на кондукторі, а на фланець верхньої частини корпусу підвішують і герметизують технічну чи експлуатаційну колони. Однофланцеві колонні головки випускають двох типів: із клиновою підвіскою обсадних труб (три–шість наборів клинів зі зубчастою насічкою) типу ОКК на робочий тиск 21, 35 і 70 МПа і з муфтовою підвіскою обсадних труб типу ОКМ на робочий тиск 14 МПа.

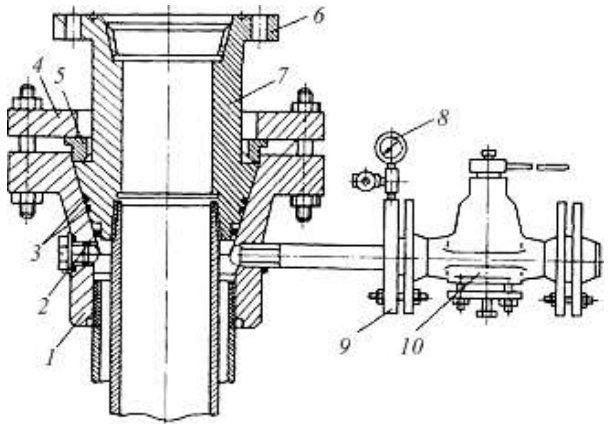


Рисунок 5.4 – Головка колонна муфтова типу ГКМ

1 – корпус головки; 2 – металева манжета; 3 – гумові кільця; 4, 6 – фланці; 5 – півкільце; 7 – муфта для підвіски експлуатаційної колони; 8 – манометр; 9 – патрубок із фланцем; 10 – кран

Фонтанна арматура встановлюється на колонній головці і призначена для герметизації гирла, контролю та регулювання режиму роботи свердловин. Застосовується шість типових схем фонтанних

арматур: чотири – трійникові і дві – хрестові. Залежно від умов експлуатації свердловини фонтанну арматуру виготовляють:

а) нормальною (температура робочого середовища від –40 °С до 120 °С);

б) корозійно-стійкою, зокрема вуглекислотостійкою К1 (при об'ємному вмісті CO_2 не більше 6 %); сірководневостійкою К2 (при об'ємному вмісті CO_2 і H_2S не більше 6 %); сірководневостійкою К3 (при об'ємному вмісті CO_2 і H_2S більше 10 %, але не більше 26 % кожного компоненту);

в) термостійкою Г (при температурі робочого середовища понад 120 °С);

г) холодостійкою ХЛ (при температурі навколишнього середовища нижче –40 °С).

Фонтанні арматури випускаються на робочі тиски 7, 14, 21, 35, 70 і 105 МПа з умовним діаметром стовбура 50, 52, 65, 80, 100 і 150 мм.

Основними елементами арматури є трубна головка і фонтанна ялинка. *Трубна головка* призначена для підвішування одного або кількох рядів ліфтових труб. У фонтанній арматурі, розрахованій на тиски 21 і 35 МПа, ліфтові труби підвішують на різбі, і за вимогою замовника – на муфті. В арматурі на тиск 70 МПа з умовним діаметром стовбура 50 мм застосовують тільки різьбову підвіску колони ліфтових труб, в інших типорозмірах – муфтову підвіску.

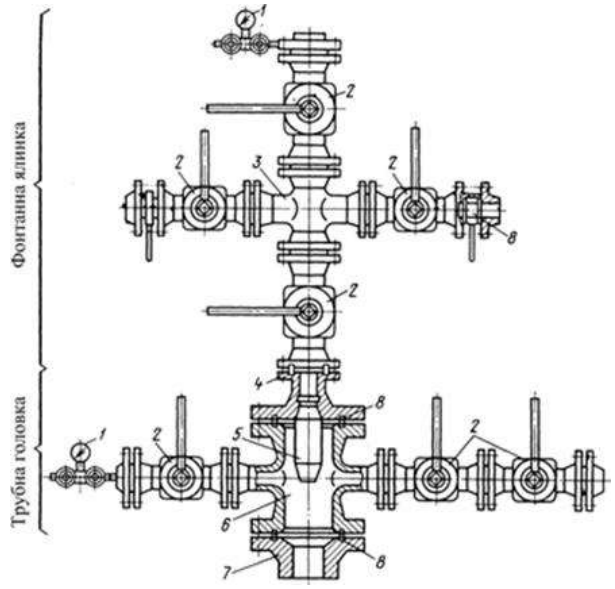


Рисунок 5.5 – Фонтанна арматура хрестового типу

1 – манометри; 2 – кранові засувки; 3, 6 – хрестовина; 4 – котушка; 5 – патрубок; 7 – колонна головка; 8 – кільце ущільнювача

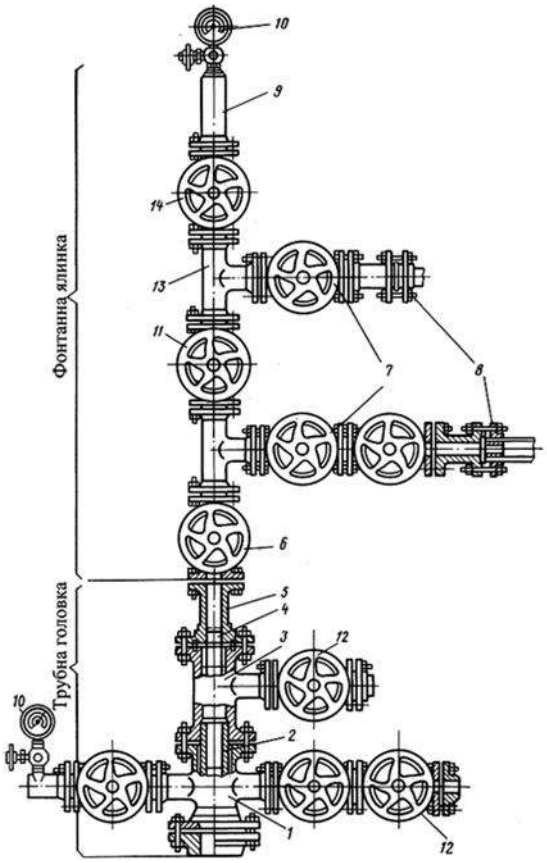


Рисунок 5.6 – Фонтанна арматура трійникового типу

1 – хрестовина, 2, 4 – перевідні втулки, 3 – трійник, 5 – перевідна котушка, 6 – центральна засувка, 7 – засувки, 8 – штуцери, 9 – буферна заглушка, 10 – манометр, 11 – проміжна засувка, 12 – засувка, 13 – трійник, 14 – буферна засувка

Ялинка фонтанної арматури трійникового типу може бути одно- або двоструннною, хрестового типу – двоструннною. Трійникову двоструннну ялинку застосовують на свердловинах, які небажано перекривати при заміні вузлів і деталей.

Для перекриття потоку робочого середовища у фонтанних арматурах використовують прямоточні засувки ЗСМ-1 з умовним діаметром прохідного отвору 65, 80, 100 і 150 мм на робочий тиск 21, 35 МПа і ЗМАД із умовним діаметром прохідного отвору 50, 80 мм на робочий тиск 70 МПа з ущільненням "метал по металу" з примусовою або автоматичною подачею мастила, а також прохідні пробкові крани типу КППС із умовним діаметром прохідного отвору 65 мм на робочий тиск 14 МПа з ущільнюючим мастилом. Переміщення затвора засувок здійснюють вручну або за допомогою пневматичного дистанційного чи автоматичного керування.

Фланцеві котушки, які входять до комплекту наземного обладнання гирла, випускаються на робочий тиск 14 – 70 МПа умовного діаметра 80 – 250 мм.

Маніфольди призначені для з'єднання викидів фонтанної арматури з трубопроводами і розраховані на робочий тиск 14 – 35 МПа. Запірними пристроями маніфольдів служать пробкові прохідні литі крани.

Пристрої для заміни засувок під тиском виготовляються на робочі тиски 21 і 70 МПа. Вони призначені для заміни та встановлення засувок умовним діаметром 50 і 65 мм на бокових відводах трубної головки фонтанної арматури і колонних головок.

Контрольні питання

1. Які елементи входять до обладнання стовбура свердловини?
2. Яке призначення пакера?
3. Яке призначення роз'єднувача колони?
4. Яке призначення колонної головки?
5. Яке призначення фонтанної арматури?
6. Для чого призначена трубна головка?
7. Для чого призначені маніфольди?

6. ВИКЛИК ПРИПЛИВУ І ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН

Після розкриття продуктивного пласта наступною стадією підготовки свердловини до експлуатації є її освоєння.

Освоєння свердловин (*англ. well completion*) – комплекс робіт із виклику припливу пластового флюїду із продуктивних пластів на поверхню з метою досягнення проєктної продуктивності свердловини. Освоєння свердловин проводять після розкриття пласта і проведення робіт із монтажу наземного і свердловинного обладнання. Також освоєння свердловини – це комплекс технологічних та організаційних заходів, спрямованих на переведення непрацюючої свердловини з тієї чи іншої причини у розряд діючих. Основною метою виклику припливу та освоєння є зниження протитиску на вибої свердловини, заповненої спеціальною рідиною глушіння, та штучне відновлення або покращення фільтраційних характеристик привибійної зони для отримання відповідного дебіту або приймальності.

Освоєння свердловини, обсаженої експлуатаційною колоною, охоплює такі роботи:

– монтаж надземного та підземного обладнання;

– перфорацію;

– виклик припливу;

– очищення продуктивного пласта і стимулювання припливу;

– проведення досліджень з метою визначення кількісної та якісної характеристик пласта і флюїдів у ньому.

Ці роботи забезпечують:

– створення гідродинамічного зв’язку пласта зі свердловиною;

– приплив газу чи нафти з величиною, близькою до потенційної;

– збереження цілісності скелету пласта у привибійній зоні;

– уникнення прориву пластової води (нижньої або верхньої) та перетоку рідини між пластами;

– збереження цілісності експлуатаційної колони;

– запобігання неконтрольваним фонтанним проявам;

– збереження, відновлення або підвищення проникності привибійної зони пласта;

– охорону надр і навколишнього середовища та виконання правил техніки безпеки.

Освоєння свердловин проводять після випробування експлуатаційної колони на герметичність відповідно з нормативними докумен-

тами, виходячи з умов проведення запланованих технологічних процесів при освоєнні, експлуатації і ремонті свердловин.

6.1. Умова виклику припливу із пласта

Свердловини підлягають освоєнню після буріння, перфорації або ремонту. При бурінні та перфорації свердловина заповнена промивальною рідиною. За правилами безпеки у нафтогазодобувній промисловості гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини має перевищувати пластовий тиск на величину від 10 % до 15 % − для свердловин глибиною до 1 200 м і від 5 % до 10 % − для свердловин глибиною до 2 500 м (інтервалів від 1 200 м до 2 500 м) та від 4 % до 7 % − для свердловин глибиною понад 2 500 м (інтервалів від 2 500 м і до проєктної глибини).

При перфорації репресія тиску на пласт (різниця між тиском на вибої і пластовим тиском) залишається рівною тій, яка була при бурінні цього інтервалу. Для ремонту свердловину також заповнюють рідиною або розчином (глушать).

Глушіння свердловини рідиною проводять для запобігання відкритому фонтануванню, викидам газу, нафти при знятті гирлового обладнання і підйомі труб зі свердловини, тобто для створення протитиску на пласт. Необхідною умовою є, щоб рідина глушіння не знижувала проникності привибійної зони, не чинила корозійної та абразивної дії на ремонтне та експлуатаційне обладнання, не була токсичною, вибухонебезпечною, дорогою та дефіцитною. Густина рідини глушіння повинна відповідати пластовому тиску у свердловині. Для глушіння свердловин зазвичай застосовують технічну воду, оброблену поверхнево-активними речовинами, пластову воду (густина до 1 120 – 1 190 кг/м^3), водний розчин хлористого натрію (до 1 160 кг/м^3) або кальцію (до 1 382 кг/м^3), глинистий розчин (до 1 700 кг/м^3). Для уникнення поглинання рідини глушіння у високопроникних пластах застосовують буферні рідини (об'ємом близько 1 м^3): водні розчини карбоксилметилцелюлози (КМЦ) або інші в'язкопружні суміші (ВПС).

Збереження колекторських властивостей пласта при глушінні забезпечується застосуванням гідрофобно-емульсійних розчинів, стабілізованих дегідратованими поліамідами, які за необхідності містять обважнювачі (барит, гематит, сидерит тощо). Таким чином, перед викликом припливу тиск на вибої свердловини більший або дорівнює пластовому тиску.

Для виклику припливу необхідно виконання умови $p_{в} < p_{пл}$, тобто створення депресії тиску на пласт $\Delta p = p_{пл} - p_{в}$, де $p_{пл}$ – пластовий тиск; $p_{в}$ – вибійний тиск.

Якщо у свердловині є стовп рідини густиною ρ і висотою H, вибійний тиск можна представити як гідростатичний тиск стовпа рідини у свердловині, то умову виклику припливу можна записати:

$$H\rho g < p_{пл}, \tag{6.1}$$

де H – висота стовпа рідини у свердловині;

ρ – густина рідини;

g – прискорення вільного падіння,

або
$$H\rho g + p_{дод} < p_{пл}, \tag{6.2}$$

де $p_{дод}$ – додатковий тиск, необхідний для подолання опорів, які зустрічають рідина або газ, рухаючись до вибою свердловини. Ці опори створюються природними і штучними причинами, що виникають у процесі буріння (наприклад, кольматація – забруднення привибійної зони) свердловини.

Оскільки пластовий тиск залишається незмінним у процесі освоєння свердловини, то для задоволення вище наведеної нерівності з метою виклику припливу необхідно зменшити H, ρ або $p_{дод}$.

Допустиме значення депресії на пласт при виклику припливу вибирають з урахуванням міцності обсадної колони та цементної оболонки у кільцевому просторі; стійкості колектора за умови, що змикання тріщин для тріщинуватих колекторів можна уникнути.

Допустиму депресію на пласт, виходячи з умов збереження міцності цеметної оболонки, визначають за формулою:

$$\Delta p \leq p_{пл} - (p'_{пл} - ah), \tag{6.3}$$

де $p_{пл}$ – тиск у продуктивному пласті, МПа;

$p'_{пл}$ – тиск у водоносному горизонті або у газоводяному контакті (ГВК), МПа;

h – висота якісної цементної оболонки між горизонтом або ГВК і найближчим перфораційним каналом;

a – допустимий градієнт тиску на цементну оболонку за обсадною колоною, МПа (не більше 2,5).

Перепад тиску в експлуатаційній колоні залежить від значення зминальних тисків, закладених у проєкті спорудження свердловини, практично перевіряється за даними конструкції експлуатаційної колони.

Допустима депресія, виходячи з умов стійкості привибійної зони пласта, забезпечується при виконанні співвідношення:

$$\Delta p \leq \frac{\sigma_{\text{с}}}{2} - k_{\text{б}}(p_{\text{г}} - p_{\text{пл}}), \quad (6.4)$$

де $\sigma_{\text{с}}$ – межа міцності породи на стискання з урахуванням її зміни при насиченні породи фільтратом промивальної рідини, МПа;

$p_{\text{г}}$ – вертикальний гірський тиск, МПа;

$k_{\text{б}}$ – коефіцієнт бічного розпору.

Гірський тиск визначається середньою густиною верхніх порід $\rho_{\text{п}}$ із урахуванням рідини, що у них міститься, та глибини залягання пласта:

$$p_{\text{г}} = H \cdot \rho_{\text{г}} \cdot g, \quad (6.5)$$

де H – глибина залягання пласта, м;

$\rho_{\text{г}} = 2300 \ldots 2500$ кг/м^3.

6.2. Методи і способи виклику припливу і освоєння свердловин

Перед освоєнням свердловину обладнують відповідно до її призначення, способу експлуатації і методу виклику припливу. Вибір методу виклику припливу залежить від призначення свердловини, способу її експлуатації, пластового тиску, глибини і розташування свердловини на структурі, ступеня стійкості колектора тощо. При освоєнні можна створити велику депресію тиску, при якому відбувається інтенсивне самоочищення вибою і привибійної зони від промивальної рідини внаслідок великої швидкості руху рідини і газу. За наявності нестійких пластів, газової шапки (верхнього газу) або підошовної води можливі ускладнення. Надмірні депресії можуть призвести до руйнування пласта, цементного кільця, порушення обсадної колони, утворення конусів верхнього газу та підошовної води і прорив їх у свердловину. Тому такі свердловини слід пускати в роботу плавно, з повільним зниженням вибійного тиску на невелику величину.

Методи освоєння свердловини та виклику припливу газу і рідини із пласта у свердловину, що застосовують у промисловій практиці, базуються на трьох способах зниження протитиску на пласт: зменшення густини рідини, яка заповнює стовбур свердловини; зменшення рівня рідини у свердловині; зменшення вибійного тиску після попередньої дії на продуктивні пласти.

Приплив флюїду із пласта починається тоді, коли тиск стовпа рідини у свердловині стає меншим за пластовий тиск, тобто при створенні депресії на пласт.

Відомо близько двадцяти технологічних процесів виклику припливу із пласта. Розглянемо деякі з них.

Послідовна заміна промивної рідини у свердловині на рідину меншої густини

Виклик фонтану при заміні промивальної рідини у свердловині на рідину меншої густини (на воду або нафту) можливий тоді, коли пластовий тиск перевищує тиск, який створюється на вибій дегазованою нафтою. Перед викликом припливу шляхом зменшення густини рідини, яка заповнює свердловину, спускають НКТ до фільтрової зони і встановлюють фонтанну арматуру на гирлі свердловини.

Заміну рідини проводять зворотним промиванням, тобто воду подають у затрубний простір, а промивальну рідину (буровий розчин) витісняють на поверхню через колону НКТ. Якщо промивальна рідина, якою заповнена свердловина, має велику густину (1 500 кг/м^3 і більше) і високе статичне напруження зсуву, то її замінюють водою не відразу, а поступово. Спочатку у затрубний простір запомповують промивальну рідину з густиною на 200 – 300 кг/м^3 меншою за густину рідини, яка знаходиться у свердловині. При цьому здійснюється повний цикл циркуляції у свердловині. Аналогічні операції здійснюють до того моменту, поки різниця густин між рідиною, яка виходить із НКТ, і водою буде дорівнювати 200 – 300 кг/м^3. З цього моменту у затрубний простір можна подавати воду.

Якщо після промивання водою пласт не проявляє себе, тоді воду у свердловині замінюють нафтою. Під час робіт із заміни промивальної рідини на воду або нафту тиск у затрубному просторі не повинен перевищувати тиску опресування експлуатаційної колони.

За відсутності насосного (цементувального) агрегату промивальну рідину можна змінювати на воду за допомогою бурового насоса при малих втулках і наявності двох всмоктуючих клапанів на кожному циліндрі насоса. Якщо метод послідовного зменшення густини рідини у стовбурі свердловини з метою виклику припливу є доволі простим і здійснюється звичайними насосними агрегатами або буровими насосами, то зниження рівня у свердловині – відповідальна операція, яка характеризується великою трудомісткістю і значною тривалістю.

Витіснення рідини зі свердловини стиснутим газом або повітрям

Суть методу полягає у нагнітанні стиснутого газу або повітря у кільцевий простір свердловини між обсадною колоною та НКТ. Рідина, яка заповнює свердловину, витісняється через НКТ на поверхню. Коли рівень у затрубному просторі буде доведений до підошви труб, газ (повітря) потрапляє у колону НКТ і розгазовує рідину, густина суміші зменшується, тому рівень суміші буде безперервно підвищуватися. Досягнувши гирла свердловини суміш викидається з НКТ. Тиск у затрубному просторі, який підтримується на максимальному рівні під час піднімання суміші до гирла, при викиді різко знижується. При переливанні рідини і викиді суміші тиск на вибої падає і свердловина переходить на фонтанування при якомусь встановленому робочому тиску. Після цього компресор вимикають.

Для нагнітання газу (повітря) у свердловину застосовують пересувні компресори, які підключають до затрубного простору свердловини за допомогою насосно-компресорних труб із швидкознімними з'єднаннями. У більшості випадків тиску, що підтримується у затрубному просторі, не вистачає для видалення рідини із затрубного простору у труби. В інших випадках міцнісна характеристика експлуатаційної колони не дозволяє створювати у затрубному просторі свердловини великих тисків, які необхідні для запуску свердловини в роботу. Тому доводиться вдаватися до таких засобів, які дозволяють знижувати пускові тиски. Таких методів зниження тисків є кілька. Розглянемо деякі з них.

Виклик припливу за допомогою "повітряної подушки"

При цьому методі зниження рівня рідини у свердловині НКТ спускають до верхніх отворів перфорації, компресор і насосний агрегат обв'язують із затрубним простором через трійник (рис. 6.1).

Першим починає працювати компресор, який створює робочий тиск (для УКП-80 – 8 МПа) при відкритому затрубному просторі. Потім компресор вимикають і за допомогою насосного агрегату закачують у затрубний простір 10 – 12 м^3 води (залежно від запланованої глибини зниження рівня). Після цього відкривається трубний простір і стисненим повітрям рідина викидається із свердловини. Таким чином рівень знижується на 1 100 – 1 200 м.

При цьому методі розрахункова глибина H зниження тиску рідини у свердловині визначається за формулою:

$$H = 0{,}8\left(\frac{V_{\text{в}}}{S} + \frac{H_{\text{к}} \cdot p_{\text{к}}}{p_{\text{к}} + 10^4 \cdot \frac{V_{\text{в}} \cdot \rho}{S}}\right) \cdot \left(1 - \frac{S_{\text{НКТ}}}{S + S_{\text{НКТ}}}\right), \qquad (6.6)$$

де $H_к$ – глибина спуску колони НКТ, м;

$V_в$ – об’єм води, запомпованої на “повітряну подушку”, м^3;

$p_к$ – тиск повітря у кільцевому просторі перед запомповуванням води, МПа;

$S_{НКТ}$, S – відповідно площі внутрішнього перерізу НКТ і кільцевого простору, м;

ρ – густина води, кг/м^3;

0,8 – дослідний коефіцієнт витрат.

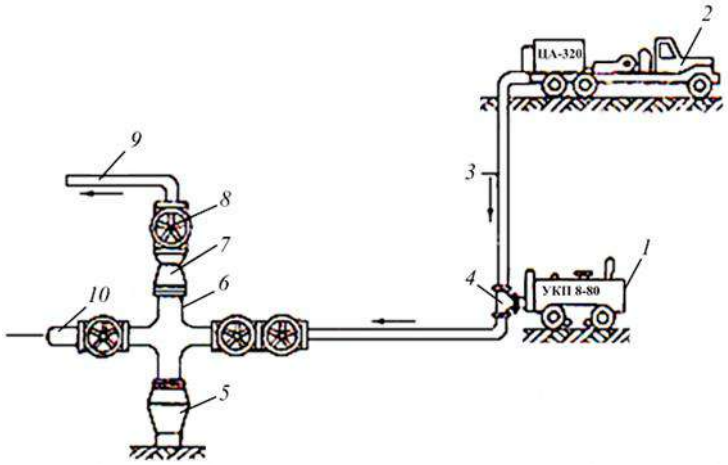


Рисунок 6.1 – Схема обв’язки техніки з гирлом свердловини

1 – компресор; 2 – насосний агрегат; 3 – маніфольд; 4 – кран; 5 – колонна головка; 6 – хрестовина; 7 – штуцер; 8 – засувка; 9, 10 – викидні лінії

У таблиці 6.1 наведено співвідношення між глибиною зниження рівня у свердловині, тиском повітря у кільцевому просторі перед запомповуванням води і кількістю запомпованої води.

Таблиця 6.1

Глибина зниження рівня рідини у свердло-вині, м	Тиск повітря у кільцевому просторі перед запомповуванням води, МПа	Кількість води, запомпованої у кільцевий простір, м^3	Глибина зниження рівня рідини у свердловині, м	Тиск повітря у кільцевому просторі перед запомповуванням води, МПа	Кількість води, запомпованої у кільцевий простір, м^3
400	3,5	5	1000	9,5	10
500	5,0	5	1100	12,0	10
600	6,5	5	1200	8,0	15
700	8,0	5	1300	11,0	15
800	5,5	10	1500	8,5	2
900	7,5	10	1600	10,5	20

Зниження рівня рідини у свердловині з використанням муфт із пусковими отворами або пускових клапанів

Цей метод є одним із варіантів аерування рідини при виклику припливу.

Якщо в НКТ на деякій віддалі від гирла свердловини під рівнем рідини установити клапан і протискувати рідину повітрям (газом), то при зниженні рівня рідини у кільцевому просторі до клапана повітря (газ) через клапан проникає всередину НКТ. Внаслідок цього стовп рідини у НКТ аерується (газується), що спричинює викид. Після викиду тиск над клапаном у НКТ знизиться, і повітря (газ), проходячи частково в отвір клапана, буде протискувати рідину при тому ж тиску компресора у кільцевому просторі. Таким чином здійснюється зниження рівня і запуск свердловини в роботу.

Віддаль від гирла до місця встановлення пускового клапана (до рівня протискування рідини) визначається з виразу:

$$L = h_{\text{ст}} - \frac{1000 \cdot p_{max} \cdot d^2}{\rho \cdot g \cdot D^2} - 20, \qquad (6.7)$$

де ρ – відносна густина рідини, кг/м^3;

$h_{\text{ст}}$ – віддаль від гирла свердловини до статичного рівня рідини у свердловині, м;

p_{max} – максимальний тиск компресора, МПа;

g – прискорення вільного падіння, м/с^2;

D – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, мм;

d – внутрішній діаметр НКТ, мм.

При застосуванні пускових клапанів після аерації та викиду рідини з НКТ отвір у першому клапані за допомогою канатного механізму перекривається і починаються роботи з аерації через наступний клапан, встановлений нижче.

Клапан (або отвір у муфті) слід розміщувати на 20 – 25 м вище розрахованого рівня тому, що при відтисненні рівня на розрахункову відстань тиск у кільцевому просторі і всередині НКТ на цьому рівні буде однаковий. А це означає, що повітря (газ) через отвір не буде рухатись.

Відстань від гирла до місця розміщення наступних клапанів визначається за формулою:

$$L_2 = L_1 + \frac{1000(p_{max} - p_1^1)}{\rho \cdot g} - 10, \qquad (6.8)$$

$$L_n = L_{n-1} + \frac{1000(p_{max} - p_1^{n-1})}{\rho \cdot g} - 10, \qquad (6.9)$$

де $(p_{max} - p_1^1) \dots (p_{max} - p_1^{n-1})$– максимальні перепади тиску у першому і наступних клапанах;

$p_1^1 \dots p_1^{n-1}$ – оптимальні тиски у трубах на рівні клапанів (першого і наступних).

Пусковий тиск (у МПа) визначають за такими формулами:

а) для випадку, коли повітря (газ) подається у кільцевий простір:

$$p_{max} = \frac{h \cdot \rho \cdot g}{1000} \cdot \frac{D^2}{d^2}, \tag{6.10}$$

де h – глибина занурення НКТ під статичний рівень;

б) якщо повітря (газ) подається всередину НКТ:

$$p_{max} = \frac{h \cdot \rho \cdot g}{1000} \cdot \frac{D^2}{D^2 - d^2}. \tag{6.11}$$

Недоліком пускових клапанів є неможливість встановлення ізоляційних мостів, оскільки внаслідок пропуску протискуючої рідини через отвори клапана може статися прихоплення НКТ цементом.

Зниження рівня рідини у свердловині поршнюванням (свабуванням)

Рівень рідини у свердловині знижують за допомогою спеціального поршня (сваба) зі зворотним клапаном, який допускає перетікання рідини через поршень лише у одному напрямку при спуску його у свердловину. Діаметр поршня вибирають за діаметром труб із мінімальним зазором.

Цей спосіб освоєння свердловин використовують при спущених у свердловину насосно-компресорних трубах і встановленій на гирлі фонтанній арматурі.

Поршень, закріплений на штанзі, спускають у НКТ на сталевому канаті за допомогою лебідки від тракторного підйомника або бурової установки на 100 –300 м під рівень рідини і максимально швидко піднімають вгору, видаляючи зі свердловин рідину що знаходиться над поршнем. Ці операції повторюють до зниження рівня на задану глибину або до отримання пластового флюїду.

Якщо у рідині є значна кількість твердих домішок, у процесі освоєння свердловин недопустима зупинка до повного видалення цих домішок і переходу на фонтанування чистим газом. В іншому випадку у стовбурі може утворитися корок, а також не виключено прихоплення фонтанних труб. Наприклад, у процесі освоєння свердловини № 42 Шебелинського родовища виносилася велика кількість промивальної рідини. Не дочекавшись продувки свердловини до отримання чистого газу, її освоєння було зупинено, внаслідок чого утворився корок, на ліквідацію якого було витрачено кілька місяців.

Після збудження свердловини та очищення вибою і привибійної зони від промивальної рідини та інших домішок свердловину продувають з випуском газу на факел. Час цього процесу триває від кількох годин до кількох діб і залежить від кількості винесених домішок і їх характеру. Для свердловин, у яких можливе інтенсивне винесення породи, тривалість процесу при високих депресіях повинна бути мінімальною. Дебіт газу при продуванні залежить від характеристики пласта і стану наземного обладнання.

Для очищення привибійної зони більш ефективне періодичне продування до отримання чистого газу без домішок. У деяких випадках, при небезпечному руйнуванні привибійної зони, продування здійснюють через штуцери, збільшуючи послідовно їх діаметр.

З часом дебіт газу і тиск на гирлі свердловини при продуванні і незмінному діаметрі штуцера збільшуються в міру очищення привибійної зони.

Зменшення дебіту і тисків на гирлі свідчить про засмічення вибою. У цьому випадку слід негайно припинити продування. Кількість домішок, що виносяться із пласта і характер їх зміни у часі визначають за допомогою сепараційних пересувних установок, які встановлюють після попереднього нетривалого продування. Корисно також періодично перевіряти стан вибою, вимірюючи його глибину спеціальною желонкою.

На завершальній стадії розробки родовищ, коли пластовий тиск значно нижчий від гідростатичного, ефективність процесу продування знижується. Крім того, під час продування втрачається багато газу. Тому цей спосіб, як регулярний засіб боротьби зі скупченням домішок, застосовувати не бажано. На цій стадії розробки для видалення рідини із вибою свердловини застосовують плунжерний ліфт і поверхнево-активні речовини (ПАР) типу ОП-5, ОП-7 та інші.

Освоєння нагнітальних свердловин

Всі свердловини, що освоюються під нагнітання, умовно можна розділити на дві групи:

1) такі, що легко і швидко освоюються;

2) такі, що важко і довго освоюються.

До першої групи належать свердловини, які відкрили добре проникні міцно зцементовані колектори великої товщини. При освоєнні промиванням із допустимою кількістю зважених частинок 3 – 5 мг/л такі свердловини мають високі питомі коефіцієнти приймальності і при допустимих вибійних тисках характеризуються високими стійкими витратами води. Вони, зазвичай, не вимагають спеціальних

методів підвищення комплексних характеристик привибійної зони. До другої групи належать свердловини, які відкрили колектори зниженої проникності, часто з низькою стійкістю і невеликої товщини. Успішне освоєння таких свердловин можливе лише при використанні методів штучного підвищення комплексних характеристик привибійної зони свердловин (ПЗС). Але, навіть при цьому, питомі коефіцієнти приймальності у них невисокі, а з часом приймальність знижується. Закачування води у такі свердловини пов'язане з її ретельною підготовкою і з особливими вимогами до вмісту зважених частинок.

Зазвичай освоєння нагнітальних свердловин ведеться багатьма з описаних способів, але жорстко контрольованим параметром залишається кількість зважених частинок.

Контрольні питання

1. Поясніть технологію освоєння свердловини послідовною заміною промивної рідини у свердловині на рідину меншої густини.

2. Поясніть технологію виклику припливу із пласта витісненням рідини із свердловини стиснутим газом або повітрям.

3. Наведіть схему обв'язки техніки з гирлом свердловини та поясніть технологію освоєння свердловини за допомогою "повітряної подушки".

4. Поясніть технологію зниження рівня рідини у свердловині з використанням муфт з пусковими отворами або пускових клапанів.

5. Охарактеризуйте спосіб освоєння свердловини методом поршнювання (свабування).

7. ФІЛЬТРАЦІЯ ГАЗІВ І РІДИН У ПОРОДАХ-КОЛЕКТОРАХ

7.1. Приплив газу і газоконденсатної суміші до свердловини

При експлуатації родовищ природного газу газ або газоконденсатна суміш рухається у пористих або тріщинуватих пластах, у вертикальних або горизонтальних стовбурах свердловин і в горизонтальних газопроводах промислових газозбірних мереж, а також крізь вузькі канали перфораційних отворів, штуцерів, діафрагм тощо в режимах критичної або некритичної течії.

Особливості руху газів і газоконденсатних сумішей у вищевказаних випадках (порівняно з рухом рідин) обумовлені відмінностями їх фізичних властивостей, а також характером їх зміни при різних тисках і температурах. Якщо швидкість фільтрації пропорційна градієнту тиску, то рух у пласті описується законом Дарсі, відповідно до якого:

$$V = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} \qquad (7.1)$$

де V – швидкість фільтрації;

k – коефіцієнт проникникності пласта;

μ – коефіцієнт динамічної в'язкості рухомого флюїду.

При малих швидкостях фільтрація рідин і газів задовільно описується лінійним законом (7.1).

В реальних умовах при розробці нафтогазоносних пластів швидкості фільтрації можуть бути досить високими, особливо у привибійних зонах свердловин. При русі газів ефект збільшення швидкості фільтрації у привибійній зоні посилюється через розширення газу, яке відбувається при значному зниженні тиску на вибої свердловини. При цьому лінійна залежність між швидкістю і перепадом тиску порушується.

Встановлено, що фільтрація газу не підпорядковується закону Дарсі. Це викликано втратами кінетичної енергії, яка додається до втрат енергії на в'язке тертя, що відбувається при лінійному законі опору, та іншими причинами.

Розглянемо приплив газу за законом Дарсі. Приймаючи газ ідеальним і закон його розширення у пласті ізотермічним, що справедливо для всього пласта за винятком невеликої області навколо свердловини, згідно із законом Бойля-Маріотта можна записати:

$$p_{\text{ат}} \cdot Q_{\text{ат}} = p \cdot Q \qquad (7.2)$$

де $Q_{ат}$ і $p_{ат}$ – відповідно дебіт і тиск при атмосферних умовах і пластовій температурі;

Q і p – дебіт і тиск в умовах пласта при тій же температурі.

Тоді із залежностей (7.1) і (7.2) отримаємо:

$$Q = \frac{p_{ат} \cdot Q_{ат}}{p} = -S \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}, \qquad (7.3)$$

де S – поверхня фільтрації.

При плоскорадіальному русі газу до досконалої свердловини, що знаходиться у центрі пласта, $S = 2\pi \cdot r \cdot h$, де $r_с < r < R_к$ (рис. 7.1).

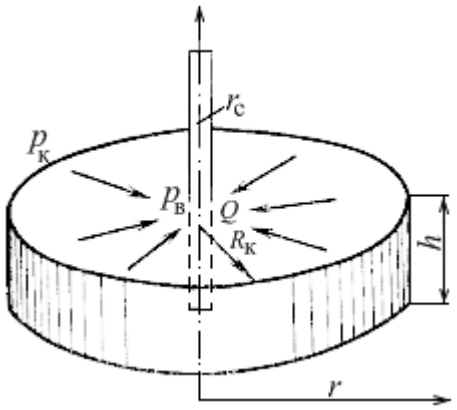


Рисунок 7.1 – Плоскорадіальний притік газу до свердловини

Розділивши змінні та проінтегрувавши рівняння у межах від $r_с$ до $R_к$ та від $p_с$ до $p_к$, отримаємо:

$$p_{ат} \cdot Q_{ат} \int_{r_с}^{R_к} \frac{dr}{r} = \frac{2\pi kh}{\mu} \int_{p_с}^{p_к} p dp, \qquad (7.4)$$

звідси:

$$Q_{ат} = \frac{\pi kh}{\mu \cdot p_{ат}} \cdot \frac{p_к^2 - p_с^2}{\ln R_к / r_с}, \qquad (7.5)$$

де $p_к$ і $p_с$ – тиск на контурі і на вибої відповідно;

$R_к$ – радіус контуру дренажу;

$r_с$ – радіус свердловини.

Для визначення дебіту газової свердловини у стандартних умовах (p = 0,1 МПа, t = 20 °С) до формули (7.5) слід внести температурну поправку.

Крім того, необхідно ввести коефіцієнти, що враховують недосконаліть свердловини за ступенем і характером розкриття. Тоді формула дебіту газової свердловини буде мати наступний вигляд:

$$Q_{ат} = \frac{\pi kh}{\mu z} \cdot \frac{T_{ст}}{T_{пл} \cdot p_{ат}} \cdot \frac{p_к^2 - p_с^2}{\ln \frac{R_к}{r_с} + C_1 + C_2}, \qquad (7.6)$$

де z – коефіцієнт стисливості газу.

Коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем і характером розкриття визначають за експериментальними графіками В. І. Щурова отриманими шляхом електричного моделювання різних видів недосконалості свердловини (рис. 7.2, 7.3). Величина C_1, що визначає додаткові фільтраційні опори, зумовлені недосконалістю свердловини за ступенем розкриття, залежить від параметрів $a = h / D$ і $\bar{h} = h_{\text{роз}}/h$, де D – діаметр свердловини; $h_{\text{роз}}$ – розкрита товщина пласта.

Величина C_2, що визначає додаткові фільтраційні опори, зумовлені недосконалістю свердловини за характером розкриття, залежить від параметрів $n{\cdot}D$, $l = l'/D$ і $a = d / D$ (рис. 7.3 і 7.4), де n – число перфораційних отворів на 1 м товщини пласта; l' – глибина проникнення перфораційних куль у породу; d – діаметр перфораційного отвору. Природно, що значення l' і d неоднакові для різних типів перфорації свердловин.

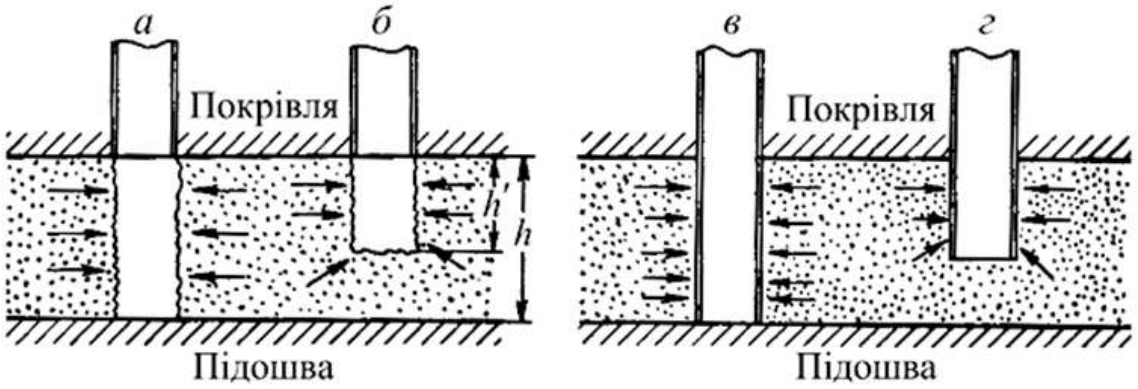


Рисунок 7.2 – Схема гідродинамічно досконалої та недосконалих свердловин

а – гідродинамічно досконала свердловина; б – свердловина, недосконала за ступенем розкриття; в – свердловина, недосконала за характером розкриття; г – свердловина, недосконала за ступенем і характером розкриття

Фільтрацію рідини або газу при відхиленні від закону Дарсі можна описати двочленною формулою:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k}V + \frac{\rho}{l}V^2, \qquad (7.7)$$

де dp/dr – градієнт тиску;

ρ – густина рідини або газу;

l – коефіцієнт макрошорсткості, що характеризує внутрішню структуру пористого середовища.

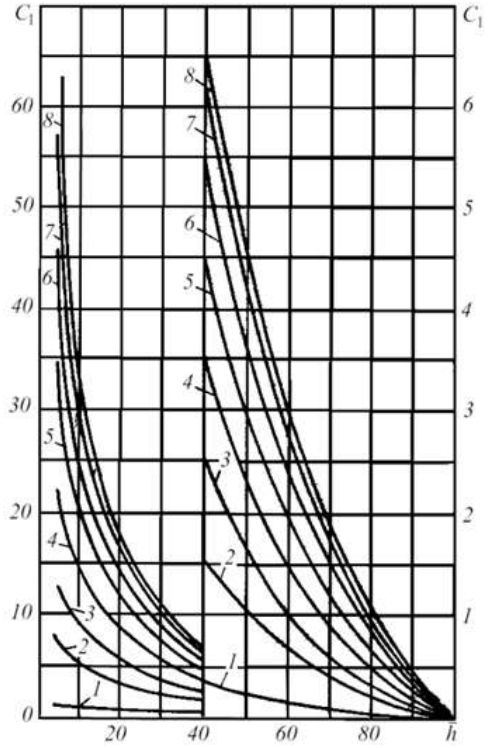


Рисунок 7.3 – Графіки В. І. Щурова для визначення коефіцієнта C_1

При а: 1 – 1; 2 – 5; 3 – 10; 4 – 20; 5 – 40; 6 – 80; 7 – 160; 8 – 300

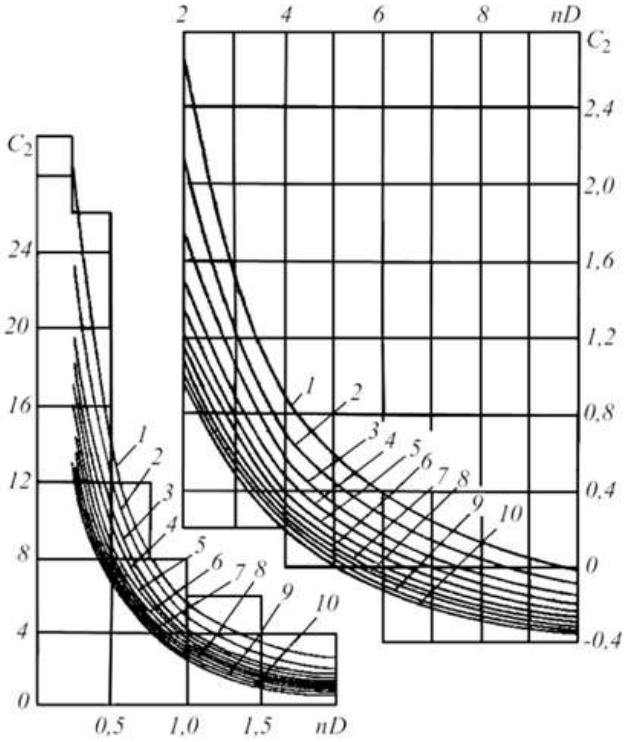


Рисунок 7.4 – Графіки В. І. Щурова для визначення коефіцієнта C_2

При а: 1 – 0,02; 2 – 0,04; 3 – 0,06; 4 – 0,08; 5 – 0,1; 6 – 0,12; 7 – 0,14; 8 – 0,16; 9 – 0,18; 10 – 0,2

В результаті аналізу експериментальних даних із фільтрації рідини та газів крізь пористі середовища з урахуванням особливостей фізичних властивостей газу шляхом інтегрування рівняння (7.7) отримано двочленну формулу припливу газу до вибою недосконалої свердловини, що встановлює залежність між перепадом тиску і дебітом газу:

$$p_к^2 - p_с^2 = AQ + BQ^2, \qquad (7.8)$$

де A і B – коефіцієнти фільтраційного опору, що залежать від властивостей пористого середовища, в якому відбувається фільтрація, і властивостей газу. При цьому прийнято вважати, що коефіцієнт A обумовлений силами в'язкого тертя, а коефіцієнт B – інерційними силами, що виникають при русі газу у пласті.

Значення коефіцієнтів A і B обчислюють за формулами:

$$A = \frac{\mu \cdot z \cdot p_{ст} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{ст}} \left(\ln \frac{R_к}{r_с} + C_1 + C_2 \right), \qquad (7.9)$$

$$B = \frac{\rho_{ст} \cdot z \cdot p_{ст} \cdot T_{пл}^2}{2\pi^2 \cdot h^2 \cdot l \cdot T_{ст}^2 \cdot r_с} (1 + r_с \cdot C_1' + C_2'), \qquad (7.10)$$

де C_1 і C_2 – коефіцієнти недосконалості свердловин за ступенем і характером розкриття пласта при коефіцієнті A);

C_1' і C_2' – коефіцієнти недосконалості свердловин за ступенем і характером розкриття пласта при коефіцієнті B.

Таким чином, приплив газу до вибою свердловин за законом Дарсі описується формулою (7.6), а за двочленним законом – формулою (7.8). Відзначимо, що при фільтрації газу розглядається різниця квадратів пластового і вибійного тисків, а не їх різниця в першому ступені, як при фільтрації рідини. Також відзначимо, що при досить малих швидкостях інерційні втрати незначні і значення B дорівнює або близьке до нуля. Звідси витікає, що формула (7.6) є окремим випадком формули (7.8) при B рівному нулю.

Формулу (7.8) широко застосовують у розрахунках розробки газових родовищ, при газогідродинамічних дослідженняхнях свердловин як найбільш фізично обґрунтовану і в той же час просту форму опису фільтрації газу у пластах.

Деякі особливості виникають при фільтрації газоконденсатної суміші у привибійній зоні свердловини. При зниженні тиску цієї суміші відбувається випадання рідких вуглеводнів (конденсату), які накопичуються у пласті, а в подальшому, у міру збільшення їх кількості, під впливом перепаду тиску починають переміщуватись до

вибою свердловини. При цьому виникає двофазна фільтрація газу і конденсату.

Наближено характер зміни конденсатонасичення у привибійній зоні свердловини можна розглянути за умовно нанесеними кривими розподілу тиску p навколо стовбура працюючої газоконденсатної свердловини, які відповідають різним дебітам газу (рис. 7.5). По осі абсцис позначені відповідні зони випадання конденсату у пласті. З наведеного графіка випливає, що при тисках на вибої p_1 і p_2, великих тисках початку конденсації $p_{\text{п.к}}$, у пласті спостерігається однофазний рух, конденсат у привибійній зоні свердловини не випадає. Фільтрація у цій зоні відбувається за законом Дарсі або двочленним законом.

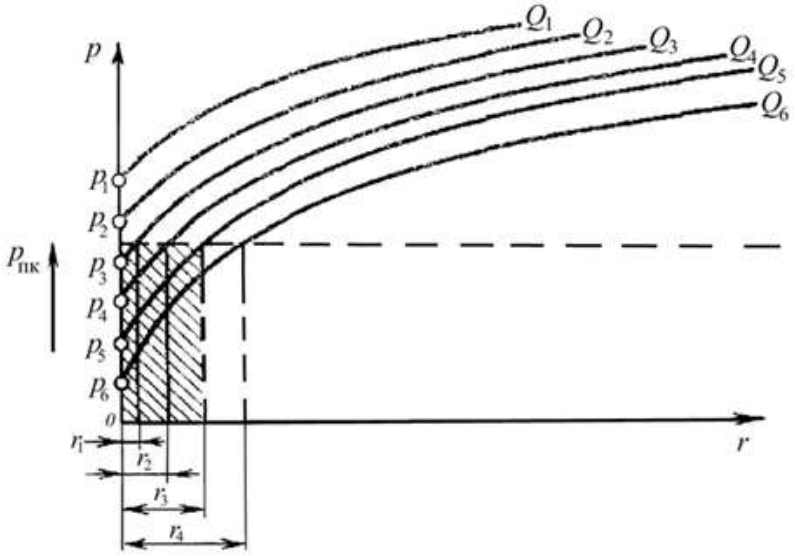


Рисунок 7.5 – Зміна зони конденсатонасичення по радіусу r при роботі газоконденсатної свердловини

У міру збільшення дебіту газу, тобто зниження тиску нижче тиску початку конденсації, у привибійній зоні починає випадати рідкий конденсат. Зона випадання конденсату послідовно розширюється від r_1 до r_4 і т.п., що визначається ступенем зниження тиску. Причому конденсат, що випав із газоконденсатної суміші у пласті, може бути рухомим або нерухомим залежно від створюваної ним насиченості пористого середовища.

При двофазній фільтрації рух кожної фази розглядається за такими формулами:

$$V_{\text{р}} = -\frac{k_{\text{р}}}{\mu_{\text{р}}}\frac{dp}{dr}; \qquad V_{\text{г}} = -\frac{k_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}}\frac{dp}{dr}, \tag{7.11}$$

де $k_{\text{р}}$ і $k_{\text{г}}$ – відповідно фазова проникність для рідини і для газу;

$\mu_р$ і $\mu_г$ – коефіцієнт динамічної в'язкості рідкої і газоподібної фаз. При цьому передбачається, що газоконденсатний фактор, що є відношенням дебіту газу до дебіту рідини, залишається постійним.

За результатами обчислень і даними газодинамічних досліджень встановлюється вплив конденсату, що випадає у привибійній зоні, на дебіт газу і рідини, намічаються заходи щодо його вилучення на поверхню. Випадання конденсату і пов'язану з цим явищем зміну фільтраційних характеристик пласта необхідно враховувати при розробці методів підвищення конденсатовіддачі пласта.

7.2 Гідродинамічна недосконалість свердловин

Приплив пластового флюїду до вибою свердловини, яка вважається гідродинамічно-досконалою, характеризується рівнянням Дюпуї (рівняння припливу рідини):

$$Q = \frac{2\cdot\pi\cdot k\cdot h(p_{пл}-p_в)}{\mu\cdot\ln\left(\frac{R_к}{r_с}\right)} = \frac{2\cdot\pi\cdot k\cdot h\cdot\Delta p}{\mu\cdot\ln\left(\frac{R_к}{r_с}\right)}, \qquad (7.12)$$

де Q – дебіт свердловини, м^3/с;

k – коефіцієнт проникності пласта в інтервалі перфорації, м^2;

h – ефективна товщина пласта, насичена пластовим флюїдом, м;

$p_{пл}$ – тиск у продуктивному пласті на контурі живлення свердловини, Па;

$p_в$ – тиск у свердловині в інтервалі продуктивного пласта, Па;

Δp – величина депресії, що сприяє руху пластового флюїду до вибою свердловини, Па;

μ – динамічна в’язкість рідини, Па·с;

$R_к$ – радіус контура живлення (дренажу) свердловини, м;

$r_с$ – радіус свердловини, м.

За *гідродинамічно досконалу* приймають таку свердловину, яка розміщена у центрі кругового пласта з радіусом контуру живлення $R_к$, властивості якого є ізотропними в усіх напрямках, пластовий флюїд рухається до вибою свердловини і є однофазним і нестискуючим. З рисунка (рис. 7.6) видно, що у гідродинамічно досконалій свердловині основна частина перепаду тиску зосереджена у зоні пласта безпосередньо навколо стовбура свердловини.

Якщо приплив флюїду здійснюється від контуру живлення, який знаходиться на віддалі 300 м від стінки свердловини радіусом 0,1 м, тоді половина всього перепаду тиску витрачається на просування флюїду у поровому просторі у зоні навколо свердловини, який

дорівнює лише 5,5 м. А це означає, що привибійна зона відіграє визначальну роль у припливі флюїду до свердловини.

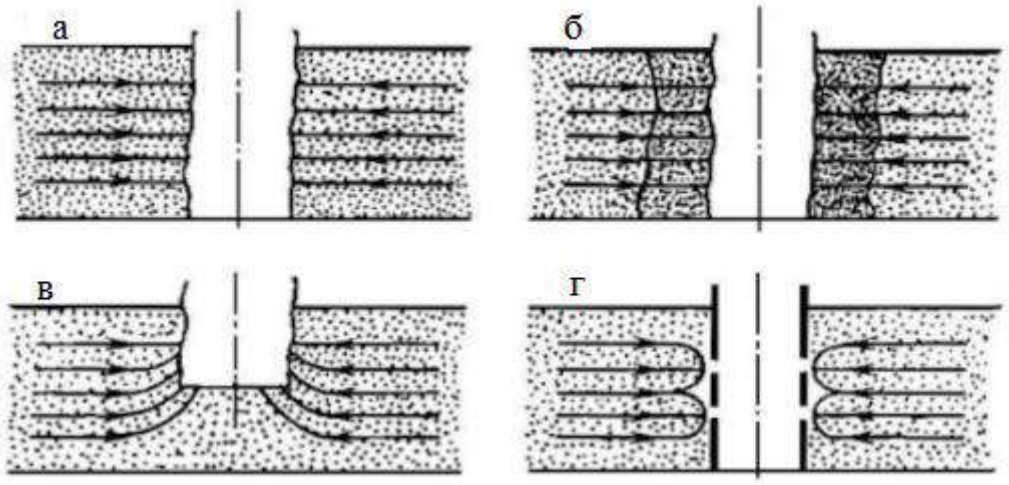


Рисунок 7.6 – Схематичне зображення припливу у гідродинамічно досконалу і гідродинамічно недосконалі свердловини

а – гідродинамічно досконала свердловина; б – гідродинамічно недосконала свердловина за якістю розкриття; в – гідродинамічно недосконала свердловина за ступенем розкриття; г – гідродинамічно недосконала свердловина за характером розкриття продуктивного пласта

Приплив флюїду у реальну свердловину відрізняється від припливу у гідродинамічно досконалій свердловині тим, що у привибійній зоні і на вибої свердловини виникають додаткові фільтраційні опори через викривлення і загущення ліній потоків. Виділяють три типи гідродинамічної недосконалості свердловин:

а) за ступенем розкриття пласта, коли свердловина відкриває продуктивний пласт не на всю його товщину;

б) за характером розкриття пласта, коли зв’язок пласта із свердловиною здійснюється не через відкритий вибій, а через перфораційні канали;

в) за якістю розкриття пласта, коли проникність порового середовища у привибійній зоні є меншою відносно до природної проникності пласта.

У пласті навколо свердловини утворюються дві зони зі зміненою проникністю – зона проникнення фільтрату радіусом $R_{з.п}$ і зона кольматації радіусом $r_к$ (рис. 7.7). Таку свердловину називають недосконалою за якістю розкриття пласта.

Гідродинамічно досконалою є свердловина з відкритим вибоєм (фільтром) і розкритим на всю потужність однорідним пластом. Приплив пластових флюїдів у таку свердловину описується формулою Дюпуї. Здебільшого свердловини є гідродинамічно недосконалими.

Недосконаліть за характером розкриття пласта оцінюється коефіцієнтом φ_c. Вона зумовлена припливом пластових флюїдів у стовбур свердловини не через всю його поверхню, а через перфораційні отвори у зацементованій обсадній колоні.

Недосконаліть за якістю розкриття пласта φ_s спричинена зміною фільтраційного стану порід у привибійній зоні внаслідок забруднення її твердими частинами та фільтратом промивальної рідини і цементного розчину, фізико-хімічної їх взаємодії з породами та пластовим флюїдом, зміною напруженого стану порід у цій зоні, що є характеристикою неоднорідності у радіальному напрямку.

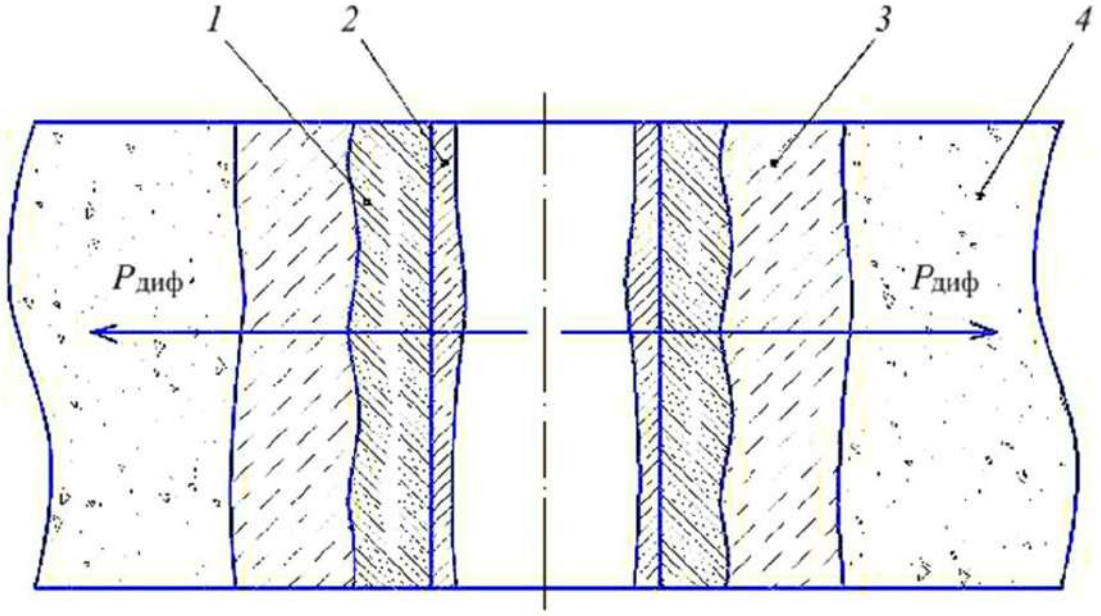


Рисунок 7.7 – Схема привибійної зони свердловини після первинного відкриття продуктивного пласта бурінням

1 – зона кольматації; 2 – глиниста кірка; 3 – зона проникнення фільтрату промивальної рідини; 4 – віддалена зона

Недосконаліть за ступенем розкриття пласта характерна для пластів, у яких внаслідок буріння відкрита лише частина розрізу.

При дослідженні свердловини гідродинамічними методами, побудувавши криві припливу та відновлення тиску, можна визначити коефіцієнт її гідродинамічної недосконалості φ:

$$\varphi = \varphi_c \cdot \varphi_s \qquad (7.13)$$

За відомими методами дослідження неможливо знайти окремо кожну складову добутку (7.13). Однак, знаючи тип перфоратора, його заряд, визначивши за даними стендових випробувань розміри каналів та ймовірність їх утворення, можна розрахувати:

$$\varphi_{\text{с}} = \frac{\ln\frac{r_k}{r_c}}{\ln\left(\frac{\chi \cdot r_k}{l_{\text{пл}}}\right) + \frac{1}{l_{\text{пл}} \cdot n_{\text{я}} \cdot n_{\text{к}}} \cdot \ln\left(\frac{1}{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{пл}} \cdot n_{\text{я}}}\right)} \qquad (7.14)$$

де $r_{\text{к}}$ – радіус контуру живлення, м;

$r_{\text{с}}$ – радіус стовбура свердловини, м;

$l_{\text{пл}}$ і $r_{\text{пл}}$ – довжина і радіус каналу у пласті за цементним кільцем, м;

$n_{\text{к}}$ – число каналів у горизонтальній площині, шт.;

$n_{\text{я}}$ – число ярусів каналів в одному лінійному метрі вертикальної площини, шт.; χ = 4; 2; 1,86; 1,76 відповідно при $n_к$ =1; 2; 3; 4.

Якщо щільність отворів перфорації відома, то коефіцієнт досконалості можна визначити за графіком, рисунок 7.8.

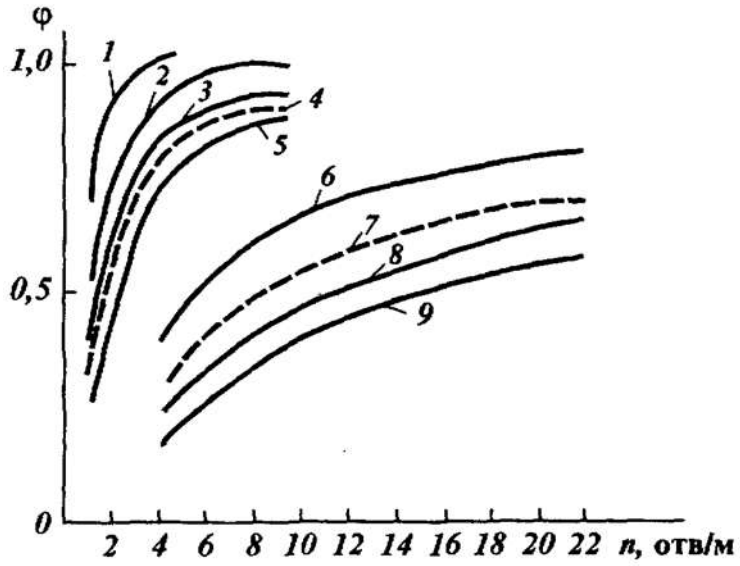


Рисунок 7.8 – Зміна коефіцієнта гідродинамічної досконалості свердловин за характером розкриття пласта залежно від розмірів каналів і щільності перфорації (перша цифра – довжина каналів, мм; друга – радіус каналів, мм)

ГПП: 1 – 300, 15; 2 – 200, 38; 3 – 150, 23; 4 – 125, 22; 5 – 100, 19; КП: $\sigma_{\text{ст}}$ = 37 МПа: 6 – ПКС 105 (120, 8); 8 – ПКС 80 (80, 35); 9 – ПК 103 (67, 3); $\sigma_{\text{ст}}$= 97 МПа: 7 – ПКС 105 (90, 5)

**Ймовірність утворення каналу КП – 50 %, тобто кількість пострілів перфоратора ділиться на два; $r_{\text{к}}$ = 100 м; $r_{\text{с}}$ = 0,1 м.*

Коефіцієнт φ_{s} знаходять з рівняння (7.13):

$$\varphi_{\text{s}} = \varphi/\varphi_{\text{с}} \cdot \qquad (7.15)$$

Дослідивши свердловину після перфорації, можна визначити, яка частка недосконалості зумовлена технологією перфорації свердловини, а яка – технологією розкриття пласта та його цементування. Це дає змогу запропонувати обґрунтовані заходи щодо збільшення продуктивності пласта і дебіту свердловини.

Контрольні питання

1. Яку свердловину прийнято вважати гідродинамічно-досконалою?

2. Яку свердловину прийнято вважати гідродинамічно не досконалою за ступенем розкриття?

3. Яку свердловину прийнято вважати гідродинамічно не досконалою за характером розкриття?

4. Яку свердловину прийнято вважати гідродинамічно не досконалою за ступенем і характером розкриття?

5. Яку свердловину прийнято вважати гідродинамічно не досконалою за за якістю розкриття?

6. Які Ви знаєте ознаки гідродинамічної досконалості свердловин?

7. Напишіть формулу припливу газу до вибою недосконалої свердловини?

8. Зобразіть схему привибійної зони свердловини після первинного розкриття продуктивного пласта бурінням.

9. Поясніть, що являє собою коефіцієнт гідродинамічної недосконалості свердловини? Які залежності покладено в основу його виведення?

8. ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

8.1. Загальні положення

Дослідження газових пластів і свердловин проводять у ході розвідки, дослідної та промислової експлуатації для отримання вихідних даних із метою оцінки запасів газу; проєктування розробки родовищ; облаштування промислу; встановлення технологічного режиму роботи свердловин, що забезпечує їх експлуатацію за оптимальних умов без ускладнень та аварій; оцінки ефективності робіт із інтенсифікації; контролю за розробкою та експлуатацією.

Дослідження пластів і свердловин здійснюється гідродинамічними та геофізичними методами. Частину параметрів пласта визначають при дослідженні кернів. При комплексному використанні ці методи взаємно доповнюють одне одного. Параметри пласта, що визначаються за допомогою геофізичних методів і даних, одержаних при дослідженні кернів, характеризують ділянку пласта, яка безпосередньо прилягає до стовбура свердловини, і дають можливість подати її пошаровий розподіл за товщиною пласта. На основі результатів гідродинамічних методів дослідження, визначаються: середні параметри у привибійній зоні та у більш віддалених ділянках пласта; умови руху газу у пласті та у стовбурі свердловини; умови накопичення та винесення рідини і механічних домішок із вибою свердловини; технологічний режим роботи свердловини тощо.

Гідродинамічні методи визначення параметрів пласта засновані на вирішенні так званих зворотних задач гідрогазодинаміки і базуються на результатах досліджень, отриманих при стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації флюїдів.

Гідрогазодинамічні методи дослідження свердловин поділяються на такі види:

1. Випробування в умовах стаціонарної фільтрації газу за різних режимів роботи свердловини.

2. Випробування в умовах нестаціонарної фільтрації газу, які у свою чергу складаються з:

– обробки кривих відновлення тиску під час зупинки свердловини;

– обробки кривих перерозподілу дебіту газу при постійному тиску на вибої чи гирлі свердловини;

– обробки кривих перерозподілу вибійного тиску при

постійному дебіті газу.

Термометричні дослідження поряд із вивченням температурного режиму свердловини, привибійної зони і пласта, дозволяють з'ясувати величини ефективних товщ, розподіл дебітів за окремими інтервалами пласта, параметри пласта, положення газоводяного контакту (ГВК) і місця витоків газу при порушенні герметичності колон.

Зіставлення різних параметрів пласта, які визначаються за допомогою геофізичних і промислових гідрогазодинамічних методів, дозволяє отримати достовірніші характеристики пласта, ніж при порівнянні геофізичних даних із даними досліджень кернів.

За своїм призначенням дослідження газових свердловин поділяються на:

1. *Первинні* – проводять на розвідувальних свердловинах після закінчення буріння з метою виявлення їх добових можливостей (максимально допустимий дебіт, оцінка параметрів пласта, встановлення початкового робочого дебіту для дослідної експлуатації).

2. *Поточні* – проводять для встановлення та уточнення технологічного режиму роботи свердловини, поточної перевірки параметрів привибійної зони пласта і свердловини (проводяться один раз на рік або частіше, залежно від умов роботи свердловин).

3. *Контрольні* – проводять періодично для перевірки якості поточних досліджень, визначення параметрів пласта для складання проекту розробки та аналізу розробки родовища.

4. *Спеціальні* – проводять перед зупинкою свердловини на ремонт або при виході її із ремонту, перед консервацією свердловини та при розконсервації до і після робіт із інтенсифікації припливу газу. До спеціальних видів дослідження також відносяться дослідження газоконденсатних свердловин і дослідження, що проводяться з метою з'ясування впливу забруднення привибійної зони глинистим розчином, а також для визначення скупчення рідини у стовбурі і привибійній зоні за різних умов роботи свердловини.

У процесі *дослідження розвідувального фонду* газових і газоконденсатних свердловин необхідно виконати обов'язковий мінімум робіт:

– відбір проб природного газу і конденсату для лабораторного вивчення складу пластового природного газу, вмісту конденсату в газі, умов випадання конденсату в пласті, можливих його втрат тощо;

– визначення зміни температури газу у стовбурі свердловини та в сепараторах при різних дебітах свердловин;

– вивчення умов виділення конденсаційної води та гідрато-

утворення у стовбурі свердловини та в привибійній зоні пласта;

– вивчення можливості перетікання природного газу в інші пласти, а також наявності міжколонних перетоків газу;

– визначення фактично працюючих інтервалів розкритої товщини пласта і розподілу дебітів по окремих пропластках;

– вивчення ефективності застосування методів інтенсифікації припливу у свердловину та умов найякіснішого розкриття пласта;

– вивчення корозійної агресивності газорідинного потоку, швидкості і характеру корозії для вибору методу боротьби з нею;

– встановлення оптимальних дебітів та умов експлуатації свердловин і розробки покладів (родовищ).

Дослідження свердловин на газоконденсатність повинні включати наступні визначення:

– кількість конденсату (сирого і стабільного), що виділяється в сепараторах (у $см^3/м^3$), природного газу при різних тисках і температурах і його склад;

– кількість пропану, бутану і рідких вуглеводнів (C_5 + вищі), які залишаються в розчиненому стані у газі, що виходять із сепаратора, залежно від температури і тиску в ньому;

– ізотерми конденсації для пластового газу;

– тиск максимальної конденсації;

– склад пластового газу та потенційний вміст в ньому рідких вуглеводнів (C_5 + вищі);

– фазовий стан газоконденсатної системи у пластових умовах;

– тиск початку конденсації у пласті;

– кількість конденсату, що виділяється при русі природного газу від вибою до гирла свердловини;

– кількість рідкої фази, що виділяється з відсепарованого газу при температурах і тисках у газопроводі.

При вивченні складів вільних і розчинених газів необхідно визначати вміст: метану та його гомологів до C_6 включно, водню, азоту, гелію, аргону, вуглекислого газу та сірководню.

У процесі проведення *гідрогеологічних досліджень* визначають:

– статичні рівні підземних вод, закономірності їх зміни за площею;

– індикаторні характеристики щодо окремих свердловин;

– гідрохімічні показники – розчинені йонно-сольові комплекси, їх взаємозв'язок із скупченнями вуглеводнів, із літолого-фаціальними особливостями водовмісних порід і гідродинамікою;

– газонасиченість і газовий склад підземних вод;

– температурну характеристику.

8.2 Підготовка свердловини до газогідродинамічних досліджень

Усі свердловини після завершення бурових робіт, цементування, перфорації та обв'язування необхідним вибійним і гирловим обладнанням підлягають освоєнню. Освоєння свердловини має безпосереднє відношення до передбачуваної методики випробування свердловин і подальшої обробки отриманих результатів.

Режим освоєння свердловини вибирають залежно від механічних і фільтраційних властивостей пласта, близькості підошовної або крайової води, фізичних властивостей промивальної рідини, використаної при розкритті продуктивного пласта, від можливості утворення гідратів, піщаних або глинисто-піщаних корків тощо. Освоєння свердловини починається з її продування. При цьому необхідно фіксувати гирловий, затрубний і міжколонний тиски та температуру газу. Обов'язково фіксується і тривалість продування з метою оцінки втрат газу і конденсату у процесі продування та для вибору методики обробки кривої відновлення тиску, знятої після зупинки продування. Продування свердловини без попередньо оціненого значення депресії на пласт може привести до підтягування конусу підошовної води та обводнення свердловини. Це досить часто трапляється при продуванні розвідувальних свердловин на великих дебітах. Продування без попередньої оцінки режиму експлуатації свердловини може також призвести до руйнування привибійної зони пласта і утворення глинисто-піщаних або піщаних корків, та до утворення гідратів у привибійній зоні пласта і у стовбурі свердловини. Тому перед продуванням слід детально ознайомитись із геолого-фізичними і термобаричними характеристиками свердловини. Відповідно до очікуваних дебітів слід вибрати конструкцію вибійного і гирлового обладнання, діаметр і глибину спуску фонтанних труб, діаметр діафрагми, виходячи з очікуваного гирлового тиску.

Для якісного продування свердловини слід користуватися багатоцикловим методом її освоєння, сутність якого полягає в тому, що спочатку встановлюється діафрагма (штуцер) невеликого діаметру. Поступово збільшуючи діаметр діафрагми, знімають 4 – 5 точок (прямий хід). Після цього проводять зворотний хід, при якому діаметр діафрагми поступово зменшують до початкового,

встановленого при прямому ході, знімають 4 – 5 точок. У процесі продування роблять 2 – 3 цикли, витрачаючи на кожен режим 1 800 – 2 400 с. Завдання багатоциклового продування полягає в очищенні та контролі за станом привибійної зони шляхом зіставлення кривих залежностей депресії на пласт від дебіту. Якщо ці криві співпадуть, це означає, що процес продування можна закінчити. При цьому повинні бути враховані всі побічні чинники, які, у свою чергу, можуть бути причиною збігу кривих залежностей "дебіт–депресія". Закінчення продування контролюється до виходу твердих домішок (піску) разом із потоком газу. Якщо у продукції свердловини винесення твердих і рідких домішок припинилось, при цьому вихід конденсату і конденсаційної води не слід вважати рідкою домішкою, то це означає, що очищення стовбура свердловини і привибійної зони закінчилося.

Підготовка свердловини до газогідродинамічних досліджень проводиться залежно від призначення досліджень (первинне, поточне, спеціальне) та об’єму необхідної інформації; від геологічних особливостей покладу, складу та кількості очікуваного газу, води і конденсату, твердих домішок; від можливості утворення гідратів, стійкості продуктивного пласта; від конструкції свердловини та глибинних приладів, що застосовуються; від рівня освоєння родовища (наявності наземних комунікацій зі збирання та осушення газу тощо).

Гирло свердловини, не підключеної до промислового газозбірного пункту перед газогідродинамічними дослідженнями, обладнується лубрикатором, манометрами, сепаратором, витратоміром, термометрами та викидною лінією для факела. Загальна схема обладнання гирла свердловини для дослідження з випуском газу через факел в атмосферу показана рисунку 8.1.

Залежно від наміченої програми можливі деякі зміни окремих вузлів цієї схеми. Зокрема, якщо передбачається проведення глибинної дебітометрії, шумометрії або вимірювання вибійного тиску і температури приладами з дистанційною реєстрацією величин, що вимірюються, то замість звичайного лубрикатора встановлюється лубрикатор для спуску приладів на кабелі.

Якщо у газі, що видобувається, не передбачається значної кількості вологи, і немає необхідності спуску глибинних приладів для визначення вибійного і пластового тиску, то ці тиски визначаються розрахунковим шляхом за гирловими вимірами тиску. У цьому випадку гирло свердловини не обладнують лубрикатором. На практиці названий випадок зустрічається на неглибоких газових родовищах, невеликих товщинах пласта, за відсутності підошовної

води, відсутності умов утворення рідинного або піщаного корка, при незначному вмісті важких компонентів вуглеводнів у складі пластового газу тощо.

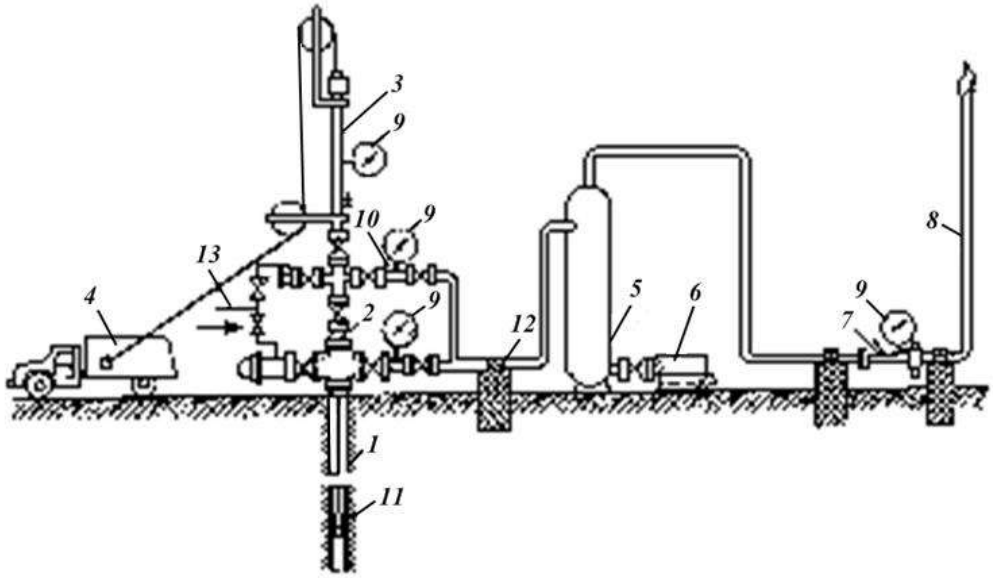


Рисунок 8.1 – Принципова схема обладнання гирла свердловини, не підключеної до установки підготовки природного газу

1 – газова свердловина; 2 – фонтанна арматура; 3 – лубрикатор; 4 – лебідка; 5 – сепаратор; 6 – ємність для вимірювання рідини; 7 – діафрагмовий вимірювач критичної течії (ДВКТ); 8 – факельна лінія; 9 – манометри; 10 – термометр; 11 – глибинний прилад; 12 – кріплення викидної лінії; 13 – лінія введення інгібітора

Найпоширеніша схема обв'язки гирла свердловин, підключених до промислового газозбірного пункту, передбачає індивідуальне випробування кожної з них. Така схема обв'язки вимагає обладнання гирла свердловини лубрикатором, зразковими манометрами, термометрами та підключення свердловини до лінії випробування. Витрата газу визначається за даними витратоміра, встановленого на лінії випробування. Для проведення дослідження вхід до загального колектора *1* закривається засувкою *а* і на лінії випробування *2* відкривається засувка *б* (рис. 8.2).

На облаштованих і введених у розробку родовищах необхідність подачі інгібітора до свердловини передбачається проєктом розробки. Необхідно максимально використовувати можливість випробування свердловин із подачею газу у газопровід, що дозволяє уникнути втрат газу при випробуванні та зберігати довкілля від забруднення природним газом.

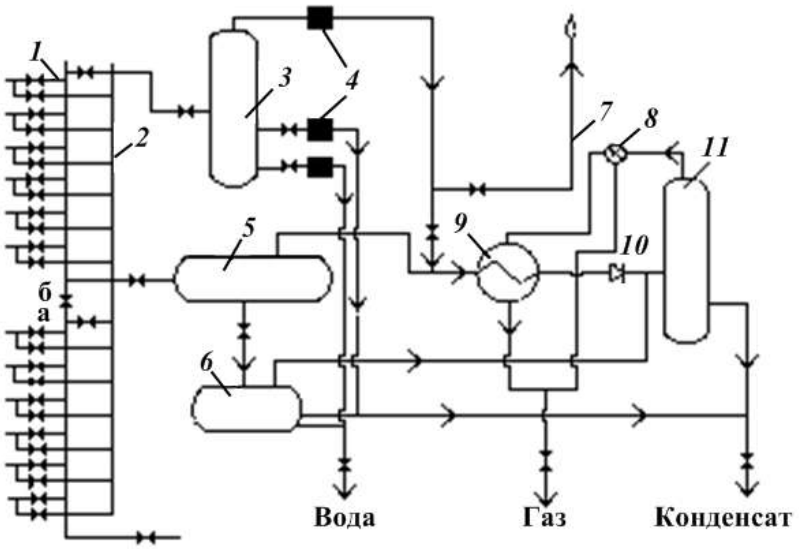


Рисунок 8.2 – Принципова схема обладнання гирла газової свердловини, підключеної до установки з підготовки газу

1 – блок вхідних ліній; 2 – лінія контрольних вимірів; 3 – контрольний сепаратор; 4 – вузол вимірів; 5 – сепаратор першого ступеня; 6 – розділювальна ємність; 7 – факельна лінія; 8 – регулятор теплового режиму; 9 – теплообмінник; 10 – штуцер, що регулюється; 11 – сепаратор другого ступеня; а і б – засувки

8.3 Гідродинамічні дослідження газових свердловин на стаціонарному режимі

Стандартні дослідження на стаціонарних режимах для газових свердловин проводять згідно з "Інструкцією з комплексного дослідження газових і газоконденсатних пластів і свердловин" із метою визначення:

1. Колекторських і фільтраційних властивостей пласта (пористість, проникність, гідропровідність, п'єзопровідність, стисливість пласта, газонасиченість, пластові, вибійні, гирлові тиски і температури), їх зміни за площею та розрізом пласта, а також по стовбуру газової свердловини.

2. Фізико-хімічних властивостей газу і рідин (в'язкість, густина, коефіцієнт стисливості, вологість газу), умови утворення гідратів тощо.

3. Гідродинамічних і термодинамічних умов у стовбурі свердловини у процесі її експлуатації.

4. Зміни фазових станів при русі газу у пласті, стовбурі свердловини та по наземних спорудах у процесі розробки покладу.

5. Умов скупчення та винесення рідини і твердих домішок із вибою свердловини, ефективність їх відділення.

6. Технологічного режиму роботи свердловин за наявності різних чинників (руйнування привибійної зони пласта, наявність підошовної води, вплив температури продуктивного пласта та середовища навколо стовбура свердловини тощо).

Технологія проведення досліджень

Дослідження свердловини на стаціонарних режимах проводять за заздалегідь складеною програмою досліджень. Обсяг досліджень встановлюється на підставі проєктних рішень або виходячи з проведених ремонтно-профілактичних та інтенсифікаційних робіт. Відповідно до програми дослідження та залежно від облаштування промислу готують відповідні прилади, обладнання та інструмент. Їх монтують на свердловині за схемами, наведеними на рисунках 8.1 або 8.2.

Перед початком досліджень необхідно ознайомитись із геолого-промисловими матеріалами по свердловині. Якщо процеси відновлення і стабілізації гирлового тиску, дебіту та вибійного тиску тривають кілька годин і більше, вибрають прискорені методи випробування свердловини. Перед початком дослідження слід визначити тиск на гирлі свердловини, що простоює (статичний тиск). Дослідження слід починати з меншого дебіту та нарощувати його з кожним наступним режимом – *прямий хід*. Свердловину слід запускати з невеликим дебітом і чекати на повну стабілізацію вибійного, гирлового тиску і дебіту. Вибій свердловини при дослідженнях повинен бути чистим, а якщо є стовп рідини або піщаний корок, бажано, щоб висота їх залишалася незмінною. В іншому випадку коефіцієнти опору, що визначаються за результатами випробування, будуть змінними від режиму до режиму, що призводить до сильного спотворення індикаторної лінії.

Значення вибійних тисків, дебіту і температури фіксують після повної стабілізації тиску і дебіту. Умови стабілізації оцінюють сталістю показників приладів, які використовуються для вимірювання тиску, перепаду тисків на витратомірі і температури у часі. Після зняття цих показників на першому режимі – діафрагмі (штуцері) свердловину закривають для відновлення тиску до статичного. Процеси пуску свердловини та стабілізації тиску і дебіту, робота свердловини на режимі, що встановився, відновлення тиску після закриття свердловини на даній діафрагмі (штуцері) складають один режим роботи свердловини (рис. 8.3).

Характер зміни тиску на одному режимі з повною стабілізацією

вибійного, гирлового тиску та дебіту, роботою на режимі та з повним відновленням тиску після закриття свердловини показаний на рисунку 8.3.



Рисунок 8.3 – Характер зміни тиску при дослідженні газової свердловини на одному режимі

Процес перерозподілу тиску у пласті (процес стабілізації тиску і дебіту після пуску) залежить від фільтраційних і ємнісних параметрів пористого середовища та рідин і газів, що його насичують. Тому при дослідженні свердловини слід фіксувати статичний тиск перед пуском свердловини, процес стабілізації тиску і дебіту, параметри свердловини при роботі після стабілізації тиску, дебіту і температури та процес відновлення тиску після закриття. Цей комплекс інформації при відповідній обробці дозволяє визначити велику кількість фільтраційних, ємнісних і технічних характеристик пласта і стовбура свердловини.

Після досягнення статичного тиску свердловину пускають у роботу на новому режимі, що відрізняється від першого більшим дебітом і меншим вибійним тиском. На другому режимі, так само як і на першому, реєструють процеси стабілізації вибійного тиску і дебіту, параметри після стабілізації режиму і процес відновлення тиску до досягнення статичного тиску. Так само знімають показники тиску, дебіту і температури всіх 5 – 8 режимів (рис. 8.4).

Обробка одержаних результатів дослідження дозволяє визначити: режим роботи свердловини; коефіцієнти фільтраційних опорів трьома способами – за індикаторною кривою, за кривими стабілізації тиску і дебіту, за поєднанням вибійних тисків і дебітів без використання пластового тиску; провідність трьома методами погіршення або покращення параметрів привибійної зони; п'єзопровідність пласта, наявність екранів і погіршення параметрів пласта за межами привибійної зони, ємнісні параметри пласта,

приведений радіус свердловини тощо.

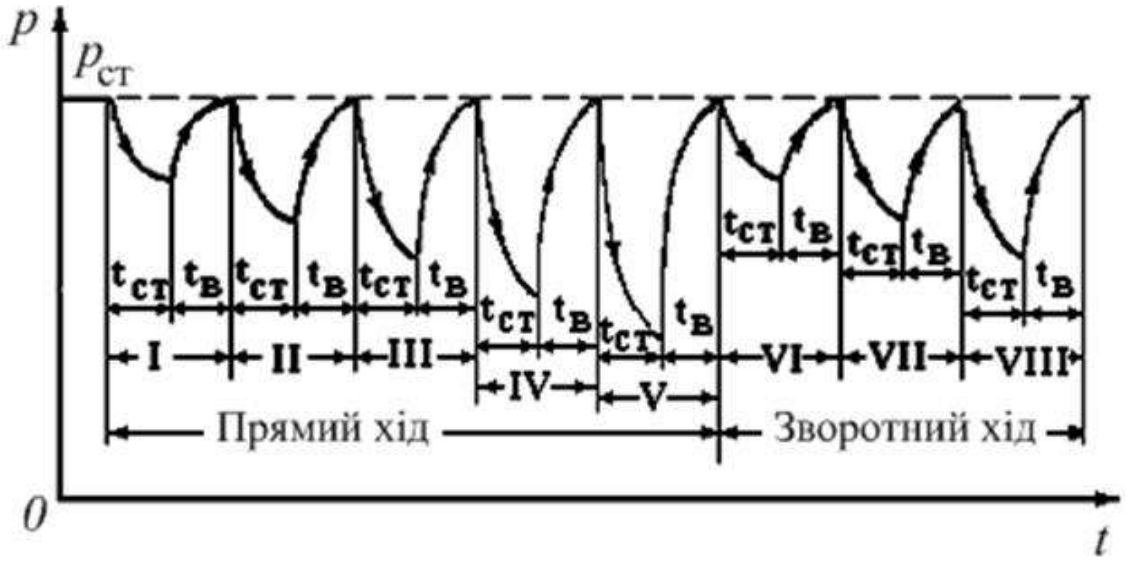


Рисунок 8.4 – Характер зміни тиску при дослідженні газової свердловини на стаціонарних режимах

I – VIII – Порядковий номер режиму дослідження

При дослідженні свердловин методом усталених відборів необхідно: дотримуватись умов стабілізації та відновлення тиску; спостерігати за тиском у міжколонному просторі; заміряти тиск, температуру, дебіт газу, води, конденсату; визначати кількість твердих домішок. За наявності рідини у потоці газу один із режимів зворотного ходу повинен бути проведений із найменшим дебітом, що дозволить визначити наявність рідини на вибої, винесення якої було ускладнено при прямому ході на початку випробування свердловини. За наявності пакера у затрубному просторі та значної кількості вологи у потоці газу, визначення вибійного тиску за тиском на гирлі призводить до суттєвих похибок. У цьому випадку слід користуватися глибинними приладами з місцевою або дистанційною реєстрацією вибійного тиску на різних режимах. Якщо вибійне обладнання свердловини ускладнює вимірювання вибійного тиску глибинними манометрами, слід залежно від кількості рідини і газу, конструкції свердловини, коефіцієнта опору труб і структури потоку вивести емпіричну формулу для достатньо точного визначення вибійного тиску таких свердловин.

Якщо свердловина, в якій будуть виконані дослідження, працювала перед початком випробування, її слід закрити і дочекатися повного відновлення тиску.

Визначення коефіцієнтів фільтраційного опору *A* і *B*

Коефіцієнти фільтраційних опорів характеризують фізичні властивості газу, фільтраційні властивості пористого середовища та геометричні параметри фільтрації. Значення коефіцієнтів фільтраційних опорів використовуються при проєктуванні та аналізі розробки газових і газоконденсатних родовищ. Коефіцієнти фільтраційних опорів залежать від:

– складу газу, фазових переходів у процесах дослідження та експлуатації свердловин, властивостей газу і газоконденсатної суміші;

– законів фільтрації;

– механічних, ємнісних і фільтраційних властивостей пористого середовища та анізотропії пласта;

– тривалості процесу дослідження на окремих режимах;

– термобаричних параметрів пористого середовища та типу природних вуглеводнів (газ, газовий конденсат тощо);

– конструкції свердловини та ступеня досконалості розкриття пласта;

– якості розкриття продуктивного розрізу, типу промивальної рідини та проведення ремонтно-профілактичних робіт у свердловині;

– величини газонасичення пласта (за наявності нафтової облямівки) та інших чинників і параметрів.

Усі параметри, що входять до формул для визначення коефіцієнтів *A* і *B* (коефіцієнти в'язкості, надстисливості, проникності, макрошорсткості; густина газу, температура, радіуси контуру живлення та свердловини, коефіцієнти недосконалості та неоднорідності), залежать від тиску, тривалості дослідження, насиченості пористого середовища газом і водою, наявності сусідніх свердловин і відстані до них, величини депресії на пласт, умов випадання, накопичення і винесення конденсату, теплових властивостей пористого середовища тощо.

Без знання величин коефіцієнтів *A* і *B* неможливий прогноз дебітів свердловин у процесі розробки, а отже, і видобувні можливості родовища загалом. За результатами дослідження свердловин визначаються величини коефіцієнтів *A* і *B*, і при проєктуванні розробки родовищ вони вважаються відомими. Природно, кожна свердловина має свій коефіцієнт фільтраційних опорів. Тому при проєктуванні розробки родовища визначаються осереднені значення коефіцієнтів *A* і *B* (арифметичне, або за дебітами і бажано при однакових депресіях на пласт за свердловинами, за якими усереднюються ці коефіцієнти).

Рівняння припливу газу до вибою свердловини описується двочленною формулою:

$$\Delta p^2 = p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2, \qquad (8.1)$$

де q – дебіт газової свердловини за стандартних умов, тис.м^3/добу;

$p_{\text{пл}}$ і $p_{\text{виб}}$ – пластовий і вибійний тиск відповідно, МПа;

A і B – коефіцієнти фільтраційних опорів для гідродинамічно недосконалої як за характером, так і за ступенем розкриття газової свердловини:

$$A = \frac{\mu \cdot T_{\text{пл}} \cdot p_{\text{ст}} \cdot z_{\text{сер}}}{\pi \cdot \text{к} \cdot h \cdot T_{\text{ст}}} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 \right), \qquad (8.2)$$

$$B = \frac{\rho_{\text{ат}} \cdot p_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}} \cdot z_{\text{сер}}}{2\pi^2 \cdot h^2 \cdot T_{\text{ст}} \cdot r_{\text{с}} \cdot l} \left(\frac{1}{r_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{пр}}} + C_3 + C_4 \right), \qquad (8.3)$$

де C_1, C_2 і C_3, C_4 – коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем розкриття та за характером розкриття відповідно.

Для визначення вищевказаних коефіцієнтів використовують такі формули:

$$C_1 = \frac{1}{\bar{h}} \ln \bar{h} + \frac{1-\bar{h}}{\bar{h}} \ln \frac{1{,}6\left(1-\bar{h}^2\right)}{\bar{r}_{\text{с}}} \qquad (8.4)$$

$$C_2 = \frac{h}{n \cdot r_{\text{о}}}, \qquad (8.5)$$

$$C_3 = \frac{1}{\bar{h}}, \qquad (8.6)$$

$$C_4 = \frac{h^2}{3n^2 \cdot r_{\text{о}}^2}, \qquad (8.7)$$

де $\bar{h} = h_{\text{роз}}/h$ – відносна товщина розкриття продуктивного пласта;

h – товщина продуктивного пласта, м;

$h_{\text{роз}}$ – розкрита (неперфорована) товща продуктивного пласта, м;

n – кількість перфораційних отворів;

$r_{\text{о}}$ – радіус каверни, що утворюється при перфорації, м;

$R_{\text{пр}}$ – приведений радіус впливу свердловини, м;

$r_{\text{с}}$ – радіус стовбура свердловини, м.

Дослідження газової свердловини на стаціонарному режимі зводиться до вимірювання дебітів і вибійних тисків на кількох режимах. Після перетворень формула (8.1) приймає вигляд:

$$\frac{\Delta p^2}{q} = A + B \cdot q. \qquad (8.8)$$

Залежність $\Delta p_2/q$ і q являє собою пряму лінію, за якою можна визначити значення коефіцієнтів A і B, що характеризують

фільтраційні характеристики пласта (рис. 8.5).

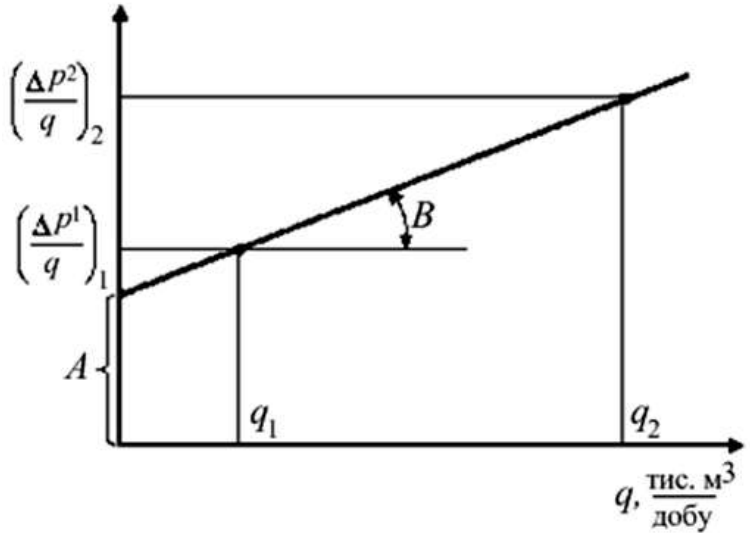


Рисунок 8.5 – Індикаторна діаграма дослідження свердловин на стаціонарних режимах

$$B = \frac{\left(\frac{\Delta p^2}{q}\right)_2 - \left(\frac{\Delta p^2}{q}\right)_1}{q_2 - q_1}. \quad (8.9)$$

Коефіцієнти A і B знаходять за графіками (рис. 8.5), або розраховують за методом найменших квадратів:

$$A = \frac{\sum\frac{\Delta p^2}{q}\cdot\sum q^2 - \sum q\cdot\sum \Delta p^2}{N\cdot\sum q^2 - (\sum q)^2}, \quad (8.10)$$

$$B = \frac{N\cdot\sum \Delta p^2 - \sum q\cdot\sum\frac{\Delta p^2}{q}}{N\cdot\sum q^2 - (\sum q)^2}. \quad (8.11)$$

При дослідженні свердловин часто використовують метод вимірювання дебіту в умовах критичної течії газу. При цьому для вимірювання дебіту при критичній течії застосовують діафрагмовий вимірник критичної течії (ДВКТ) (рис. 8.6).

Дебіт газу за критичної течії визначають за формулою:

$$q = \frac{C\cdot p\cdot \delta}{0{,}1013\cdot\sqrt{\bar{\rho}\cdot z\cdot T}}, \quad (8.12)$$

де p – тиск перед діафрагмою, МПа;

q – дебіт газу, тис. м^3/добу;

$\bar{\rho}$ – відносна густина газу;

T – температура газу перед діафрагмою, К;

z – коефіцієнт надстисливості газу при $p_{пр}$ і $T_{пр}$ визначають із графіка залежності $z = z\ (p_{пр}, T_{пр})$.

C – коефіцієнт, що залежить від діаметрів діафрагм,

визначається розрахунковим шляхом:

$$C = -0{,}11768 + 0{,}23326 \cdot 10^{2} \cdot d - 0{,}18323 \cdot 10^{2} \cdot d^{2} + 0{,}76659 \cdot 10 \cdot d^{3} - 0{,}18238 \cdot 10 \cdot d^{4} + 0{,}25844 \cdot d^{5} - 0{,}21547 \cdot 10^{-1} \cdot d^{6} + 0{,}97495 \cdot 10^{-3} \cdot D^{7} - 0{,}18451 \cdot 10^{-4} \cdot d^{8}, \quad (8.13)$$

де d – діаметр прохідного перерізу діафрагми, мм.

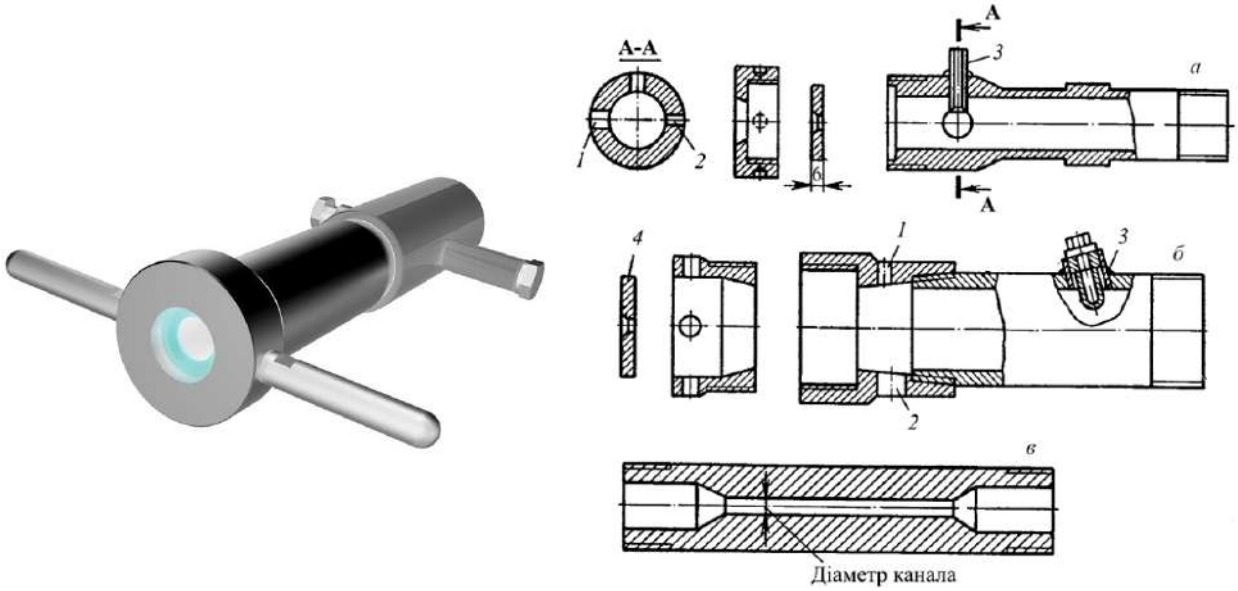


Рисунок 8.6 – Принципова схема діафрагмового вимірника критичної течії ДВКТ

а – діаметром 50 мм; б – діаметром 100 мм; в – штуцер; 1 – отвір для манометра; 2 – отвір для продувного вентиля; 3 – термометричний стакан; 4 – діафрагма

Формула (8.13) правильна за умови, якщо зміна діаметра діафрагми відбувається у діапазоні $1{,}59 \cdot 10^{-3} \le d \le 12{,}7 \cdot 10^{-3}$ м. Якщо зміна відбувається у діапазоні $12{,}7 \cdot 10^{-3} \le d \le 38{,}1 \cdot 10^{-3}$ м, значення коефіцієнта витрати визначають із виразу:

$$C = -0{,}521208 \cdot 10^{5} + 0{,}19917 \cdot 10^{5} \cdot d - 0{,}31389 \cdot 10^{4} \cdot d^{2} + 0{,}27737 \cdot 10^{3} \cdot d^{3} - 0{,}15036 \cdot 10^{2} \cdot d^{4} + 0{,}51239 \cdot d^{5} - 0{,}10724 \cdot 10^{-1} \cdot d^{6} + 0{,}12610 \cdot 10^{-3} \cdot d^{7} - 0{,}63804 \cdot 10^{-6} \cdot d^{8} \quad (8.14)$$

Обчислене значення коефіцієнта витрати C одержано при порівняно низьких тисках. Однак зміна витрати газу при випробуванні свердловин відбувається у дуже великому діапазоні зміни тиску та температури. Тому у формулу (8.12) внесена поправка δ, що залежить від тиску і температури. Величину δ можна визначити за формулою:

$$\delta = -0{,}5170 + 1{,}6184 \cdot T_{\text{пр}} - 0{,}4430 \cdot T_{\text{пр}}^2 + p_{\text{пр}} \cdot (1{,}2039 - 1{,}2309 \cdot T_{\text{пр}} + 0{,}3223 \cdot T_{\text{пр}}^2) + p_{\text{пр}}^2 \cdot (-0{,}1009 + 0{,}1102 \cdot T_{\text{пр}} - 0{,}03 \cdot T_{\text{пр}}^2). \quad (8.15)$$

8.4 Обробка результатів досліджень газової свердловини на стаціонарних режимах

Послідовність обробки результатів досліджень:

– за даними випробувань визначають значення $p_{\text{пл}}$, $p_{\text{виб}}$, q;

– розраховують значення $(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2)$ різних режимів і будують графік залежності між Δp^2 і q;

– будують індикаторну криву, оброблену у координатах $\Delta p^2/q$ від q;

Оброблена у координатах $\Delta p^2/q$ від q індикаторна крива дозволяє визначити із графіка (рис. 8.5) коефіцієнт A як відрізок, що відсікається на осі $\Delta p^2/q$, і коефіцієнт B як тангенс кута нахилу прямої до осі.

Індикаторна крива залежності між Δp^2 і q повинна проходити через початок координат, так-як формула (8.1), що описує приплив газу до свердловини, ідентична формулі параболи. Якщо індикаторна крива не проходить через початок координат, це означає, що на рівняння припливу впливають один або кілька параметрів, що пов'язують Δp^2 з дебітом свердловини q. Одна частина цих параметрів має бути виміряна, інша визначена. До вимірюваних параметрів належать пластовий і вибійний тиск і дебіти свердловини на різних режимах.

З викладеного випливає, що чинником, який спотворює форму індикаторної кривої, перш за все, є помилки при вимірюванні пластового і вибійного тисків і дебіту.

Розглянемо випадок, коли після зупинки свердловини перед її дослідженням пластовий тиск не відновився до істинного і відрізнявся від нього на величину δ_1:

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{пл}}^t + \delta_1, \quad (8.16)$$

де $p_{\text{пл}}^t$ – виміряний пластовий тиск.

Формула індикаторної кривої має вигляд:

$$(p_{\text{пл}}^t)^2 - p_{\text{виб}}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2 - \Delta_{\text{пл}}, \quad (8.17)$$

де $\Delta_{\text{пл}} = 2 \cdot p_{\text{пл}}^t \cdot \delta_1 + \delta_1^2$.

Для визначення коефіцієнтів A і B знаходимо відрізок, що відсікається на осі ординат (рис. 8.5), рівний Δp, і представляємо результати в координатах $\frac{p_{\text{пл}}^t - p_{\text{виб}} - \Delta_{\text{пл}}}{q}$ від q. Одержана пряма відсікає на осі ординат відрізок, рівний A. Тангенс кута нахилу цієї прямої до осі абсцис дорівнює B (рис. 8.5).

Припустимо, що при різних режимах вибійний тиск не стабілізується і відрізняється від істинного значення у кожному режимі на однакову величину δ_2:

$$p_{\text{виб}} = p_{\text{виб}}^t - \delta_2. \qquad (8.18)$$

Індикаторна крива у цьому випадку описується формулою:

$$p_{\text{пл}}^2 - (p_{\text{виб}}^t)^2 = A \cdot q + B \cdot q^2 - \Delta_{\text{виб}}, \qquad (8.19)$$

де $\Delta_{\text{виб}} = 2 \cdot p_{\text{виб}}^t \cdot \delta_2^2$.

Індикаторна крива не проходить через початок координат і відсікає на осі ординат величину:

$$\Delta_{\text{виб}_0} = 2 \cdot p_{\text{пл}} \cdot \delta_2 \cdot \delta_2^2, \qquad (8.20)$$

з якої, знаючи $p_{\text{пл}}$, можна визначити δ_2 за формулою:

$$\delta_2 = \sqrt{p_{\text{пл}}^2 + \Delta_{\text{виб}_0}}. \qquad (8.21)$$

Будують індикаторну криву у координатах $p_{\text{пл}}^2 - (p_{\text{виб}}^t)^2$ від q і визначають $\Delta_{\text{виб}_0}$ як відрізок, що відсікається на осі ординат при q = 0.

За знайденим значенням $\Delta_{\text{виб}_0}$, використовуючи формулу (8.21), обчислюють δ_2.

За відомим значенням δ_2 і за формулою (8.19) знаходять $\Delta_{\text{виб}}$ для кожного режиму.

Тоді в координатах $\frac{p_{\text{пл}}^2 - (p_{\text{виб}}^t)^2 + \Delta_{\text{виб}}}{q}$ і q одержуємо пряму лінію, яка відсікає на осі ординат відрізок, що дорівнює коефіцієнту A. Тангенс кута нахилу прямої дорівнює коефіцієнту B.

Знаючи коефіцієнти фільтраційних опорів, за значенням A можна обчислити газопровідність $k \cdot h/\mu$, а за значенням B – коефіцієнт макрошорсткості l^*.

У промисловій практиці тиск вимірюють у МПа, дебіт – у тис. м^3/добу; звідси розмірність коефіцієнта A – МПа^2/(тис.м^3/добу), коефіцієнта B – [МПа/(тис.м^3/добу)]^2. При обчисленні kh/μ і l^* розмірності коефіцієнтів A і B мають бути приведені до системи СІ.

8.5. Нестаціонарні методи дослідження свердловин

Нестаціонарні методи дослідження газових свердловин засновані на законах перерозподілу тиску при запуску їх у роботу та після їх зупинки, що дозволяє визначати фільтраційні та ємнісні властивості продуктивних колекторів, зокрема, провідність, п'єзопровідність,

проникність, пористість, неоднорідність продуктивного пласта тощо. Характер і темп перерозподілу тиску у продуктивному пласті значною мірою визначається властивостями пластового флюїду (природного газу) та фізико-літологічними властивостями гірської породи.

При розподілі тиску для отримання аналітичної залежності тиску від параметрів пласта вводиться припущення, що свердловина розташована у центрі кругового покладу кінцевого або безкінечного розміру з постійною товщиною, пористістю і проникністю. Якщо пласт має кінцеві розміри, то до досягнення контуру живлення умови на ньому не впливають на роботу свердловини. При досягненні контуру живлення та розподілу тиску починається загальне виснаження покладу.

Нестаціонарний процес перерозподілу тиску, тобто його зміна за радіусом і в часі після зупинки газової свердловини і зміна тиску та дебіту після її пуску, спостерігається, коли працюючу свердловину закривають або зупинену свердловину запускають в експлуатацію. Ці процеси прийнято називати процесами *відновлення та стабілізації тиску і дебіту*. Таким чином, при нестаціонарних процесах, що дають змогу визначати параметри газоносного пласта, можна виділити:

– зняття (фіксацію) зміни тиску у часі після зупинки свердловини (*зняття кривої відновлення тиску*);

– зняття зміни тиску і дебіту після пуску газової свердловини в експлуатацію (*зняття кривих стабілізації тиску та дебіту*).

Для проведення досліджень на нестаціонарних режимах за кривими відновлення тиску (КВТ) свердловину підключають до газопроводу або на факел (якщо свердловина перед цим була закрита), і фіксують зміни тиску на головці, у затрубному просторі та дебіт. Після стабілізації свердловину закривають і знімають КВТ на головці і у затрубному просторі.

Обробку даних відповідно до теорії нестаціонарного припливу газу до одиничної свердловини, яка розкрила безкінечний, однорідний пласт постійної товщини, проводять за формулою:

$$p_{\text{с}}^2(t) - p_{\text{с}_0}^2 = \frac{q \cdot \mu \cdot z \cdot p_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}}}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{\text{ст}}} \ln \frac{2{,}25\chi \cdot t}{r_{c_{\text{пр}}}^2}, \qquad (8.22)$$

де $p_{\text{с}_0}$ – тиск на вибої до зупинки свердловини, МПа;

q – дебіт газової свердловини до її зупинки, МПа;

$r_{\text{с}_{\text{пр}}}$ – приведений радіус свердловини, $r_{\text{с}_{\text{пр}}} = r_{\text{с}} \cdot e^{-(C_1 - C_2)}$;

z – коефіцієнт надстисливості газу;

k – коефіцієнт проникності, мкм^2;

χ – коефіцієнт п’єзопровідності пласта.

Залежність $p_c(t)$ можна подати у наступному вигляді (для випадку, коли тривалість роботи свердловини T до зняття КВТ більша від часу, необхідного для відновлення тиску t, ($T \geq 20 \cdot t$):

$$p_c^2 = \alpha + \beta \log t, \tag{8.23}$$

$$\alpha = p_{c_0}^2 + \frac{2{,}3q \cdot \mu \cdot z \cdot p_{ст} \cdot T_{ст}}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{ст}} \cdot \log \frac{2{,}25 \cdot \chi}{r_{c_{пр}}^2}, \tag{8.24}$$

$$\beta = \frac{2{,}3q \cdot \mu \cdot z \cdot p_{ст} \cdot T_{пл}}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{ст}}. \tag{8.25}$$

Далі за формулою (8.23) та відомими значеннями $p_c^2(t)$ і t визначають гідропровідність, проникність і п'єзопровідність пласта за формулами:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{2{,}3q \cdot p_{ст} \cdot z \cdot T_{пл}}{2\pi \cdot \beta \cdot T_{ст}} = 0{,}368 \frac{q \cdot p_{ст} \cdot z \cdot T_{пл}}{\beta \cdot T_{ст}} \tag{8.26}$$

$$\chi = 0{,}445 \cdot r_{c_{пр}}^2 \cdot e^{\frac{\alpha - p_{c_0}^2}{\beta}}, \tag{8.27}$$

На рисунку 8.7 наведено типовий вид КВТ.

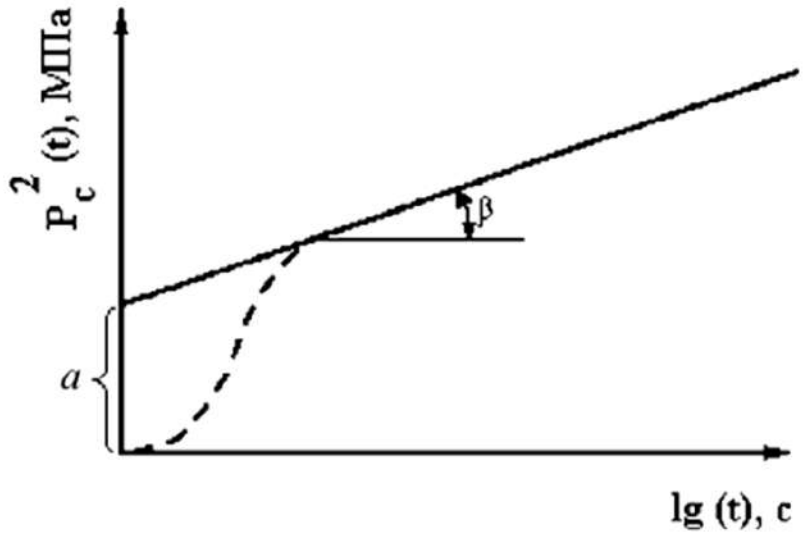


Рисунок 8.7 – Крива відновлення тиску

У таблиці 8.1 наведено значення коефіцієнтів недосконалості за рівнем розкриття.

Для визначення параметрів пласта використовують кінцеву ділянку КВТ, яка продовжується вліво до перетину з віссю координат. Так як дані вимірів мають різні відхилення від прямолінійної ділянки, то візуально її початок важко виділити.

Таблиця 8.1 – Значення коефіцієнта недосконалості за рівнем розкриття (C_1)

$\frac{R_{\text{пр}}}{h} = \frac{r_{\text{с}}}{h} \cdot 10^{-3}$	$\bar{h} = h_{\text{роз}}/h$								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
0,1	63,774	31,462	18,799	12,345	8,291	5,485	3,455	1,957	0,788
0,5	46,433	22,202	13,276	8,603	5,747	3,824	2,438	1,388	0,573
1,0	41,572	20,408	12,444	8,163	5,477	3,628	2,286	1,276	0,513
3,0	32,424	16,376	10,049	6,622	4,450	2,943	1,846	1,023	0,400
5,0	28,012	14,348	8,853	5,869	3,944	2,609	1,626	0,897	0,346
7,0	24,462	12,832	8,102	5,358	3,574	2,382	1,488	0,802	0,302
9,0	23,351	12,257	7,670	5,098	3,432	2,266	1,409	0,766	0,288
10,0	22,339	11,727	7,383	4,864	3,294	2,162	1,356	0,733	0,276

Для вирішення цієї задачі слід поступово відкидати початкові точки КВТ із одночасним обчисленням коефіцієнтів α і β, коефіцієнта парної кореляції R, що характеризує тісноту лінійного зв'язку між Δp^2 і lg t. Коли значення R досягне найбільшого значення, це і буде моментом початку прямолінійної ділянки. Значення коефіцієнтів α, β і R обчислюють за методом найменших квадратів:

$$\alpha = \frac{\sum \Delta p^2 \cdot \sum (\log t)^2 - \sum \Delta p^2 \cdot \log t \cdot \sum \log t}{I \cdot \sum (\log t)^2 - (\sum \log t)^2}; \tag{8.28}$$

$$\beta = \frac{I \cdot \sum \Delta p^2 \cdot \log t - \sum \Delta p^2 \cdot \sum \log t}{I \cdot \sum (\log t)^2 - (\sum \log t)^2}; \tag{8.29}$$

$$R = \frac{I \cdot \sum \Delta p^2 \cdot \log t - \sum \Delta p^2 \cdot \sum \log t}{[I \cdot \sum (\Delta p^2)^2 - (\sum \Delta p^2)^2] \cdot [I \cdot \sum (\log t)^2 - (\sum \log t)^2]}. \tag{8.30}$$

У рівняннях (8.28) – (8.30) сумування проводиться від 1 до J, де J – число точок, що залишилися на КВТ (N – загальна кількість вимірів, N–1 – число відкинутих точок початкової ділянки КВТ, що характеризує заповнення свердловин газом).

8.6. Технологія зняття кривих відновлення тиску

Перед проведенням досліджень на нестаціонарних режимах свердловину підключають до газопроводу або до лінії випробування з випуском газу в атмосферу. При цьому фіксують зміну тиску на гирлі свердловини, а також тиск і температуру на діафрагмовому вимірнику критичної течії (ДВКТ) і буфері. Якщо перед початком випробувань свердловина не працювала, її необхідно запустити у роботу, фіксуючи процес стабілізації тиску на вибої або гирлі і дебіт свердловини у часі.

Вказані величини мають бути повністю стабілізовані, оскільки вони є вихідними при визначенні стабілізованих значень вибійного тиску і дебіту. Після завершення регламентних робіт свердловину закривають і фіксують зміну тиску на вибої або гирлі газової свердловини, температури (за можливості затрубний тиск). При знятті величин вибійного тиску за допомогою дистанційних приладів у часі вимірювання температури після закриття свердловини необов'язкове. При пластових температурах більших 323 К реєстрація зміни температури по стовбуру свердловини є обов'язковою, оскільки вона впливає на характер кривої відновлення тиску, знятої на гирлі свердловини. Якщо різниця між вибійною та гирловою температурою у процесі роботи свердловини не більша 10 ^{o}C, то ці зміни у ході відновлення тиску на гирлі свердловини не впливають на форму КВТ і одержана крива піддається обробці.

Зняття КВТ на вибої свердловини є бажаним, особливо у високодебітних свердловинах із високою пластовою температурою при невеликих депресіях на продуктивний пласт. Обов'язковими є глибинні виміри при знятті КВТ у газонафтових свердловинах.

8.7. Вплив різних чинників на форму КВТ

Зміна величини α в часі або після проведення ремонтно-профілактичних робіт свідчить про процеси забруднення або очищення привибійної зони свердловин. Зростання цього параметра за певний час свідчить про погіршення параметрів привибійної зони пласта (ПЗП), а його зменшення – навпаки про поліпшення параметрів ПЗП.

Згідно з результатами дослідження свердловини на нестаціонарних режимах визначається параметр "скін-ефект" C_1:

$$C_1 = 2 \cdot \left(\frac{k}{k_1} - 1\right) \cdot \ln\frac{R_0}{R_c} + \frac{C \cdot k}{k_1}, \qquad (8.31)$$

де C – коефіцієнт недосконалості свердловини за характером і ступенем розкриття;

k_1 , k – коефіцієнти проникності привибійної зони та за її межами.

Абсолютна величина C_1 характеризує якість привибійної зони пласта: $C_1 > 0$ свідчить про поганий стан розкриття пласта. Для того, щоб C_1 було ≤ 0, необхідно провести роботи з інтенсифікації припливу газу до свердловини. Поява C_1 свідчить, що загальноприйнята форма КВТ буде спотворена.

На практиці форми КВТ у газових свердловинах спотворюються

під впливом різних чинників. До них відносяться:

– приплив газу після закриття свердловини;

– допущення, прийняті для вирішення вихідного диференційного рівняння;

– неоднорідність пористого середовища за товщиною і площею, неізотермічність процесу відновлення тиску;

– технологічні процеси до зупинки свердловини;

– зміна параметрів газу та пористого середовища від тиску і температури.

На форму КВТ переважно одночасно впливають майже всі чинники. Проте є низка чинників, впливу яких можна уникнути, якщо заздалегідь скласти всебічно обґрунтовану програму досліджень. Розглянемо можливості уникнення впливу різних груп чинників.

1. Уникнути припливу газу до свердловини після її закриття на гирлі неможливо, так як вибій свердловини в інтервалі припливу газу до стовбура є відкритий. Внаслідок незначного впливу припливу газу після закриття свердловини його врахування у більшості випадків не усуває спотвореність кривої відновлення тиску.

2. Неможливо уникнути допущення, прийнятого під час вирішення вихідного диференційного рівняння нестаціонарної ізотермічної фільтрації газу при лінійному законі опору.

Схематизація задачі для отримання математичної залежності між окремими параметрами, що входять до рівняння, із збереженням фізичної сутності процесів, які відбуваються при фільтрації газу у пористому середовищі, обумовлена природою. Неточності розв'язання рівняння фільтрації пов'язані як із схематизацією завдання, так і з математичними методами його розв'язання. Різні методи вирішення для однакових схематизацій граничних і початкових умов дають дуже близькі результати, і тому при обробці результатів випробування, зазвичай, використовуються найпростіші методи. Якщо свердловина оточена сусідніми працюючими свердловинами, то використання формули для "безкінечного" пласта для обробки результатів випробування призводить до спотворення форми КВТ. Чинники, пов'язані з неоднорідністю пласта за товщиною і площею, можуть бути враховані частково (їх виключити неможливо), а частково наближено. Є наближені аналітичні вирішення задачі, що враховують мінливість параметрів пласта за площею, а також чисельні й аналогові рішення, що беруть до уваги зміну параметрів пластів за товщиною.

4. Чинники, пов'язані з технологією зняття кривих відновлення тиску:

– точність вимірювання та обчислення вибійних тисків у часі;

– правильна фіксація моменту закриття свердловини, продування свердловини на великих дебітах (депресіях на пласт) перед закриттям для зняття кривої відновлення тиску;

– тривалість роботи свердловини перед закриттям на одному або кількох режимах, що часто змінюються, та інші чинники – можуть бути заздалегідь виключені.

Але при знятті КВТ у свердловині, яка щойно вийшла з буріння, або після закінчення ремонтних робіт та її продування на великих дебітах для очищення вибою від рідких і твердих домішок і при дослідженні з випробувачем на трубах, виключити технологічний чинник неможливо.

5. Чинники, пов'язані зі зміною параметрів газу та пористого середовища, можуть бути враховані і на стадії вирішення основного диференційного рівняння, і при обробці даних дослідження за наявними формулами.

Різні форми спотворених кривих відновлення тиску показані на рисунку 8.8. В цілому ці криві можна розділити три категорії:

1) криві, в яких спотворені початкові ділянки;

2) криві, в яких спотворені кінцеві ділянки;

3) криві, в яких спотворені і початкові і кінцеві ділянки.

Чинники, що найчастіше спотворюють початкові ділянки кривих відновлення тиску:

– продування свердловин перед зняттям кривої відновлення тиску;

– приплив газу до свердловини після її закриття;

– ступінь забруднення або очищення привибійної зони порівняно з параметрами основного пласта;

– наявність багатопластових покладів, що характеризуються різними параметрами.

Кінцеві ділянки кривих відновлення тиску спотворюються під впливом наступних чинників:

– різке погіршення параметрів чи виклинювання основного пласта;

– остигання стовбура свердловини після зупинки та сильне зниження температури газу на родовищах із високою пластовою температурою;

– перерозподіл тиску у затрубному і трубному просторі за наявності стовпа рідини у стовбурі свердловини та ін.

Сукупність впливу всіх чинників одночасно призводить до

спотворення як початкової, так і кінцевої ділянки. Спотворення форми КВТ відбувається і в процесі розробки родовища. Дуже часто криві, що мають неспотворену форму на початку розробки, спотворюються з часом. Однією із причин, що призводить до спотворення форми КВТ, є випадання, накопичення та часткове винесення конденсату у привибійній зоні свердловини.

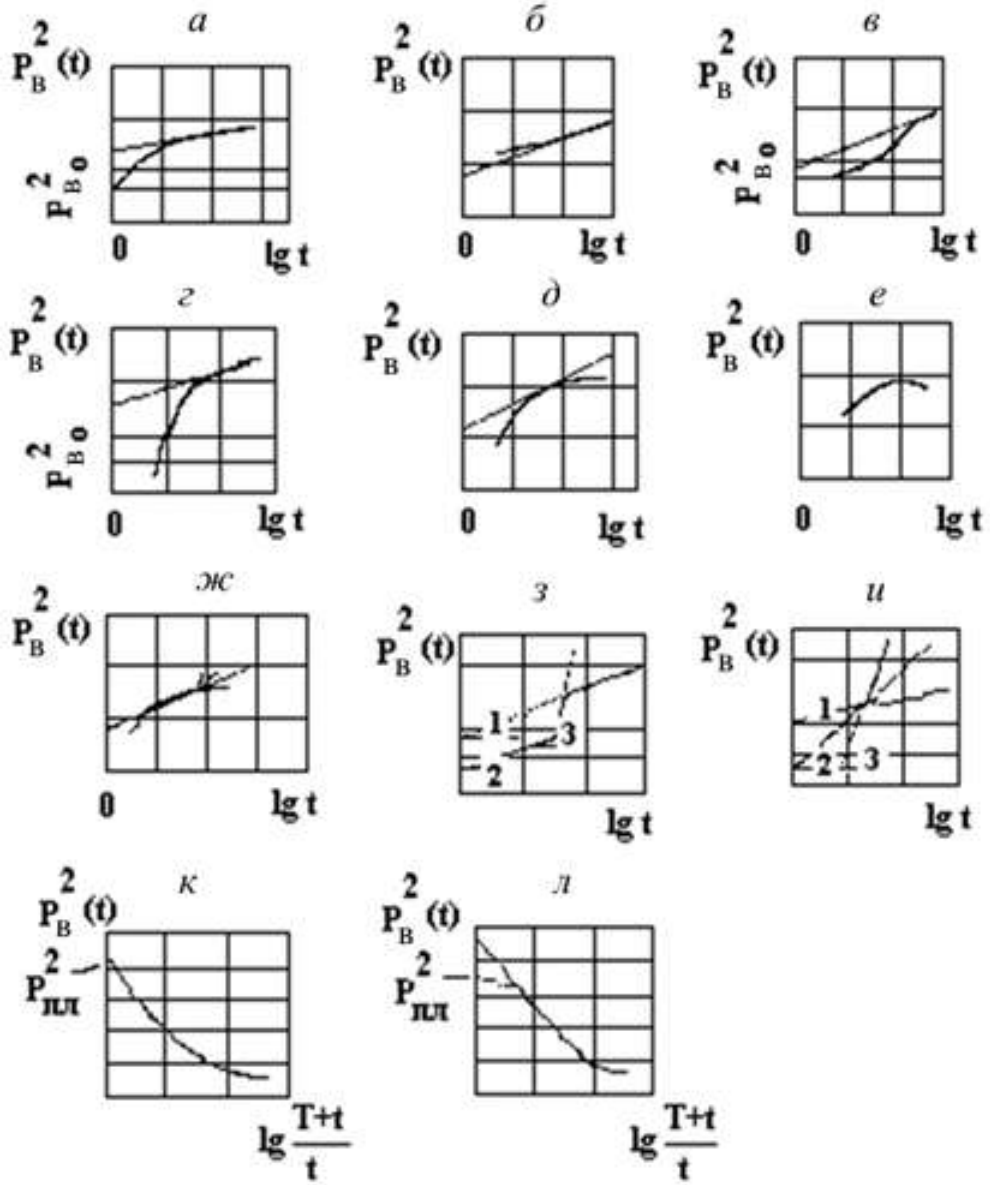


Рисунок 8.8 – Форми КВТ, залежно від впливу неоднорідності пласта, технологічних чинників і зміни властивостей пористого середовища і газу

Умовні позначення:

Номер виду КВТ	Причина зміни форми КВТ
1	2
а	– приплив газу після закриття свердловини; – порушення лінійного закону фільтрації

Продовження умовних позначень

1	2
б	погіршення ПЗП (початкова ділянка відхиляється вниз) або покращення (початкова ділянка відхиляється вгору) стану
в	запізнення закриття свердловини, тобто випереджувальний відлік часу
г	при знятті виміру КВТ на гирлі фонтанних труб або експлуатаційної колони, у разі роботи свердловини по них перед зупинкою, або після продування високодебітної свердловини перед її закриттям
е	свердловина в обмеженому пласті, тобто межа пласта впливає на кінцеву ділянку КВТ
ж	у зоні дренування свердловини є низькопроникні або непроникні пласти, обмежених розмірів
д – к	форма кінцевої ділянки залежить від числа та конфігурації екранів, методики обробки, обліку неізотермічності процесу відновлення тиску з, и – кут 1 – β_1; кут 2 – β_2; кут 3 – β_3; и – кут 1 – β_1, $К_2/К_1 > 1$; кут 2 – β_2, $К_2/К_1 < 1$
л	Форма кінцевої ділянки КВТ залежить від впливу умов на межах пласта (обробка КВТ методом Хорнера для безкінечного пласта)

Причиною спотворення кривої також є збільшення або зменшення проникності привибійної зони внаслідок зниження пластового тиску у процесі розробки родовища. Характер зміни проникності привибійної зони у процесі розробки залежить від типу порід, зокрема від того, який колектор – теригенний чи тріщинуватий, стійкий чи пухкий, високопроникний чи ні тощо.

Перед обробкою кривих відновлення тиску дослідник повинен ознайомитися з характеристикою покладу, хронологією дослідження даної свердловини та віддати перевагу тій чи іншій методиці, яка враховує очікувані зміни параметрів, що входять до формули обробки.

За формою КВТ можна визначати також тип колектора – тріщинуватий, тріщинувато-пористий тощо. Тип колектора визначається шляхом обробки КВТ координатах $\log\left|p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2(t)\right|$ від t.

На рисунку 8.9 наведено типові форми КВТ, отриманих у результаті дослідження свердловин на нестаціонарних режимах у свердловинах, що розкрили тріщинуваті і тріщинувато-пористі колектора.

У чисто тріщинуватому пласті КВТ є прямою лінією під деяким кутом до осі часу, значення якого залежить від фільтраційних властивостей пласта (рис. 8.9, *а*).

У неоднорідному тріщинуватому пласті КВТ представлена у вигляді ламаної лінії, кути нахилу ліній і точки перелому залежать від параметрів неоднорідних ділянок і відстані від ділянки з одним параметром до ділянки з іншим параметром (рис. 8.9, *б*).

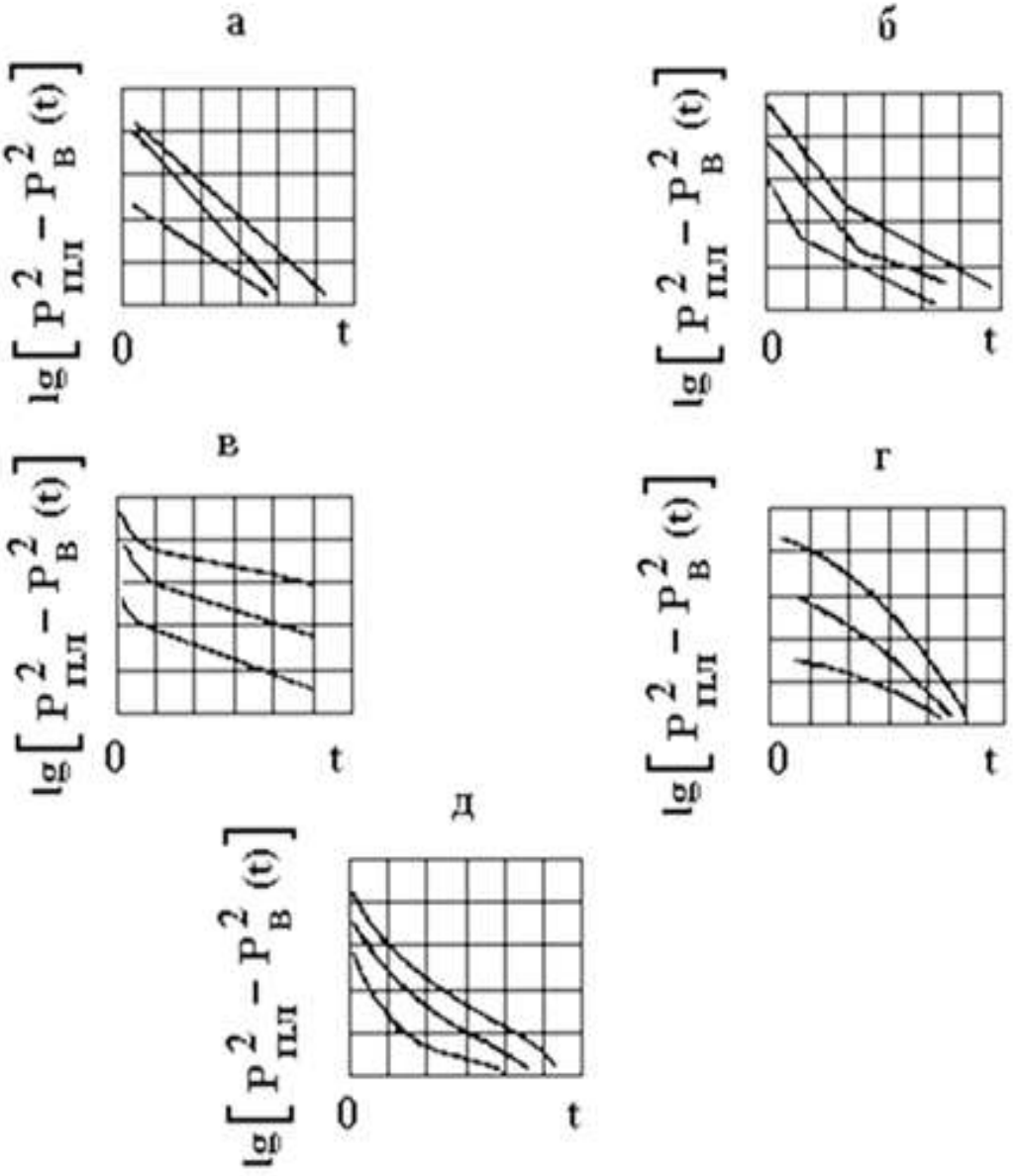


Рисунок 8.9 – Форми КВТ, що визначаються обробкою в координатах $\log\left|p_{пл}^2 - p_{виб}^2(t)\right|$ від t для оцінки тріщинуватості та неоднорідності продуктивного газоносного пласта

При погіршеній характеристиці привибійної зони тріщинуватого пласта форма КВТ має початкову увігнуту ділянку з опуклістю у бік осі часу, і що пізніше КВТ виходить на пряму, то значніша зона з погіршеними параметрами (рис. 8.9, *в*).

Обробка КВТ для тріщинувато-пористих пластів за залежностями для пласта з кінцевими розмірами, представлена кривою з опуклістю до осі часу t (рис. 8.9, *г*).

При погіршеній характеристиці привибійної зони тріщинувато-пористого пласта КВТ має на початковій ділянці опуклість до осі часу *t*, а осьова частина – опуклість від осі часу *t* (рис. 8.9, *д*).

Контрольні питання

1. Коли (на яких етапах) проводять дослідження газових пластів і свердловин?

2. З якою метою проводять дослідження газових пластів і свердловин?

3. Якими методами здійснюється дослідження газових пластів і свердловин?

4. На чому базуються гідродинамічні методи дослідження газових пластів і свердловин?

5. На які види поділяються гідрогазодинамічні методи дослідження свердловин?

6. З якою метою проводяться термометричні дослідження газових пластів і свердловин?

7. На які види поділяються дослідження газових свердловин за своїм призначенням?

8. Який обов'язковий мінімум робіт необхідно виконати у процесі дослідження розвідувального фонду газових і газоконденсатних свердловин?

9. Які параметри визначають у процесі проведення гідрогеологічних досліджень?

10. До якого обладнання підключають свердловину для проведення досліджень на нестаціонарних режимах за кривими відновлення тиску (КВТ)?

11. Як проводять обробку даних при дослідженні свердловин на нестаціонарних режимах?

12. Які параметри визначають на основі результатів дослідження свердловини на нестаціонарних режимах?

13. Які чинники впливають на форму кривої відновлення тиску (КВТ)?

9. ГАЗОКОНДЕНСАТНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

9.1. Загальні положення

Дослідження на газоконденсатність здійснюється з метою визначення параметрів і показників, що є вихідними даними для підрахунку запасів газу і конденсату, проєктування розробки та облаштування родовищ, переробки конденсату та контролю за розробкою газоконденсатного родовища.

При дослідженні газоконденсатних свердловин у першу чергу визначаються фазовий і вуглеводневий склад суміші до початку розробки родовища або покладу, а потім прогнозують і контролюють їх зміну у процесі експлуатації у системі "пласт–свердловина–сепаратор–магістральний газопровід".

Дослідження таких свердловин класифікуються таким чином:

– *початкові дослідження* всіх розвідувальних і перших видобувних свердловин, що дозволяє вивчити характер зміни газоконденсатної характеристики покладу або родовища за площею та розрізом, за отриманими даними можна розуміти про наявність нафтової облямівки;

– *поточні дослідження* – уточнення запасів і втрат конденсату у пласті, отримання вихідних даних для щорічного планування видобутку конденсату та обґрунтування режиму сепарації відповідно до поточного складу газоконденсатної суміші;

– *спеціальні дослідження* фазового та вуглеводневого складів газоконденсатної суміші у системі "пласт–свердловина–сепаратор–магістральний газопровід" на різних етапах експлуатації родовища (покладу).

Дослідження газоконденсатних свердловин дозволяють отримати комплекс даних (газоконденсатну характеристику покладу), що включає:

– фазовий і вуглеводневий склади газоконденсатної суміші у пластових умовах до введення в експлуатацію родовища (покладу);

– ізотерму конденсації за пластової температури;

– вміст конденсату у природному газі, що видобувається, склади природного газу і конденсату за весь період зниження пластового тиску від початкового до залишкового;

– ізотерми сепарації гирлового природного газу в інтервалі температур сепарації від 258 до 293 К і тисках від 2,0 до 10,0 МПа;

– фізико-хімічні властивості та склади природного газу і

конденсату, відібраних на гирлі свердловини або з сепаратора;

– фазовий стан, склади та властивості природного газу і конденсату у системі "пласт–свердловина–сепаратор–магістральний газопровід".

Газоконденсатна характеристика потрібна у таких випадках:

– при підрахунку запасів конденсату та компонентів, що представляють газоконденсатну суміш;

– при техніко-економічному обґрунтуванні способу розробки родовища (покладу) на режимі виснаження або за допомогою пластового тиску;

– для обґрунтування режиму сепарації або режиму роботи УКПГ;

– для проєктування системи розробки та облаштування газового промислу;

– для контролю та спостереження за розробкою й експлуатацією родовища (покладу).

Для здійснення досліджень на газоконденсатну характеристику на родовищі вибирається одна високопродуктивна свердловина. Якщо ж родовище є багатопластовим, то досліджується така кількість свердловин, щоб охопити поклади, що містять основні запаси конденсату.

Свердловина, обрана для проведення досліджень на газоконденсатну характеристику, повинна відповідати таким вимогам:

– вона повинна експлуатуватися з мінімально допустимим дебітом газу (швидкість руху газу на підошві фонтанних труб 4,0 м/с), що забезпечує винос із вибою та зі стовбура конденсату, який утворився, у дослідницьку апаратуру;

– подача газу здійснюється по фонтанних трубах, спущених до підошви досліджуваного пласта;

– для забезпечення постійного дебіту газу тиск сепарації має бути меншим половини значення гирлового робочого тиску або дорівнювати йому;

– при депресії на пласт, що не перевищує 10 %, підготовчий період роботи свердловини не повинен перевищувати 2 діб;

– підготовчий період роботи свердловини є завершеним, у разі коли тиск і температура природного газу на гирлі свердловини постійні і не змінюються вихід і склад (густина конденсату при його періодичних вимірах);

– при підключенні свердловини до газопроводу після сепаратора слід встановити регулятор зворотного тиску.

Необхідною умовою винесення рідких і твердих домішок є достатність швидкості потоку, яка може бути визначена з формули:

$$V \geq 0{,}052 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_{min} \cdot z \cdot T}{d^2 \cdot p} \geq 4 \text{ м/с}, \qquad (9.1)$$

де Q_{min} – мінімальний дебіт газу, тис. м^3/добу;

z – коефіцієнт надстисливості газу;

T – температура газу в аналізованому перерізі, Т;

p – тиск у цьому ж перерізі, МПа;

d – діаметр перерізу, м.

Якщо конструкція фонтанних труб ступінчаста, то необхідна швидкість потоку повинна бути нижче підошви у зоні припливу газу, а також у перерізі, де діаметр переходить від меншого до більшого значення.

9.2. Обладнання для промислового дослідження свердловин на газоконденсатність

Промислові дослідження свердловин на газоконденсатність здійснюють з використанням такого обладнання:

– сепараторів, виготовлених самими підприємствами, які проводять розвідку або розробку газоконденсатного родовища;

– контрольних сепараторів, що входять до комплекту УКПГ на промислах;

– малогабаритних сепараційних установок типу “Конденсат-2”, НТ ПКП-5 (8);

– пересувних установок типу "Порта-Тест".

Розглянемо короткий опис зазначеного вище обладнання для дослідження свердловин на газоконденсатність.

Дослідницький сепаратор повинен задовольняти такі вимоги (рис. 9.1):

– працювати на навантаження, яке не перевищує 50 % від його паспортної продуктивності та забезпечувати повне відділення рідкої фази від газу;

– розміщуватись від гирла свердловини на відстань не менше 60 м;

– обв'язка сепаратора зі свердловиною проводиться без проведення зварювальних робіт;

– якщо температура і тиск на гирлі свердловини забезпечують безгідратний режим у лінії, що з'єднує сепаратор зі свердловиною, то штуцер постійного перерізу встановлюють на гирлі, в іншому випадку –

біля входу у дослідницький сепаратор;

– запобіжна мембрана встановлюється на вході у сепаратор за штуцером і повинна спрацьовувати при перевищенні робочого тиску більше ніж на 10 %;

– відбір сирого конденсату із сепаратора здійснюється за допомогою вимірних кранів, встановлених на різних рівнях по вертикалі у стінці сепаратора.

Принципову схему обв'язки дослідницького обладнання під час проведення одноступінчастої сепарації газу наведено на рисунку 9.1.

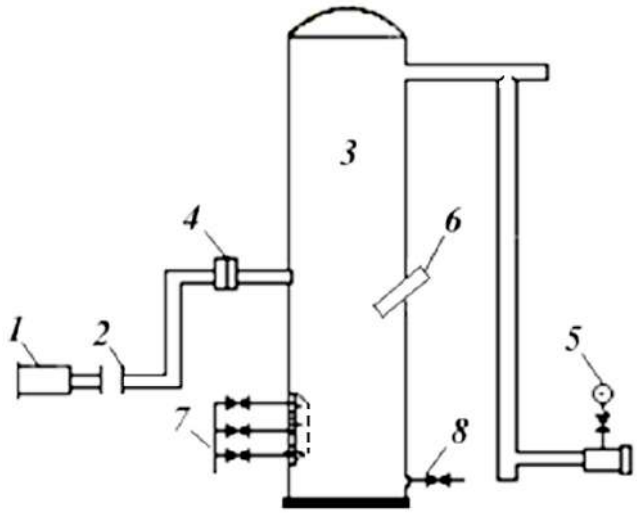


Рисунок 9.1 – Принципова схема обв'язки сепаратора зі свердловиною при одноступінчастій сепарації природного газу

1 – гирло свердловини; 2 – сполучна лінія; 3 – сепаратор; 4 – штуцер; 5 – вимірний пристрій; 6 – кишеня під термометр; 7 – крани; 8 – вентиль

Дослідження на газоконденсатність проводять за наступною схемою. Продукція свердловини з гирла *1* по сполучній лінії *2* через штуцер *4* надходить у сепаратор *3*. У сепараторі *3* відбувається відділення конденсату від природного газу. Далі газ прямує на вимірний пристрій *5* (ДІКТ, ДП-430 тощо) і звідти надходить на факел, або у газопровід. Конденсат, що виділився, може вимірюватись або в окремій ємності, з'єднаній через вентиль *8* із сепаратором, або безпосередньо у самому сепараторі *3*. Вихід сирого конденсату у сепараторі *3* здійснюється за допомогою кранів *7*. Якщо конденсатний фактор перевищує 300 $см^3/м^3$, то вимірювання проводять в атмосферних резервуарах. Вихід дегазованого конденсату заміряється лінійкою, що дозволяє відбивати рівень поділу води та газового конденсату.

Після продування і закриття засувки, яка забезпечує скидання накопиченого конденсату, відкривається нижній кран (всі інші при цьому закриті). При появі з крана конденсату він закривається та включається секундомір і одночасно з цим відкривається кран, що розміщений вище і т.п. За відомим об'ємом між найближчими кранами, тривалістю накопичення конденсату, і кількістю газу, що пройшов за цей період часу, визначається вихід конденсату ($см^3/м^3$).

Для проведення досліджень на газоконденсатність контрольний сепаратор УКПГ зазвичай використовується для поточних газоконденсатних досліджень. У процесі експлуатації свердловини перед дослідженнями слід здійснювати постійний контроль за зміною тиску, температури, дебітів газу, конденсату і води. При дослідженнях через контрольний сепаратор, вимірюваний газоконденсатний фактор змінюється у часі, що зумовлюється пульсацією виносу рідкої фази зі свердловини тощо. У цьому випадку для отримання достовірнішої інформації слід виявити раціональну тривалість досліджень на газоконденсатність на основі дискретних дебітів газу та конденсату у заданому режимі. Контрольний сепаратор УКПГ переважно застосовується при масштабних газоконденсатних дослідженнях, сутність яких полягає у застосуванні рекомбінації великих газоконденсатних потоків, що проходять через УКПГ. У цьому випадку вимірюють витрати газу та конденсату на виході із УКПГ і далі розраховують газоконденсатний фактор. Такий підхід до досліджень газоконденсатності із використанням рекомбінованих проб дозволяє визначати склад газу, що видобувається у зоні дренування УКПГ.

Розглянемо схему дослідження свердловини з використанням системи низькотемпературної сепарації на УКПГ (рис. 9.2).

Потік газу з блоку вхідних ліній *1* надходить у сепаратор першого ступеня С-01 з тиском $p_{C_1} \leq 12$ МПа, де відбуватиметься первинне розділення суміші на газ і рідину, причому рідина подається на трифазний роздільник С-03, де здійснюється часткова дегазація за рахунок зниження тиску до величини, що перевищує тиск сепарації у другому ступені на 0,2 – 0,3 МПа та розділення рідини на газовий конденсат і водоінгібіторну суміш. Із сепаратора С-01 газ надходить у теплообмінник Т-01, в якому він охолоджується потоком газу із сепаратора другого ступеня С-02. Одержаний нестабільний конденсат із роздільника С-03 та сепаратора С-02 змішується в один потік і спрямовується на газопереробний завод (ГПЗ).

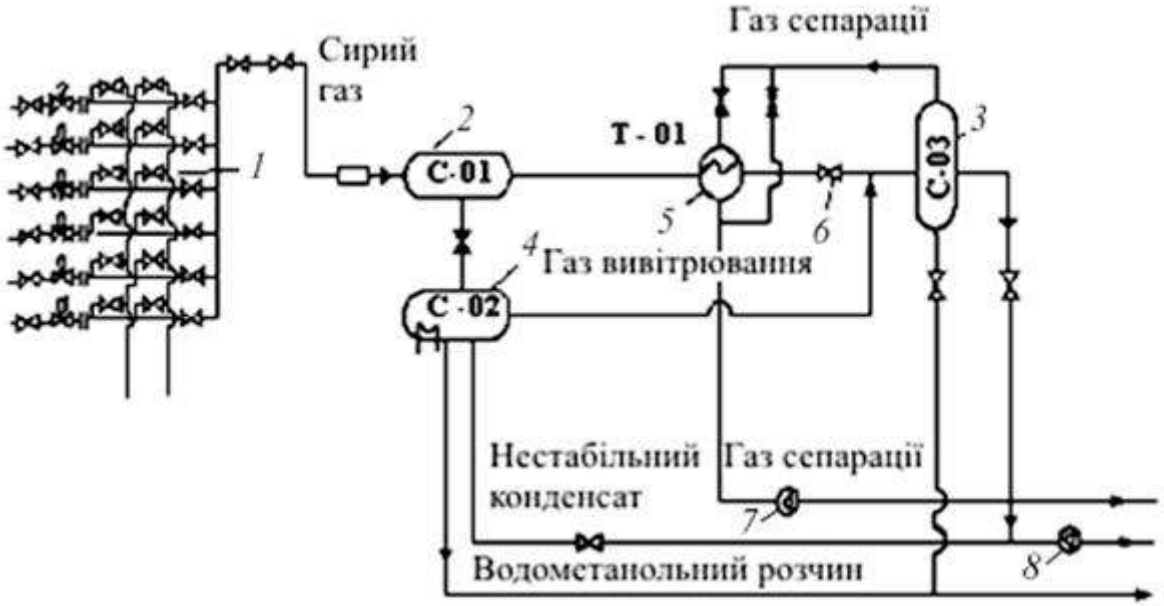


Рисунок 9.2 – Схема дослідження свердловин на газоконденсатність з використанням системи НТС на УКПГ

1 – блок вхідних від свердловин ліній; 2 – сепаратор І-го ступеня; 3 – трифазний роздільник; 4 – сепаратор ІІ-го ступеня; 5 – теплообмінник; 6 – дросельна засувка; 7, 8 – регулятори тиску на лініях газу та конденсату, що направляються на ГПЗ

Розглянемо конструктивні особливості малогабаритних установок "Конденсат-2" та НТ-ПКП-8. Методика дослідження свердловин на газоконденсатність вимагає розділення на фази всього потоку у промислових сепараторах після одно-, дводенного продування свердловини, з метою стабілізації винесення рідини з вибою свердловини, що дозволяє уникнути нерівномірності розподілу фаз за перерізом труби.

Для зняття кривих ізотерм або ізобар нестандартних сепараторів або контрольних сепараторів УКПГ підключають малі термостатуючі установки, які дозволяють зняти ізотерми конденсації у широкому діапазоні зміни температур. Як малі термостатуючі установки при дослідженні на газоконденсатність використовуються прилади "Конденсат-2" і НТ-ПКП-8.

Установка "Конденсат-2" призначена для визначення кількості конденсату у природному та попутному газі за різних термобаричних умов. Принципово вона є малою установкою НТС (рис. 9.3).

Установка складається з сепараторів *1* і *2*, теплообмінника *3*, ємності для стабілізації конденсату *4*, ємності для інгібування *5*, лічильника газу *6*, мірних циліндрів *7* і *8*, та вихрових камер *9*. Установка підключається за допомогою вентиля для манометра до

трубопроводу, яким рухається потік газу. Потік газу надходить у сепаратор І-го ступеня, де відбувається відділення краплинної рідини і далі він надходить у теплообмінник *3* з метою подальшого охолодження. Для попередження гідратоутворення у потік може додаватись інгібітор гідратоутворення з ємності *5*. У ІІ ступені після досягнення відповідної температури з газоподібної суміші відокремлюється рідка фаза, що відповідає встановленим значенням $p_{сп}$ і $T_{сп}$ у другому сепараторі. Охолодження газу здійснюється дроселюванням після теплообмінника і вихровим розширенням газу за допомогою вихрових камер *9*, що працюють від газу із загального потоку. Це дозволяє забезпечити досягнення температури мінус 60 °С. Витрата газу вимірюється лічильником *6*. Стабілізація газового конденсату проводиться в ємності *4*. Вимірювання рідини, що виділилася після двох ступенів сепарації, здійснюється мірними циліндрами *8*.

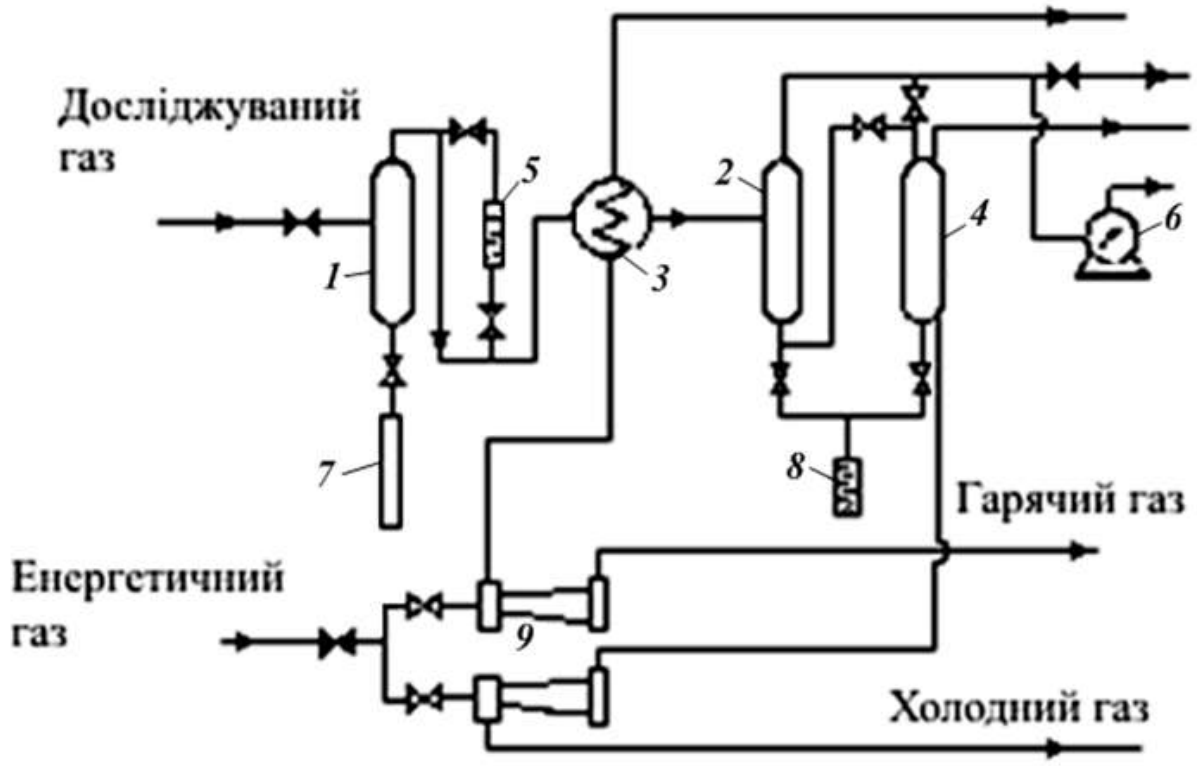


Рисунок 9.3 – Схема установки "Конденсат-2"

1, 2 – сепаратори І-го та ІІ-го ступенів; 3 – теплообмінник; 4 – ємність для стабілізації конденсату; 5 – ємність для інгібування; 6 – витратомір газу; 7, 8 – мірні циліндри; 9 – вихрові камери

Установка НТ-ПКП-8 (рис. 9.4) включає відстійник забруднення *4*, метанольну ємність *7* з крапельницею *8*, теплообмінники *9*, *14*, *17* і *21*, сепаратори *18* і *27*, вихрові трубки Ранка *12* і *25*, термостатні мірники конденсату *19* і *26*, витратомір *28*, манометри *6*, термометри *5* тощо.

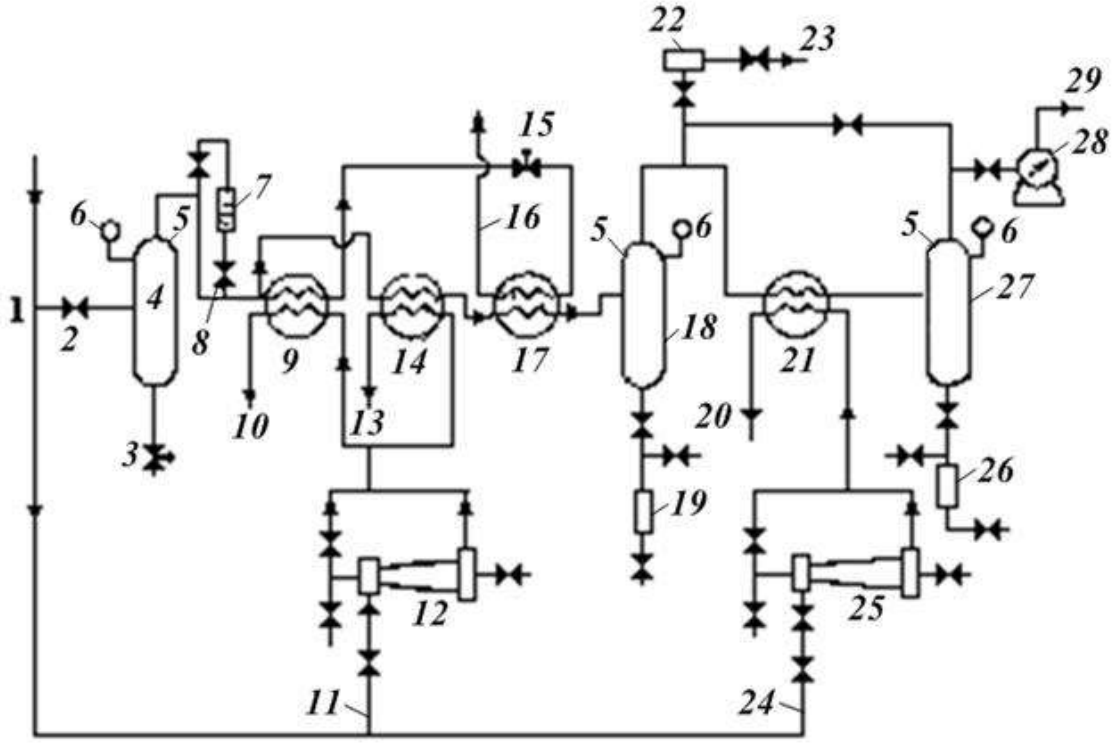


Рисунок 9.4 – Схема установки "НТ-ПКП-8"

1 – трубопровід із свердловини; 2, 10, 11, 13, 16, 20, 23, 24, 29 – відвідні та підвідні трубки; 3, 15 – вентилі; 4 – відстійник (відбійник); 5 – термометри; 6 – манометри; 7 – ємність для інгібітору; 8 – дозувальний пристрій; 9, 14, 17, 21 – теплообмінники; 12, 25 – вихрові трубки Ранка; 18, 27 – сепаратори; 19, 26 – мірники конденсату; 22 – ТТР-3; 28 – витратомір газу

Принцип роботи установки НТ-ПКП-8 наступний: досліджуваний газ з трубопроводу *7* по трубці *2* подається у прилад і відстійник *4*, очищається від рідких і твердих домішок. Після відстійника у потік спочатку вводять інгібітор гідратоутворення, а потім його поділяють на технологічний та досліджуваний потоки. Технологічний потік надходить у теплообмінник *9* для попереднього охолодження при високому тиску і після редукування вентилем *15* використовується холодоагент у теплообміннику *17* для отримання нижчих температур (до мінус 75 ^{o}C). Досліджуваний потік надходить у теплообмінники *14* і *17* для охолодження, а потім подається у сепаратор *18* для відділення від рідкої фази. У мірнику *19* візуально визначається кількість нестабільного конденсату, що виділився при тиску і температурі у сепараторі *18*. Кількість газу після сепаратора визначається у витратомірі *28*. Охолодження або нагрівання у теплообмінниках *9* і *14* проводиться за допомогою газу, що надходить з вихрової труби *12*, де використовується енергія технологічного

потоку газу, що подається трубкою *11* з газопроводу. Контроль за ступенем уловлювання конденсату у сепараторі *18* здійснюється за допомогою теплообмінника *17* і сепаратора *27*, в яких підтримуються ті ж тиск і температура, що і у сепараторі *18*. Підігрів або охолодження у теплообміннику *21*, залежно від поставленого завдання, здійснюється газом, який поступає з вихрової трубки *25*, де проводиться нагрівання або охолодження газу за рахунок енергії газу з газопроводу, що подається по трубці *24*. Відпрацьовані гази відводяться по трубках *10, 13, 16, 20* і *29*. Основні технічні параметри НТ-ПКП-8: швидкість газу 0,005 – 0,01 м/с; пропускна здатність 5 – 35 м^3/год; витрата газу на одну вихрову трубку 40 – 75 м^3/год; маса приладу близько 20 кг; габаритні розміри (250×400×450) · 10^{-3} м.

Установка типу "Порта-Тест" застосовується для промислових газоконденсатних досліджень на родовищах у продукції яких немає корозійно-активних компонентів.

Принципова схема установки наведена на рисунку 9.5. Установка "Порта-Тест" включає: підігрівач, сепаратор, вимірювачі витрат, тисків і температур.

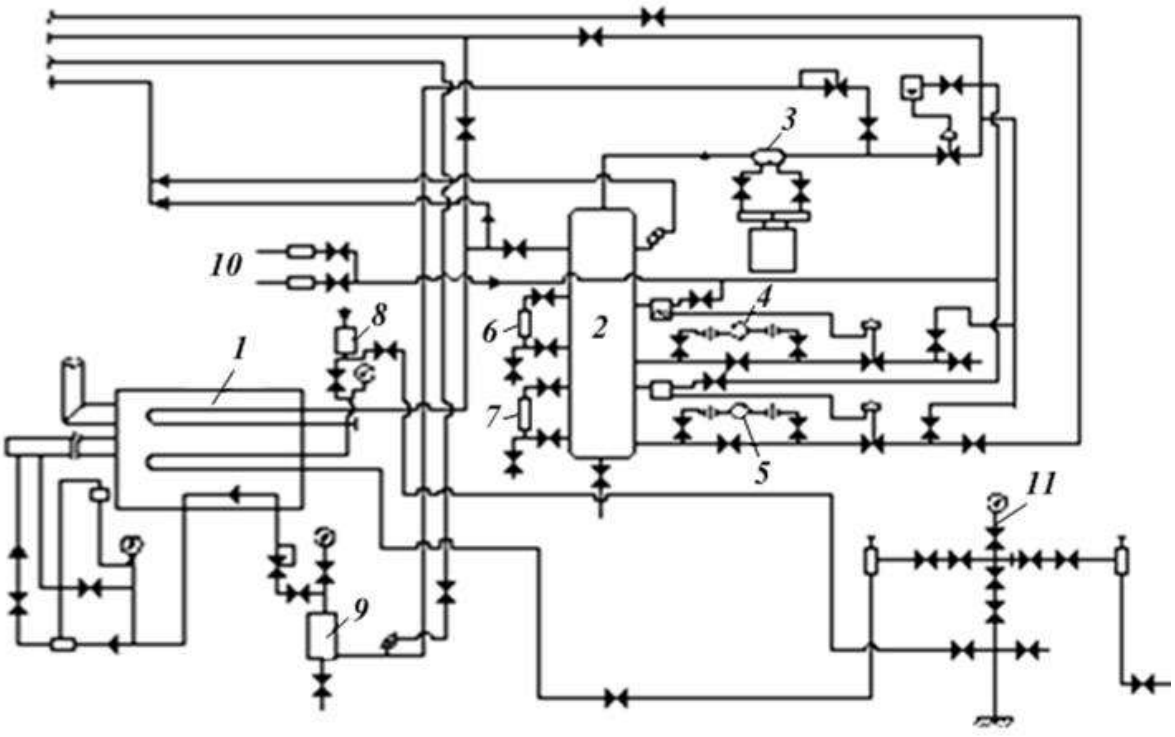


Рисунок 9.5 – Технологічна схема установки "Порта-Тест"

1 – підігрівач; 2 – сепаратор; 3 – витратомір для газу, 4, 5 – витратоміри для конденсату та води; 6, 7 – рівнемірні трубки для конденсату та води; 8 – ємність для метанолу; 9 – скрубер; 10 – компресори для повітря; 11 – свердловина

Газоконденсатна суміш із свердловини направляється у підігрівач *1*, в якому нагрівається до температури передбаченої програмою досліджень свердловини.

На регульованому штуцері тиск знижується до робочого, але не більше 10 МПа. Після чого газорідинна суміш надходить у сепаратор *2* для подальшого відділення рідкої фази від газової. Рідинний накопичувач, що знаходиться у нижній частині сепаратора, дозволяє здійснити поділ водометанольної суміші та газового конденсату один від одного завдяки різниці їх густин.

Технічні показники основних вузлів установки "Порта-Тест" наведено у таблиці 9.1.

Таблиця 9.1 – Технічна характеристика установки "Порта-Тест"

Назва вузла	*p*, МПа	*T*, К	*Q*, $м^3$/добу	Габарити, м		Примітка
				діаметр	висота	
Сепаратор	10	245 – 310	$1{,}5 \cdot 10^6$ 250 350	0,4	2,8	Неочищений газ Сірководень Вода і конденсат
Підігрівач: корпус змійовик	– – 17	– 353 293	– – –	1,8	8,8	50% ДЕГ+50% H_2O Неочищений газ –
Скрубер	0,035	253 – 283	–	–	–	Неочищений газ
Лічильник конденсату	–	–	$\leq 0{,}286$	–	–	Нестабільний конденсат
Лічильник води	–	–	$\leq 0{,}286$	–	–	–

Циклонний трифазний сепаратор *2* являє собою вертикальну камеру із завихрювачем і краплевідбійником. Газорідинна суміш надходить у сепаратор через бічний тангенціальний вхід і за рахунок відцентрового руху ударяється об стінку (переділку) змінюючи при цьому свій напрямок, далі надходить у вихрову трубу, а потім у газовідвідну лінію. Рідка фаза відкидається до стінки і стікає до нижньої частини сепаратора. Скидання рідини здійснюється автоматично з одночасним виміром лічильниками роторного типу "Барток". Постійний рівень рідкої фази підтримується за допомогою двох регуляторів рівня рідини. Відсепарований газ і рідини після сепарації направляються до технологічних ліній установки комплексної підготовки газу або до факельної лінії. Витрата газу сепарації вимірюється витратоміром типу "Барток" або "Норд" та реєструється самописцем диференційного типу або передається на комп’ютер оператора.

Після пуску та виведення на режим установка працює повністю в автоматичному режимі. Для уникнення утворення гідратів, передбачено закачування метанолу дозувальним насосом. Основним елементом блоку підігріву газу є скрубер і сам підігрівач. Номінальна потужність підігрівача з обігрівом природним газом з використанням як теплоносія суміші (1:1) води та діетиленгліколю становить 3 млн Вт/год. Опалення підігрівача здійснюється від газової лінії низького тиску, що живиться від основного потоку.

9.3. Дослідження газоконденсатних характеристик при одноступінчастій сепарації природного газу

Отже, дослідження на газоконденсатність здійснюють комплексно у промислових і лабораторних умовах. За результатами промислових досліджень свердловин будують ізотерми сепарації, відбирають проби газу та конденсату на різних елементах системи "пласт–свердловина–сепаратор–магістральний газопровід". У лабораторних умовах відібрані проби використовуються для визначення складу та властивостей природного газу і конденсату, розрахунку складу газоконденсатної суміші до початку експлуатації покладу, прогнозування зміни складу та властивостей суміші, що видобувається.

Визначення газоконденсатних характеристик при одноступінчастій сепарації газу зазвичай виконується у випадку, коли у досліджуваній продукції є незначна кількість води і механічних домішок. Після пуску свердловини у роботу (перший день) здійснюється контроль за тиском, температурою, дебітом газу та характером видобутої продукції. Періодично проводять контрольні виміри виходу конденсату та його густини. При одержанні результатів не більше 3,0 – 4,0 % (точність визначення величини виходу газового конденсату) починають проведення основних досліджень.

Зазвичай для виміру виходу дегазованого конденсату з конденсатним фактором до 300 $см^3/м^3$ використовується резервуар об'ємом 20 – 30 $м^3$ і діаметром не більше 3 м, при виході конденсату 400 $см^3/м^3$ і більше об'єм резервуара повинен бути не більшим за 50 – 100 $м^3$ і діаметром не більшим 6 м.

За отриманими даними досліджень будують графічну залежність у часі наступних параметрів: вихід дегазованого конденсату, сумарного накопичення конденсату, сумарного накопичення води, густини конденсату, сумарної кількості відібраного газу (рис. 9.6).

Вихід сирого конденсату визначається за виходом дегазованого

конденсату при допомозі сталевого термостатного каліброваного контейнера і скляної мірної колби або циліндра. Колбу поміщають у резервуар на кілька годин для стабілізації у ній дегазованого конденсату з вуглеводневими парами (рис. 9.7).



Рисунок 9.6 – Результати дослідження на газоконденсатність при одноступінчастій сепарації.

Сумарний видобуток: 1 – води; 2 – газу сепарації; 3 – конденсату; 4 – газоконденсатний фактор; 5 – густина конденсату ρ_4^{20}

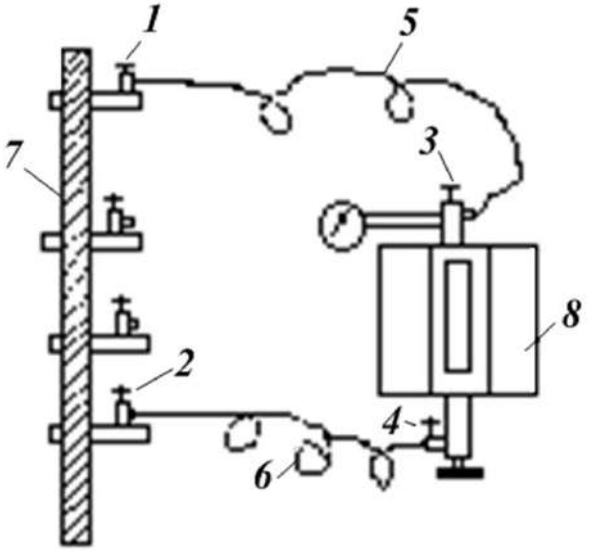


Рисунок 9.7 – Пристрій для визначення об'ємного коефіцієнта усадки сирого конденсату

1, 2, 3, 4 – вентилі; 5, 6 – сталеві капіляри, 7 – стінка сепаратора; 8 – контейнер

Визначення одержуваного об'єму сирого конденсату здійснюється наступним чином. Спершу контейнер *8* за допомогою сталевого капіляра *5* підключають до нижньої частини сепаратора *7*. Потім через вентилі *1* і *3* контейнер *8* заповнюють газовою фазою із сепаратора *7*, при цьому нижній вентиль *4* привідкритий (для видалення повітря з контейнера *8*). Далі, при вирівнюванні тиску у контейнері і сепараторі, вентилі *3* і *4* закривають, а до вентилів *2* і *4* приєднують капіляр *6*. Коли поверхня дзеркала конденсату підніметься вище за вентиль *2*, капіляр *5* відключають. Потім, при повністю відкритих вентилях *2* і *4* з контейнера *8* через вентиль *3* з дуже малою швидкістю випускають газову фазу. Це дозволяє уникнути розгазування сирого конденсату, що надходить у контейнер із сепаратора. При надходженні через вентиль *3* рідкої фази необхідно закрити вентилі *3* і *4*. Для запобігання розгазуванню при заповненні контейнера сирим конденсатом у ньому необхідно підтримувати температуру рівну температурі сепарації.

На другому етапі досліджень контейнер *8* зі свіжою порцією сирого конденсату знову підключають капіляром *5* до вентиля *1*, а капіляр *6* відключають. Послідовним відкриттям вентилів *1*, *3* і *4* сирий конденсат витісняють газовою фазою сепаратора із контейнера при постійному тиску. Вентиль *4* привідкритий, для забезпечення повільного надходження рідкої фази у колбу. Після витіснення всієї рідкої фази з контейнера у колбу для осушення стінок контейнера крізь нього ще деякий час подають газ. Колбу з конденсатом відразу поміщають у резервуар і за кілька годин стабілізації, її витягують із резервуара. Далі фіксують об’єм і температуру конденсату і з допомогою таблиці 9.2 визначають його об’єм при температурі 20 ^{o}C.

Таблиця 9.2 – Температурні поправки на густину стабільних конденсатів

Густина, г/см^3	Температурна поправка на 1 ^{o}C	Густина, г/см^3	Температурна поправка на 1 ^{o}C
1	2	3	4
0,6900 – 0,6999	0,000910	0,8500 – 0,8589	0,000699
0,7000 – 0,7099	0,000897	0,8600 – 0,8699	0,000686
0,7100 – 0,7199	0,000884	0,8700 – 0,8799	0,000673
0,7200 – 0,7299	0,000870	0,8800 – 0,8899	0,000660
0,7300 – 0,7399	0,000857	0,8900 – 0,8999	0,000647
0,7400 – 0,7499	0,000844	0,9000 – 0,9099	0,000633
0,7500 – 0,7599	0,000831	0,9100 – 0,9199	0,000620

Продовження таблиці 9.2

1	2	3	4
0,7600 – 0,7699	0,000818	0,9200 – 0,9299	0,000607
0,7700 – 0,7799	0,000805	0,9300 – 0,9399	0,000594
0,7800 – 0,7899	0,000792	0,9400 – 0,9499	0,000581
0,7900 – 0,7999	0,000778	0,9500 – 0,9599	0,000670
0,8000 – 0,8099	0,000765	0,9600 – 0,9699	0,000554
0,8100 – 0,8199	0,000752	0,9700 – 0,9799	0,000541
0,8200 – 0,8299	0,000738	0,9800 – 0,9899	0,000528
0,8300 – 0,8399	0,000725	0,9900 – 1,0000	0,000515
0,8400 – 0,8499	0,000712	–	–

На основі отриманих даних обчислюють об'ємний коефіцієнт як відношення об’єму проби сирого конденсату при тиску і температурі сепарації до об’єму конденсату, отриманого при атмосферному тиску і температурі 20 ^{o}C. Цей показник використовується для підрахунку виходу сирого конденсату на основі виміру виходу дегазованого (резервуарного) конденсату

Після визначення виходу конденсату здійснюють одночасний відбір проб відсепарованого природного газу та сирого конденсату. Проби відсепарованого газу відбирають у газовий балон ємністю 40 л, розрахований на робочий тиск 15,0 МПа. Проба природного газу відбирається або з верхньої частини сепаратора або через ніпель, розміщений у верхній частині труби на виході із сепаратора.

Відбір проб сирого газу здійснюють через нижній вентиль контейнера високого тиску, об’єм якого становить 150 – 200 см^3. Контейнер за допомогою сталевого капіляра підключають до пробовідбірного крана конденсатозбірника. До верхнього вентиля контейнера через маніфольд підключають зразковий манометр, розрахований на 1,5–2,0-кратний тиск відбору. Контейнер встановлюють у вертикальному положенні і повністю відкривають кран конденсаттозбірника та нижній вентиль на ньому. Вентиль на маніфольді відкривають на три – п'ять обертів. Потім протягом 1 – 2 хв. через нього пропускають конденсат під тиском, що дорівнює тиску у точці відбору. Відбір проб сирого конденсату здійснюють у такій послідовності: спочатку закривають вентиль на маніфольді, потім верхній вентиль і через одну хвилину закривають нижній вентиль контейнера. Після цього перекривають пробовідбірний кран ємності та від'єднують контейнер від конденсатозбірника і маніфольда.

9.4. Дослідження газоконденсатних характеристик при двоступінчастій сепарації

Дослідження газоконденсатних характеристик при двоступінчастій сепарації зазвичай використовують, коли у досліджуваній продукції є значна кількість води та механічних домішок. Принципова схема обв'язки дослідного обладнання для визначення газоконденсатних характеристик при двоступінчастій сепарації газу наведена на рисунку 9.8.

Природний газ із конденсатом із сепаратора першого ступеня *2* (скидання конденсату перекрите) надходить у теплообмінник *3* і далі через штуцер *7* у дослідний сепаратор *5*, де конденсат відокремлюється від природного газу при заданих тиску і температурі. З дослідного сепаратора *5* відсепарований газ через регульований штуцер *8* надходить або через теплообмінник *3* (холодний режим), або безпосередньо у промисловий сепаратор НТС *4* (гарячий режим) і далі у газозбірний колектор. Конденсат після вимірювання його виходу надходить у промисловий резервуар. Дослідницька апаратура включає велику сепараційну установку (ВСУ) і малогабаритну термостатовану сепараційну установку (МСУ). ВСУ виконує роль сепаратора першого ступеня, а МСУ – другого ступеня сепарації. Принципову схему МСУ наведено на рисунку 9.9.

Мала термостатована сепараційна установка складається із сепаратора *6*, поміщеного у баню, холодильника *7*, зрівняльної ємності *8* і лічильника газу *9*. Вона приєднується до відвідної труби ВСУ (рис. 9.9) за допомогою регульованого вентиля. Охолодження бані сепаратора і теплого газу у холодильнику здійснюється газом високого тиску *2*, який відбирається із вхідної труби до штуцера великого сепаратора, і редукується до атмосферного тиску вентилем *5*.

Природний газ із сепаратора ВСУ через вентиль *10* і регулювальний вентиль *5* надходить у сепаратор *6*. У сепараторі *6* відбувається відділення від природного газу рідкої фази, яка потрапляє у його нижню частину – конденсатозбірник. Відсепарований газ надходить у зрівнювальну ємність *8* і звідти на лічильник газу *9*.

Кількість конденсату, що виділився після першого ступеня сепарації, визначається наступним чином:

– термостатований сепаратор підключається до вентиля, який знаходиться на верхній твірній труби, що відводить газ сепарації;

– баня сепаратора і холодильник приєднуються до вентиля, розміщеного до штуцера біля ВСУ;

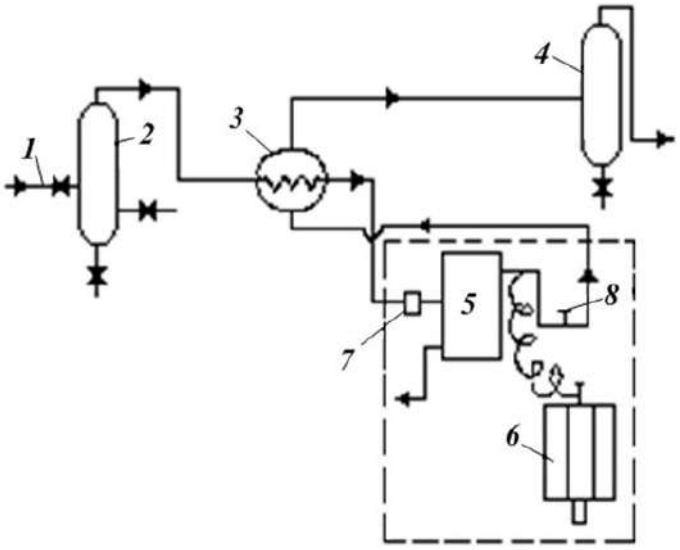


Рисунок 9.8 – Схема обв'язки дослідницької сепараційної установки та промислового обладнання технологічної лінії групового збірного пункту

1 – вхід природного газу із свердловини на груповий збірний пункт; 2 – сепаратор І-го ступеня технологічної лінії; 3 – теплообмінник; 4 – сепаратор НТС технологічної лінії; 5 – дослідний сепаратор; 6 – малий термостатований сепаратор МСУ; 7 – штуцер постійного перерізу; 8 – регульований штуцер; 9 – капіляр для подачі газу до МСУ; 10 – скидання конденсату у промисловий резервуар

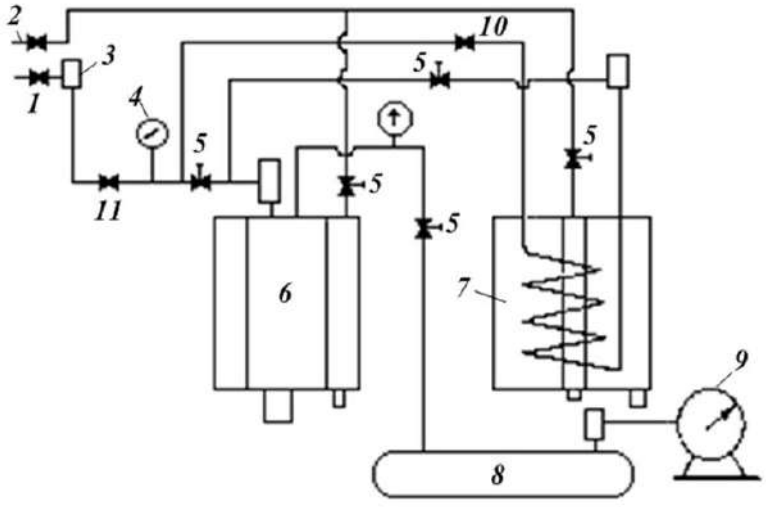


Рисунок 9.9 – Принципова схема малої сепараційної установки

1 – кран ВСУ; 2 – газ високого тиску з лінії до штуцера; 3 – кишеня під термометр; 4 – зразковий манометр; 5 – регульований вентиль; 6 – сепаратор термостатований; 7 – холодильник; 8 – зрівнювальна ємність; 9 – лічильник газу; 10 – запірний вентиль холодильника; 11 – впускний запірний вентиль

– трубка, що відводить газ із сепаратора, з'єднується через зрівняльну ємність з лічильником газу;

– одержання низьких температур забезпечується за рахунок розширення природного газу високого тиску;

– після досягнення у сепараторі заданої температури і тиску, конденсатозбірник продувають природним газом;

– об'єм накопичуваного у нижній частині термостатованого сепаратора сирого конденсату заміряють за допомогою кранів, або через оглядове скло;

– за кількістю конденсату, що пройшов через лічильник газу, накопиченого у конденсатозбірнику визначається його об'єм.

Для досліджень газоконденсатних характеристик методом двоступінчастої сепарації необхідно:

– вибрати високопродуктивну свердловину з гирловим тиском вищим від тиску у першому ступені сепарації на групових пунктах;

– у ВСУ встановити тиск, рівний 16,0 МПа, і, минаючи теплообмінник *3*, (рис. 9.8) направити відсепарований газ у сепаратор другого ступеня *6* (у ВСУ температура встановлюється у режимі "гарячий");

– одночасно із ВСУ відібрати частину газу (менше 1 % об'ємного) у МСУ, де тиск встановлюється рівним тиску у сепараторі, а температура – послідовно мінус 10; 5 і +20 ^{0}C;

– заміряти вихід конденсату у ВСУ і МСУ (рис. 9.8) при трьох значеннях температур;

– зберігаючи у ВСУ тиск, знизити температуру на 15 – 20 ^{0}C теплообмінником ("холодний" режим з 50 або 100 % пропуском відсепарованого у ВСУ газу у теплообмінник);

– у ВСУ, регульованим штуцером *8*, знизити тиск на 3,0 – 4,0 МПа і повторити серію дослідів з виміру виходу конденсату у ВСУ та МСУ.

Виміри виходу конденсату здійснюють у ВСУ на трьох-чотирьох режимах тиску, причому, на кожному режимі – для двох-трьох значень температури. За отриманими даними будуються графічні залежності виходу конденсату від температури при різних значеннях тиску для першого та другого ступенів сепарації природного газу. На основі отриманих графічних залежностей, будуються ізотерми конденсації – вихід конденсату від тиску при різних температурах для першого та другого ступенів сепарації.

9.5. Визначення складу пластового газу та сирого конденсату

При дослідженні газоконденсатних родовищ на газоконденсатність дослідження складу природного газу і конденсату в лабо-

раторних умовах здійснюють за схемою, наведеною на рисунку 9.10.

Відібрані проби сирого конденсату піддають дегазації на лабораторній установці, рисунок 9.11.

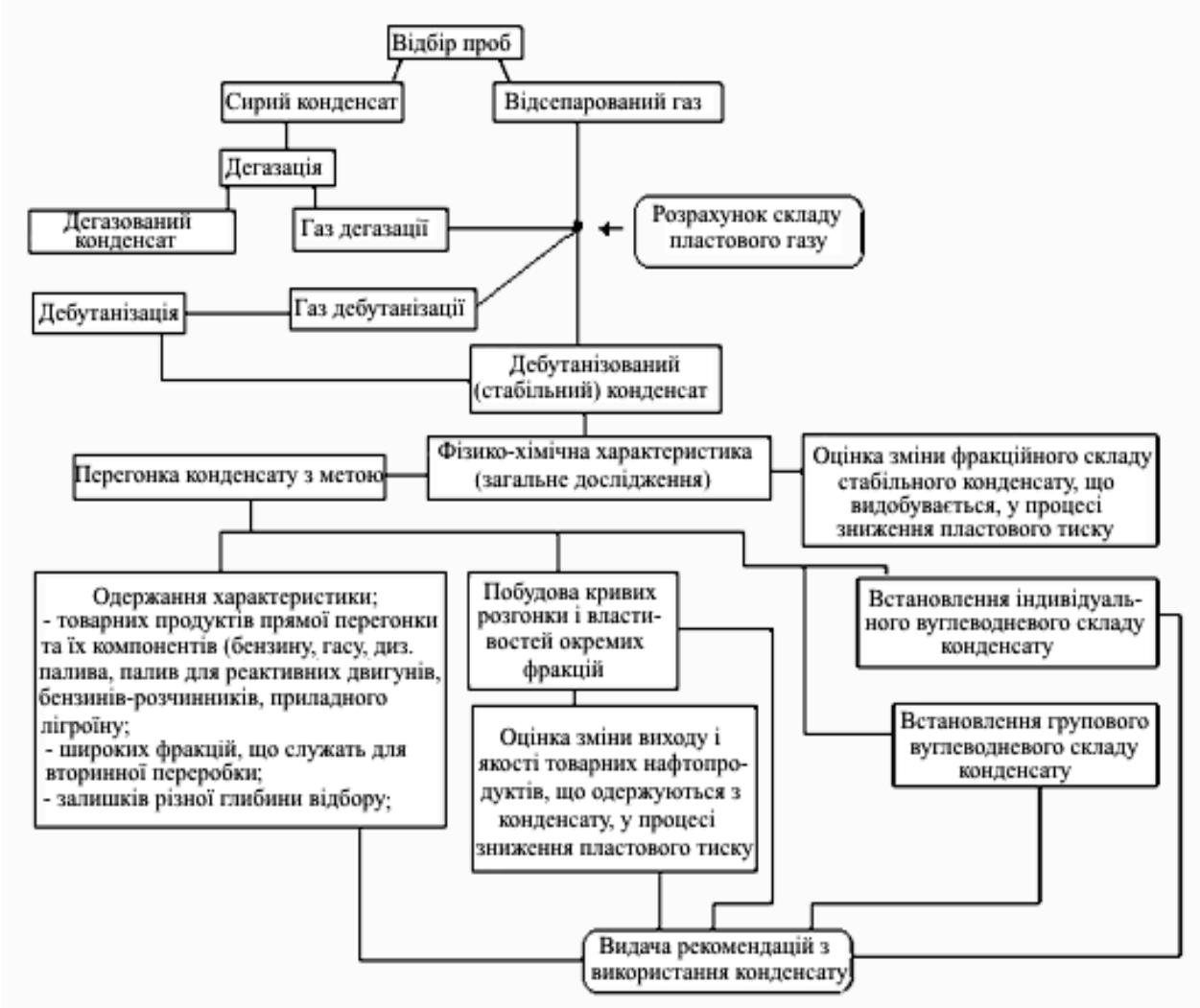


Рисунок 9.10 – Схема досліджень проб природного газу та конденсату

Методика проведення дегазації сирого конденсату полягає в наступному. Контейнер із сирим конденсатом *3* поміщають у термостатовану баню *2*, де за допомогою термостата *1* підтримується постійна температура. Для уловлювання рідких вуглеводнів використовуються скляні змієподібні пастки *7*, занурені в охолоджувальну суміш льоду із сіллю, що забезпечують температуру мінус 20 °С. Розгазування проб сирого конденсату здійснюється зі швидкістю не більше 5 л/год шляхом відкриття вентиля *5* на контейнері *3* і направленням газу у газометр *8*. Температура у бані підтримується на рівні 20 °С. Після припинення виділення газу з контейнера *3* температуру у бані піднімають до 35 °С, і додаткова кількість природного газу, що виділилась, також направляється у

газометр *8*. Із зібраного у пастках *7* конденсату також видаляється розчинений газ внаслідок підняття температури охолоджувальної суміші до 5 ^{0}С. Далі попередньо охолоджений до 10 – 15 ^{o}С конденсат із контейнера *3* разом із конденсатом із пасток *7* піддається дебутанізації на лабораторній ректифікаційній колонці.

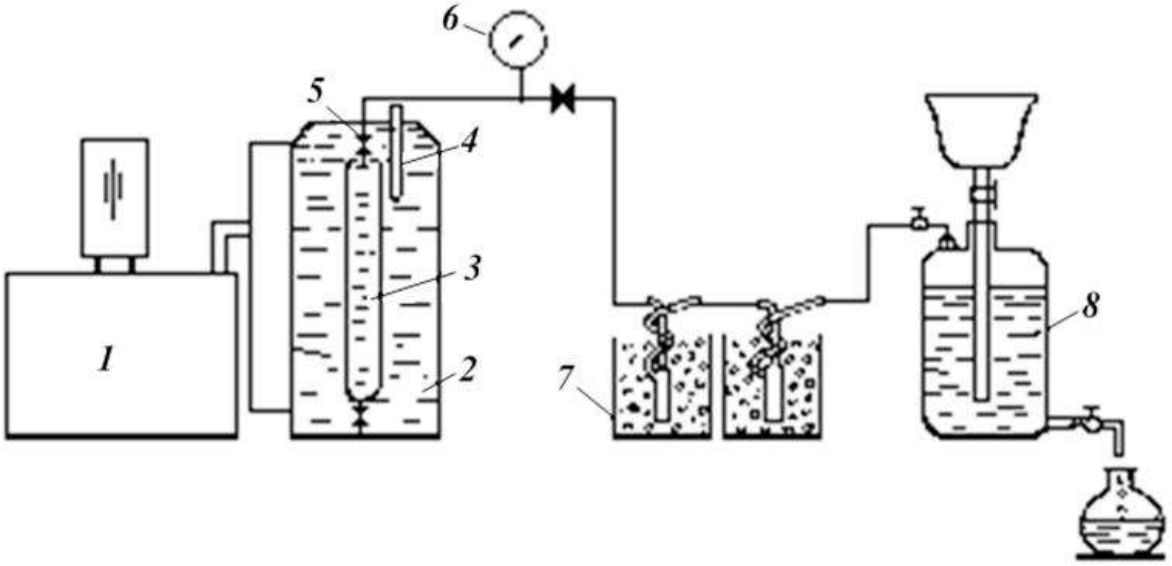


Рисунок 9.11 – Принципова схема лабораторної установки дегазації сирого конденсату

1 – термостат; 2 – баня; 3 – контейнер; 4 – термометр; 5 – вентиль; 6 – манометр; 7 – пастки; 8 – газометр

Принципова схема установки дебутанізації дегазованого конденсату наведена на рисунку 9.12.

Дебутанізація конденсату здійснюється у такий спосіб. Конденсат, що знаходиться у колбі *1*, нагрівається за допомогою колбонагрівача *2*. Цей процес здійснюється до припинення виділення газу із колби. Дебутанізований конденсат ($С_{5+вищі}$) із колби та пасток переливається у мірний циліндр, де здійснюється вимірювання його об'єму і за допомогою пікнометра визначається густина при 20 ^{o}С та молекулярна вага.

На основі виконаних досліджень отримують вихідні дані для обчислення складу пластового газу і сирого конденсату (табл. 9.3).

Обчислення складу пластового газу здійснюють, виходячи із 1000 г-молей відсепарованого природного газу. При цьому кількість природного газу (*А*), що виділився при дегазації сирого конденсату, обчислюють за формулою:

$$A = \frac{a \cdot q}{V}, \text{ г-моль.} \qquad (9.2)$$

Кількість газу дебутанізації обчислюється за формулою:

$$Б = \frac{б \cdot q}{V}, \text{ г-моль.} \quad (9.3)$$

Вміст у сирому конденсаті $C_{5+вищі}$ визначається із формули:

$$B = \frac{q \cdot b \cdot \rho_4^{20} \cdot 24{,}04}{V \cdot M}, \quad (9.4)$$

г-моль/1000 г-молей відсепарованого газу.

У дебутанізованому конденсаті міститься така кількість:

$$Д = \frac{C}{100}, \text{ г-моль} \quad (9.5)$$

– нормального пентану:

$$E = B \cdot \frac{d}{100}, \text{ г-моль} \quad (9.6)$$

– гексану та більш висококиплячих ($C_{6+вис}$):

$$F = B - (D - E). \quad (9.7)$$

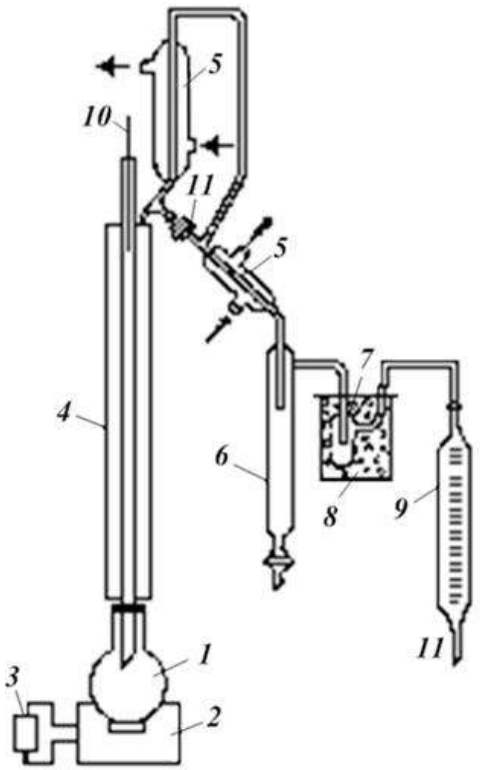


Рисунок 9.12 – Принципова схема установки дебутанізації дегазованого конденсату:

1 – колба; 2 – колбонагрівач; 3 – ЛАТР; 4 – ректифікаційна колонка; 5 – холодильник; 6 – приймач; 7 – пастка; 8 – охолоджувальна суміш солі з льодом; 9 – газова бюретка; 10 – термометр; 11 – кран

Таблиця 9.3 – Вихідні дані для обчислення складу газу та конденсату

Показники	Розмірність	Умовні позначення
Кількість сирого конденсату, що виділяється, за промисловими даними	$см^3/м^3$ відсепарованого газу	q
Об'єм контейнера, в який відібраний сирий конденсат	$см^3$	V
Густина $C_{5+вищі}$ при температурі 20 °С	$г/см^3$	ρ_4^{20}
Молекулярна вага	–	$C_{5+вищі}$
Кількість газу, що виділяється із сирого конденсату в об'ємі контейнера: при дегазації при дебутанізації	 л л	 а б
Вміст рідких вуглеводнів ($C_{5+вищі}$) у дебутанізованому конденсаті в об'ємі контейнера	$см^3$	b
Вміст у дебутанізованому конденсаті: *i* – пентану *n* – пентану	 мольні % мольні %	 C d

Результати обчислень, виконані за формулами (9.2) – (9.7), використовують для визначення складу сирого конденсату та пластового газу і заносять у таблицю 9.4.

Виходячи із загального числа грам-молей газу дегазації "*А*" та газу дебутанізації "*Б*" і їх складу (за даними хроматографічного аналізу) обчислюють значення числа грам-молей окремих компонентів (стовбці 5 і 7).

Склад сирого конденсату визначається підсумовуванням за компонентами числа молей газу дегазації, дебутанізації, гексанів і вищекиплячих вуглеводнів. Отримане число грам-молей кожного компонента ділиться на їх загальне число (тобто підсумовуються стовбці 5, 7, 8 – результат у стовбці 9; потім кожен рядок графи 9 ділиться на її суму, а результат заноситься до стовбця 10). Так визначається склад сирого конденсату при тиску та температурі сепарації газу у промислових умовах.

Таблиця 9.4 – Обчислення складу сирого конденсату та пластового газу

Компоненти	Газ сепарації		Газ дегазації		Газ дебутанізації		Пентани та вищележачі в дебутанізованому конденсаті, г-моль	Сумарний вміст газів дегазації, дебутанізації, пентанів та вищекиплячих, г-моль	Склад сирого конденсату, % моль	Сумарний вміст газів сепарації, дегазації, дебутанізації пентанів та вищекиплячих, г-моль	Склад пластового газу, % моль
	% мольні	г-моль	% мольні	г-моль	% мольні	г-моль					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Σ	100	100	100		100				100		100

Склад пластового газу визначається підсумовуванням за компонентами числа грам-молей газу сепарації, дегазації, дебутанізації, пентанів, гексанів та вищекиплячих вуглеводнів і отримане число грам-молей кожного компонента ділиться на їх загальне число (стовбець 11), а результат заноситься до стовбця 12.

При двоступінчастій сепарації проводять обчислення аналогічні вищевказаним із визначення складу сирого конденсату і пластового газу.

9.6. Оцінка потенційного вмісту та характеристика конденсату у пластовому газі

Потенційний вміст конденсату у пластовому газі оцінюється на основі інформації, одержаної при визначенні газоконденсатних характеристик природного газу. Він дорівнює сумі вмісту $C_{5+вищі}$ у сирому конденсаті (K) і у відсепарованому газі (L), виходячи із розрахунку на 1 м^3 пластового газу:

$$П = K + L, \text{ г/м}^3. \quad (9.8)$$

Вміст $C_{5+вищі}$ у сирому конденсаті дорівнює сумі вмістів цих вуглеводнів у газі дегазації (K_1), газі дебутанізації (K_2) та у дебутанізованому конденсаті (K_3):

$$K = K_1 + K_2 + K_3, \text{ г/м}^3 \quad (9.9)$$

$$K_1 = \frac{a \cdot q}{V} \cdot \frac{l_1}{100} \cdot \frac{M_1}{24{,}04}, \text{ г/м}^3 \quad (9.10)$$

$$K_2 = \frac{б \cdot q}{V} \cdot \frac{l_2}{100} \cdot \frac{M_2}{24{,}04}, \text{ г/м}^3 \quad (9.11)$$

$$K_3 = \frac{q \cdot b}{V} \cdot \rho \frac{20}{4}, \text{ г/м}^3, \quad (9.12)$$

де l_1 і l_2 – вміст $C_{5+вищі}$ у мольних відсотках відповідно у газі дегазації та дебутанізації;

M_1 і M_2 – молекулярна маса $C_{5+вищі}$, що містяться у газі дегазації та дебутанізації.

Об'ємний коефіцієнт усадки сирого конденсату $K_{ус}$ визначається як відношення виходу дегазованого конденсату до сирого конденсату із розрахунку на 1 м^3 відсепарованого газу:

$$K_{ус} = \frac{q_{дег}}{q}, \text{ см}^3/\text{м}^3 \quad (9.13)$$

Вихід дегазованого конденсату з розрахунку на 1 м^3 відсепарованого газу визначається за формулою:

$$q_{дег} = q \cdot \frac{b'}{V}, \text{ см}^3/\text{м}^3 \quad (9.14)$$

де b' – кількість рідких вуглеводнів ($C_{5+вищі}$) у дегазованому конденсаті в об’ємі контейнера, см^3.

Враховуючи формулу (9.14), коефіцієнт усадки сирого конденсату можна визначити за формулою:

$$K_{ус} = \frac{b'}{V}, \text{ см}^3/\text{м}^3. \quad (9.15)$$

9.7. Спеціальні дослідження газових і газоконденсатних свердловин

Для уточнення і коригування у процесі розробки газових і газоконденсатних родовищ, крім осереднених характеристик пластів, отриманих при гідродинамічних дослідженнях, необхідно мати інформацію про параметри окремих пропластків, просування газоводяного контакту, технічний стан експлуатаційної колони. Очевидно, що параметри і показники, які підлягають контролю, значною мірою залежать від стадії освоєння родовища. Вирішення цих задач у промисловій практиці здійснюється при спільному

використанні методів промислової геофізики та гідродинамічних досліджень свердловин. До спеціальних методів досліджень, які найчастіше використовуються у промисловій практиці, відносяться радіометричні, термодинамічні, акустичні та інші методи.

Радіоактивні методи дослідження використовуються для уточнення літологічних характеристик пласта, виділення і оцінки колекторів, контролю за просуванням газоводяного або газонафтового контакту, технічного стану експлуатаційних свердловин.

Як основні радіометричні методи у промисловій практиці використовуються: гама-метод (ГМ); нейтронні методи (НМ), які включають нейтронний гамма-метод (НГМ), нейтронний метод по теплових нейтронах (НМТ), нейтронний метод по надтеплових нейтронах (НМ-НТ); імпульсний нейтрон-нейтронний метод (ІННМ); метод наведеної активності (НА); гамма-гамма-метод (ГГМ); метод радіоактивних ізотопів.

Для коригування розрізів, вивчення літології, дослідження в обсаженій свердловині, оцінки глинистості пластів використовують ГМ.

Для виявлення та оцінки характеру насичення, пористості, газонасичення використовують нейтронні методи (НГМ, НМТ, НМ-НТ).

Для визначення положення ГВК і ГНК використовують ІННМ, НА.

Контроль над якістю розподілу цементу у затрубному просторі здійснюють за допомогою ГГМ.

Використання ІННМ або НГМ є найефективнішим для отримання достовірної геофізичної інформації у складних геологічних умовах.

Термометричні дослідження у спостережних, геофізичних і п'єзометричних свердловинах дозволяють вивчати природний розподіл температури, величина якої обумовлена потоком тепла із надр Землі.

Термометричні дослідження газових свердловин проводяться як під час розвідки, так і під час експлуатації родовища. Під час розвідки ці дослідження проводяться для визначення температурного градієнта і висоти підйому цементного розчину після завершення цементувальних робіт обсадної колони. Під час експлуатації родовища ці дослідження проводяться для встановлення робочих інтервалів у діючій свердловині (можливість визначення працюючих інтервалів, перекритих НКТ). Залежно від поставлених завдань, ці дослідження можна здійснити як при стаціонарних, так і при нестаціонарних теплових режимах у свердловині, заповненій промивальною рідиною або водою, а також у газовому середовищі під тиском.

У промисловій практиці температурний градієнт визначається у свердловинах, які тривалий час знаходяться у спокої. Орієнтовний час витримки свердловини τ, необхідний для встановлення стаціонарного теплового режиму, визначається за формулою:

$$\frac{\Delta t}{\Delta t_o} = 1 - e^{-d_o^2/16 \cdot a_o \cdot \tau}, \qquad (9.16)$$

де Δt – різниця температур між газорідинною сумішшю, яка заповнює свердловину, і породою, що вивчається, у початковий момент часу;

Δt_o – різниця температур між газорідинною сумішшю, яка заповнює свердловину, і породою, що вивчається, після закінчення часу τ;

d_o – діаметр стовбура свердловини, яка досліджується;

a_o – температурна провідність середовища, м^2 / год ($a_o = \lambda / C$);

λ – коефіцієнт теплопровідності середовища, ккал / ^{o}С·м·год;

C – коефіцієнт теплоємності, ккал / ^{o}С·кг;

τ – час витримування свердловини, год.

Газові свердловини, призначені для проведення термометричних досліджень (визначення градієнта температур) не повинні мати переливу, газопроявів і затрубного руху. Вимірювання температур проводиться у кількох точках при нерухомому стані термометра. Крім того, не менше ніж через 1 добу проводиться контрольне вимірювання. Роботи з визначення температурного градієнта проводяться з використанням електричних термометрів.

Термодинамічна характеристика природного газу у працюючій свердловині та виявлення інтервалів, які віддають газ, здійснюється шляхом вимірювання температури при різних дебітах, які вимірюються за допомогою діафрагмового вимірника критичної течії (ДВКТ). Працюючий інтервал у газовій свердловині виділяється за зниженою температурою.

Для проведення таких досліджень можливе використання *дебітометрії* – сукупності методів визначення швидкості рідини і газу у стовбурі свердловини для виділення меж працюючих інтервалів, оцінки їх дебітів, коефіцієнтів фільтраційних опорів і дослідження міжпластових перетоків газу.

Результати вимірювання швидкості у свердловині дозволяють оцінювати витрати рідини і газу. При цьому дебіт газової свердловини оцінюється при стандартних умовах за формулою:

$$Q = 193{,}03 \cdot 10^3 \cdot \frac{p \cdot d^2 \cdot v}{T \cdot z},$$

де p – тиск у свердловині, МПа;

d – внутрішній діаметр обсадних (насосно-компресорних) труб, м;

T – температура природного газу, К;

z – коефіцієнт надстисливості газу при p і T.

При дослідженні свердловин з метою оцінки дебіту в інтервалі перфорації застосовують три основні методи:

– тахометричний;

– термокондуктивний;

– акустичний.

Тахометричний метод ґрунтується на визначенні залежності частоти обертання датчика витрат (турбінки) від швидкості потоку газу або рідини, що рухається у камері датчика.

Швидкість руху газу і дебіт свердловини для тахометричних датчиків "Метан", залежно від частоти обертання, визначається за формулами:

$$v = 0{,}025 \cdot F \quad \text{та} \quad Q = 0{,}48 \cdot 10^5 \cdot \frac{F \cdot p \cdot d^2}{T \cdot z}$$

для турбінки першого діапазону швидкості v = 0,1 – 0,3 м/с і наступних значень величин;

$$v = 0{,}075 \cdot F \quad \text{та} \quad Q = 0{,}144 \cdot 10^5 \cdot \frac{F \cdot p \cdot d^2}{T \cdot z}$$

для турбінки другого діапазону, швидкість v = 0,25 – 10,00 м/с.

Термокондуктивний метод вимірювання дебіту заснований на вимірюванні різниці температур стінки нагрітого датчика та рухомого флюїду, при цьому необхідно знати фазовий і компонентний склад флюїду та його структуру у стовбурі свердловини.

Акустичні дослідження (шумометрія) дозволяють визначати межі пластів і пропластків, що експлуатуються, давати кількісну оцінку дебітів, наприклад, у випадку аварійного фонтанування газової свердловини. Найефективніше застосування акустичного каротажу (АК) при визначенні пористості гірських порід у необсаджених свердловинах.

На етапі розвідки родовищ за наявності на структурі кількох свердловин надзвичайно суттєвим методом може стати акустичне прослуховування пласта. Технологія цього методу така: в одній із свердловин за допомогою насоса або випробувача пластів на трубах проводять локальну зміну тиску. Це призводить до утворення хвилі тиску, яка поширюється по пласту на великі відстані у вигляді "хвилі перетікання". Одночасно буде збуджуватися акустична хвиля, яка поширюється по пласту зі швидкістю звуку. Реєстрація цих обох

хвиль може здійснюватися акустичними датчиками тиску першою чергою, буде реєструватись звукова хвиля, яка йде по скелету породи, а в наступних – хвиля тиску; при цьому, швидкість та затихання першої хвилі буде характеризувати колекторські властивості пласта між наступними свердловинами, а на основі параметрів другої хвилі можна одержати інформацію про гідродинамічні властивості рідини, яка насичує пласт. Комплекс цих параметрів буде корисним не тільки при обчисленні запасів пластового флюїду, але і при виборі системи розробки та сітки експлуатаційних свердловин.

Серед інших методів моніторингу роботи свердловини використовуються вологометрія, густинометрія, барометрія тощо.

Контрольні питання

1. З якою метою здійснюється дослідження свердловин на газоконденсатність?

2. Як класифікуються дослідження свердловин?

3. Розкажіть про початкові дослідження свердловин.

4. Розкажіть про поточні дослідження свердловин.

5. Розкажіть про спеціальні дослідження свердловин.

6. Яку інформацію дозволяють отримати дослідження газоконденсатних свердловин?

7. Яке обладнання використовується для промислового дослідження свердловин на газоконденсатність?

8. Які радіоактивні методи використовуються при дослідженні свердловин?

9. Які параметри визначаються при термометричних методах дослідження свердловин?

10. На чому ґрунтується тахометричний метод дослідження свердловин?

11. На чому ґрунтується термокондуктивний метод дослідження свердловин?

12. На чому ґрунтуються акустичні методи дослідження свердловин?

10. ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

10.1. Обґрунтування технологічних режимів роботи газової свердловини для випадків постійних депресії, тиску, дебіту та швидкості фільтрації

Розглянемо встановлення технологічного режиму експлуатації видобувних свердловин газових і газоконденсатних родовищ.

Під технологічним режимом експлуатації газових свердловин розуміють певні умови руху газорідинної суміші у привибійній зоні пласта і в стовбурі свердловини, що характеризуються певними значеннями дебіту і вибійного тиску (або його градієнта), і які визначаються природними обмеженнями, що поділяються на: геологічні, технологічні, технічні та економічні.

З математичного погляду технологічний режим експлуатації свердловин визначає граничні умови на вибої свердловини, які необхідно знати для інтегрування диференційного рівняння фільтрації газу до свердловин.

Щоб правильно встановити режим роботи свердловини, аналізують дані її попередньої експлуатації, досліджують свердловину при різних режимах роботи і проводять необхідні обчислення. На основі отриманих матеріалів вибирають раціональний для цієї свердловини режим експлуатації.

В основі вибору критеріїв технологічного режиму роботи свердловин спочатку необхідно встановити визначальний чинник або групу чинників для обґрунтування режиму експлуатації свердловин.

На режим експлуатації свердловин найбільше впливають:

– деформація пористого середовища при створенні значних депресій (зниження проникності ПЗП у тріщинуватих пластах);

– руйнування ПЗП при розкритті нестійких, слабостійких і слабозцементованих пластів-колекторів – утворення піщано-рідинних корків;

– утворення газових гідратів у ПЗП і у стовбурі свердловини;

– обводнення свердловин крайовою та підошовною водою;

– корозія свердловинного обладнання;

– розкриття пласта багатопластових родовищ із гідродинамічним зв'язком між пропластками;

– підключення свердловин у роботу на загальний колектор тощо.

Виходячи з вищезазначеного, усі чинники, що впливають на

режим роботи свердловини у газопромисловій практиці оцінюються такими критеріями:

– $\frac{dp}{dR} = grad\ p = const$ – постійний градієнт тиску на пласт;

– $\Delta p = p_{\text{пл}}(t) - p_{\text{виб}}(t) = const$ – постійна депресія на пласт;

– $p_{\text{виб}}(t) - const$ – постійний вибійний тиск;

– $Q(t) = const$ – постійний дебіт;

– $p_{\text{г}}(t) = const$ – постійний гирловий тиск;

– $v(t) = const$ – постійна швидкість руху.

При обґрунтуванні та виборі технологічного режиму роботи свердловини слід дотримуватися таких основних принципів:

– повнота обліку геологічної характеристики покладу, властивостей флюїдів, що насичують пористе середовище;

– раціональне використання природної енергії покладу;

– дотримання закону про охорону навколишнього середовища і природних ресурсів вуглеводнів (нафта, газ, газовий конденсат);

– висока надійність роботи системи "пласт–свердловина–система збору та підготовки свердловинної продукції–транспорт флюїду;

– коригування технологічних режимів роботи свердловини відповідно до існуючої стадії розробки родовищ природних вуглеводнів;

– забезпечення заданого об’єму видобування природних вуглеводнів при мінімальних капітальних вкладеннях і експлуатаційних витратах.

Для обґрунтування технологічного режиму роботи свердловини слід виділити три напрямки, що реалізуються на практиці:

1) режим роботи свердловини має відповідати 10 – 15 % значення вільного дебіту свердловини;

2) режим роботи повинен забезпечити дотримання лінійної залежності між градієнтом тиску і швидкістю фільтрації (підлягати рівнянню припливу за законом Дарсі), що відповідатиме енергозберігаючому дебіту;

3) обґрунтування режиму експлуатації свердловини необхідно здійснювати з урахуванням деформації пласта, руйнування ПЗП, утворення різноманітних корків в інтервалі перфорації, гідратів, корозії обладнання, відкладення солей, обв'язки свердловини тощо.

У *першому випадку* такий режим теоретично не обґрунтований, оскільки не враховує механічних і пружних властивостей пласта, умов винесення механічних домішок і води тощо.

У *другому випадку* обґрунтування такого режиму практично нездійсненне, зважаючи на макронеоднорідність за фільтраційними властивостями, оскільки при будь-якому з дебітів має місце як лінійна, так і нелінійна залежність між градієнтом тиску і швидкістю фільтрації, а частка цих співвідношень залежить від фільтраційних властивостей пористого середовища.

Третій випадок є найбільш прийнятним і для його застосування необхідно мати таку інформацію:

– географічні та метеорологічні умови району розташування родовища;

– тип, форму, розміри та режим покладу;

– глибину та послідовність залягання пластів;

– ємнісні та фільтраційні властивості пористого середовища;

– наявність гідродинамічного зв'язку між пропластками;

– параметр анізотропії за пропластками;

– склад та властивості газу, конденсату, нафти і води;

– параметри водоносного басейну;

– тип води – підошовна чи контурна;

– конструкцію свердловини та її обв'язку;

– стійкість колекторів;

– тріщинуватість і напрям тріщин;

– зміну властивостей пористого середовища і флюїдів, що його насичують від тиску, фазовий стан пластового флюїду тощо.

На основі результатів комплексних досліджень і даних експлуатації свердловин визначають базові критерії або чинники.

1. Граничне значення у режимі експлуатації свердловини градієнта тиску (grad p) визначається спеціальними дослідженнями, які уможливлюють отримання залежності значення grad p і кількості піску, що виноситься, при існуючій конструкції свердловини та дослідження взірців гірської породи на руйнування у лабораторних умовах.

Режим постійного градієнта тиску на стінці свердловини можна описати формулою:

$$\left|\frac{dp}{dR}\right|_{R=r_C} = const \qquad \text{або} \qquad C = \frac{q}{p_{\text{виб}}} = const.$$

Тоді із двочленної формули при максимально допустимому градієнті можна записати наступне рівняння:

$$\left|\frac{dp}{dR}\right|_{R=r_C} = \psi = A_o \cdot \frac{q}{p_{\text{виб}}} + B_o \cdot \frac{q^2}{p_{\text{виб}}} = const.$$

Якщо ψ = const то тиск на вибої свердловини визначимо за формулою:

$$p_{\text{виб}} = A \cdot \frac{q}{\psi} + B \cdot \frac{q^2}{\psi}.$$

Градієнт тиску при при незмінній депресії на продуктивний пласт може бути різним, що залежить від властивості пористого середовища і флюїдів, які фільтруються в ньому (рис. 10.1).

Згідно із представленими залежностями максимальний градієнт тиску знаходиться у зоні, дотичній до стінки свердловини. Таким чином, якщо на стінці свердловини досягається стійкість гірської породи внаслідок правильного вибору градієнта тиску, то така стійкість буде забезпечена і за її межами.

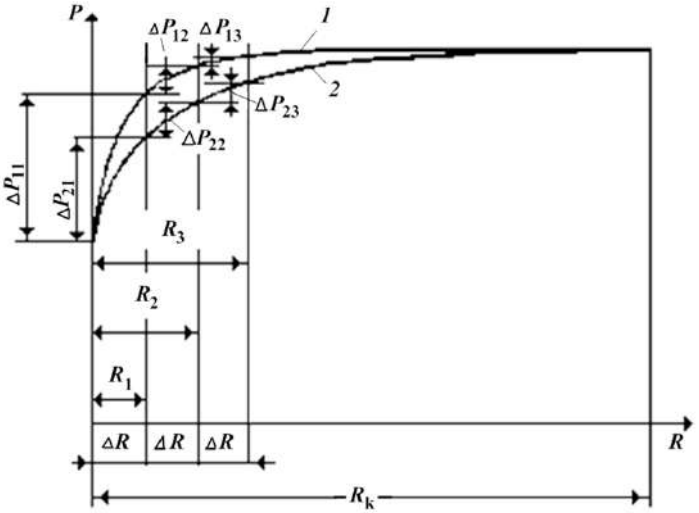


Рисунок 10.1 – Визначення градієнта тиску у продуктивних пластах різної проникності

1, 2 – пласти різної проникності

Значення допустимих градієнтів тиску для гірських порід із різною стійкістю повинні відповідати наступним величинам:

– нестійкі колектори – $\frac{dp}{dR} \leq 0{,}5$ МПа/м;

– слабостійкі колектори – $0{,}5 \leq \frac{dp}{dR} \leq 1{,}0$ МПа/м;

– середньостійкі колектори – $1{,}0 \leq \frac{dp}{dR} \leq 10{,}0$ МПа/м;

– стійкі колектори – $10{,}0 \leq \frac{dp}{dR} \leq 15{,}0$ МПа/м;

– високостійкі неруйнівні колектори – $\frac{dp}{dR} \geq 15{,}0$ МПа/м.

Досвід експлуатації газових і газоконденсатних родовищ показує, що градієнт тиску найменше змінюється у процесі розробки родовища, але його зміни можуть бути суттєвими на пізній стадії

розробки при обводненні свердловин і після проведення на них ремонтних робіт.

2. При деформації продуктивного пласта, що спричиняє зниження проникності ПЗП і при обводненні свердловини підошовною водою у промисловій практиці реалізується режим постійної депресії на продуктивний пласт.

Математично цей режим записується так:

$$\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{виб}} = const.$$

З цього рівняння бачимо, що при режимі постійної депресії на пласт і зниженні пластового тиску дебіт газової свердловини у часі буде зменшуватись.

Якщо встановлена депресія на пласт не викликає обводнення свердловини, то її значення визначається за індикаторною діаграмою отриманою за результатами досліджень методом усталених відборів (рис. 10.2).

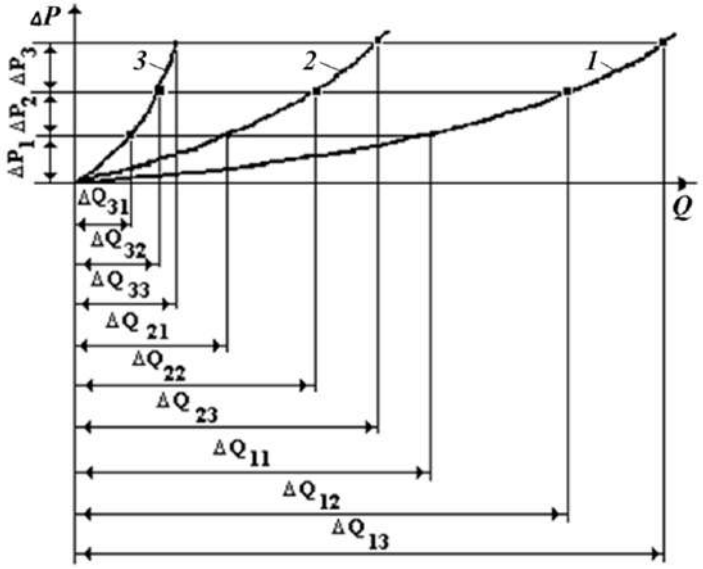


Рисунок 10.2 – Залежність дебіту свердловини від депресії на пласти з різною проникністю

1 – практично лінійна залежність дебіту від депресії (високопродуктивні колектори); 2 – зі зростанням депресії після деякої величини відбувається зниження фільтраційних властивостей та інтенсивності зростання дебіту; 3 – свердловина експлуатує низькопродуктивний пласт, де, зі зростанням депресії знижуються фільтраційні властивості ПЗП і при значних депресіях спостерігається деяке зниження дебіту

При обводненні газової свердловини значення допустимої депресії насамперед визначається властивостями пластових флюїдів (газу, води, нафти), величиною розкриття продуктивного пласта

(нижня межа перфорації), вертикальною проникністю, активністю підошовної води – швидкістю просування ГВК. Зменшення депресії на пласт в умовах обводнення та зменшення товщини газоносного пласта викликає більш прогресуюче зниження дебіту свердловини.

3. У промисловій практиці режим постійного вибійного тиску частіше застосовується при розробці недонасичених газоконденсатних родовищ, але при досягненні певної величини пластового тиску, щоб уникнути різкого зниження дебіту, він замінюється іншим, який більше підходить до існуючої стадії розробки газоконденсатного родовища. Здійснення такого режиму можливе у повному обсязі тільки за підтримки пластового тиску закачуванням сухого газу або води.

4. Якщо не вводиться додатковий фонд свердловин, збільшення депресії на тривалий час не викликає ускладнень в експлуатації, тоді доцільним і вигідним є експлуатація свердловин на режимі постійного дебіту.

Режим постійного дебіту можна представити так: $q = const$.

У цьому випадку вибійний тиск і депресія на пласт визначаються за формулами:

$$p_{\text{виб}} = \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - A \cdot q - B \cdot q^2},$$

$$\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{виб}} = p_{\text{пл}} - \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - A \cdot q - B \cdot q^2}.$$

За умови реалізації цього режиму експлуатації свердловини депресія на пласт Δp зростає.

При досягненні максимально допустимої депресії $\Delta p = \Delta p_{\max \text{доп}}$ необхідно переходити на новий технологічний режим, наприклад, постійної депресії або постійного вибійного тиску.

Цей режим може бути реалізований і тоді, коли здійснюється видобуток агресивно-активного природного газу й інтенсивність корозії обумовлена швидкістю руху свердловинної продукції по стовбуру свердловини заданої конструкції. При цьому режимі експлуатації конструкція, що застосовується у свердловині, повинна забезпечити винесення з вибою твердих і рідких домішок, не утворюючи піщано-рідинних корків.

5. Для винесення домішок із інтервалу перфорації доцільно застосовувати режим постійної швидкості потоку.

Для лінійного закону фільтрації:

$$\psi = A_{\text{о}} \cdot \frac{q}{p_{\text{виб}}} = const$$

або

$$C = \frac{\psi}{A_{\text{о}}} = \frac{q}{p_{\text{виб}}} = const$$

мають місце умови постійної швидкості фільтрації у привибійній зоні свердловини.

Коефіцієнти $A_{\text{о}}$ та $B_{\text{о}}$ визначаються за формулами:

$$A_{\text{о}} = A \cdot \frac{1}{2 \cdot n \cdot R_{\text{о}}^2 \left[\ln\frac{R_k}{r_{\text{с}}} + C_1 + \frac{1}{n \cdot R_{\text{о}}}\right]};$$

$$B_{\text{о}} = B \cdot \frac{1}{2 \cdot r_{\text{с}}^2 \cdot \left(\frac{1}{r_{\text{с}}} - \frac{1}{R_k}\right)} \cdot \left[\frac{\ln\frac{R_k}{r_{\text{с}}}}{\ln\frac{R_k}{r_{\text{с}}} + C_1' + \frac{1}{n \cdot R_{\text{о}}}}\right],$$

де n – кількість перфораційних отворів на 1 погонний метр колони;

$R_{\text{о}}$ – радіус кульового отвору (2 – 3 см);

C_1 – коефіцієнт недосконалості свердловини за ступенем розкриття пласта;

C_1' – коефіцієнт недосконалості свердловини за характером розкриття пласта.

Задаючись значеннями дебіту q можна визначати відповідний вибійний тиск $p_{\text{виб}}$. З рівняння матеріального балансу виснаження газового покладу, будують графічну залежність виду $q = f(p_{\text{пл}})$.

При виконанні лінійного закону фільтрації $p_{\text{виб}} = \frac{q}{C}$, $B = 0$ дебіт газової свердловини у часі визначають за формулою:

$$q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4 \cdot \frac{p_{\text{пл}}^2}{C^2}}}{\frac{2}{C^2}}.$$

При реалізації режиму постійної швидкості потоку руху газу його слід застосовувати на двох ділянках стовбура свердловини – в інтервалі перфорації продуктивного пласта і на гирлі свердловини, чим можна забезпечити нижчу інтенсивність корозійно-ерозійного роз'їдання насосно-компресорних труб якщо не застосуються захисні інгібітори.

Мінімальне значення швидкості в інтервалі перфорації, достатньої для винесення домішок, має становити біля $v \approx 5$ м/с, а максимальна швидкість потоку на гирлі свердловини не повинна перевищувати $v \approx 11$ м/с, оскільки вище цього значення швидкості процеси корозійно-ерозійного роз'їдання значно інтенсифікуються. З погляду втрат тиску і мінімізації корозії металу бажана швидкість потоку по стовбуру свердловини становить 5 м/с.

Дотримання цього режиму у межах інтервалу перфорації продуктивного пласта забезпечується конструкцією свердловини та в меншій мірі роботою самого пласта.

6. Режим постійного гирлового тиску зазвичай використовується нетривалий час, і не від початку розробки родовища. Цей режим бажано реалізовувати, коли необхідно підтримувати тиск, при якому система промислової підготовки газу (осушення) забезпечує необхідні параметри його підготовки.

Режим постійного гирлового тиску можна записати виразом: $p_{\text{г}} = const.$

Спільне рішення двочленної формули припливу газу до свердловини та рівняння руху потоку газу по стовбуру НКТ дозволяє визначити вибійний тиск з використанням рівняння виду:

$$p_{\text{виб}}^2 = p_{\text{г}}^2 \cdot e^{2S} + \theta \cdot q^2.$$

Тоді з двочленної формули припливу газу до свердловини отримаємо значення дебіту для даного типу режиму експлуатації свердловини:

$$q = \frac{\sqrt{A^2+4\cdot(\theta+B)\cdot\left(p_{\text{пл}}^2-p_{\text{виб}}^2\right)\cdot e^{2S}-A}}{2\cdot(\theta+B)}.$$

Значення θ та S визначаються за формулами:

$$\theta = \left[\frac{1{,}377\cdot\lambda\cdot T_{\text{ср}}^2\cdot z_{\text{ср}}^2}{d_{\text{вн}}^2}\right]\cdot(e^{2S}-1),$$

$$S = 0{,}03415\cdot\frac{\rho\cdot H}{z_{\text{ср}}\cdot T_{\text{ср}}},$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору у насосно-компресорних трубах.

Режим постійного гирлового тиску, зокрема, використовується при несвоєчасному введенні в роботу дотискних компресорних станцій (ДКС) і, як правило, призводить до зниження фактичного дебіту свердловини порівняно з проєктним режимом.

Крім зазначених параметрів технологічного режиму роботи свердловини необхідно прогнозувати її температурний режим. Цей режим як критерій вимагає виконання наступних умов: $p_{\text{виб}} < p_{\text{роб}}$ і $T_{\text{виб}} > T_{\text{роб}}$ – такий режим сприяє уникненню можливості утворення гідратів у ПЗП, а при $p_{\text{г}} < p_{\text{роб}}$ і $T_{\text{г}} > T_{\text{роб}}$ – запобігається утворення гідратів у стовбурі свердловини.

У промисловій практиці розрізняють два види технологічного режиму – розрахунковий і фактичний.

Розрахунковий режим роботи газової свердловини встановлюється під час складання проєктів розробки родовища на тривалу перспективу.

Фактичний режим роботи конкретної свердловини встановлюється відповідно до даних проєкту розробки, досвіду експлуатації та результатів газогідродинамічних досліджень свердловин терміном на квартал або на півріччя.

Тривалість переходу від одного (обраного) технологічного режиму роботи свердловини на інший у даний час здійснюється або за новим проєктом розробки, або за проєктом коригування чинного проєкту розробки приблизно до кінця періоду постійного видобутку газу. У цьому випадку обґрунтовується новий визначальний чинник, вибираються нові критерії і їх чисельні значення для нового періоду часу із загальної тривалості розробки родовища.

10.2. Пожежі та фонтани на нафтових і газових свердловинах

У процесі проведення робіт із буріння свердловин або при їх експлуатації мають місце випадки відкритого фонтанування, що супроводжується пожежами, які призводять до значних матеріальних і трудових витрат на їх ліквідацію.

Відкриті фонтани здебільшого викликані грубим порушенням технології ведення робіт на свердловинах. Методом боротьби є запобігання нафтогазопроявам, викидам і переходу їх у відкриті фонтани. Основна причина нафтогазопроявів – зниження протитиску на пласт, що створюється технологічною рідиною при бурінні, перфорації або ремонті свердловини. Ліквідація нафтогазопроявів проводиться вимиванням на поверхню пластових флюїдів, що надійшли, або продавлюванням їх у пласт через свердловину. В обох випадках свердловина заповнюється промивальною рідиною, густина якої забезпечує необхідне перевищення вибійного тиску над пластовим.

При виникненні відкритого фонтану необхідно провести такі заходи:

– припинити всі роботи у загазованій зоні та вивести з неї персонал;

– зупинити двигуни внутрішнього згоряння;

– відключити силові та освітлювальні електролінії;

– загасити технічні та побутові топки поблизу свердловини; заборонити куріння та виконання усіх вогневих робіт;

– закрити рух на прилеглих дорогах, виставивши заборонні знаки або пости охорони;

– вжити заходів для відключення усіх сусідніх виробничих об'єктів (трансформаторні будки, верстати-гойдалки, газорозподільні пункти тощо), які можуть опинитися у загазованій зоні;

– повідомити керівництво підприємства про те, що трапилося, та вжиті первинні заходи; викликати на свердловину підрозділ воєнізованої служби із запобігання виникнення та ліквідації відкритих газових і нафтових фонтанів, пожежну охорону та швидку медичну допомогу.

Для організації і оперативного керування роботами з ліквідації відкритого фонтану наказом створюється штаб та призначається відповідальний керівник. До роботи біля свердловини, яка відкрито фонтанує, допускаються лише спеціально підготовлені працівники. Перед виконанням кожного виду робіт на гирлі свердловини проводиться інструктаж і робиться запис у журналі обліку проведення інструктажів. Роботи з ліквідації фонтану виконуються за затвердженим планом.

Перед початком робіт проводиться аналіз повітряного середовища на наявність вибухонебезпечних і отруйних газів (сірководень, вуглекислий газ). Навколо відкрито фонтануючої нафтової свердловини необхідно, влаштувати траншеї для стікання нафти, промивальної рідини і води, земляний амбар для прийому нафти, встановити насоси і прокласти труби для перекачування нафти у закриту ємність.

Фонтани, що виникають на нафтових і газових свердловинах, умовно можна ідентифікувати як нафтові, газонафтові та газові.

Нафтові фонтани – це фонтанування свердловини з великим дебітом нафти (1 500 – 2 000 т/добу і більше) і набагато меншою кількістю газу (750 тис $м^3$/добу). Прийнято вважати, що 1,0 т нафти еквівалентна 1 000 $м^3$.

Газонафтові фонтани – це фонтанування свердловини з дебітом, де вміст газу більше 50 % об'ємних, а нафти менше 50 % об'ємних.

Газові фонтани – це фонтанування свердловини з дебітом, із вмістом газу 95 – 100 % об'ємних.

За дебітом газові і газонафтові фонтани умовно поділяються на:

– слабкі, з дебітом газу до 500 тис. $м^3$/добу;

– середні, з дебітом від 500 тис. $м^3$/добу до 1 000 тис. $м^3$/добу;

– потужні, з дебітом від 1 000 тис. $м^3$/добу і більше.

Дебіт фонтану та наявність у ньому нафти орієнтовно визначається за наступними ознаками:

– фонтан горить світло-жовтим полум'ям;

– висота полум'я: для слабкого фонтану коливається в межах 40 – 50 м; для середнього фонтану – 50 – 70 м; для потужного фонтану – 70 – 90 м (фонтанування супроводжується сильним шумом – ревом).

Газонафтовий фонтан горить оранжевим полум'ям і висота полум'я дещо більша, ніж у газового фонтану (часом з'являється чорний дим).

Нафтовий фонтан горить оранжевим полум'ям із виділенням значної кількості чорного диму.

Залежно від стану гирла свердловини та форми факела пожежі газових і газоконденсатних фонтанів поділяються на такі види:

1) фонтанування відбувається через обсадну колону (гирло свердловини не пошкоджене) – струмінь фонтану цілий і спрямований вгору;

2) на гирлі є бурове обладнання (ротор та ін.) – струмінь фонтану роздроблений і спрямований вгору та в сторони;

3) експлуатаційна свердловина обладнана фонтанною арматурою, – горіння протікає у вигляді вертикального та горизонтального струменів;

4) експлуатаційна свердловина обладнана фонтанною арматурою, горіння газу, що виходить через нещільність фланцевих з'єднань, протікає у вигляді суцільного широкого полум'я.

Гасіння всіх зазначених видів пожеж з урахуванням того, що територія, яка оточує свердловину, очищена від бурового обладнання та охолоджена, здійснюють кількома способами:

– слабкі та середні фонтани першого виду гасять зазвичай водяними струменями, що подаються від ручних і лафетних стволів. Струмені води направляють в основу фонтану – синхронно піднімаючи струмені води вгору по стовбуру фонтану до повного відриву полум'я;

– у другому випадку спочатку забирають із гирла свердловини бурове обладнання для того, щоб струмінь фонтану бив тільки вгору і після цього пожежу гасять методами, які застосовуються у першому випадку;

– у третьому випадку гасіння пожежі здійснюють після ліквідації горіння бокового струменя, і після цього пожежа гаситься методами, що застосовуються у першому випадку;

– у четвертому випадку гасіння пожежі здійснюють водою за допомогою ручних і лафетних стволів. Якщо через роздробленість струменя гарячого газу полум'я відірвати не вдається, то необхідно

створити між фонтанною арматурою і полум'ям не палаючу зону газу довжиною 4 – 5 м, рахуючи від свердловини по горизонталі, і потім за допомогою вибуху заряду або спеціального автомобіля газоводяного гасіння відірвати полум’я.

Подача вибухової речовини до гирла свердловини здійснюється двома способами:

– по сталевому тросу, перекинутому через блоки, які підвішують на спеціальних опорах-щоглах;

– на візку з похилими рейковими коліями, прокладеними до гирла свердловини.

Застосування того чи іншого способу залежить від потужності фонтану та в цілому ситуації на свердловині.

10.3. Ліквідація свердловин

Причини ліквідації свердловин, подальше використання яких є недоцільним, наступні:

– складна аварія та технічна неможливість її усунення, а також неможливість використання свердловини за іншим призначенням, наприклад в якості спостережної, нагнітальної, п'єзометричної тощо;

– відсутність нафтогазононасичених горизонтів, розкритих свердловиною, і неможливість її використання для інших цілей (поглиблення, перехід на інший об’єкт, використання в якості поглинаючої для закачування стічних вод тощо);

– повне обводнення законтурною водою та відсутність у її розрізі об'єктів для переходу;

– розташування свердловини у забудованих і зайнятих зонах (підприємства, житлові масиви, водосховища тощо) чи зонах стихійних лих (землетруси, зсуви тощо).

Документацію з ліквідації свердловин оформлюють з органами державного гірничотехнічного нагляду.

При ліквідації свердловини виймають підземне (внутрішньо-свердловинне) обладнання і максимально можливу кількість обсадних труб, ізолюють розкриті пласти, а на гирлі свердловини встановлюють репер. Обсяг і характер робіт залежать від їх призначення, конструкції та стану стовбура свердловини.

Роботи з ліквідації нових свердловин, в які спущені лише технічні колони (без експлуатаційної), зводиться до наступного:

– у непродуктивних інтервалах у свердловині, що ліквідується, встановлюють цементні мости висотою, що дорівнює товщині пласта

плюс 20 м вище покрівлі і нижче підошви. Над покрівлею верхнього пласта цементний міст встановлюють на висоту не менше 50 м. Стовбур заповнюють промивальною рідиною, яка дозволяє створити тиск на вибій, що перевищує пластовий;

– за відсутності у розрізі напірних мінералізованих або сірководневих вод допускається вилучення технічних колон, при цьому у підошві останньої колони, що залишається, встановлюють цементний міст висотою не менше 50 м.

Гирло свердловини, що ліквідується, обладнують репером, для цього:

– при залишеній технічній колоні на сплюснутій зверху трубі діаметром 73 мм на глибину не менше 2 м опускають дерев'яний корок і заливають свердловину до гирла цементним розчином. Над гирлом споруджують бетонну тумбу розміром (1×1×1) м. Висота репера над тумбою має бути не менше 0,5 м;

– при витягнутій технічній колоні репер встановлюють у кондукторі або направленні, а потім споруджують тумбу розміром (1×1×1) м.

Ліквідацію свердловин після їх випробування при спущеній експлуатаційній колоні проводять так само, як описано вище. При цьому обсадні колони виймають, якщо поклад чисто нафтовий або відсутні напірні мінералізовані пластові води, що забруднюють верхні прісні води.

За неможливості вилучення обсадної колони гирло свердловини закривають глухим фланцем із патрубком і вентилем або заглушкою, після чого встановлюють репер.

Ліквідаційні роботи в експлуатаційних свердловинах після повного виснаження продуктивних пластів або їх обводнення, а також у нагнітальних і спостережних свердловинах, які надалі не можуть бути використані за іншим призначенням, проводять так само, як наведено вище.

Роботи у свердловинах, що підлягають ліквідації внаслідок технічних причин або неякісного проведення та аварій, здійснюють за спеціальними проєктами (планами), погодженими з органами державного гірничотехнічного нагляду. Свердловини, що перебувають на балансі НГВУ чи ГПУ, ліквідовують бригади з капітального ремонту свердловин.

Контрольні питання

1. Що розуміють під технологічним режимом експлуатації газових свердловин?

2. Які чинники найбільше впливають на режим експлуатації свердловин?

3. Якими критеріями оцінюються чинники, що впливають на режим роботи свердловини?

4. Чим викликані відкриті фонтани на свердловинах?

5. Які заходи необхідно провести при виникненні відкритого фонтану на свердловині?

6. Як умовно поділяють виникаючі фонтани на нафтових і газових свердловинах?

7. Які причини ліквідації свердловин, подальше використання яких є недоцільним?

11. УСКЛАДНЕННЯ ПРИ ВИДОБУВАННІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ ТА БОРОТЬБА З НИМИ

При експлуатації газових і газоконденсатних свердловин виникають різні проблеми, що призводять до ускладнень у встановленні технологічного режиму як видобувних, так і нагнітальних свердловин, пов'язаних із обводненням, руйнуванням колектора, утворенням піщаних і гідратних корків у привибійній зоні і у стовбурі свердловини тощо.

11.1. Винесення піску у свердловинах і методи боротьби з ними

При експлуатації свердловин, які розкривають пухкі колектори, руйнування скелета і винесення частинок породи на вибій зумовлені перевищенням градієнтів тиску у привибійній зоні над допустимими. Нагромадження на вибої піску зменшує дебіт свердловини і може призвести до різних порушень, наприклад, прихоплення фонтанних труб.

Пісок, що надходить із пласта разом із флюїдом, може утворити на вибої піщаний корок, внаслідок чого зменшується або повністю припиняється приплив флюїду у свердловину.

Для зміцнення привибійної зони у пухких слабосцементованих породах використовують фенолформальдегідні, карбамідні та інші смоли, а також фенолспирти. Використовувані смоли повинні мати малу в'язкість у рідкому стані для проникнення у пористе середовище, розділятися у пласті на тверду і водяну фази та добре змочувати піски. Рідка смола, що закачується у пласт, обволікає частинки піску і при затвердіванні виконує роль цементуючого матеріалу. Водяна фаза, яка займає внутрішні канали, видаляється при освоєнні свердловин.

Щоб не допустити значного зниження проникності привибійної зони після обробки, у пласт закачують конденсат або іншу легку вуглеводневу рідину у кількості до трьох об’ємів закачаної смоли.

Для зміцнення привибійної зони застосовують також цементні або цементно-піщані розчини.

При експлуатації свердловин у нестійких пухких колекторах часто використовують фільтри з великою кількістю отворів малого діаметра. За допомогою існуючих перфораторів не вдається створити отвори малого діаметра. Тому фільтри виготовляють на поверхні і потім опускають на вибій.

Видалення піщаних корків

Для відновлення експлуатації свердловини, у якій утворився піщаний корок, необхідно видалити увесь пісок, що скупчився. У неглибоких свердловинах піщані корки невеликої потужності видаляють переважно желонками. Звичайна желонка є трубою діаметром 75 – 100 мм із тарілчастим або кульковим клапаном на нижньому кінці та з дужкою для прикріплення каната на верхньому. Довжина такої труби зазвичай не перевищує 8 – 12 м.

Очищення стовбура свердловини від піщаних корків желонками – тривалий і малоефективний процес. Краще видаляти піщаний корок зі свердловини промиванням.

Піщані корки періодично промивають рідиною або видаляють гідробуром.

Як промивальну рідину застосовують нафту, воду (оброблену ПАР), глинистий розчин, аеровану рідину, піну, густина яких узгоджується із пластовим тиском. Промивання засноване на використанні енергії струменя рідини, що закачується, для руйнування піщаного корка та винесення піщинок на поверхню. Можливе пряме, зворотне, комбіноване і безперервне промивання.

При прямому промиванні рідину закачують у НКТ, винесення піску відбувається через затрубний простір (рис. 11.1, *а*). При зворотному промиванні утворюють потік у зворотному напрямку (рис. 11.1, *б*). Струмінь, що виходить із НКТ, краще розмиває корок. Для покращення розпушення корка на кінець НКТ нагвинчують різні накінечники (косо зрізану трубу, насадку, фрезу тощо).

Однак при прямому промиванні швидкість висхідного потоку менша, ніж при зворотному. Тому при комбінованому промиванні розмив здійснюють шляхом закачування в НКТ, а для винесення піску періодично переходять на зворотне промивання (рис. 11.1, *в*). Промивальний пристрій, який встановлюють вище підошви НКТ, дозволяє закачувати рідину у затрубний простір, розмивати через підошву НКТ і здійснювати підйом через НКТ. При промиванні труби підвішують на вертлюзі підйомника, а рідина подається через промивальний шланг. Для зворотного промивання гирло свердловини герметизують промивальною головкою (сальником).

При безперервному прямому промиванні застосовують промивальну головку, яка дозволяє нарощувати труби майже без припинення прокачування рідини.

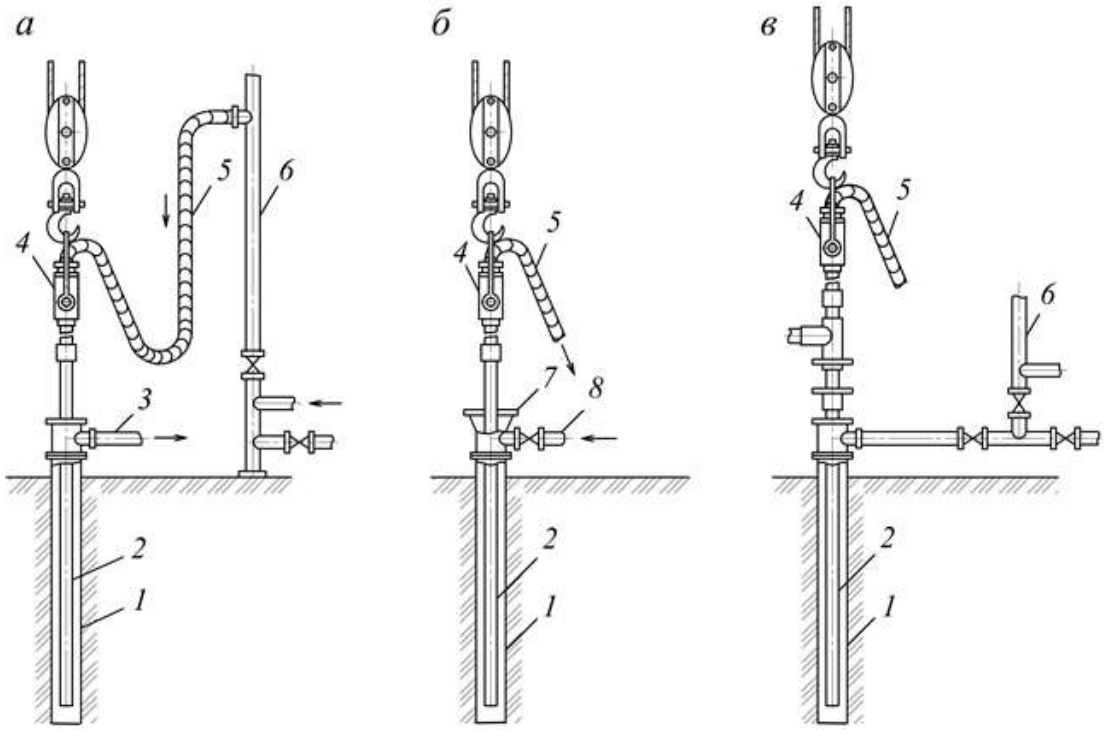


Рисунок 11.1 – Схеми обв'язки свердловин для промивання піщаних корків

а – пряме промивання свердловин; б – зворотне промивання свердловин; в – комбіноване промивання свердловин; 1 – обсадна колона; 2 – колона промивальних труб; 3 – відвідна лінія; 4 – промивальний вертлюг; 5 – промивальний шланг; 6 – стояк; 7 – промивальна головка; 8 – підвідна лінія

11.2. Відкладення солей і методи боротьби з ними

Відкладення солей можуть відбуватися практично по всьому шляху руху води – у пласті, свердловині, трубопроводах та обладнанні установок підготовки вуглеводневої сировини.

Причинами відкладення солей є:

а) хімічна несумісність вод (наприклад, лужних із жорсткими), що надходять у свердловини з різних горизонтів або пропластків;

б) перенасиченість водно-сольових систем при зміні термодинамічних умов.

Відкладення солей призводить до зменшення видобутку пластового флюїду, скорочення міжремонтних періодів роботи свердловин, а у деяких випадках вони такі великі, що взагалі ускладнюють експлуатацію.

Основними компонентами солей можуть бути гіпс або карбонати кальцію і магнію. До складу входять також діоксид кремнію, оксидні сполуки заліза, органічні речовини (парафін, асфальтени, смоли) та ін. Осади можуть бути щільними або пухкими, міцність зчеплення з металом зростає з глибиною залягання пласта. Різний склад і структура відкладень потребують індивідуального підходу до вибору методу боротьби з ними на кожному конкретному родовищі.

Усі методи боротьби з відкладеннями солей можна поділити на дві групи:

1) методи запобігання випаданню солей;

2) методи видалення відкладень солей.

Найбільш прийнятний метод запобігання випаданню солей у трубах – застосування хімічних реагентів (інгібіторів солевідкладень). Їх періодично закачують у пласт і в затрубний простір видобувних свердловин.

Менш ефективний вплив на розчини магнітними силовими полями та ультразвуком, а також використання захисних покриттів (скло, високомолекулярні сполуки). Для боротьби з відкладенням солей у продуктоводозбірних трубопроводах рекомендується установка біля гирла свердловини спеціальних гіпсозбірників.

Відкладення солей видаляють за допомогою хімічних реагентів або, у крайньому випадку, розбурюють долотом.

При хімічному методі видалення осади гіпсу перетворюють на водорозчинну сіль сульфату натрію (калію) та в осади карбонату або гідроксиду кальцію, які потім розчиняють солянокислотним розчином і промивають водою. В якості перетворюючих реагентів ефективне використання карбонату і бікарбонату натрію або калію, а також гідроксидів лужних металів. Реагент вводять в інтервал відкладень, періодично прокачують або здійснюють безперервну циркуляцію. Потім проводять соляно-кислотну обробку і промивають водою.

11.3. Гідратоутворення та боротьба з гідратами при видобутку свердловинної продукції

При відборі газу із пласта, що супроводжується зниженням його температури і тиску, відбувається конденсація парів води і накопичення її у свердловинах і газопроводах. За певних термодинамічних умов компоненти природного газу (метан, етан, пропан, бутан) при взаємодії з водою здатні утворювати тверді кристалічні речовини, які називаються *газогідратами*.

Утворювані газогідрати можуть закупорити свердловини, газопроводи, сепаратори, порушити роботу вимірювальних і регулюючих приладів. Часто внаслідок утворення газогідратів виходять з ладу штуцери і регулятори тиску, в яких дроселювання газу супроводжується різким зниженням температури. Це порушує нормальну роботу газопромислового обладнання, особливо при низьких температурах навколишнього середовища.

Застосовувані у промисловій практиці заходи із запобігання та боротьби з утворенням гідратів природного газу засновані на зміні енергетичних співвідношень молекул газу – гідратоутворювача і води. Для запобігання та ліквідації гідратів природного газу у промисловій практиці використовують такі методи:

1) осушення газового потоку від вологи методами сорбції або низькотемпературної сепарації зі зниженням точки роси по воді нижче за мінімальну температуру у технологічному процесі;

2) введення у газоводяний потік інгібіторів гідратоутворення – спиртів та електролітів;

3) підтримування температури газового потоку вище температури гідратоутворення;

4) підтримування тиску у газовому потоці вище тиску гідратоутворення.

Застосування того чи іншого методу, їх поєднання визначається технологічними можливостями і техніко-економічними розрахунками.

Перший метод є найбільш прийнятним для умов магістрального транспорту природного газу. Зокрема, для газів із малим конденсатним фактором раціональніше використовувати сорбційні методи осушення. Для зниження точки роси до мінус 15 – 25 ^{0}C застосовуються рідкі сорбенти, а для глибшої – тверді сорбенти. Якщо у газі підвищений вміст важких вуглеводнів, доцільніше використання методів низькотемпературної сепарації з подачею інгібіторів гідратоутворення та подальшою їх регенерацією.

Другий метод реалізується, коли у стовбурі свердловини, у промислових комунікаціях при великих перепадах температур утворюються гідрати. У цьому випадку застосовують введення інгібіторів (спиртів та електролітів) по замкнутому циклу з подальшою їх регенерацією.

Спосіб введення у газовий потік метанолу, тобто метилового спирту (CH_3OH), який знижує точку замерзання пари води – найбільш ефективний і поширений метод для запобігання утворенню газогідратів. Метанол разом із парами води, що насичує газ, утворює

спиртові розчини, температура замерзання яких значно нижча від нуля. Так як при цьому кількість водяної пари, що міститься у газі, зменшується, точка роси знижується, отже, і небезпека випадання гідратів стає значно меншою.

Третій метод усунення гідратів найефективніший при утворенні їх на дросельних пристроях, шлейфах тощо. Він використовується також і при прокладанні шлейфів у ґрунтах із високим коефіцієнтом теплопровідності (наявність малих депресій між рівноважною і технологічною температурами) – використовується теплоізоляція шлейфів.

Найменше поширення у промисловій практиці знайшов четвертий метод, оскільки у більшості випадків недоцільно підтримувати тиск нижче рівноважного через різке зниження витрати газу. Переважно він застосовується при видаленні газогідратів, що утворилися у стовбурі свердловини, шляхом продування свердловини в атмосферу.

У природних газах крім парів води та конденсату можуть міститися також різні тверді домішки (пісок, кристали солей).

Тверді частки у газі роз'їдають і стирають обладнання та газопроводи, порушують герметичність арматури.

Для очищення газу від рідких і твердих домішок біля свердловин встановлюють газосепаратори.

Методи ліквідації гідратних корків

Вибір методу ліквідації гідратів залежить від місця їх утворення (накопичення), кількості і характеру гідратного корка, складу гідрату та наявних засобів їх ліквідації.

Усунення гідратів у стовбурі свердловини з використанням твердих хімічних реагентів. Гідратні корки, що частково перекривають переріз свердловини, усуваються проточним промиванням стовбура свердловини метанолом, підігрітим розчином хлористого кальцію або гарячою водою без зупинки свердловини.

Гідратні корки, що повністю перекривають переріз тільки фонтанних труб або затрубного простору, усувають розігрівом при підведенні тепла через переріз вільний від гідратів, за допомогою подачі рідких теплоносіїв.

Найчастіше для усунення суцільного гідратного корка у стовбурі свердловини використовують метод отримання тепла, яке виділяється завдяки хімічній реакції твердого реагенту, що спускається у свердловину через лубрикатор і реагує при безпосередньому контакті з гідратами. Для цього у промисловій практиці застосовують твердий пентахлорид фосфору PCl_5 та фосфорний ангідрит P_2O_5, які поміщають у циліндричну капсулу, виготовлену з металевої магнієвої

фольги. Капсула повністю розчиняється у продуктах реакції реагенту з водою, яка утворюється при розкладанні гідратів.

Конструкція капсули у нижній частині виконана з вікном, виготовленим із водорозчинної речовини, зокрема, з металевого кальцію. Товщина "вікна" залежить від швидкості його розчинення у воді та тривалості руху капсули від гирлового лубрикатора до поверхні гідратного корка, що знаходиться у стовбурі свердловини. Після розчинення "вікна" реагент вступає в реакцію з водою і розвивається екзотермічна реакція з виділенням тепла близько 3 МДж/кг речовини. Перед спуском капсули газову свердловину заповнюють водою до гирла для забезпечення плавного занурення її до поверхні гідратного корка. У процесі проходження капсули по стовбуру свердловини відбувається розчинення "вікна" і в момент досягнення нею поверхні гідрату проходить екзотермічна реакція:

$PCl_5 + 4H_2O \rightarrow H_3PO_4 + 5HCl + 514$ кДж

Одночасно з цим розчиняється магнієвий циліндричний корпус капсули у фосфорній кислоті, що утворилася внаслідок хімічної реакції:

$Mg + H_3PO_4 \rightarrow MgHPO_4 + H_2\uparrow$

Магній утворює зі сталевою трубою гальванічну пару, в якій він служить катодом. У ході цього процесу витрачається фосфорна кислота, і він повністю розчиняється, знижуючи корозійну небезпеку. Повне розчинення капсули дозволяє надалі повторювати цей процес до повного розчинення гідратного корка.

Теплове розмивання суцільного гідратного корка. Розмивання суцільного гідратного корка зазвичай здійснюється промиванням гарячим теплоносієм (пара, вода, розчин хлористого кальцію тощо).

При цьому на верхню центральну засувку фонтанної арматури встановлюють спеціальну противикидну арматуру. До вертлюга агрегату А-50 приєднуються промивальні труби через перехідник, усередині якого встановлюють зворотний клапан кулькового типу. У нижній частині колони на першій промивальній трубі встановлюється зворотний клапан для запобігання відкритому фонтануванню при прогріванні. Потік гарячого теплоносія, що надходить у трубний простір промивальної колони, контактуючи з гідратами, розплавляє їх і виносить на поверхню через міжтрубний простір. По завершенню робіт із ліквідації гідратного корка свердловину глушать для вилучення промивальних труб.

Застосування електронагрівачів для ліквідації гідратів у свердловинах. Ліквідація великих гідратних корків у свердловинах можлива завдяки застосуванню малогабаритних електронагрівачів. Основні вимоги до вибору електронагрівача зводяться до наступного:

– зовнішній діаметр електронагрівача не повинен перевищувати 45 мм;

– оптимальна потужність електронагрівача не повинна перевищувати 10 кВт;

– можливість отримання максимально високої температури у торцевій частині електронагрівача при контакті з гідратним корком;

– працездатність електронагрівача та приєднуваних до нього елементів в умовах високих тисків (до 30 МПа) у присутності високомінералізованої пластової води та високої газонасиченості.

Спуск електронагрівача у свердловину здійснюють через спеціальний лубрикатор на кабелі-тросі. Джерелом електроенергії служить електрогенератор змінного струму потужністю 30 кВт, змонтований на пересувному причепі.

11.4 Корозія газовопромислового обладнання

Корозія металів – самоплинне руйнування металів внаслідок хімічної чи електрохімічної взаємодії їх із зовнішнім середовищем.

При корозії металу відбувається втрата його маси, а також зниження механічної міцності, пластичності та інших властивостей. Корозія металу завдає значної шкоди економіці. У промислово розвинених країнах втрати від корозії становлять близько десятої частини національного доходу. Втрати сталі, зумовлені корозією, становлять 30 % від її щорічного виробництва. Крім того, діючі нафтопромислові об'єкти через корозію є джерелом підвищеної небезпеки для людей і навколишнього середовища.

Корозія металевого обладнання та комунікацій при видобутку нафти і газу характеризується низкою особливостей:

1) вона зачіпає величезну за металомісткістю систему підземного і надземного обладнання свердловин, установок з підготовки нафти, газу і води та протяжну мережу нафтопроводів, газопроводів і водоводів;

2) корозійний процес всього обладнання протікає, зазвичай, у гетерогенної системі, тобто у системі двох незмішуваних рідин: нафта – вода, газобензин – вода, стічна вода – сліди нафти.

Втрати металу при корозії поділяються на прямі і непрямі. До *прямих втрат* відносяться: вартість заміненого обладнання, що прокородувало, витрати на захист від корозії, на застосування інгібіторів, використання лаків, фарб, хімізації та інших засобів захисту від корозії, безповоротні втрати металу. *Непрямі втрати* – це втрати продукту внаслідок його витоку через корозію, втрати продуктивності, забруднення цільового продукту, завищена витрата металу внаслідок збільшення товщини нафтогазопромислового устаткування у розрахунку на корозію. Крім того, відсутність доступних та ефективних методів протикорозійного захисту металів нерідко стримують розробку та експлуатацію деяких родовищ нафти і газу. Так, видобуток нафти і газу з високим вмістом сірководню або діоксиду вуглецю можливий лише із застосуванням спеціально розробленого комплексу методів захисту всього нафтогазопромислового обладнання та комунікацій.

Боротьба із корозією – це не лише продовження терміну служби нафтогазопромислового обладнання, зниження експлуатаційних витрат на його ремонт, покращення техніко-економічних показників видобутку і підготовки нафти і газу на промислах. Зрештою – це охорона навколишнього середовища, водойм і річок від забруднення нафтою, газом та супутніми відходами при видобутку нафти і газу, наприклад, стічною водою. Корозійні процеси класифікуються за видами корозійних руйнувань, за типом корозійного руйнування, характером взаємодії металу із середовищем, за умовами протікання процесу.

За видом руйнування корозія буває:

1) суцільна (корозія протікає по всій поверхні металу);

2) місцева (корозія локалізується на окремих ділянках поверхні);

3) загальна, яка у свою чергу поділяється на:

– рівномірну (корозія протікає з однаковою швидкістю по всій поверхні металу);

– нерівномірну (корозія протікає на різних ділянках поверхні з неоднаковою швидкістю);

– вибіркову (корозія руйнує окремі компоненти металу).

За типом корозійного руйнування виділяють:

1) корозію плямами (діаметр поразок більший за їх глибину);

2) виразкову корозію (глибоке ураження ділянки поверхні обмеженої площі);

3) точкову або пітингову корозію (малі поперечні розміри при значній глибині);

4) наскрізну корозію (руйнування металевого виробу наскрізь, у вигляді свищів);

5) ниткоподібну корозію (руйнування металу під шаром неметалевих покриттів у вигляді ниток);

6) підповерхневу корозію (починається з поверхні, але переважно поширюється під поверхнею металу, спричиняючи його спучування та розшарування);

7) міжкристалітну корозію (руйнування зосереджено за межами зерен металу чи сплаву);

8) ножову корозію (протікає вздовж зварного з'єднання у дуже агресивних середовищах);

9) корозійне розтріскування (протікає при одночасному впливі корозійного середовища та розтягувальних залишкових або прикладених механічних напруг).

За характером взаємодії металу із середовищем розрізняють:

1) хімічну корозію (руйнування металу при хімічній взаємодії із агресивним середовищем, яким є неелектроліти – рідини та сухі гази);

2) електрохімічну корозію (руйнування металу під впливом електроліту при перебігу двох самостійних, але взаємопов'язаних процесів – анодного та катодного):

– анодна електрохімічна корозія – це окислювальний процес, який відбувається із розчиненням металу;

– катодна електрохімічна корозія – це відновлювальний процес, обумовлений електрохімічним відновленням компонентів середовища.

За умовами перебігу корозійного процесу розрізняють:

1) газову корозію (протікає при підвищених температурах і повній відсутності вологи на поверхні);

2) атмосферну корозію (протікає у повітрі; є три види атмосферної корозії: у вологій атмосфері; у мокрій атмосфері; у сухій атмосфері);

3) рідинну корозію (корозія металів у рідкому середовищі; розрізняють корозію: в електролітах і в неелектролітах);

4) підземну корозію (корозія металів, що спричиняється дією розчинів солей, що містяться у ґрунтах);

5) біокорозію (корозія металів внаслідок впливу мікроорганізмів або продуктів їхньої життєдіяльності);

6) електрокорозію (виникає під дією зовнішнього джерела струму або блукаючого струму);

7) щілинну корозію (корозія металу у вузьких щілинах, зазорах, у різьбових і фланцевих з'єднаннях металевого обладнання, що експлуатується в електролітах, у місцях нещільного контакту металу з ізоляційним матеріалом);

8) контактну корозію (виникає при контакті різнорідних металів в електроліті);

9) корозію під напругою (протікає при спільному впливі на метал агресивного середовища та механічних напруг);

10) корозійну кавітацію (руйнування металу внаслідок одночасного корозійного та ударного впливу);

11) корозійну ерозію (руйнування металу внаслідок одночасного впливу агресивного середовища та механічного зносу);

12) фреттінг-корозію (локальне корозійне руйнування металів при впливі агресивного середовища в умовах коливального переміщення двох поверхонь, що труться відносно один одного);

13) структурну корозію (обумовлена структурною неоднорідністю металу);

14) термоконтактну корозію (виникає за допомогою температурного градієнта, обумовленого нерівномірним нагріванням поверхні металу.

За корозійною агресивністю виділяють чотири основні середовища, що охоплюють тією чи іншою мірою всі нафтогазопромислові умови.

1. Неаероване середовище без сірководню. Середовище у цих умовах ніколи не контактувало з киснем повітря або його видалено до концентрації менше 0,05 мг/л.

2. Неаероване середовище із сірководнем. Немає контакту з киснем повітря, а вміст розчиненого сірководню – понад 1 мг/л.

3. Аероване середовище без сірководню. Вміст розчиненого кисню у середовищі перевищує 0,05 мг/л, а сірководню – менше 1 мг/л.

4. Аероване середовище із сірководнем. Вміст розчиненого сірководню більше 1 мг/л, і є контакт із киснем повітря.

Переважна більшість корозійних руйнувань нафтогазопромислового обладнання спричинена електрохімічною корозією, яка протікає за наявністю двох процесів – катодного і анодного. Виділяють три основні стадії корозійного процесу.

1. Анодний процес – перехід іонів металу у розчин і гідратація з утворенням некомпенсованих електронів на анодних ділянках за реакцією:

$$Me + nH_2O \rightarrow Me^{z+} nH_2O + ze.$$

2. Процес електроперенесення – перетікання електронів по металу від анодних ділянок до катодних і відповідне переміщення катіонів і аніонів у розчині.

3. Катодний процес – асиміляція електронів будь-яким деполяризатором – йонами і молекулами, що знаходяться у розчині і здатні відновлюватися на катодних ділянках за реакцією:

$$D + ze^- \rightarrow [Dze^-].$$

Якщо процес деполяризації відбувається внаслідок відновлення кисню, то корозійний процес відбувається з кисневою деполяризацією:

$$O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^-.$$

Якщо деполяризатором є йони водню, процес іде з водневою деполяризацією:

$$H^+ + e^- \rightarrow H,$$

$$H + H \rightarrow H_2 \rightarrow H_2\uparrow.$$

Особливості електрохімічного процесу корозії такі:

1) одночасне протікання катодного і анодного процесів;

2) залежність швидкості корозії, зумовленої механізмом електрохімічних процесів від електродного потенціалу металу;

3) можливість локалізації електродних процесів на різних ділянках поверхні металу, що кородує, де їх протікання полегшене;

4) реалізація матеріального ефекту корозії (розчинення металу) на анодних ділянках під час локалізації електродних процесів.

На швидкість протікання та розподіл корозії підземного і наземного обладнання впливають такі групи чинників:

1. Технічні і технологічні чинники при видобуванні нафти і газу (тип свердловини; спосіб видобування вуглеводнів; продуктивність і режим руху у свердловині газорідинної суміші; тиск на вибої та гирлі свердловини і розподіл температури по її стовбуру; рівень рідини і склад газоповітряного середовища у затрубному просторі свердловини.

2. Фізико-хімічні властивості і склад видобутої продукції свердловин (склад і властивості вуглеводневої продукції, що видобувається; склад і властивості видобутої пластової води; склад і властивості попутного нафтового газу і вміст у ньому корозійно-активних домішок типу сірководню і діоксиду вуглецю та співвідношення цих фаз; наявність у продукції свердловин органічних і неорганічних речовин типу парафіну, смоли, сульфіду заліза,

карбонату кальцію, карбонату магнію і карбонату заліза, які можуть утворювати захисні плівки на металевій поверхні; наявність абразивних частинок у потоці рідини типу піску, сульфіду заліза, кристалів солей, глини; наявність і прояв життєдіяльності бактерій; pH середовища).

3. Зовнішні чинники (температура; швидкість руху агресивного середовища; тиск; концентрація кисню; тривалість контакту із середовищем; наявність хімічних реагентів, що застосовуються у технологічних процесах видобутку та підготовки вуглеводнів; поляризація зовнішнім струмом та інші).

4. Внутрішні чинники (природа, склад і кристалічна структура металу; стан поверхні металу; напруги в металі; термодинамічна стійкість металу та його місце у періодичній системі елементів; дефекти при зварюванні металу).

Методи протикорозійного захисту поділяються на технологічні і спеціальні. При вирішенні питань вибору методу захисту від корозії необхідно враховувати і наявність у продукції свердловин хімічних реагентів, що застосовуються для інтенсифікації видобутку нафти, збільшення нафтовіддачі пластів, інгібіторів соле- і парафіновідкладень, агресивність продукції, що добувається, а також техніко-економічну доцільність їх застосування.

До *технологічних методів* захисту обладнання і трубопроводів від корозії відносять заходи запобіжного характеру, спрямовані на збереження початково низьких корозійних властивостей середовища. Технологічні методи носять комплексний характер і прийнятні на всіх об'єктах. Основними протикорозійними заходами цього методу є: використання закритих систем збирання при видобуванні та переробці нафти; за можливості створення стабільних термодинамічних умов; створення режиму дисперсно-кільцевої течії потоку; уникнення змішування сірководневмісної продукції свердловин із тією, де сірководень відсутній.

До *спеціальних методів* захисту відносять: застосування інгібіторів корозії, бактерицидів, неметалевих матеріалів, лаків і фарб; обладнання установок і трубопроводів катодним і протекторним захистом.

Найефективнішим методом захисту від корозії нафтогазопромислового обладнання є метод захисту із застосуванням інгібіторів корозії. Цей захист заснований на властивості інгібітора пригнічувати корозійні процеси до рівня, при якому зберігається висока надійність обладнання, що експлуатується. До кожного виду агресивного середовища необхідно підбирати індивідуальний інгібітор корозії.

Контрольні питання

1. Чим зумовлено винесення частинок породи на вибій?

2. Які технології застосовують для зміцнення привибійної зони у пухких слабосцементованих породах?

3. Як проводиться очищення стовбура свердловини від піщаних корків?

4. Які причинами відкладення солей у нафтогазопромисловому обладнанні?

5. Які існують методи боротьби з відкладеннями солей?

6. У чому полягає хімічний метод видалення відкладень солей?

7. Які речовини називаються газогідратами?

8. На чому засновані заходи з попередження утворення гідратів природного газу?

9. Назвіть методи ліквідації гідратних корків.

10. Внаслідок яких чинників відбувається руйнування металів?

11. Назвіть методи протикорозійного захисту нафтогазопромислового обладнання.

12. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ЗА УМОВ РУЙНУВАННЯ КОЛЕКТОРА

12.1. Загальні положення щодо режиму роботи свердловини при руйнуванні привибійної зони пласта. Стійкість гірських порід

Основні чинники, що сприяють руйнуванню пласта у привибійній зоні і виносу зруйнованої породи на денну поверхню:

– глибина залягання продуктивного пласта, його зцементованість, міцність і тривкість порід, природна проникність і фільтраційна характеристика;

– порушення технології перфорації колони обсадних труб, що спричиняє руйнування ПЗП, цементного каменю і колони обсадних труб;

– вид пластового флюїду, що видобувається, і співвідношення флюїдів (нафта, вода, газ, газовий конденсат);

– освоєння свердловини зі створенням на продуктивний пласт великих депресій;

– значні робочі дебіти і швидкості фільтрації пластових флюїдів у ПЗП;

– наявність у ПЗП і в стовбурі свердловини рідини тощо.

Колектор являє собою фізичне тіло, що складається зі скелета, складеного зцементованими зернами різних мінералів і порового простору, заповненого пластовими флюїдами, який має певні міцнісні властивості.

Визначення допустимої депресії пов'язано із вивченням характеристик міцності гірських порід; тому для оцінки стійкості стінок свердловин і руйнування ПЗП використовуються рішення тривимірних завдань теорії пружності і пластичності у поєднанні з різними теоріями міцності:

– найбільших нормальних напружень;

– найбільших деформацій;

– найбільших дотичних напружень;

– питомої потенціальної енергії деформації.

Слід зазначити, що напруження, при якому відбувається пластична деформація чи руйнація колектора є граничним напруженням стану. Відповідно до теорії нормальних напружень руйнування починається тоді, коли максимальне нормальне напруження досягає тимчасового опору розриву. Таке максимальне нормальне напруження досягається внаслідок позитивного подовження, яке оцінюється за

формулою:

$$\varepsilon_0 = \frac{P_1}{E}, \tag{12.1}$$

де P_1 – межа міцності на розтягування;

E – модуль Юнга,

або

$$\varepsilon = \frac{P_2}{E}, \tag{12.2}$$

де P_2 – межа міцності на стиснення;

ε – поперечне розширення.

Рівнозначність значень ε_0 і ε досягається при виконанні умов:

$$P_0 = \frac{P_1}{\nu}, \tag{12.3}$$

де ν – коефіцієнт Пуассона.

Середнє значення коефіцієнта Пуассона ν становить близько 0,23 – 0,34, тоді і межа міцності на стиснення має бути у 3 – 4 рази більшою за міцність на розтягування.

За теорією дотичних напружень руйнування обумовлено максимальним дотичним напруженням, рівновага якого виражається залежністю:

$$\tau_{max} < S + f \cdot \sigma, \tag{12.4}$$

де S – постійна величина;

f – коефіцієнт тертя;

σ – нормальне напруження у площині ковзання.

Якщо $\tau_{max} > S + f \cdot \sigma$, то відбувається руйнування гірської породи. Вважаючи, що $f = 0$ граничну умову руйнування гірської породи можна виразити рівнянням:

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} = const, \tag{12.5}$$

де σ_1 і σ_3 – напруження по основних осях.

За теорією дотичних напружень граничні умови руйнування можна виразити:

– при розтягуванні

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_1}{2} \quad \text{або} \quad \tau_{max} = \frac{P_1}{2} = const; \tag{12.6}$$

– при стисненні

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_3}{2} = \frac{P_1}{2} \cdot |\sigma_3| = P_1. \tag{12.7}$$

Виходячи з цього, межі плинності при розтягуванні та стисненні справедливі тільки для пластичних гірських порід.

У загальному випадку напруження гірських порід залежить від глибини залягання продуктивного пласта та описується формулою:

$$\sigma = \frac{1}{3} \cdot [\gamma_{\text{п}} \cdot z + 2 \cdot K_{\text{п}} \cdot z], \qquad (12.8)$$

де K – коефіцієнт бічного розпору;

$\gamma_{\text{п}}$ – середня об'ємна вага гірської породи ($\gamma_{\text{п}}$ = 0,0025 кг/см^2);

z – глибина залягання продуктивного пласта, см.

Коефіцієнт бічного розпору визначається формулою:

$$K = \frac{\nu}{1-\nu}. \qquad (12.9)$$

Для пластичних і текучих гірських порід K = 1, для крихких гірських порід K = 0,3 – 0,7, для щільних і міцних порід за нормальних умов не ускладнених тектонічно, K становить частки одиниці.

Напруження, що виникають у гірській породі, певною мірою залежать і від тиску рідини, що насичує продуктивний пласт, який можна оцінити за формулою:

$$P_{\text{н}} = 0{,}001 \cdot z. \qquad (12.10)$$

Якщо продуктивний пласт заповнений пластовим флюїдом, дотичні напруження сприймаються лише скелетом породи, а нормальне напруження сприймається сумою двох складових – напруженням твердих частинок і тиску рідини $P_{\text{н}}$. Тому, основною причиною деформації гірської породи буде не повне нормальне напруження, а різниця між повним нормальним напруженням і тиском рідини.

У таблиці 12.1 наведені опори гірських порід при різних видах деформації.

Таблиця 12.1 – Опір гірських порід при різних видах деформації у частках від їхньої міцності на стиснення

Порода	Розтягування	Вигин	Зсув
Пісковик	0,02 – 0,05	0,06 – 0,20	0,10 –0,12
Вапняк	0,04 – 0,10	0,08 – 0,10	0,15

У таблиці 12.2 наведено показники пружних характеристик гірських порід.

Дані, наведені у таблицях 12.1 і 12.2, використовуються в обчисленнях критичного радіусу руйнування продуктивних колекторів.

Таблиця 12.2 – Пружні характеристики гірських порід залежно від тиску і температури

Гірська порода	Пружні характеристики, 10^{-4} МПа	P = 50 МПа		P = 500 МПа	
		t = 25°С	t = 200°С	t = 25 °С	t = 200°С
Пісковик	Модуль Юнга[22] $E \cdot 10^{-5}$, *кГ/см²*	4,780	4,040	5,730	5,700
	Модуль зсуву $\mu \cdot k_1$	1,850	1,720	2,240	2,240
	Об'ємний модуль $K_{об} \cdot k_2$	2,860	2,070	2,070	4,070
	Коефіцієнт Пуассона $\nu \cdot k_3$	0,234	0,175	0,278	0,270
Вапняк	Модуль Юнга $E \cdot 10^{-5}$, *кГ/см²*	6,330	6,050	6,550	6,230
	Модуль зсуву $\mu \cdot k_1$	2,370	2,280	2,450	2,340
	Об'ємний модуль $K_{об} \cdot k_2$	6,430	5,830	6,700	6,180
	Коефіцієнт Пуассона $\nu \cdot k_3$	0,336	0,377	0,377	0,332

Примітка: k_1, k_2, k_3 – коефіцієнти згідно формул перерахунку модулів пружності

В останні десятиліття активно розвивається напрямок розробки варіантів теорії міцності на основі розрахунків *питомої потенційної енергії деформації*[23]. При цьому у різних концепціях руйнування фундаментальну роль відводять *критичному стану* речовини. Наприклад, у дилатонній теорії[24] утворення зародкової тріщини пов'язують із критичним подовженням міжатомних зв'язків, при якому досягається розрив дилатона за рахунок фононного накачування. У автоколивальній теорії[25] критичний стан розглядається як аналог

[22] $E \cdot 10^{-5}$, кГ/см^2 – за джерелом Физические свойства горных пород при высоких температурах / Дмитриев А.П. и др. – М.: Недра, 1969. – 160 с.

[23] 1. Горобец Л.Ж. Развитие научных основ измельчения твердых полезных ископаемых. Автореферат дисс. д-ра техн. наук: НГУ: Днепр-ск. – 2004. – 35 с.
2. T. L. Anderson: Fracture Mechanics; Fundamentals and Applications. CRC Press, Boca Raton 2004. 610 p.
http://www.chem21.info/page/029254174067085207138018215194228213224141008136/

[24] Веттегрень В.И., Куксенко В.С., Томилин Н.Г.и др. Кинетика и иерархия процесса накопления трещин в гетерогенных материалах. Геодинамика и напряженное состояние недр Земли / Ред. Леонтьев А.В. Новосибирск: Институт горного дела. 2004. – С. 373–377.

[25] Бовенко В.Н. Синергетические эффекты и закономерности релаксационных колебаний в состоянии предразрушения твердого тела: Автореф. дис... д-ра физ.-мат. наук: 01.04.07/ МИЭМ. – М., 1990. – 30 с.

резонансно-хвильового (авторезонансного) стану. З позицій цієї теорії саме акустичне випромінювання призводить до розривів міжатомних зв'язків. Кожен із таких розривів ініціює нові розриви, виконуючи роль "спускового гачка" для вивільнення накопиченої енергії. Таким чином, основу ефектів подрібнення гірського масиву складають елементарні акти руйнування (необоротні розриви міжатомних зв'язків). Ці акти виникають у критичному стані речовини у локальних термодинамічно нерівноважних зонах шляхом автоколивального руху атомів і їх самоорганізації за авторезонансним механізмом. Корисна робота утворення нової поверхні при руйнуванні обумовлена дією акустичних хвиль, що виникають при розривних автоколиваннях конденсованої речовини [26].

У процесі розробки родовищ природних газів деформація продуктивного пласта відбувається повсюдно у привибійній зоні пласта з моменту пуску свердловини в експлуатацію.

Визначення допустимої депресії на продуктивний пласт можна здійснювати такими способами:

1) за техніко-експлуатаційними даними відносно конкретної свердловини;

2) за величиною градієнта тиску та швидкості фільтрації;

3) за даними механічних властивостей продуктивних колекторів, що складають ПЗП;

4) за встановленою залежністю критичних значень фільтраційного потоку від радіусу руйнування гірських порід у ПЗП.

У першому випадку на основі аналізу вмісту піску у свердловинній продукції на різних режимах, сумарних відборів свердловинної продукції, міжремонтних періодів тощо, встановлюють величину допустимої депресії, що забезпечує оптимальний технологічний режим роботи конкретної свердловини.

У другому і четвертому випадках, величина допустимої депресії за значеннями градієнта тиску та швидкості потоку визначається за залежностями цих параметрів від радіусу руйнування привибійної зони свердловини. Мінімальна відстань на якій забезпечуються критичні градієнти тиску та швидкості потоку – це стінка свердловини

---

[26] 1. Горобец Л.Ж., Бовенко В.Н., Дуброва С.Б. Исследование эволюции диспергирования методом акустической эмиссии // Матер. конф. «Теория и практика процессов измельчения и разделения». – Одесса: ОГМА. – 1995. – С. 8–14.

2. Theoretical background of rock failure at hydraulic seam fracture and aftereffect analysis / V. Biletskyi, L. Horobets, M. Fyk, A.S. Mohammed // Mining of Mineral Deposits. – 2018. – Vol. 2. – № 3. – P. 45–55.

з радіусом r_c. Мінімально можливий радіус руйнування колектора у привибійній зоні обмежується швидкістю фільтрації, яка може забезпечити винесення частинок піску із пласта.

У третьому випадку, величина допустимої депресії за даними механічних властивостей продуктивних колекторів, що складають привибійну зону свердловини, обґрунтовується шляхом комплексної оцінки механічних властивостей пласта, отриманих на основі лабораторних і промислових досліджень гірських порід.

Розглянемо методику оцінки допустимої депресії на продуктивний пласт із урахуванням градієнта тиску та швидкості фільтрації, за яких відбувається руйнування гірської породи.

На рисунку 12.1 наведено графічні залежності критичних градієнтів тиску і швидкості фільтрації на прикладі слабозцементованих гірських порід.

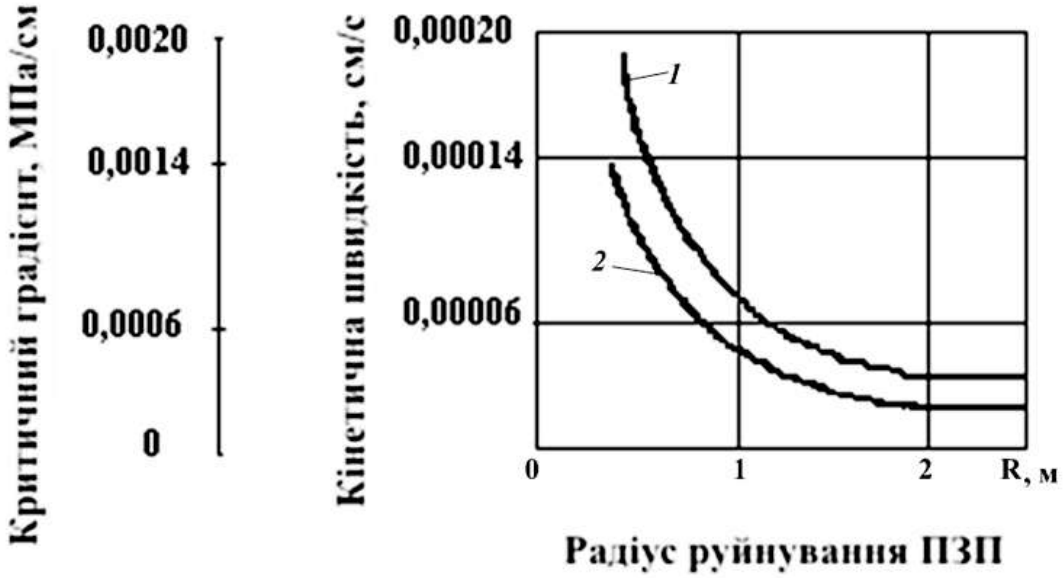


Рисунок 12.1 – Залежність критичного тиску та швидкості фільтрації від радіусу руйнування привибійної зони свердловини

1 – критична швидкість $V_{кр}$, см/с; 2 – критичний градієнт тиску, $\left[\frac{dP}{dr}\right]_{кр}$*, МПа/см*

Згідно із наведеними даними, значення критичних градієнта тиску і швидкості фільтрації повинні бути такими, при яких не відбувається руйнування гірських порід.

Розглянемо три можливі випадки.

1. Експлуатація відбувається в умовах руйнування колектора, що триває, тобто радіус руйнування ще не досяг величини критичного радіусу. У цьому випадку необхідно встановити таку депресію, при

якій припиняється руйнування, що дозволить забезпечити $R < R_{кр}$. При лінійному законі опору та плоскорадіальної фільтрації допустима депресія визначається за формулою:

$$\Delta P_{доп} = 2{,}3 \cdot R_{кр} \cdot \left[\frac{dP}{dr}\right]_{кр} \cdot \ln\frac{R_k}{r_{c0}} = 2{,}3 \cdot R_{кр} \cdot \nu_{кр} \cdot \frac{\mu}{k} \cdot \ln\frac{R_k}{r_c}, \qquad (12.11)$$

де $R_{кр}$ – критичний радіус, см;

μ – в'язкість, сП;

k – проникність, Д;

$\nu_{кр}$ – критична швидкість, см/с;

$\left[\frac{dP}{dr}\right]_{кр}$ – критичний градієнт, $\frac{кгс/см^2}{см}$.

Для допустимої депресії $\Delta P_{доп}$ величина допустимого дебіту визначатиметься за формулою:

$$Q_{доп} = 54{,}3 \cdot \frac{к \cdot h}{\mu} \cdot R_{кр} \cdot \left[\frac{dP}{dr}\right]_{кр} = 54{,}3 \cdot h \cdot R_{кр} \cdot \nu_{кр}. \qquad (12.12)$$

Величину $\Delta P_{доп}$ можна визначити наближено за формулою:

$$R_{кр} = 2000 \cdot \frac{P}{\gamma_п} + \frac{D_к}{2}, \qquad (12.13)$$

де P – сила зчеплення породи, кгс/см^2;

$\gamma_п$ – об'ємна вага породи, г/см^3;

$D_к$ – діаметр експлуатаційної колони, см.

2. Експлуатація відбувається при радіусі руйнування, рівному або більшому $R_{кр}$, що вимагає проведення робіт зі зміцнення породи, після чого встановлюється допустима депресія виходячи із нового стану привибійної зони.

3. Свердловина тільки вступила в експлуатацію, і $R = r_c$.

У цьому випадку допустима депресія не повинна перевищувати критичного градієнту тиску.

При нелінійному законі опору для роботи свердловини без руйнування пласта необхідно встановити допустимий критичний градієнт тиску $\left[\frac{dP}{dr}\right]_{кр} = \alpha$ у привибійній зоні на відстані $R_{кр}$:

$$\frac{dP}{dr} = a^* \cdot \frac{Q}{r} + b^* \cdot \frac{Q^2}{r^2}, \qquad (12.14)$$

де

$$a^* = \frac{\mu_{пл} \cdot z_{пл} \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot к \cdot H \cdot T_{ст}}; \qquad b^* = \frac{\rho_{ат} \cdot z \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}^2}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot H^2 \cdot T_{ст}^2}, \qquad (12.15)$$

α – критичний градієнт тиску, що залежить від типу колектора, гірського тиску, швидкості фільтрації тощо для умови $R_{кр} = r$.

Тоді для останніх трьох типів колекторів, можна визначити значення $\left[\frac{dP}{dr}\right]_{\text{кр}} = \alpha$ за формулою:

$$\frac{b^*}{R_{\text{кр}}} \cdot Q^2 + a^* \cdot Q - \alpha \cdot R_{\text{кр}} = 0, \qquad (12.16)$$

звідси критичний дебіт дорівнює:

$$Q_{\text{кр}} = \frac{\alpha^*}{2 \cdot b^*} \cdot R_{\text{кр}} \cdot \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{4 \cdot b^* \cdot \alpha}{\alpha^{*2}}}\right]. \qquad (12.17)$$

Згідно із розглянутою методикою критичний дебіт дозволить при відомому критичному градієнті тиску нормальну роботу у зоні обмеженій критичним радіусом $R_{\text{кр}}$. При винесенні піску біля стінки свердловини, де значення градієнта тиску максимальне, у формулі (12.17) замість $R_{\text{кр}}$ підставлять значення радіусу свердловини $r_{\text{с}}$.

Для оцінки критичного радіусу руйнування привибійної зони пласта, при фільтрації у ній газу, найбільш прийнятною розрахунковою формулою є залежність:

$$R_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot b^* \cdot Q_{\text{кр}}}{\alpha^* \cdot \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{4 \cdot b^*}{\alpha^{*2}}}\right]}. \qquad (12.18)$$

Формула (12.18) може використовуватись при виконанні таких умов:

1) повне винесення частинок зруйнованої гірської породи (за існуючої конструкції НКТ);

2) співставлення частинок, що виносяться потоком газу за фракційним складом із петрофізичним складом відібраного у процесі буріння кернового матеріалу.

Розглянемо *критичну депресію у – свердловині з горизонтальним стовбуром* (СГС). У СГС є можливість зменшення депресії на пласт (величини градієнта тиску поблизу горизонтального стовбура) внаслідок збільшення довжини фільтра. Максимальне значення градієнта у таких свердловинах відзначається у місці переходу від горизонтального до вертикального положення стовбура свердловини, якщо НКТ спущені до кінця похилої або вертикальної частини стовбура свердловини. Якщо НКТ спущені у горизонтальну частину стовбура, то максимальне значення градієнта буде біля підошви.

При розкритті смугоподібного газового пласта свердловиною із горизонтальним стовбуром залежність між градієнтом тиску і дебітом такої свердловини можна описати формулою:

$$\alpha = \frac{a^* \cdot Q}{4 \cdot L \cdot h(R) \cdot P} + \frac{b^* \cdot Q^2}{16 \cdot L^2 \cdot h(R)^2 \cdot P}, \qquad (12.19)$$

а при встановленні допустимого градієнта біля стінки свердловини залежність між градієнтом тиску і дебітом такої свердловини має вигляд:

$$\alpha = \frac{a^* \cdot Q}{4 \cdot L \cdot r_c \cdot P_{в.т}} + \frac{b^* \cdot Q^2}{16 \cdot L^2 \cdot r_c^2 \cdot P_{в.т}}, \qquad (12.20)$$

де $P_{в.т}$ – допустимий вибійний тиск на стінки горизонтального стовбура біля підошви НКТ або у зоні переходу від горизонтальної ділянки стовбура свердловини до вертикальної, при якому досягається допустимий градієнт тиску.

Тоді з формули (12.20) критичний дебіт газової СГС можна визначити за формулою:

$$Q_{кр} = \left[-a_1 + \sqrt{a_1^2 - b_1}\right] \cdot 8 \cdot r_c^2 \cdot P_{в.д} \cdot \frac{L}{b^*}, \qquad (12.21)$$

де

$$a_1 = \frac{a^*}{4 \cdot r_c \cdot P_{в.д}} \qquad \text{і} \qquad b_1 = \frac{\alpha \cdot b^*}{4 \cdot r_c^2 \cdot P_{в.д}}. \qquad (12.22)$$

Інтегруючи останні рівняння з урахуванням рівняння критичного дебіту газової СГС (12.21), одержимо:

$$P_{пл}^2 - P_{в.д}^2 = A_1 \cdot \left\{\left[-a_1 + \sqrt{a_1^2 - b_1}\right] \cdot \frac{8 \cdot r_c^2 \cdot P_{в.д} \cdot L}{b^*}\right\} + B_1 \cdot \left\{\left[a_1 + \sqrt{a_1^2 - b_1}\right] \cdot \frac{8 \cdot r_c^2 \cdot P_{в.д} \cdot L}{b^*}\right\}, \qquad (12.23)$$

де значення коефіцієнтів A_1 і B_1 визначаються за формулами:

$$A_1 = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{2 \cdot L \cdot k \cdot T_{ст}} \cdot \left[\frac{2}{h_1}\left(h_1 + r_c \cdot \ln\frac{r_c}{r_c + h_1} + \frac{R_k - h_1}{r_c + h_1}\right)\right]; \qquad (12.24)$$

$$B_1 = \frac{\rho_{ат} \cdot P_{ат} \cdot z \cdot T_{пл}}{l \cdot 8 \cdot L^2 \cdot T_{ст}} \cdot \left[\frac{2}{h_1}\left(\ln\frac{r_c}{r_c + h_1} - \frac{h_1}{r_c + h_1}\right) + \frac{R_k - h_1}{(r_c + h_1)^2}\right], \qquad (12.25)$$

де $h_1 = \frac{h}{2} - r_c$;

L – довжина горизонтального стовбура газової свердловини;

l – коефіцієнт макрошорсткості продуктивного пласта;

k – коефіцієнт проникності продуктивного пласта;

h – товщина продуктивного пласта.

12.2. Вплив піщаного корка на технологічний режим роботи газової свердловини

Розглянемо вплив піщаного корка на продуктивність газової

свердловини. На рисунку 12.2 показана принципова схема свердловини з піщаним корком на вибої.

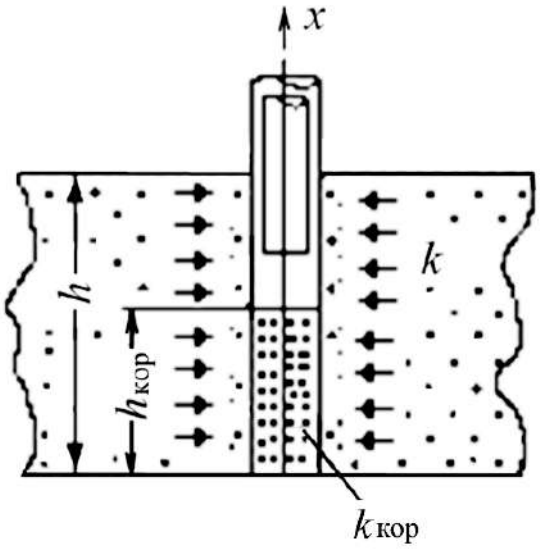


Рисунок 12.2 – Принципова схема газової свердловини з піщаним корком на вибої

Вважаємо, що рідина або суміш рідини з твердими домішками заповнює вибій стовбура *вертикальної свердловини*, яка розкрила пласт із проникністю $k = k_{пл}$ і висотою піщаного корка $h_{кор}$. Газопіщана суміш у стовбурі свердловини утримується у зваженому стані переважно завдяки руху потоку газу, що викликає додатковий опір газу. Завдяки руху газу стовбуром свердловини до гирла спостерігається зміна структури піщаного корка, а при великих швидкостях потоку газу можливе часткове видалення корка. Але для винесення частинок піску на денну поверхню потоком газу необхідний дебіт, що перевищує певну величину (швидкість потоку газу $v \geq 5$ м/с).

Промисловий досвід і дослідження умов утворення піщаних корків у стовбурі газової свердловини показують, що вони істотно впливають на продуктивність вертикальної свердловини, аналогічно впливу недосконалості свердловини за ступенем розкриття пласта (рис. 12.3).

З рисунка 12.3 видно, що утворення піщаного корка у стовбурі свердловини суттєво знижує її дебіт. При рівності відносної висоти піщаного корка $\bar{h} = \frac{h_{кор}}{h}$ різниця між дебітами для значень проникності піщаного корка, що відрізняються між собою, досягає 10 % і більше. Це пояснюється тим, що потік газу який надходить у стовбур свердловини рухається вздовж піщаного корка, тобто за меншим перетином НКТ або обсадної колони.

Розглянемо вплив піщаного корка, що утворюється у стовбурі вертикальної свердловини на її продуктивність.

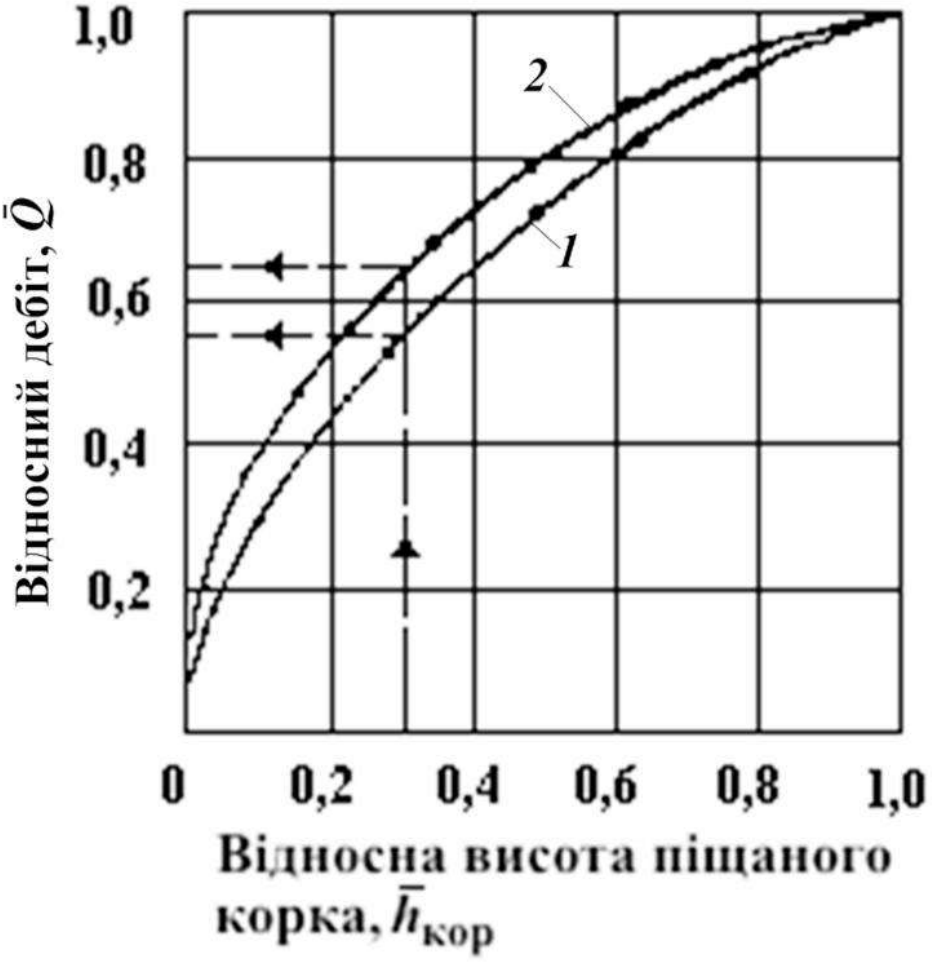


Рисунок 12.3 – Вплив висоти піщаного корка на дебіт вертикальної газової свердловини

1 – при рівності проникностей піщаного корка і продуктивного пласта ($k_{кор} = k_{пл}$); 2 – при проникності піщаного корка $k_{кор} = 50 \cdot k_{пл}$

При повному перекритті продуктивного пласта піщаним корком її дебіт можна розрахувати за формулою:

$$Q_{кор} = [P_{пл}^2 - P_{виб}^2] \cdot h_{кор} \cdot t \cdot h \left(\frac{b}{a}\right)^{0,5}, \qquad (12.26)$$

де $h_{кор}$ – висота піщаного корка, чисельно рівна товщині продуктивного пласта;

a і b – коефіцієнти фільтраційних опорів:

$$a = \frac{\mu \cdot z \cdot T_{пл} \cdot \ln\frac{R_k}{r_c}}{\pi \cdot h \cdot T_{ст}}, \qquad b = \frac{2 \cdot \mu \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k_{кор} \cdot T_{ст} \cdot r_c^2}. \qquad (12.27)$$

При неповному перекритті продуктивного пласта піщаним корком у стовбурі вертикальної свердловини її відносний дебіт можна розрахувати за формулою:

$$\bar{Q} = \frac{Q_{\text{кор}}}{Q_{\text{б.кор}}} = 1 - \left[1 - t \cdot h \cdot \left(\frac{b}{a}\right)^{0,5} \cdot \frac{h_{\text{кор}}}{\left(\frac{b}{a}\right)^{0,5} \cdot h}\right] \cdot \frac{h_{\text{кор}}}{h} \qquad (12.28)$$

де $Q_{\text{б.кор}}$ – дебіт вертикальної газової свердловин, що працює без утворення піщаного корка.

Відносний дебіт вертикальної газової свердловини при повному перекритті продуктивної товщі пласта залежить від товщини пласта. Чим більша товщина продуктивної частини, тим сильніший вплив піщаного корка. Запобігти утворенню піщаного корка у вертикальному стовбурі газової свердловини можна наступними способами:

– створенням градієнта тиску, що забезпечує експлуатацію газової свердловини без руйнування ПЗП;

– підбором конструкції свердловини (діаметр і глибина спуску НКТ), що забезпечує винесення часток породи зруйнованого продуктивного пласта.

У свердловинах із горизонтальним стовбуром умови руйнування пласта поширюються не на всю довжину стовбура свердловини, а зона руйнування пласта залежить від конструкції свердловини. На рисунку 12.4 наведено графічну залежність розподілу тиску і градієнта тиску вздовж стовбура свердловини.

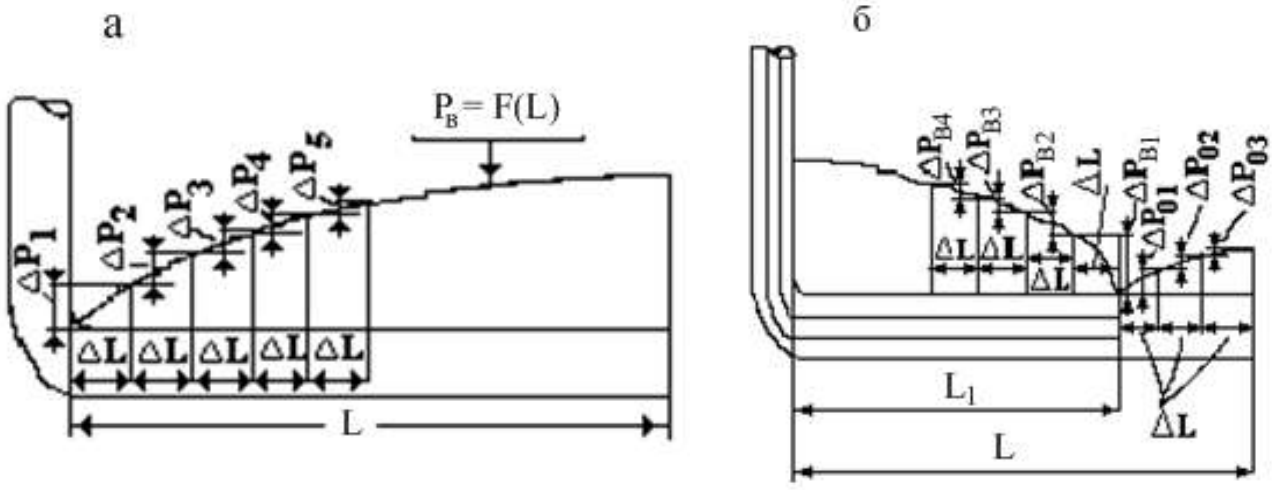


Рисунок 12.4 – Розподіл тиску та його градієнта по довжині горизонтальної частини стовбура свердловини

а – не обладнаного НКТ; б – обладнаного НКТ

З показаних залежностей видно що, темп зростання градієнта тиску до початку ділянки горизонтального стовбура без НКТ і до підошви НКТ за наявності фонтанних труб значно менший від темпу зростання градієнта до вертикальної частини свердловини. Зміна

градієнта тиску у горизонтальній частині свердловини обумовлюється в основному втратами тиску по стовбуру під час руху потоку газу, тобто визначається конструкцією свердловини.

Таким чином, однаковий дебіт із горизонтальної частини стовбура свердловини можна забезпечити наступними способами:

– подовженням стовбура, що дозволить знизити депресію та забезпечити умови експлуатації свердловини без руйнування привибійної зони;

– зменшенням довжини горизонтальної частини стовбура свердловини та збільшенням градієнта тиску.

Величину градієнта тиску по довжині у горизонтальній частині стовбура газової свердловин обчислюють за формулами:

– при відсутності НКТ – $\frac{dP}{dL} = \alpha$ при $L = 0$,

– при наявності НКТ – $\frac{dP}{dL_1} = \alpha_1$ при $L_1 = 0$.

Виходячи з цих умов, дебіти у свердловині з горизонтальним стовбуром при критичному градієнті тиску можна визначати за формулами:

– за відсутності НКТ

$$Q_{\text{кр}} = \left[-a + \sqrt{a^2 + b}\right] \cdot 8 \cdot r_{\text{с}}^2 \cdot P_{\text{виб}} \cdot \frac{L}{b^*}, \qquad (12.29)$$

– при наявності НКТ

$$Q_{\text{кр}} = \left[-a + \sqrt{a^2 + b_1}\right] \cdot 8 \cdot r_{\text{с}}^2 \cdot P_{\text{виб}} \cdot \frac{L_1}{b^*}, \qquad (12.30)$$

де

$$a = \frac{a^*}{4 \cdot r_{\text{с}} \cdot P_{\text{зд}}}; \qquad b = \alpha \cdot \frac{b^*}{4 \cdot r_{\text{с}}^2 \cdot P_{\text{в.д}}}; \qquad b_1 = \alpha_1 \cdot \frac{b^*}{4 \cdot r_{\text{с}}^2 \cdot P_{\text{в.д}}}. \qquad (12.31)$$

Значення градієнтів тиску α і α_1 визначаються експериментально а потім порівнюються з критичними градієнтами встановленими для п'яти типів стійкості гірських порід (нестійкі, слабкостійкі, середньостійкі, стійкі, надстійкі)[27].

[27] Для прогнозування стійкості порід на стінці свердловини використовуються критерії пошкодження порід: Мору-Куломба і Дракера-Прейджера, а для оцінки тримірної міцності порід – модифікований критерій Лейда (Резонансне енергоощадне руйнування гірських порід. Том 1. Обертове магніто-гідродинамічне кавітаційне руйнування вибоїв : монографія / О. М. Терентьєв, А. Й. Клещов, П. А. Гонтарь, О. Я. Тверда. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. – 149 с. URL: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/23336/1/%D0%A2%D0%BE%D0%BC1.pdf)

Зважаючи на значну довжину горизонтальної частини стовбура, для оцінки розподілу тиску по стовбуру всієї свердловини необхідне спільне рішення двох рівнянь – руху потоку газу вертикальним стовбуром свердловини і припливу потоку газу до горизонтальної ділянки стовбура свердловини. Для зазначеного випадку загальний вигляд рівнянь руху має такий вигляд:

а) при відсутності НКТ

$$-\frac{dP}{dl} = \lambda \cdot \frac{\rho_{\text{ат}}^2 \cdot Q^2}{2 \cdot D \cdot \rho \cdot F^2} + \frac{\rho_{\text{ат}}^2}{F^2} \cdot Q \cdot \frac{d\left(\frac{Q}{\rho}\right)}{dl},$$

$$\frac{d\left(\frac{Q}{\rho}\right)}{dl} = \frac{\frac{dQ}{dl} \cdot \rho - \frac{dP}{dl} \cdot Q}{\rho^2} \qquad (12.32)$$

де ρ – густина газу, що визначається на основі рівняння стану газу, $\rho = \frac{\rho_{\text{ат}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot P}{z \cdot T_{\text{пл}} \cdot P_{\text{ат}}}$;

F – площа поперечного перерізу горизонтальної частини стовбура свердловини, $F = \frac{\pi \cdot D^2}{4}$;

d – внутрішній діаметр обсадної колони.

Тоді депресію на пласт можна визначити за формулою:

$$P_{\text{пл}}^2 - P^2 = A \cdot \frac{dQ}{dl} + B \cdot \left(\frac{dQ}{dl}\right)^2 \quad \text{і} \quad \frac{dQ}{dl} = \frac{-A + \left[A^2 + 4 \cdot B \cdot \left(P_{\text{пл}}^2 - P^2\right)\right]^{0,5}}{2 \cdot B}, \quad (12.33)$$

де P – тиск на стінці свердловини горизонтальної частини стовбура в інтервалі $0 \le l \le L$.

Враховуючи формули (12.32 і 12.33), розподіл тиску по стовбуру горизонтальної частини свердловини можна описати формулою:

$$\frac{dP}{dl} = \frac{8 \cdot \rho_{\text{ат}} \cdot P_{\text{ат}} \cdot z \cdot T_{\text{пл}} \cdot Q \cdot P}{\pi^2 \cdot D^4 \cdot T_{\text{ст}} \cdot \left[\frac{16 \cdot \rho_{\text{ат}} \cdot P_{\text{ат}} \cdot z \cdot T_{\text{пл}} \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot D^4 \cdot T_{\text{ст}}} - P^2\right]} \cdot \left[\lambda \cdot \frac{Q}{D} + 2 \cdot \frac{dQ}{dl}\right]. \qquad (12.34)$$

Розглянута система диференційних рівнянь (депресія на пласт і розподіл тиску) є нелінійною і немає аналітичного рішення, тобто її рішення необхідно здійснювати чисельним методом, наприклад, Рунге-Кутта. Обчисливши розподіл тиску по довжині горизонтальної частини стовбура свердловини, знаходять значення критичного градієнта тиску (рис. 12.4, *а*).

б) за наявності НКТ у горизонтальній частині стовбура свердловини загальний дебіт визначається за формулою:

$$Q_{\text{заг}} = Q_{0-L_1} + Q_{L-L_1}, \qquad (12.35)$$

де Q_{0-L_1} – дебіт ділянки стовбура свердловини, перекритого НКТ;

Q_{L-L_1} – дебіт ділянки стовбура свердловини від підошви НКТ до вибою свердловини.

На ділянці стовбура $L - L_1$ (рис. 12.4, *б*) необхідно використовувати формули, справедливі для свердловини, не обладнаної НКТ. Тиск біля підошви НКТ позначимо через P_{L_1} тоді отримаємо формулу для свердловини, обладнаної НКТ у горизонтальній частині стовбура:

$$\frac{dP_{L-L_1}}{dl} = \left[\frac{\lambda_1}{D} \cdot Q_{L-L_1} + 2 \cdot \frac{dQ_{L-L_1}}{dl}\right] \cdot \frac{s_1 \cdot Q_{L-L_1} \cdot P_{L-L_1}}{2 \cdot s_1 \cdot Q_{L-L_1}^2 - P_{L-L_1}^2}; \qquad (12.36)$$

$$\frac{dQ_{L-L_1}}{dl} = \frac{-A + \left[A^2 + 4 \cdot B \cdot \left(P_{\text{пл}}^2 - P_{L-L_1}^2\right)\right]^{0,5}}{2 \cdot B},$$

де

$$s_1 = \frac{8 \cdot \rho_{\text{ат}} \cdot z \cdot T_{\text{пл}}}{\pi \cdot D^4 \cdot T_{\text{ст}}}.$$

Одержана система рівняння вирішується також чисельним методом, наприклад, Рунге-Кутта за наступних граничних умов:

$$l = L; \qquad Q_{L-L_1} = 0; \qquad l = L_1; \qquad P_{L-L_1} = P_{L_1} = P_{\text{під}}.$$

Там, де потік газу рухається по затрубному простору між обсадною колоною діаметром D і НКТ діаметром $d_{\text{зов}}$ в інтервалі $0 \le l \le L_1$ спочатку оцінюють еквівалентний діаметр кільцевого простору $d_{\text{екв}}$ за формулою:

$$d_{\text{екв}} = [D^2 - d_{\text{зов}}^2]^{0,5},$$

а потім оцінюють гідравлічний діаметр $d_{\text{г}}$ за формулою:

$$d_{\text{г}} = D - d_{\text{зов}}.$$

Після цього систему рівнянь припливу потоку газу до затрубного простору та втрат тиску у ньому буде мати наступний вигляд:

$$\frac{dP_{0-L_1}}{dl} = \left[\frac{\lambda_{\text{затр1}}}{D - d_{\text{зов}}} \cdot Q_{0-L_1} + 2 \cdot \frac{dQ_{0-L_1}}{dl}\right] \cdot \frac{s_2 \cdot Q_{0-L_1} \cdot P_{0-L_1}}{2 \cdot s_2 \cdot Q_{0-L_1}^2 - P_{0-L_1}^2};$$

$$\frac{dQ_{0-L_1}}{dl} = \frac{-A + \left[A^2 + 4 \cdot B \cdot \left(P_{\text{пл}}^2 - P_{0-L_1}^2\right)\right]^{0,5}}{2 \cdot B},$$

де P_{0-L_1} – тиск на стінці горизонтальної ділянки стовбура свердловини в інтервалі $0 \le l \le L_1$;

Q_{0-L} – розподіл дебіту в інтервалі $0 - L_1$;

$$s_2 = \frac{8 \cdot \rho_{\text{ат}} \cdot z \cdot T_{\text{пл}}}{\pi^2 \cdot \left(D - d_{\text{зов}}^2\right)^2 \cdot T_{\text{ст}}}.$$

Ця система рівнянь також вирішується чисельним методом, наприклад, Рунге-Кутта за наступних граничних умов:

$$l = L; \qquad Q_{0-L_1} = 0; \qquad l = L_1; \qquad P_{L_{0-1}} = P_{\text{під}}.$$

Визначений таким чином розподіл тиску дає величину критичного градієнта тиску біля підошви НКТ, де значення тиску мінімальне (рис. 12.4, *б*). Для однакових значень дебітів свердловин різної конструкції значення критичного градієнта тиску будуть різні.

12.3. Засоби та методи боротьби з піскопроявами свердловин

На початку XXI ст. у нафтогазопромисловій практиці для боротьби з виносом піску зі свердловин застосовують, зокрема, механічні та хімічні методи.

Механічні методи запобігання руйнуванню продуктивного пласта ґрунтуються на екрануванні зони руйнування завдяки встановленню у свердловині різного роду фільтрів або їх утворення у привибійній зоні шляхом намивання.

Хімічні методи ґрунтуються на закачуванні у продуктивний пласт хімічних реагентів, що володіють цементуючими властивостями, при цьому відбувається штучне закріплення пухких пісків у привибійній зоні.

Механічні методи доцільно використовувати у таких випадках:

– свердловини мають дуже щільну перфорацію;

– колектор переважно складений глинизованими пісками;

– колона по всьому продуктивному інтервалу або поблизу нього перебуває у поганому стані;

– неякісне цементування колони;

– невисокі вибійні тиски;

– незначні залишкові запаси природних вуглеводнів, і як наслідок, недоцільність застосування хімічних методів кріплення.

Хімічні методи доцільно використовувати у таких випадках:

– невеликий інтервал перфорації (не перевищує 3 м);

– відсутність умов винесення піску з наявністю каверн або зон глибокого роздренування пластів;

– свердловина розташована у зоні обмеженого виносу піску;

– пісок добре відсортований з гарною вертикальною проникністю.

На підставі світового і вітчизняного досвіду застосування методів запобігання і боротьби з винесенням піску із видобувних

свердловин встановлено, що ефективність таких робіт набагато вища на газових свердловинах порівняно із нафтовими (табл. 12.3).

Таблиця 12.3 – Категорійність свердловин за ефективністю робіт по боротьбі з виносом піску

Свердловина	Ефективність робіт за категоріями, %		
	I	II	III
Газова	78,8	5,5	15,7
Нафтова	66,4	8,1	25,5

До *першої категорії* відносять свердловини:

– що працювали з винесенням піску, який припинився після проведення заходів із запобігання його винесення;

– працюючі без винесення піску при дебітах, що призводять до його винесення із незахищених свердловин при ідентичних умовах;

– працюючі без винесення піску з даного об'єкта, де його винесення було відсутнім і в інших свердловинах.

До *другої категорії* можна віднести свердловини, що працюють з допустимим вмістом піску у свердловинній продукції, що добувається.

До *третьої категорії* відносяться свердловини, заповнені піском, із закупореною ПЗП, але чистим вибоєм або свердловини, у яких ефект боротьби з винесенням був короткочасним.

На рисунку 12.5 представлені принципові схеми боротьби із винесенням піску із видобувних нафтових і газових свердловин методом встановлення щілинних фільтрів (рис. 12.5 *а*, *б*), закачування хімічних реагентів (рис. 12.5, *в*, *г*); схеми, наведені на рисунках 12.5 *д*, *е*, відповідають вихідному стану вибою свердловини.

Розглянемо деякі методи механічної боротьби із винесенням піску. Найбільшого поширення набули блочні свердловинні фільтри наступних конструкцій: дротяні, щілинні, підвісні гравійні, металокерамічні, багатошарові піщані тощо.

Дротові, щілинні, підвісні гравійні фільтри найбільш поширені у промисловій практиці, враховуючи їх доступність та простоту.

На рисунку 12.6 показані поширені щілинні фільтри, які являють собою трубу із горизонтальними або вертикальними прорізами. Розміри щілин і зазори дротяної обмотки для вибійних фільтрів визначаються за результатами ситового аналізу пластового піску; вони повинні бути вдвічі більшими за діаметр зерен, маса яких становить 10 % від усієї маси піску.

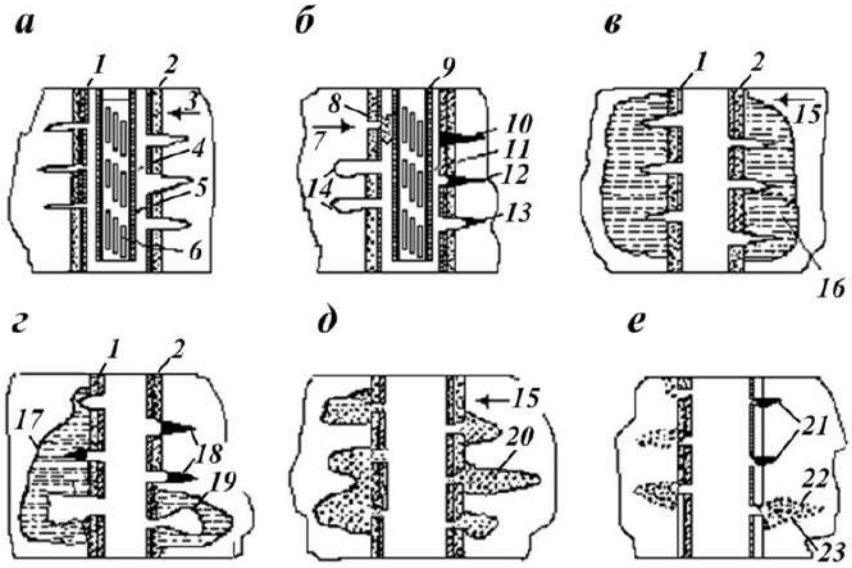


Рисунок 12.5 – Принципові схеми боротьби з винесенням піску

1 – обсадна колона; 2 – цементний камінь; 3 – дрібнозернистий пісок; 4 – гравій або крупнозернистий пісок; 5 – щілинний фільтр; 6 – прорізи або щілини; 7 – перфораційний отвір, забитий піском; 8 – пластовий пісок; 9 – щілинний фільтр; 10 – канали, забиті уламками перфорації; 11 – гравійна набивка; 12 – канали, забиті глиною з промивальної рідини; 13 – канал, кінець якого забитий пластовим піском; 14 – працюючі канали; 15 – пухкий пісок; 16 – пластовий пісок, закріплений хімічним шляхом; 17 – канал, частково забитий під час обробки; 18 – забиті перфораційні канали; 19 – робоча зона; 20 – попередньо приготовлений крупнозернистий пісок; 21 – забиті канали; 22 – високопроникний піщаний фільтр; 23 – низькопроникна кірка на поверхні фільтра

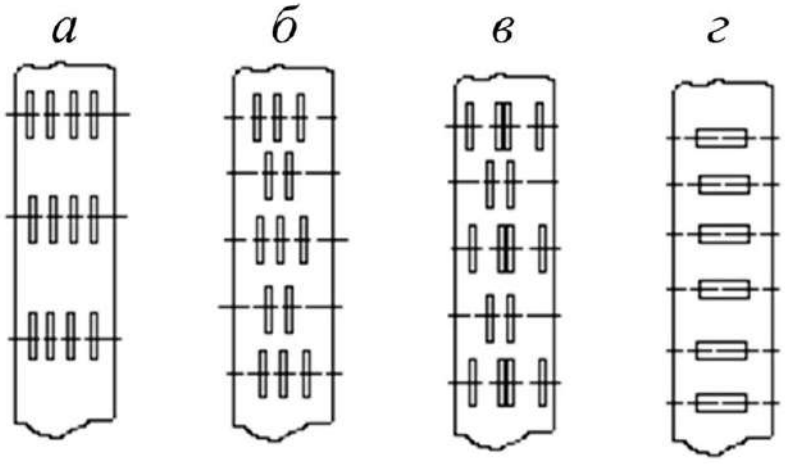


Рисунок 12.6 – Фільтри з різним розташуванням щілин

а – не ступінчасте; б – ступінчасте; в – комплексне ступінчасте; г – горизонтальне

Горизонтальне розташування щілин менш сприяє деформації по вертикалі, але при вилученні фільтра на поверхню знижується його міцність при натягу і при згинах вони схильні до більшої деформації.

Застосування щілинних хвостовиків обмежено через меншу фільтраційну поверхню, корозію та ерозію металу, оскільки зазвичай вони виготовляються із низьковуглецевої сталі.

Усунення недоліків щілинних фільтрів досягається, наприклад, застосуванням дротяних фільтрів із обмоткою по перфорованій трубі (рис. 12.7, *б*). Конструктивно фільтри можуть бути виконані жолобковими, ребристими або повнозварними.

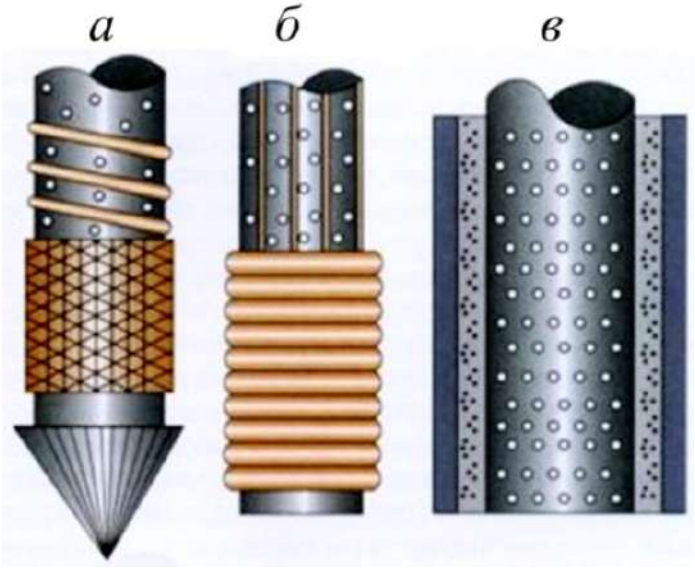


Рисунок 12.7 – Свердловинні фільтри

а – сітчастий; б – з дротяною обмоткою; в – гравійний

На фільтрах цієї конструкції дріт укладається по спеціально нарізаних у вигляді різьби канавках на тілі перфорованої металевої труби. Цей дріт виготовляється з міцного матеріалу, що має підвищену стійкість до корозійного та абразивного зносу. При використанні дротяних фільтрів із жолобковим, ребристим або повнозварним корпусом використовується дріт меншого діаметра. Фільтри вказаної конструкції виготовляються без намотувальних канавок.

Підвісні гравійні фільтри конструктивно виконані так. Фільтр складається із зовнішнього та внутрішнього щілинних каркасів і гравійного набивання. Основний їхній недолік – невисока міцність, швидка закупорка фільтрів глинистою кіркою тощо. Всі наведені вище фільтри монтуються на кінці НКТ і встановлюються навпроти перфорованого інтервалу продуктивного пласта.

Розглянемо ще один спосіб боротьби з виносом піску з

експлуатаційної свердловини – це намивання гравійних фільтрів (рис. 12.8). Сутність цієї технології полягає в тому, що спочатку роблять намив гравійних фільтрів усередині обсадної колони або у відкритому вибої свердловини з подальшою установкою гравійно-щілинних фільтрів.

Намив гравійного фільтра усередині обсадної колони проводять у два етапи.



На першому етапі високопроникний гравій задавлюють у перфораційні канали через обсадні труби і цементний камінь, після цього на другому етапі гравій намивають у кільцевий зазор між обсадною колоною і спущеним у свердловину перфорованим хвостовиком або фільтром щілинного типу. Намив гравію здійснюють до створення його резервного об'єму над фільтром, тобто до створення гравійного затвора.

Рисунок 12.8 – Гравійний фільтр у свердловині

Закачування гравію здійснюється через НКТ із подальшим ущільненням гравійної набивки створенням підвищеного тиску та розходжуванням колони НКТ. Надлишок гравію, що залишився у стовбурі свердловини, вимивається і на вибій спускають фільтр щілинного або дротяного типу. При закачуванні гравію через НКТ із відкритим кінцем під впливом високого тиску перебуває вся обсадна колона, тому в разі її низької якості необхідно встановлювати пакер над інтервалом перфорації.

Обладнання, необхідне для намивання гравію, складається з підошви, фільтра для продуктивного інтервалу, надфільтрової труби, сигнального фільтра, центраторів, пакера для підвішування фільтра, перепускного пристрою (кросовера) та промивальної труби. Над-фільтрова неперфорована труба розділяє фільтр продуктивного пласта і сигнальний фільтр і призначена для створення гравійного затвора.

Сигнальний фільтр призначений для обмеження висоти намивання гравію у кільцевому зазорі між обсадною колоною і фільтром продуктивного інтервалу. У міру заповнення зони фільтра гравієм тиск закачування на поверхні зростає, і рідина надходить крізь сигнальний фільтр назад, що свідчить про завершення процесу

намивання гравію.

Центратори, встановлені на корпусі фільтра, забезпечують рівномірну товщину гравійного шару навколо фільтра.

Пакер, змонтований у верхній частині обладнання для гравійного фільтра, забезпечує перехресне намивання гравію через кросовер і оберігає гравійний затвор від розмивання потоком рідини у кільцевому зазорі між колоною і фільтром. У комплексі з посадочними ніпелями ліфтової колони пакер може виконувати роль експлуатаційного пакера ліфтової колони.

Кросовер призначений для перехресного намивання гравію і забезпечує надходження зверху по робочих трубах рідини з гравієм у затрубний простір під пакер, а чисту рідину, що виходить нагору із промивальної труби, направляти у затрубний простір над пакером.

Промивальна труба встановлена всередині фільтра і дозволяє здійснювати рух обробляючих рідин по всьому інтервалу перфорації. Очищення перфораційних каналів зазвичай проводиться прямим або імпульсним зворотним промиванням.

Принципову схему намивання гравію у свердловині наведено на рисунку 12.9. При реалізації методу розмиву гравію закачують задану кількість гравію, яка осаджується на вибої свердловини. Потім опускають фільтр і хвостовик із трубою для промивання і циркуляційною підошвою, і при прямому промиванні фільтр опускається через гравій, що розмивається, на задану глибину (рис. 12.9, *а*).

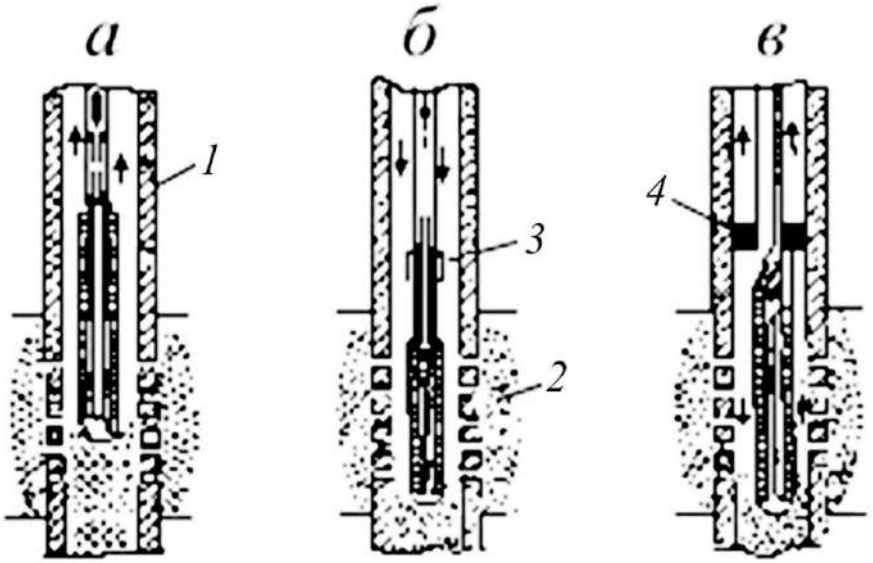


Рисунок 12.9 – Принципові схеми намивання гравію

а – прямий розмив; б – зворотна циркуляція; в – перехресне намивання; 1 – промивальна труба; 2 – фільтр продуктивного інтервалу; 3 – сигнальний фільтр; 4 – пакер та кросовер

При реалізації намиву гравію методом зворотної циркуляції спочатку на вибій опускають фільтр із хвостовиком в інтервал перфорації, потім зворотною циркуляцією проводять намив потрібної кількості гравію у кільцевому зазорі аж до сигнального фільтра (рис.12.9, *б*).

Методом перехресного намиву (рис. 12.9, *в*) завершується процес боротьби з винесенням піску зі свердловини.

Розглянемо деякі хімічні методи боротьби із виносом піску зі свердловини. Суть закачування піщано-рідинних сумішей полягає у тому, що приготовлену на денній поверхні суміш рідини з хімічним реагентом закачують у свердловину, утворюючи в інтервалі перфорації всередині стовбура свердловини і у привибійній зоні міцну проникну масу (рис. 12.10). Після розбурювання утвореного у стовбурі свердловини корка із зцементованого матеріалу свердловину можна вводити в експлуатацію.

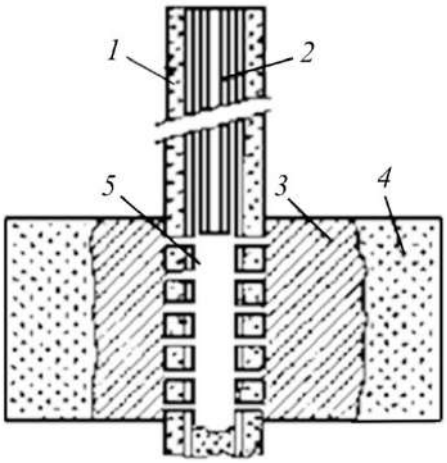


Рисунок 12.10 – Схема закріплення привибійної зони піщано-рідинною сумішшю

1 – цементне кільце; 2 – ліфтові труби; 3 – зацементований піщаний масив; 4 – незцементований пласт; 5 – зона вибурювання із стовбура свердловини зцементованого матеріалу

Як піщано-рідинну суміш використовують:

– цементний розчин, складовими елементами якого є тампонажний цемент і вода з водоцементним відношенням 0,5. Метод ефективний при значному руйнуванні привибійної зони та при високих темпах винесення піску, у дуже обводнених і високодебітних свердловинах;

– піщано-рідинні суміші на основі смол, що полімеризуються, з активатором (прискорювачем реакції полімеризації).

Розглянемо закріплення гірських порід привибійної зони

свердловини із використанням смол різного типу.

Найбільше поширення у промисловій практиці знайшли фенолформальдегідні, епоксидні та інші смоли, а також фенолспирти. Ці смоли мають малу в'язкість у рідкому стані, що забезпечує значну глибину проникнення у пласт, розділяються у пористому середовищі на тверду і водяну фази та добре змочують піщану поверхню. Смола, потрапляючи у пласт, покриває частинки піску і при затвердіванні цементує їх. Водна фаза, яка займає поровий простір, потім, при освоєнні свердловини, видаляється.

Розглянемо технологію закріплення привибійної зони пласта за допомогою складів епоксидних сполук, що включають епоксидну смолу, розчинник і отверджувач[28].

При закачуванні такої композиції у пласт відбувається реакція затвердівання, при цьому спочатку смола перебуває у рідкому стані, потім, при контакті із отверджувачем, виникає проміжний продукт реакції, який менш розчинний, ніж смола, що через деякий час проводить до його виділення із розчину.

Потім краплі рідкої смоли укрупнюються і осідають на зернах піску у поровому просторі оброблюваного інтервалу.

Подальше затвердівання смоли веде до зміцнення обробленого інтервалу, тим самим закріплюючи пісок у привибійній зоні пласта.

На рисунку 12.11 наведено принципову схему процесу закріплення привибійної зони пласта за допомогою смоли.

Процес зміцнення гірських порід ПЗП за допомогою смоли зводиться до послідовного закачування буферних рідин з метою попередньої обробки пласта, смолоутворюючого розчину та рідини для продавлювання смоли у глибину пласта.

Процес укріплення ПЗП за допомогою смоли зводиться до:

– глушіння свердловини;

– видалення піску із стовбура свердловини;

---

[28] Отверджувач (*curing agent*) – речовина, що спричиняє тверднення реактивних олігомерів (або мономерів). За характером дії є кореактантом полімеризації, коли своїми функційними групами реагує з олігомером, входячи у полімерний скелет. Це поліфункційна сполука, вибір природи функцій в якій визначається типом отверджуваного олігомера (наприклад, діаміни є отверджувачами епоксидних смол). З точки зору хімізму дії не зовсім виправдане поширення терміну "каталізатори отвердження", які пришвидшують процес полімеризації (наприклад, імідазоли), а також "ініціатори отвердження", які діють при полімеризації ненасичених сполук. Можливий синонім – отвердники.

Глосарій термінів з хімії / уклад. Й. Опейда, О. Швайка ; Ін-т фізико-органічної хімії та вуглехімії ім. Л. М. Литвиненка НАН України, Донецький національний університет. – Донецьк : Вебер, 2008. – 738 с.

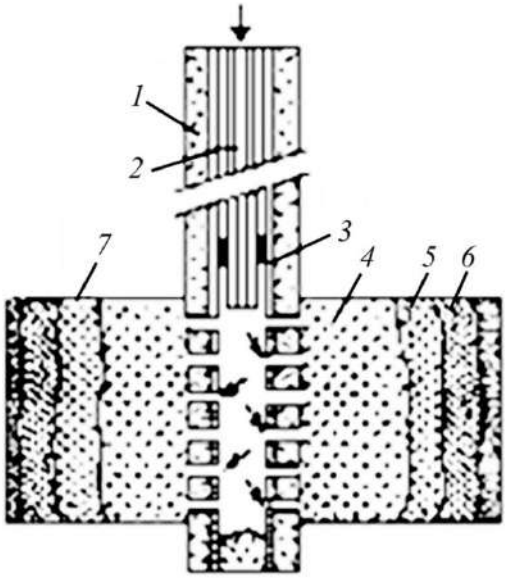


Рисунок 12.11 – Схема закріплення смолою привибійної зони пласта (ПЗП)

1 – цементне кільце; 2 – рідина продавлювання для витіснення хімічних реагентів зі свердловини; 3 – рідина для витіснення смоли у пласт; 4 – смолоутворюючий розчин; 5 – друга рідина для попередньої обробки; 6 – перша рідина для попередньої обробки; 7 – продуктивний пласт

– спуск НКТ з пакером та хвостовиком;

– послідовне нагнітання на вибій свердловини компонентів через НКТ;

– нагнітання у ПЗП спирту для осушення пласта від зв'язаної води;

– нагнітання проміжної (буферної) рідини з метою ізолювання смоли від спирту;

– нагнітання смолоутворюючого розчину та його задавлювання у пласт продавочним розчином;

– витримка в часі для затвердівання смоли;

– освоєння та введення в експлуатацію свердловини.

Особливості видалення піску із горизонтальної ділянки стовбура свердловини

Процес накопичення піску у стовбурі горизонтальної ділянки свердловини відрізняється від цього процесу у вертикальній ділянці стовбура свердловини. Для вертикальної ділянки стовбура вектори швидкостей підйому та падіння частинок гірської породи спрямовані лише вгору та вниз. Для горизонтальної ділянки стовбура свердловини вектори швидкості потоку спрямовані вниз по горизонталі. Крім

того, зигзагоподібний профіль горизонтального стовбура підвищує ймовірність скупчення піску. Якщо свердловина обладнана НКТ, в її нижній частині встановлюють центратори, що не в повній мірі виключає утворення піщаних корків.

Найбільш доцільними з погляду запобігання руйнації ПЗП та утворення піщаних корків є конструкції свердловин з горизонтальним стовбуром, рисунок 12.12.

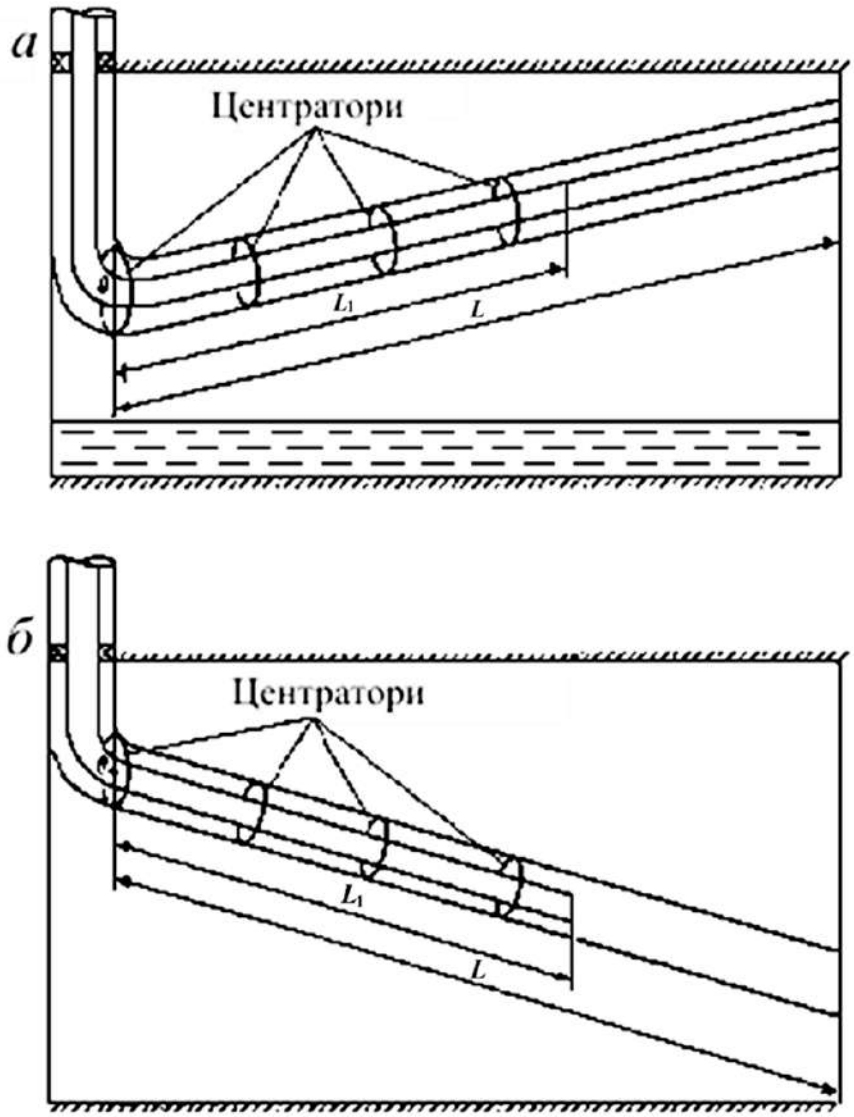


Рисунок 12.12 – Конструкції свердловин з горизонтальним стовбуром, обладнаних НКТ

а – за відсутності підошовної води; б – за наявності підошовної води

Якщо дебіт свердловини із зони, де відсутні НКТ, не забезпечує винесення піску, необхідно довжину НКТ (L_1) збільшити до довжини горизонтальної частини стовбура (L) (рис. 12.12, *а*). Така конструкція свердловини доцільна при можливому обводненні свердловини підошовною водою, оскільки мінімальний вибійний тиск створюється

біля підошви НКТ. Якщо ймовірність обводнення свердловини підошовною водою мала, слід застосовувати конструкцію свердловини, наведену рисунку 12.12, *б*. Така конструкція свердловини доцільна, оскільки, частинки піску стікають вниз по затрубному простору крім вектора швидкості ще й частково внаслідок сил гравітації.

Можливі, два випадки утворення у горизонтальній частині стовбура свердловини піщаних корків:

– корок утворився лише у зоні відсутності НКТ;

– корок утворився у нижній частині ділянки, обладнаної НКТ.

У першому випадку вплив корка на дебіт при Q_{L-L_1} можна оцінити із формули:

$$Q_{\text{об}} = Q_{0-L_1} + Q_{L-L_1}$$

і у цьому випадку дебіт свердловини буде визначатись від половини поверхні ділянки, тобто:

$$\frac{Q_{0-L_1}}{2}.$$

Контрольні питання

1. Які основні чинники, що сприяють руйнуванню пласта у привибійній зоні?

2. Що являє собою колектор?

3. З чим пов'язано визначення допустимої депресії на пласт?

4. Як впливає піщаний корок на продуктивність газової свердловини?

5. Які методи застосовують для боротьби з виносом піску зі свердловин?

6. На чому ґрунтуються механічні методи запобігання руйнуванню продуктивного пласта?

7. На чому ґрунтуються хімічні методи запобігання руйнуванню продуктивного пласта?

13. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РЕЖИМ РОБОТИ СВЕРДЛОВИНИ В УМОВАХ ОБВОДНЕННЯ ПІДОШОВНОЮ ТА КРАЙОВОЮ ВОДОЮ

13.1. Технологічний режим роботи свердловини в умовах обводнення підошовною та крайовою водою

Більшість родовищ природних вуглеводнів (газу та газового конденсату) на певному етапі розробки починають експлуатуватися при пружно-водонапірному режимі, тобто настає пізня стадія розробки з природним закономірним обводненням свердловинної продукції.

За весь час експлуатації газової свердловини у її роботі виділяться чотири важливі періоди:

– *перший період* – безводний, коли при експлуатації газової свердловини у її продукції відсутня будь-яка вода;

– *другий період* пов'язаний з накопиченням води, що вторгається у стовбур добувної свердловини, без її виносу на денну поверхню; перша фаза цього періоду характеризується утворенням плівки води на стінках свердловини, а друга фаза – виносом на денну поверхню потоком газу диспергованих крапельок води;

– *третій період* – кількість привнесеної у свердловину води відповідає кількості води винесеної на денну поверхню і одночасно з цим на вибої свердловини присутній деякий об’єм води, що накопичилася;

– *четвертий період* настає, коли процес припливу води у свердловину значно збільшується і все більша її кількість накопичується у стовбурі свердловини, що призводить до роботи у режимі нульової подачі газорідинної суміші; зрештою свердловина захлинається і припиняє роботу, тобто відбувається "самоглушіння" свердловини.

Основним чинником, що впливає на технологічний режим роботи газових свердловин у зазначених умовах, є наявність підошовної води як у покладах масивного типу, так і в приконтурних зонах родовищ – води пластового типу.

Для покладів пластового типу ймовірність обводнення свердловин, що знаходяться у приконтурній зоні покладу, вища, ніж свердловин, розташованих у покладах масивного типу, що обумовлено анізотропією пласта ($K_{гор} > K_{вер}$) (рис. 13.1).

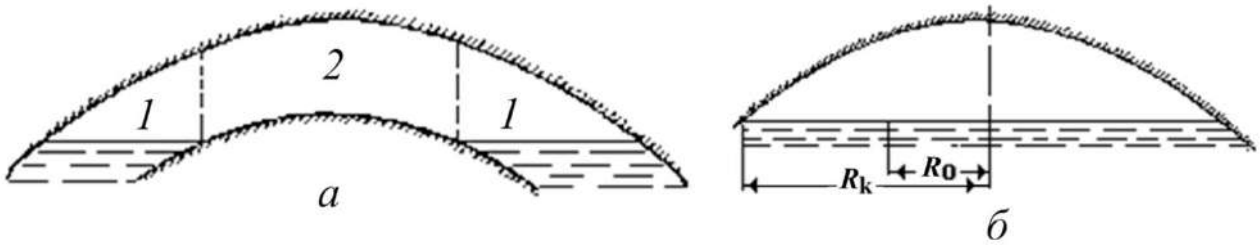


Рисунок 13.1 – Схема розташування вертикальних свердловин у зонах, коли пластова вода є підошовною

а – поклад пластового типу; б – поклад масивного типу

Обґрунтування та вибір технологічного режиму роботи свердловини в умовах обводнення проводять за двома напрямками:

– наближена оцінка поточного безводного дебіту газової свердловини, що розкрила ізотропний або анізотропні пласти із підошовною водою;

– чисельне визначення безводного дебіту свердловини з урахуванням просування пластових вод, на підставі геолого-математичної моделі свердловини, що розкрила однорідні та неоднорідно-багатошарові пласти з підошовною водою.

Для обґрунтування технологічного режиму розглянемо розв'язання цього завдання наближеними методами.

1. У першому методі для визначення безводного дебіту газової свердловини використовується формула:

$$Q_{\text{б.в.гр}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot к \cdot h^2 \cdot \rho_{\text{в}} \cdot P_{\text{пл}}}{\mu \cdot P_{\text{ат}}} \cdot q^*,$$

де $Q_{\text{б.в.гр}}$ – безводний граничний дебіт вертикальної свердловини;

$к$ – горизонтальна проникність у пластових умовах;

$\rho_{\text{в}}$ – густина води у пластових умовах;

$P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск;

μ – в'язкість газу при пластовій температурі та пластовому тиску;

q^* – безрозмірний граничний дебіт, який визначається за графічною залежністю (рис. 13.2) і залежить від $\bar{h} = \frac{h_{\text{роз}}}{h}$ і $\rho = \frac{R_0}{h \cdot \left(\frac{к_{\text{г}}}{к_{\text{в}}}\right)^{0,5}}$,

де R_0 – умовний радіус, у межах якого можливе утворення конусу води; в обчисленнях можна прийняти рівним $R_0 = 4h$;

$h_{\text{роз}}$ – висота розкриття пласта.

Основними недоліками цього методу оцінки безводного граничного дебіту є неврахування температурної поправки, коефіцієнта надстисливості газу z, нелінійності закону фільтрації для газу тощо.

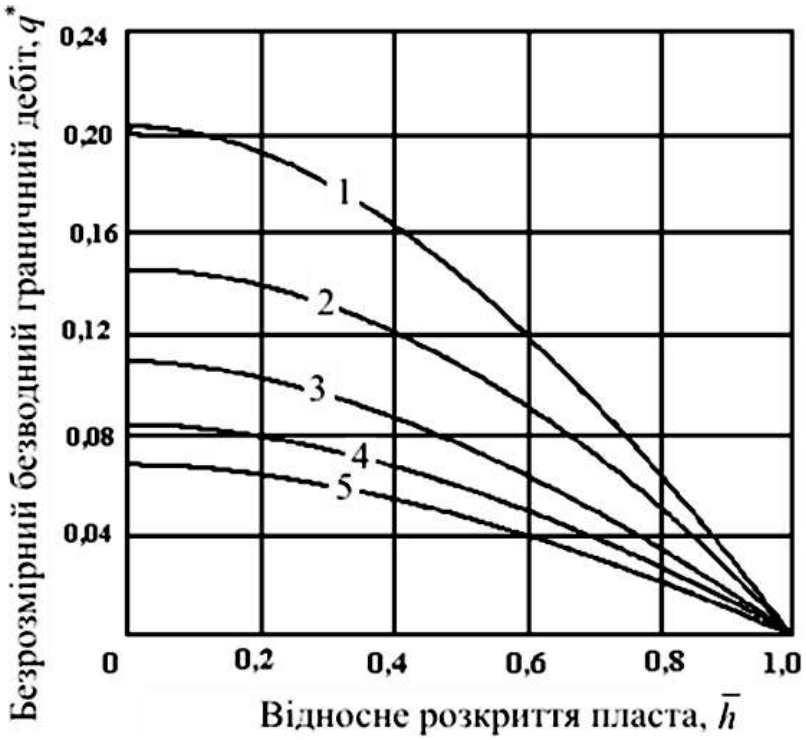


Рисунок 13.2 – Залежність безводного безрозмірного граничного дебіту q^* від відносного розкриття пласта $\bar{h}$.

1 – ρ = 2; 2 – ρ = 4; 3 – ρ = 10; 4 – ρ = 30; 5 – ρ = 100

2. Другий метод оцінки безводного дебіту свердловини, який враховує величину допустимої депресії, отримано І.А. Чарним для умови $y \le 0{,}4\left(h - h_{\text{роз}}\right)$. Перераховані З.С. Алієвим та В.В. Бондаренком формули для газової вертикальної свердловини мають такий вигляд:

$$\Delta P_{\text{доп}} = P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}} = 0{,}0016 \cdot \frac{\left(h - h_{\text{роз}}\right)\cdot(1-\overline{\rho}_{\text{в}})}{\psi\cdot(P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})} \cdot \frac{50\cdot P_{\text{пл}} - \left(h - h_{\text{роз}}\right)\cdot(1-\overline{\rho})\cdot\rho_{\text{в}}}{\psi\cdot(P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})},$$

а з урахуванням нелінійної фільтрації газу у пористому середовищі безводний дебіт вертикальної газової свердловини можна записати у вигляді:

$$Q_{\text{б.в.гр}} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4\cdot B\cdot(P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})}}{2\cdot B},$$

де A і B – коефіцієнти фільтраційних опорів, що враховують вплив розкриття пласта вертикальної газової свердловини, які представлені формулами:

$$A = \frac{\mu\cdot z\cdot P_{\text{ат}}\cdot T_{\text{пл}}\cdot\left(\ln\frac{R_k}{r_{\text{с}}} + C_1\right)}{\pi\cdot\text{к}\cdot h\cdot T_{\text{ст}}};$$

$$B = \frac{\rho_{\text{ат}}\cdot P_{\text{ат}}\cdot z\cdot T_{\text{пл}}\cdot\left(\frac{1}{r_{\text{с}}} - \frac{1}{R_k} + C_2\right)}{2\cdot\pi^2\cdot l\cdot h^2\cdot T_{\text{ст}}},$$

де C_1 і C_2 – коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем розкриття, які обчислюються за формулами:

$$C_1(t) = \frac{h(t)}{h_{\text{роз}}} \cdot \ln \frac{h_{\text{роз}}}{h} + \frac{h(t)-h_{\text{роз}}}{h_{\text{роз}}} \cdot \ln \frac{1{,}6 \cdot [h(t)-h_{\text{роз}}]}{r_{\text{с}}}; \qquad C_2(t) = \frac{h(t)}{h_{\text{роз}}},$$

де $h(t)$ – газонасичена товщина продуктивного пласта, що залежить від положення ГВК.

Параметр ψ враховує ступінь розкриття продуктивного пласта і визначається за графічною залежністю $\psi = f\left(\frac{h}{r_{\text{с}}} \text{ і } \bar{h} = \frac{h_{\text{роз}}}{h}\right)$ (рис. 13.3).

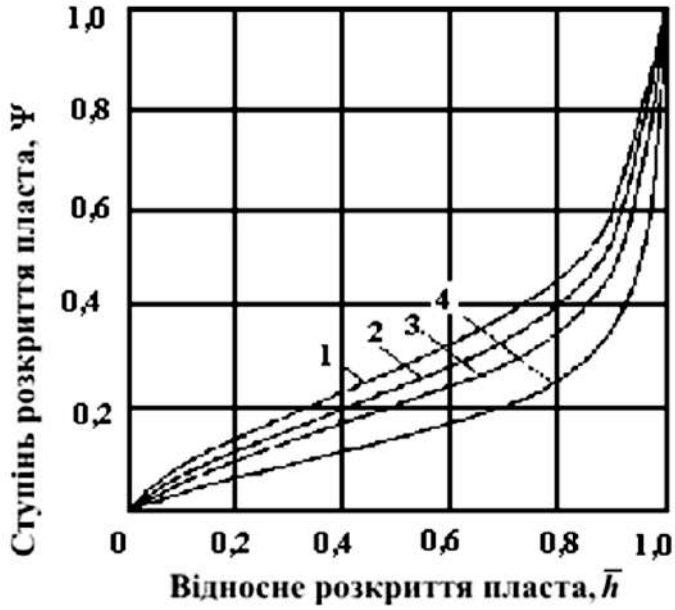


Рисунок 13.3 – Залежність параметра ψ від відносного розкриття продуктивного пласта $\bar{h}$:

1 – $\bar{h}$ = 50; 2 – $\bar{h}$ = 100; 3 – $\bar{h}$ = 250; 4 – $\bar{h}$ = 1000

Слід зазначити, що цьому методу визначення безводного граничного дебіту вертикальної газової свердловини властиві такі ж недоліки, як і першому методу.

3. Наступний метод визначення безводного граничного дебіту вертикальної газової свердловини за умов стаціонарності процесу, відсутності двофазної перехідної зони, заміни тривимірної фільтрації на двовимірну, без урахування опору між ГВК і вибоєм свердловини. У цій методиці враховано нелінійність фільтрації газу та вплив недосконалості за ступенем розкриття на лінійний та квадратичний члени рівняння.

У цьому випадку безводний граничний дебіт вертикальної газової свердловини визначається за формулою:

$$Q_{\text{б.в.гр}} = \frac{a^* \cdot Q^* \cdot r_{\text{с}}}{2 \cdot b^*},$$

де

$$a^* = \frac{a_{\text{досл}} \cdot h}{\ln \frac{R_k}{r_{\text{с}}}}; \qquad b^* = \frac{b_{\text{досл}} \cdot h^2}{\frac{1}{r_{\text{с}}} - \frac{1}{R_k}},$$

де $a_{\text{досл.}}$, $b_{\text{досл}}$ – коефіцієнти фільтраційного опору, що визначаються за результатами дослідження газової свердловини, яка розкрила пласт товщиною h на величину $h_{\text{роз}}$.

Q^* – безводний безрозмірний дебіт вертикальної газової свердловини, що розраховується за формулою:

$$Q^* = \bar{h} \cdot \ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}} \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{K_0}{\bar{h} \cdot \left(\ln \frac{\bar{R}}{\bar{h}} \right)^2}} \right],$$

де $\bar{h} = \frac{h_{\text{роз}}}{h}$ – відносне розкриття пласта;

$\bar{R} = \frac{R_k}{r_{\text{с}}}$ – відносний радіус контуру живлення свердловини;

$K_0 = \frac{4 \cdot b^* \cdot \Delta P_{\text{доп}}^2}{(a^*)^2 \cdot r_{\text{с}}}$ – параметр;

$\Delta P_{\text{доп}}^2 = \left[P_{\text{пл}} - P_{\text{виб.доп}} \right] \cdot \left[P_{\text{пл}} + P_{\text{в.доп}} \right] = 0{,}1 \cdot \frac{(h - h_{\text{роз}}) \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})}{\eta} \cdot g$ – допустима депресія на пласт за наявності підошовної води;

де – $\rho_{\text{в}}$ і $\rho_{\text{г}}$ – густина пластової води та природного газу у пластових умовах;

g – прискорення сили тяжіння;

η – висота стовпа рідини, що забезпечує тиск, рівний 0,1 МПа.

При високих значеннях тиску допустима депресія на пласт за наявності підошовної води може бути представлена формулою:

$$\Delta P_{\text{доп}}^2 = \frac{2 \cdot P_{\text{пл}} \cdot g \cdot h \cdot (1 - \bar{h}) \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})}{\eta} \cong D \cdot x,$$

де $D = \frac{2 \cdot P_{\text{пл}} \cdot h \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})}{\eta}$;

$x = 1 - \bar{h}.$

При невеликих значеннях пластових тисків густиною газу $\rho_{\text{г}}$ можна знехтувати.

4. Ще один метод передбачає визначення безводних граничних дебітів газових свердловин, що розкрили анізотропні пласти ($K_{\text{вер}} < K_{\text{гор}}$) за формулою:

$$Q_{\text{б.в.гр}} = a^* \cdot \bar{h} \cdot Q^* \cdot \ln \frac{\bar{R}}{2 \cdot b^*},$$

де $Q^* = -1 + \left[1 + \frac{K_0 \cdot x}{\bar{h} \cdot \ln \bar{R} \cdot \ln(R^{-x} - x)}\right]^{0,5}$;

$K = \frac{4 \cdot b^* \cdot D \cdot x}{(a^*)^2 \cdot r_c}$,

де $x = \left(\frac{K_в}{K_г}\right)^{0,5}$ – параметр анізотропії пласта.

На рисунку 13.4 наведено залежності безводного граничного дебіту для різних значень параметра анізотропії.

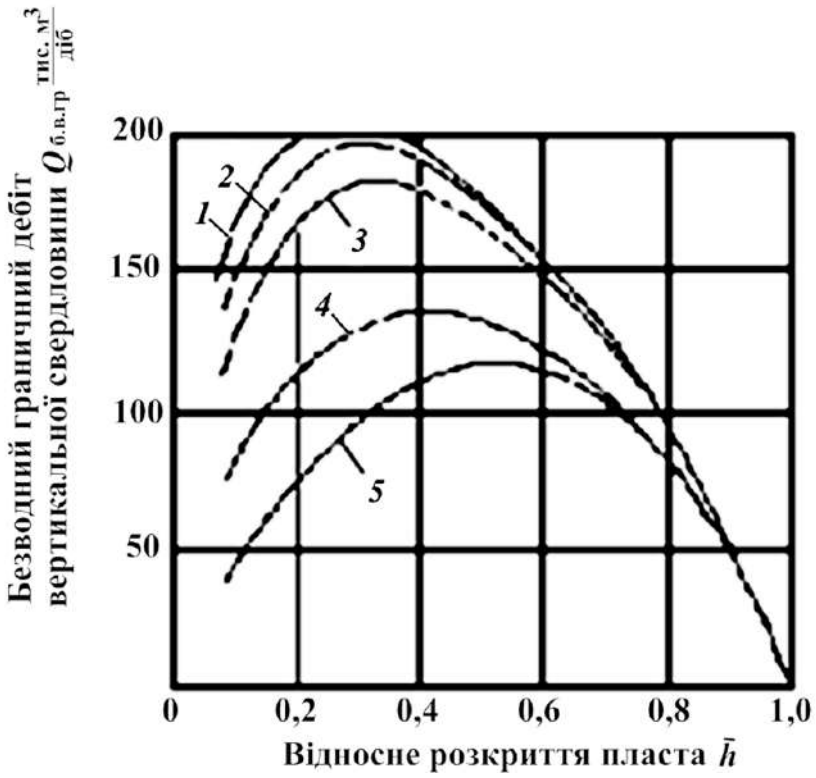


Рисунок 13.4 – Залежність безводного граничного дебіту вертикальної газової свердловини від відносного розкриття пласта за параметрами анізотропії

1 – за формулою для ізотропного пласта при x = 1; 2, 3, 4, 5 – для анізотропного пласта при x, відповідно, 1,0; 0,5; 0,1; 0,01

Як видно з рисунка 13.4, для будь-якої свердловини незалежно від параметрів продуктивного пласта є така величина розкриття пласта, при якій можна досягти максимального значення безводного граничного дебіту вертикальної газової свердловини $Q_{б.в.гр.}$

Іншим методом отримання максимального безводного граничного дебіту вертикальної газової свердловини є створення штучного непроникного екрану (переділки) між ГВК і нижньою межею інтервалу перфорації (рис. 13.5).

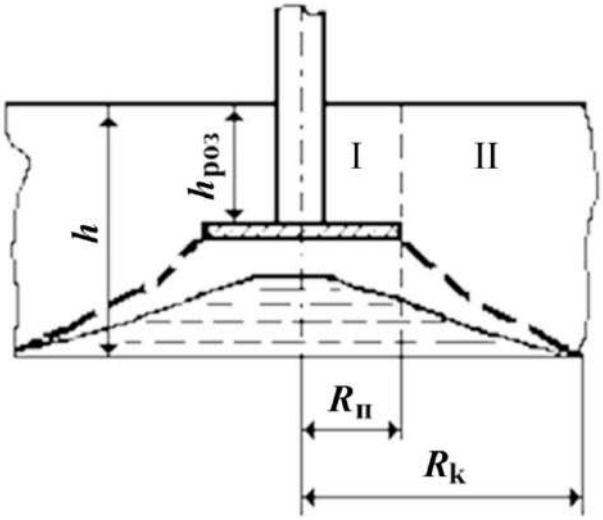


Рисунок 13.5 – Схема свердловини з непроникною переділкою між інтервалом перфорації і ГВК

Основним параметром при створенні штучного непроникного екрану (переділки) є його радіус $R_п$. Залежно від значення $R_п$ безводний граничний дебіт вертикальної газової свердловин за межами екрану визначається за формулою:

$$Q_{б.в.гр} = \frac{a^* \cdot Q_п^* \cdot R_п}{2 \cdot b^*},$$

де $R_п$ – радіус штучно створеного непроникного екрану (переділки);

$Q_п^*$ – безводний безрозмірний дебіт вертикальної газової свердловини з радіусом екрану рівним $R_п$:

$$Q_п^* = \bar{h} \cdot \ln \frac{\bar{R}_п}{\bar{h}} \cdot \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{K_{оп} \cdot x}{\bar{h} \cdot \left(\ln \frac{\bar{R}_п}{\bar{h}} \right)^{0,5}}} \right],$$

де $\bar{R}_п = \frac{R_k}{R_п}$; $\quad K_{оп} = \frac{4 \cdot b^* \cdot D}{(a^*)^2 \cdot R_п}$.

Тоді приплив газу до стовбура вертикальної свердловини в межах переділки радіусом $R_п$ буде описуватися формулою:

$$P_{пл}^2 - P_{виб} = a^* \cdot Q_{гр.б.в} \cdot \ln \frac{R_п}{r_с} + b_1^* \cdot Q_{гр.б.в}^2 \cdot \left(\frac{1}{r_с} - \frac{1}{R_п} \right).$$

Вирішуючи спільно цю формулу і формулу для безводного граничного дебіту газової вертикальної свердловин в межах екрану $Q_{б.в.гр}$ отримаємо формули для визначення граничного безводного дебіту газової свердловини:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{виб}}^2 = a^* \cdot Q_{\text{б.в.гр}} \cdot \left[\ln\frac{\bar{R}_{\text{п}}-x}{\bar{h}} - \frac{1}{\bar{h}} \cdot \ln \bar{R}_{\text{п}}\right] + \frac{b^* \cdot Q_{\text{б.в.гр}}^2}{R_{\text{п}}} \cdot$$

$$\left[\frac{1}{\bar{h}} - \frac{1}{\bar{R}_{\text{п}}-x} - \frac{\bar{R}_{\text{п}}-1}{\bar{h}}\right] \text{ і } Q_{\text{б.в.гр}} = \frac{-a+\left[a^2+4 \cdot b \cdot \Delta P_{\text{доп}}^2\right]^{0,5}}{2 \cdot b},$$

де

$$a = a^* \cdot \left[\ln\frac{\bar{R}_{\text{п}}-x}{\bar{h}} + \frac{1}{\bar{h}} \cdot \ln \bar{R}_{\text{п}}\right],$$

$$b = b^* \cdot \frac{\frac{1}{\bar{h}} - \frac{1}{\bar{R}_{\text{п}}-x} + \frac{R_{\text{п}}-1}{\bar{h}}}{R_{\text{п}}}.$$

Оцінка безводного граничного дебіту вертикальної газової свердловини зі штучним екраном за наведеною методикою показує, що в інтервалі $r_{\text{с}} \le R_{\text{п}} \le 10$ цей дебіт інтенсивно зростає приблизно у 6 разів, і потім подальше збільшення радіуса екрану $R_{\text{п}}$ не викликає інтенсивного збільшення $Q_{\text{б.в.гр}}$.

Об'єм екрануючої рідини, розраховується із виразу:

$$V_{\text{е.р}} = \pi \cdot h_{\text{пер}} \cdot (m \cdot a_{\text{г}} \cdot R_{\text{п}}^2 - r_{\text{с}}),$$

де $h_{\text{пер}}$ – товщина штучного екрану (переділки);

$a_{\text{г}}$ – газонасиченість інтервалу установки екрана;

m – пористість гірських порід в інтервалі обробки.

Приймальність пластом ізолюючої рідини при створенні екрану обчислюють за формулою:

$$Q_{\text{е.р}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h_{\text{пер}} \cdot [1 - exp(\alpha \cdot P_{\text{виб}} - P_{\text{пл}})]}{\alpha \cdot \mu_{\text{р}} \cdot \ln \bar{R}_{\text{п}}},$$

де $\mu_{\text{е.р}}$ – в'язкість екрануючої рідини;

a – параметр, що характеризує залежність проникності від тиску.

Розглянемо питання визначення безводного граничного дебіту газової *свердловини з горизонтальним стовбуром (СГС)*, що розкрила продуктивні пласти з підошовною водою, який більшою мірою залежить від довжини горизонтальної частини стовбура, і меншою мірою – від значення допустимої депресії на продуктивний пласт. Тому граничний безводний дебіт газової СГС, що розкрила продуктивний пласт із підошовною водою при незначних величинах депресії, може досягати великих значень.

Якщо така свердловина не обладнана НКТ у горизонтальній частині пласта, то мінімальне значення вибійного тиску буде спостерігатися на початку горизонтальної частини стовбура, і допустима депресія визначається у цій же частині свердловини.

Якщо така свердловина обладнана НКТ у горизонтальній частині

пласта, то значення допустимої депресії слід визначати, виходячи з величини вибійного тиску у підошві НКТ.

Розглянемо методику обчислення безводного дебіту для СГС, що розкрила повністю смугоподібний продуктивний пласт із підошовною водою. Причому втрати тиску у горизонтальній частині стовбура свердловини незначні і ними можна знехтувати. На рисунку 13.6 наведено схему розташування горизонтальної частини стовбура свердловини у продуктивному пласті.

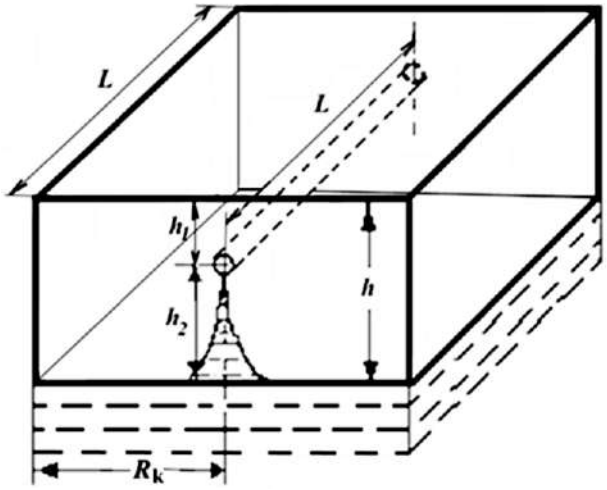


Рисунок 13.6 – Принципова схема розташування горизонтальної частини пласта та утворення конуса підошовної води

Величину безводного граничного дебіту СГС, що знаходиться на довільній відстані від покрівлі анізотропного пласта (рис. 13.6), обчислюють за формулою:

$$Q_{\text{б.в.гр}} = \sum_{i=1}^{2} \frac{\left[a_i^2 + \cdot 4 \cdot b_i \cdot \left(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{виб.доп}}^2\right)\right]^{0,5} - a_i}{2 \cdot b_i}.$$

Значення $\left(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{виб.доп}}^2\right)$ розраховують за формулою:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{доп.виб}}^2 = \Delta P \cdot (2 \cdot P_{\text{пл}} - \Delta P),$$

де $P_{\text{доп.виб}}$. – допустимий вибійний тиск біля початку ділянки горизонтальної частини стовбура газової свердловини за наявності підошовної води, якщо свердловина не обсаджена НКТ або обсаджена НКТ біля підошви.

При цьому величину ΔP обчислюють за формулою:

$$\Delta P = (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}}) \cdot g \cdot h_2,$$

де $\rho_{\text{в}}$ – густина пластової води;

$\rho_{\text{г.пл}}$ – густина природного газу у пластових умовах;

g – прискорення вільного падіння;

h_2 – товщина продуктивної товщі пласта від ГВК до горизонтальної частини стовбура газової свердловини.

При розташуванні горизонтального стовбура газової свердловини на довільній відстані від покрівлі продуктивного пласта (рис. 13.7) коефіцієнти a_i і b_i визначаються за такими формулами:

$$a_i = \frac{a^*}{L} \cdot \left[\frac{2}{x \cdot h_i} \cdot \left(x \cdot h_i + r_c \cdot \ln \frac{r_c}{r_c + x \cdot h_i}\right) + \frac{R_k - x \cdot h_i}{r_c + x \cdot h_i}\right];$$

$$b_i = \frac{b^*}{2 \cdot L^2} \cdot \left[\frac{2}{x \cdot h_i} \cdot \left(\ln \frac{r_c + x \cdot h_i}{r_c} - \frac{x \cdot h_i}{r_c + x \cdot h_i}\right) + \frac{R_k - x \cdot h_i}{r_c + x \cdot h_i}\right].$$

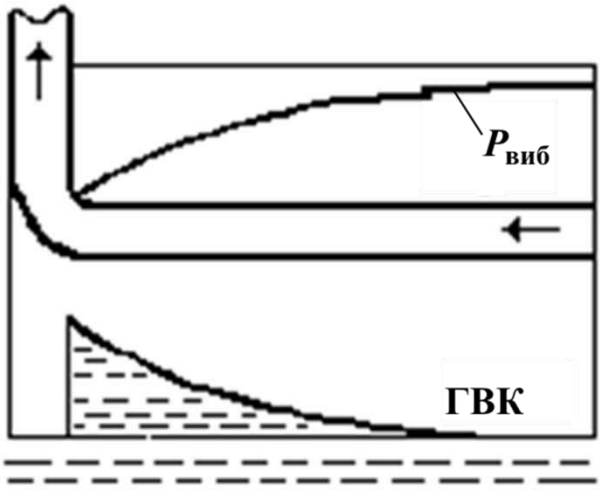


Рисунок 13.7 – Схема розкриття свердловиною з горизонтальним стовбуром газоносного пласта з підошовною водою і утворення конуса підошовної води при відсутності у стовбурі НКТ

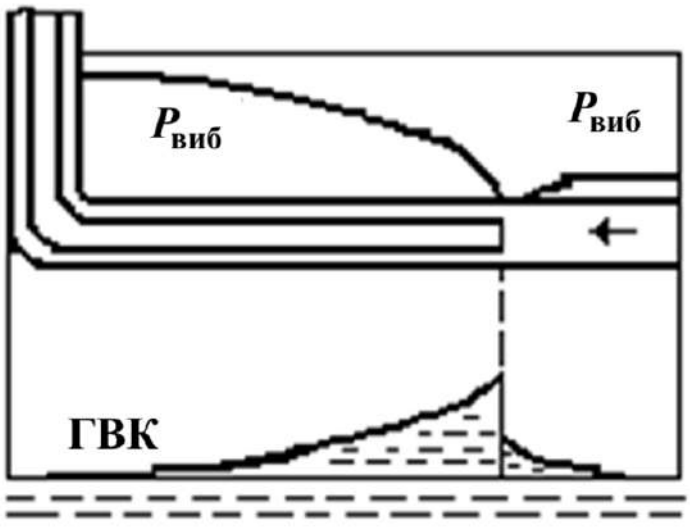


Рисунок 13.8 – Схема розкриття свердловиною з горизонтальним стовбуром газоносного пласта з підошовною водою та утворення конуса підошовної води при частковому обладнанні стовбура НКТ

При розташуванні горизонтального стовбура газової свердловини біля покрівлі продуктивного пласта (рис. 13.8) коефіцієнти a_1 і b_1 визначаються за формулами:

$$a_1 = \frac{a^*}{L \cdot r_c} \quad \text{і} \quad b_1 = \frac{b^*}{2 \cdot L^2 \cdot r_c^2}.$$

$$a_2 = \frac{a^*}{L} \cdot \left\{ \frac{2}{x \cdot (h - 2 \cdot r_c)} \cdot \left[x \cdot (h - 2 \cdot r_c) + r_c \cdot \ln \frac{r_c}{r_c + x \cdot (h - 2 \cdot r_c)} \right] + \frac{R_k - x(h - 2 \cdot r_c)}{r_c + x \cdot (h - 2 \cdot r_c)} \right\},$$

$$b_2 = \frac{b^*}{2 \cdot L^2} \cdot \left\{ \frac{2}{x \cdot (h - 2 \cdot r_c)} \cdot \left[\ln \frac{r_c + x \cdot (h - 2 \cdot r_c)}{r_c} \cdot \frac{x \cdot (h - 2 \cdot r_c)}{r_c + x \cdot (h - 2 \cdot r_c)} \right] + \frac{R_k - x \cdot (h - 2 \cdot r_c)}{\left(r_c + x \cdot (h - 2 \cdot r_c) \right)^2} \right\},$$

де

$$a^* = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{\text{ат}}}{\text{к}} \cdot \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}}; \; b^* = \frac{\rho_{\text{ат}} \cdot z \cdot P_{\text{ат}}}{l} \cdot \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}}.$$

13.2. Основні заходи щодо запобігання та ліквідації обводнення газових свердловин

Розглянемо деякі особливості, що виникають під час експлуатації газових видобувних свердловин, що обводняються, обумовлені як чинниками геолого-фізичного так і техніко-технологічного характеру, взаємодія яких характеризує вид обводнення масоване або вибіркове. В першу чергу це обумовлено обводнення розкритої товщини продуктивного пласта і накопиченням пластової та інших видів вод у привибійній зоні пласта і на вибої свердловини.

Основними причинами ускладнень, що виникають при експлуатації свердловин, які обводнюються, є:

– механічне забруднення ПЗП;

– неякісне цементування обсадних колон або порушення цілісності цементного кільця у процесі експлуатації свердловини;

– обводнення свердловин як підошовними, так і крайовими водами;

– обводнення внаслідок конденсації води при зміні термодинамічних умов залежно від технологічного режиму експлуатації свердловин тощо.

Методи боротьби з обводненням видобувних свердловин, залежно від впливу на продуктивний пласт ізолюючого (тампонувального) матеріалу, поділяються на дві групи – селективні і неселективні.

Матеріали, що застосовуються при *селективному впливі* на обводнений пласт, поділяються на дві групи:

– матеріали що тужавіють під час контакту із водою, яку

ізолюють, тобто які утворюють осад (гіпан, латекс, суспензії цементу на вуглеводневій основі);

– матеріали, які вибірково руйнуються від контакту з флюїдом, що видобувається (нафтою або газом) – двофазні піни, в'язкі вуглеводні, композиції на основі поліакриламіду.

До матеріалів селективної дії належать поліуретанові смоли, акроїдні смоли, лактони тощо.

Використання *матеріалів неселективної дії* засноване на закупорюванні (тампонуванні) спочатку всього продуктивного інтервалу з подальшим розкриттям необводненої товщі продуктивного пласта.

Реалізація матеріалів неселективної дії ґрунтується на:

– методах утворення осаду у пористому середовищі внаслідок взаємодії реагентів, що закачуються, з пластовою водою (водні розчини солей заліза, алюмінію, їдкого натру);

– методах створення гелів внаслідок реакції між первинними або вторинними амінами (водорозчинні солі кремнієвої кислоти), використання гелетвірних реагентів типу полісахаридів (крохмаль) та протеїнів (білки);

– методах, заснованих на створенні: цементних суспензій на водній основі; суспензій на основі синтетичних смол фенол-альдегідної, меланін-формальдегідної); суспензій глин із вуглеводневим дисперсійним середовищем тощо;

– методах, заснованих на використанні синтетичних смол (акрилової, епоксидної).

Технологічні процеси, пов'язані з обмеженням припливу води у свердловину, можна прискорювати або сповільнювати шляхом введення в них спеціальних домішок, які прискорюють процеси коагуляції, полімеризації тощо.

Є також методи тимчасової ізоляції (відключення) пластів, що обводняються, засновані на спонтанному руйнуванні реагенту через певний проміжок часу. До них відносяться суспензії солей, які в контакті з пластовою водою вступають у реакції з утворенням газоподібних або рідких продуктів реакції. До таких матеріалів належать і зріджені гази (метан, етан, пропан і т.п.), гранульовані речовини типу похідних кам'яновугільного дьогтю, водні розчини полівінілового спирту і крохмалю, які при охолодженні утворюють гель.

13.3. Класифікація методів відновлення продуктивності обводнюваних свердловин

Методи відновлення продуктивності свердловин поділяються на дві великі групи:

1) заходи, спрямовані на запобігання надходженню пластової води до свердловини;

2) заходи, спрямовані на підтримку продуктивності свердловини на заданому рівні при надходженні в неї води.

До першої групи методів відновлення продуктивності відносяться заходи, пов'язані зі зменшенням припливу пластової води різними методами впливу на пласт, що обводнюється, на різних стадіях розробки родовища:

– ізоляція пластів, що обводнюються, за допомогою системи пакерів і цементних мостів, застосування полімерів і смол, водних розчинів ПАР, пін та емульсій з метою створення на їх основі штучного захисного екрану;

– селективне, направлене розкриття продуктивної товщі пласта;

– перерозподіл відборів пластових флюїдів по видобувних свердловинах або експлуатаційних об'єктах багатопластового покладу.

Друга група заходів застосовується на пізній стадії розробки і включає:

– методи видалення рідини із вибою свердловини різними способами: продуванням свердловини вручну або автоматично; застосування занурених, плунжерних і штангових насосів; застосування газліфту у різних модифікаціях; використання внутрішньосвердловинної сепарації; переведення рідини у пароподібний стан; застосування сухого льоду; застосування пінотвірних ПАР тощо;

– методи збереження або відновлення колекторських властивостей продуктивних обводнюваних пластів включають: глушіння свердловин при проведенні робіт із консервації або капітального і підземного ремонту рідинами, що не погіршують колекторських властивостей ПЗП; обробку привибійної зони водними розчинами ПАР для поліпшення або відновлення колекторських властивостей продуктивної товщі пласта.

Контрольні питання

1. Які періоди виділяють при експлуатації газової свердловини?

2. З якою метою у вертикальній газовій свердловині створюють

штучний непроникний екран?

3. Які основні причини обводнення свердловин?

4. Які методи боротьби з обводненням видобувних свердловин?

5. Які застосовуються методи відновлення продуктивності обводнюваних свердловин?

14. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РЕЖИМ РОБОТИ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ІЗ АГРЕСИВНИМИ КОМПОНЕНТАМИ

Технологічний режим роботи газової свердловини значною мірою обумовлюється фізико-хімічними властивостями свердловинної продукції, що добувається, зокрема, вмістом вуглекислого газу, сірководню, ртуті тощо. Агресивні компоненти, які містяться у свердловинній продукції, при контакті з водою (конденсаційною, пластовою, стічною тощо), вступають у хімічну реакцію з металом газопромислового обладнання, що призводить до корозії металу.

14.1. Вплив агресивних компонентів на корозію нафтогазопромислового обладнання

Основними агресивними агентами у природному газі є сірководень і вуглекислий газ, активність яких проявляється лише за наявності вологи в газі та утворенні плівки води на поверхні металу. Поява сірководню в газі обумовлена біогенними і геологічними чинниками, характерними для нафтового або газового родовища та умов його залягання. Насичення газу вологою пов'язане із впливом підошовних алювіальних вод покладу. Особливу агресивність у цих умовах проявляє газ, в якому присутній окиснювач – повітря або кисень.

Основними чинниками, що впливають на швидкість руйнування внутрішньої поверхні збірних промислових газопроводів та іншого обладнання є: концентрація у газі сірководню, вуглекислого газу і кисню, парціальний тиск H_2S і CO_2 у газі, ступінь насичення газу вологою, температура, загальний тиск і швидкість руху газу. Характер і розподіл корозії у газопроводі залежать також від рельєфу місцевості, якою він пролягає.

Внаслідок спільного впливу зазначених чинників на внутрішній поверхні газопроводу розвивається загальна корозія металу. Характерною особливістю протікання сірководневої корозії у вологому газі є те, що частина атомів водню, що виділяються, не з'єднується у молекули і проникає в метал (явище водневої крихкості). У газопроводах, що транспортують газ під високими тисками (50 – 60 кгс/см^2) із домішкою вологи і сірководню, воднева крихкість сталі

зазвичай проявляється значно раніше загальної корозії[29].

Концентрація сірководню у газі істотно впливає на виникнення та ступінь корозії внутрішньої поверхні газопроводу. Вважають, що в повністю насиченому вологою газі вміст сірководню 0,005 г/м^3 є нижньою межею, при якій корозія металу ще невелика. Однак вирішальним чинником є парціальний тиск сірководню у газі. Наприклад, ступінь корозійних пошкоджень металу при тиску 65 кгс/см^2 і вмісті сірководню 0,1 г/м^3 еквівалентна ступеню корозійних пошкоджень того ж металу при нормальному тиску і вмісті сірководню 6,5 г/м^3.

При зміні загального тиску газу у газопроводі швидкість корозії за наявності сірководню, вуглекислого газу, кисню і вологи, зазвичай, зростає пропорційно збільшенню тиску. Це пояснюють тим, що зі зростанням тиску підвищується концентрація агресивних агентів в одиниці об’єму, що призводить до збільшення їхньої маси, яка діє на одиницю поверхні металу.

Своєрідний вплив на процес сірководневої корозії у газопроводі спричиняє вологість і температура. Газ із домішкою сірководню за відсутності вологи практично не впливає на метал. Природний газ із відносною вологістю 60 – 80 % і з високою концентрацією сірководню (понад 10 %) практично не спричиняє корозії, оскільки сульфідна плівка, що утворюється на поверхні, є до певної міри захисною. У процесі розвитку корозії ця плівка змінює свою структуру і із захисної перетворюється на стимулятор корозії. Тому при відносно великому вмісті вологи у газі та тривалому контакті металу із середовищем сульфідна плівка поступово товщає з утворенням об'ємних продуктів сульфіду заліза. Сульфід має пухку структуру з розвиненою системою капілярів і добре змочується водою, так як його поверхня має гідрофільні властивості. Внаслідок цього водяна пара, яка не досягла тиску насичення по відношенню до плоскої поверхні, може виявитися пересиченою до рідкої фази, що знаходиться у капілярах. Волога з газу конденсуватиметься у порах і капілярах, заповнюючи їх електролітом.

Для початку протікання корозійного процесу достатньо утворення на поверхні металу шару води товщиною всього 20 – 30 молекул. Очевидно, такий шар води на поверхні, що кородує, у присутності сульфіду може виникнути навіть тоді, коли система

[29] Окремі вияви водневої крихкості: водневе розтріскування, утворення пухирців (блістерів), внутрішнє водневе розтріскування, сульфідне розтріскування під напруженням (особливо характерне для нафтогазовидобувної промисловості).

метал–сульфід стикається з газом, в якому пружність парів вологи нижча пружності насиченої пари. Корозія у тонких шарах електроліту, в умовах високої концентрації сірководню призведе до поступового руйнування металу та утворення все більшої за об’ємом маси сульфіду, що має іншу структуру й інші властивості стосовно стимулювання корозії.

Вплив температури на корозійний процес підпорядковується закономірностям електрохімічної кінетики – зі зростанням температури швидкість корозії збільшується, а зі зниженням – зменшується. Однак, за наявності вологи у газі корозійна активність газового середовища залежить від перепаду температур, оскільки при зниженні температури створюються умови для пересичення газу вологою і конденсації її на поверхні металу. З підвищенням температури газу, що транспортується, його відносна вологість зменшується, умови для конденсації води погіршуються, інтенсивність корозії знижується.

Помітний вплив на корозію внутрішньої поверхні газопроводів створює швидкість руху газу. При відносно малій швидкості основний вплив газу пов'язаний з перенесенням по трасі газопроводу продуктів корозії та накопиченням їх у місцях зварних швів і в кінцевих ділянках газопроводу. Підвищення швидкості руху газу сприяє винесенню сконденсованої рідини і розподілу її по всій поверхні, що може призвести до утворення на поверхні металу тонких шарів вологи, в яких швидкість корозії різко підвищується. При високих швидкостях руху газу (15 – 20 м/с), можливим є розрив таких плівок, видалення їх з поверхні металу разом із продуктами корозії. Ймовірно, цим пояснюється зменшення корозійних пошкоджень внутрішньої поверхні газозбірних трубопроводів (шлейфів) при використанні труб малих діаметрів і збільшенні швидкості газу, що транспортується.

Рідкий конденсат безпосереднього не впливає на корозійне руйнування металу, але його присутність у рідині, що конденсується з газу, надає їй специфічних властивостей.

Таким чином, усередині газопроводів, якими транспортують сірководневмісні гази, протікає своєрідна корозія, що відбувається як у плівці рідини різної товщини, так і в рідині, що безперервно конденсується із газу. Остання, стікаючи по похилій поверхні труб до знижених місць газопроводу, накопичується у цих місцях і призводить до ще однієї форми загальної корозії – корозії в об'ємі електроліту. Досвід експлуатації газозбірних мереж, якими

транспортують сірководневмісні гази показав, що найбільше піддаються руйнуванню знижені місця на трасі газопроводу, тобто ті ділянки, де накопичується рідина, що конденсується з газу.

Так, газозбірні вакуумні колектори найшвидше виходять з ладу на тих ділянках, де накопичується конденсат, що випадає з газу.

Характерним для промислових газопроводів є відкладення в них продуктів корозії та елементарної сірки, яка виділяється внаслідок окиснення сірководню киснем повітря. Перетин труб при цьому настільки знижується, що настає їх повне закупорювання.

Отже, корозійна ерозія труб відмічається внаслідок хімічного впливу на метал рідин, що протікають трубою при високих швидкостях (наприклад, це може мати місце у свердловинах, у продукції яких є вуглекислий газ та органічні кислоти). Якщо на поверхні металу створюється міцна плівка продуктів реакції, то можливо, що корозія поступово мимовільно припиниться. Однак рухомі газорідинні суміші (ГРС) можуть видаляти плівку, і процес корозії буде продовжуватися безперервно, зменшуючи товщину стінки труби (у цьому випадку зазвичай кородує не вся поверхня труби, а тільки окремі ділянки, де є нерівності і всілякі заглиблення).

Слід відзначити роль вуглекислого газу на процес корозії нафто-газопромислового обладнання. У таблиці 14.2 наведено інформацію про середні швидкості корозії і термін служби окремих елементів промислового обладнання на родовищах, у продукції, яких є вуглекислий газ.

Таблиця 14.2 – Термін служби обладнання і залежність швидкості корозії від парціального тиску CO_2

Парціальний тиск CO_2, МПа	Швидкість корозії шлейфа, мм/рік	Термін служби арматурних засувок, міс.	Різьбові з'єднання труб		Ущільнювальні кільця		Трійники та інші елементи арматури	
			Швидкість корозії, мм/рік	Термін служби, міс.	Швидкість корозії, мм/рік	Термін служби, міс.	Швидкість корозії, мм/рік	Термін служби, міс.
1,15	1,0–1,5	1–2	3,0–4,0	5–6	7,0–8,0	4–6	4,0–7,0	12–24
1,03	1,0–1,5	1–2	3,0–4,0	6–7	7,0–8,0	4–6	4,0–7,0	12–24
0,78	0,5–1,0	2–3	до 2,0	24–30	3,0–4,0	6–12	2,0–6,0	18–36
0,39	0,4–0,7	3–4	до 1,0	30–48	2,0–4,0	12–18	1,5–2,0	24–36
0,23	0,1–0,3	3–4	до 0,6	36–60	до 1,0	21–24	0,5–1,0	72–96
0,12	0,1–0,3	12–18	до 0,5	48–60	до 1,0	21–24	0,5–1,0	72–96

З (табл. 14.2) видно, що найбільш інтенсивні процеси корозії відбуваються при вищих парціальних тисках CO_2 і цей процес підсилюється зі зростанням температури.

Процеси вуглекислотної корозії можна розділити на такі групи:

– висока корозійна активність при парціальному тиску CO_2 0,7 МПа, pH = 5 і швидкості корозії більшій ніж $4{,}5 \cdot 10^{-3}$ м/рік;

– підвищена корозійна активність при парціальному тиску CO_2 0,33 – 0,70 МПа, pH = 4,8 – 5,5 і швидкості корозії $(2{,}5 – 4{,}5) \cdot 10^{-3}$ м/рік;

– середня корозійна активність при парціальному тиску CO_2 0,1 – 0,3 МПа, pH ≈ 6,5 і швидкості корозії $(1{,}0 – 2{,}0) \cdot 10^{-3}$ м/рік;

– слабка корозійна активність при парціальному тиску CO_2 менше 0,1 МПа, pH ≈ 6,5 і швидкості корозії $(0{,}05 – 0{,}1) \cdot 10^{-3}$ м/рік.

14.2. Розрахунок технологічного режиму експлуатації газових свердловин із агресивними компонентами

Розглянемо задачу встановлення технологічного режиму експлуатації свердловин, у продукції яких присутні корозійно-активні компоненти.

Спочатку за результатами промислових досліджень експериментально оцінюють величину критичної швидкості потоку свердловинної продукції. Потім, із урахуванням цієї швидкості, обчислюють дебіт свердловини за формулою:

$$Q_{\text{кр}} = \frac{V_{\text{кр}} \cdot d^2 \cdot P_{\text{гир}}}{0{,}052 \cdot T_{\text{гир}} \cdot z_{\text{гир}}}, \qquad (14.1)$$

де $V_{\text{кр}}$ – критична швидкість потоку свердловинної продукції, перевищення якої веде до різкого збільшення інтенсивності корозії, м/с;

d – внутрішній діаметр НКТ, 10^{-2} м;

$P_{\text{гир}}$ – гирловий тиск, МПа;

$T_{\text{гир}}$ – гирлова температура, К;

$z_{\text{гир}}$ – коефіцієнт надстисливості газу при гирловому тиску і температурі.

При існуючій конструкції свердловини і заданій критичній швидкості потоку спостерігається зміна дебіту та значень гирлового тиску і температури, коефіцієнта надстисливості газу в ході розробки родовища. Таким чином, для підтримки технологічного режиму свердловини при постійній швидкості потоку необхідно знати характер зміни гирлового тиску з перебігом часу.

Для вирішення цієї задачі скористаємось формулою матеріального балансу для визначення значень поточного пластового тиску:

$$\bar{P}_{пл}(t) = \frac{z\cdot[\bar{P}_{пл}(t),T_{пл}]}{\bar{\alpha}_{г}\cdot\Omega_{п.п}-Q_{в}(t)} \cdot \left[\frac{\bar{P}_{пл.п}\cdot\alpha_{г}\cdot\Omega_{п.п}}{z\cdot(P_{пл.п},T_{пл})} - \frac{P_{ат}\cdot Q_{г}(t)\cdot T_{пл}}{T_{ст}}\right] \qquad (14.2)$$

де $\bar{\alpha}_{г}$ – коефіцієнт газонасиченості порового простору;

$\Omega_{\text{п.п}}$ – початковий об'єм порового простору;

$\bar{P}_{\text{пл.п}}$ – середній початковий пластовий тиск;

$P_{\text{ат}}$ – атмосферний тиск;

$Q_{\text{г}}(t)$ – кількість видобутого природного газу за час t;

$Q_{\text{в}}(t)$ – кількість видобутої пластової води за час t;

$z(P_{\text{пл.п}}, T_{\text{пл}})$ і $z(\bar{P}_{\text{пл}}(t), T_{\text{пл}})$ – коефіцієнти надстисливості природного газу при $\bar{P}_{\text{пл.п}}$ і $\bar{P}_{\text{пл}}(t)$ відповідно.

При газовому режимі роботи покладу $Q_{\text{в}}(t) = 0$, тоді формула матеріального балансу набуває вигляду:

$$\bar{P}_{пл}(t) = \frac{\bar{P}_{пл.п}\cdot z[\bar{P}_{пл}(t),T_{пл}]}{z(\bar{P}_{пл.п},T_{пл})} - \frac{P_{ат}\cdot Q_{г}(t)\cdot T_{пл}\cdot z[\bar{P}_{пл.п}(t),T_{пл}]}{\bar{\alpha}_{г}\cdot T_{ст}\cdot\Omega_{п.п}} \qquad (14.3)$$

Отримані значення середнього поточного тиску для двох режимів (пружно-водонапірного (14.2) або газового (14.3)) прирівнюють до контурного тиску свердловин і потім застосовують їх значення при обчисленні припливу газу за рівнянням:

$$P^2_{\text{пл}}(t) - P^2_{\text{виб}}(t) = a \cdot Q_{\text{кр}} + b \cdot Q^2_{\text{кр}} \qquad (14.4)$$

Значення коефіцієнтів фільтраційних опорів a і b визначаються за результатами дослідження свердловин на стаціонарних режимах фільтрації.

Для відомої конструкції свердловини та значення її дебіту, критичної швидкості і гирлового тиску вибійний тиск визначається за формулою:

$$P_{\text{виб}} = \left[P^2_{\text{гир}} \cdot e^{2S} + \Theta \cdot Q^2_{\text{кр}}\right]^{0,5} \qquad (14.5)$$

де $2S = \frac{0{,}0683\cdot\bar{\rho}\cdot L}{z_{\text{ср}}\cdot T_{\text{ср}}}$;

$$\Theta = 0{,}01413 \cdot 10^{-10} \cdot \frac{\lambda\cdot T^2_{\text{ср}}\cdot z^2_{\text{ср}}\cdot\left(e^{2S}-1\right)}{d^5}; \qquad (14.6)$$

λ – коефіцієнт гідравлічного опору;

$\bar{\rho}$ – відносна густина природного газу;

L – довжина НКТ.

Позначивши величину:

$$\alpha = \frac{d^5}{0{,}052\cdot T_{\text{гир}}\cdot z_{\text{гир}}} \qquad (14.7)$$

і вирішуючи спільно формули (14.2, 14.4, 14.5) з урахуванням (14.7) отримаємо формулу для визначення гирлового тиску $P_{\text{гир}}(t)$:

$$P_{\text{гир}}(t) = \frac{-a\cdot\alpha\cdot V_{\text{кр}} + \sqrt{\left(a\cdot\alpha\cdot V_{\text{кр}}\right)^2 + 4\cdot\left[e^{2\cdot S} + (b+\theta)\cdot\alpha^2\cdot V_{\text{кр}}^2\right]\cdot P_{\text{пл}}^2(t)}}{2\cdot\left[e^{2\cdot S} + (b+\theta)\cdot\alpha^2\cdot V_{\text{кр}}^2\right]} \qquad (14.8)$$

Отримане з формули (14.8) значення поточного гирлового тиску надалі використовується для визначення поточного критичного дебіту газової свердловини, що визначається за формулою (14.1).

Методика обчислення технологічного режиму при заданій швидкості та вмісті у свердловинній продукції корозійно-активного компонента полягає у наступному:

– за можливим або заданим відбором газу з родовища та режимом роботи покладу на підставі формули матеріального балансу обчислюють $P_{\text{пл}}(t)$;

– знайдене значення поточного середнього тиску застосовують у формулі (14.4);

– застосовуючи формулу руху газу вертикальними трубами (14.5), значення вибійного тиску у формулі (14.4) замінюють гирловим тиском; значення вибійного тиску у формулі (14.2) також замінюють гирловим тиском і значенням критичної швидкості потоку, і отриману таким чином формулу вирішують відносно поточного гирлового тиску $P_{\text{гир}}(t)$;

– далі за формулою (14.8) визначають зміну гирлового тиску з перебігом часу;

– за отриманими значеннями $P_{\text{гир}}(t)$, відомим діаметром НКТ, гирловою температурою, критичною швидкістю потоку, гирловим значенням коефіцієнта надстисливості встановлюють режим експлуатації свердловини та її продуктивність;

– у разі використання ступінчастої колони НКТ обчислення здійснюється для перерізу із критичною швидкістю на відповідній глибині.

За умови утворення гідратів значення гирлового тиску і гирлової температури, отримані при режимі постійної швидкості на гирлі, повинні бути не меншими, ніж рівноважний тиск і температура гідратоутворення.

Підвищити ефективність експлуатації свердловин у даному випадку можна завдяки:

– використанню труб із корозійно-стійким покриттям;

– заміни НКТ меншого діаметра на труби більшого діаметра.

14.3. Боротьба з корозією нафтогазовопромислового обладнання

Боротьба з корозією – це продовження терміну служби нафтогазопромислового обладнання, зниження експлуатаційних витрат на його ремонт, покращення техніко-економічних показників видобутку та підготовки нафти і газу на промислах; крім того – це охорона навколишнього середовища, водойм і річок від забруднення нафтою, газом і супутніми відходами при видобутку нафти і газу наприклад, стічною водою.

Боротьба з корозією нафтогазовопромислового обладнання здійснюється за кількома напрямками:

– застосування інгібіторів корозії;

– нанесення лакофарбових і стійких металевих покриттів на поверхню металу, що захищається;

– застосування полімерних матеріалів;

– застосування стійких до корозії металевих сплавів на основі нержавіючих сталей.

Сучасні методи протикорозійного захисту поділяються на:

– технологічні;

– спеціальні.

При вирішенні питань вибору методу захисту від корозії необхідно враховувати і наявність у видобувній продукції свердловин хімічних реагентів, що застосовуються для інтенсифікації видобутку нафти і газу та збільшення нафтогазоконденсатовіддачі пластів, інгібіторів соле- і парафіновідкладень, агресивність видобутої продукції, а також техніко-економічну доцільність їх застосування.

До *технологічних методів* захисту обладнання і трубопроводів від корозії відносять заходи запобіжного характеру, спрямовані на збереження початково низьких корозійних властивостей середовища. Технологічні методи носять комплексний характері і прийнятні на всіх об'єктах. Основними протикорозійними заходами цього методу є: використання закритих систем збирання при видобуванні та підготовці нафти; створення стабільних термодинамічних умов; створення режиму дисперсно-кільцевої течії потоку[30]; уникнення змішування вуглеводневої продукції свердловин із тією, що містить сірководень.

До *спеціальних методів* захисту відносять: застосування

[30] Дисперсно-кільцевий режим течії визначається тим, що газоподібна фаза утворює ядро потоку, а рідка фаза рухається плівкою біля поверхні труби та у вигляді дрібних крапель, розподілених у газоподібному ядрі потоку.

інгібіторів корозії, бактерицидів, неметалевих матеріалів, лаків і фарб; обладнання установок і трубопроводів із катодним і протекторним захистом.

Найефективнішим методом захисту від корозії нафтогазопромислового обладнання є метод захисту із застосуванням інгібіторів корозії. Цей захист, заснований на властивості інгібітора пригнічувати корозійні процеси до рівня, при якому зберігається висока надійність устаткування, що експлуатується. До кожного виду агресивного середовища слід підбирати індивідуальний інгібітор корозії.

Інгібітори корозії, залежно від спрямованої їх дії на агресивні компоненти, що спричиняють корозію металу (сірководень, кисень, вуглекислота, сульфат-відновлюючі бактерії (СВБ) та їх комплексна присутність) поділяються на:

– інгібітори сірководневої корозії;

– інгібітори кисневої корозії;

– інгібітори вуглекислотної корозії;

– комплексні інгібітори (сірководневої, вуглекислотної та кисневої корозії);

– бактерициди.

На сьогодні є різні способи інгібіторного захисту нафтогазопромислового обладнання та свердловин:

– безперервне введення розчину інгібітора у середовище, що видобувається або транспортується;

– періодична обробка технологічного та свердловинного обладнання концентрованим розчином інгібітора;

– закачування інгібітора у пласт;

– закачування інгібітора у затрубний простір свердловини, обладнаної пакерами тощо.

Подача інгібітора здійснюється спеціальними пристроями, що забезпечують:

– автоматичне або напівавтоматичне введення інгібітора у свердловину в часових інтервалах;

– автоматичну подачу інгібітора корозії залежно від витрати свердловинної продукції, що видобувається;

– мимовільну подачу інгібітора;

– подачу інгібітора корозії під тиском середовища.

Так, наприклад, на родовищах із підвищеним вмістом вуглекислого газу та сірководню реалізується здебільшого пакерна конструкція свердловин. Пакер ізолює міжтрубний простір свердловини, в якому знаходиться інгібітор корозії, що забезпечує

надійний захист від корозії зовнішньої поверхні НКТ і внутрішньої поверхні обсадних труб. Це, в свою чергу, дозволяє знизити розтягувальні навантаження, що діють на НКТ, і зменшити ймовірність сульфідного розтріскування труб.

Інгібування свердловин, обладнаних пакерами, проводиться такими способами:

– закачуванням інгібітора у пласт;

– доставкою інгібітора на вибій у желонці;

– заміною рідини в НКТ 2 %-им розчином інгібітора у вуглеводні або у воді з доставкою його у подальшому до вибою свердловини.

При експлуатації свердловин, не обладнаних пакером, подача інгібітора здійснюється закачуванням ударної дози інгібітора у затрубний простір насосних свердловин та його циркуляцією по НКТ (зазвичай об'єм інгібітора становить два об'єми свердловини). У фонтанних свердловинах подача інгібітора корозії здійснюється переважно безперервно за допомогою дозувального насоса. Спочатку закачується ударна доза інгібітора з подальшим переходом на безперервну обробку з меншим дозуванням.

На газліфтних свердловинах подача інгібітора здійснюється через форсунку розпиленням його безперервно або періодично.

При утворенні гідратів у свердловинах, продукція яких містить агресивні компоненти, подача інгібітора корозії здійснюється або спільно з інгібітором гідратоутворення, або окремо.

Захист газопромислових комунікацій інгібіторами залежить переважно від ураження їх корозією і може здійснюватися введенням інгібіторів шляхом диспергування по довжині трубопроводу за допомогою конфузорних вставок. Газопроводи, якими транспортується неочищений газ, захищаються від корозії шляхом подачі у середовище, що транспортується, інгібітора, який вводиться при осушуванні газу, причому періодично здійснюється додаткове інгібування газопроводу.

Вибір матеріалу труб, які застосовуються для спорудження трубопроводів, що транспортують агресивні середовища, проводиться з урахуванням ступеня агресивності середовища, категорії трубопроводів та їх ділянок, діаметрів, температури і тиску експлуатації.

Контрольні питання

1. Назвіть основні агресивні агенти у природному газі.

2. Назвіть основні чинники, що впливають на швидкість руйнування внутрішньої поверхні збірних промислових газопроводів та іншого газопромислового обладнання.

3. Які чинники впливають на процеси корозії у газопроводах та газопромисловому обладнанні?

4. Назвіть способи боротьби з корозією нафтогазопромислового обладнання.

5. Як поділяються сучасні методи протикорозійного захисту?

6. Назвіть найефективніший метод захисту від корозії нафтогазопромислового обладнання.

7. Які Ви знаєте способи інгібіторного захисту нафтогазопромислового обладнання та свердловин?

8. Який захист від корозії мають газопроводи, якими транспортується неочищений газ?

15. МЕТОДИ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ

Досвід розробки газових і газоконденсатних родовищ показує, що завдяки інтенсифікації припливу газу, поліпшенню техніки і технології розкриття пласта, удосконаленню обладнання під час експлуатації свердловин можна значно збільшити дебіт окремих свердловин або знизити величину депресії на пласт, не змінюючи дебіту газу з метою віддалення терміну введення дотискної компресорної станції (ДКС).

Виходячи із сучасної концепції раціональної розробки газових і газоконденсатних родовищ, основним завданням інтенсифікації є підвищення енергозберігаючого дебіту газу[31].

Методи інтенсифікації припливу є єдиним засобом отримання рентабельних дебітів газу у щільних низькопроникних колекторах.

Для покращення проникності привибійної зони пласта використовують різні методи, які можна розділити на дві групи:

1) методи запобігання погіршенню колекторських властивостей пластів;

2) методи, спрямовані на відновлення або покращення проникності привибійної зони свердловин.

Для інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин застосовують:

– гідравлічний розрив пласта (ГРП) і його варіанти – багаторазовий ГРП, спрямований ГРП, ГРП на солянокислотній основі тощо);

– солянокислотну обробку (СКО) та її варіанти – масовану, поетапну, спрямовану;

– гідропіскоструминну перфорацію та поєднання її з ГРП і СКО.

Для розкриття продуктивних пластів, а також удосконалення процесу освоєння свердловин проводять наступні заходи:

– перфорацію під тиском у газовому середовищі; збільшення діаметра вибою свердловин;

– буріння свердловин із горизонтальним стовбуром із розгалуженими вибоями; застосування безглинистих розчинів при розкритті продуктивної товщі;

---

[31] Незалежно від геологічних особливостей родовища свердловина повинна експлуатуватися при дебітах, які забезпечують лінійний закон фільтрації газу у привибійній зоні, з метою економії енергії газу у процесі розробки («енергозберігаючий» дебіт).

– розкриття продуктивних пластів із продуванням вибою газом або повітрям;

– долучення у видобуток продуктивних пластів без глушіння свердловини.

До вдосконалення техніки експлуатації газових свердловин належать:

– роздільна експлуатація двох об'єктів однією свердловиною; ежекція низьконапірного газу високонапірним; застосування плунжерного ліфта для видалення із вибою води;

– подача на вибій поверхнево-активних речовин для видалення води і механічних домішок, що надходять із пласта;

– удосконалення конструкції підземного (внутрішньосвердловинного) обладнання і встановлення розвантажувальних якорів, пакерів, глибинних клапанів для введення інгібітора у фонтанні труби, комбінування труб різного діаметра тощо.

Особливе місце займає метод збільшення газовіддачі шляхом детонації у пласті або у привибійній зоні вибухових речовин. Усі ці методи можна здійснювати не тільки для відновлення проникності привибійної зони, але і для збільшення газовіддачі багатьох газонасичених пластів із низькою проникністю.

До нових методів інтенсифікації відносяться акустична дія великої потужності на привибійну зону пласта, зниження обводнення свердловин і закріплення пухких порід за допомогою силікатного гелеутворення. Більш широке застосування одержали методи інтенсифікації на завершальній стадії розробки родовищ.

Методи інтенсифікації не рекомендується застосовувати: у свердловинах із порушеними та неякісно зацементованими експлуатаційними колонами; в обводнених свердловинах або таких, що можуть обводнитися після проведення робіт із інтенсифікації; у приконтурних свердловинах.

Роботи з інтенсифікації газових свердловин починають проводити в період розвідки при випробуванні перспективних горизонтів із метою визначення їх промислової продуктивності та під час промислової розробки.

Для збільшення продуктивності свердловин застосовуються різні методи, спрямовані на відновлення та покращення проникності привибійної зони, створення конструкцій привибійної зони значних розмірів і зміцнення пухких несцементованих порід.

На початку XXI ст. у вітчизняній практиці застосовуються такі хімічні та фізичні методи, що відновлюють або підвищують фільтраційну характеристику вибою та привибійної зони:

1) нафтові, нафтосодові та газоконденсатні обробки;

2) проходження зони погіршеної проникності каналами підвищеної довжини – абразивна перфорація та гідророзрив пласта;

3) гідрокислотний розрив пласта, що застосовується для обробки слабопористих низькопроникних карбонатних пластів; внаслідок ГРП при механічному впливі рідини утворюються тріщини, по яких кислота глибоко проникає у пласт і реагує з породою;

4) обробка поверхнево-активними речовинами та інгібіторами, що знижують поверхневий натяг внутрішньопорової рідини і температуру початку гідратоутворення.

15.1. Гідравлічний розрив пласта

Суть гідравлічного розриву пласта (ГРП) полягає у утворенні та розширенні у пласті тріщин при створенні на вибої високих тисків рідиною, що закачується у свердловину. Найчастіше тиск розриву на вибої у 1,5 – 2 рази перевищує гідростатичний. Для запобігання змиканню утворених тріщин, при зниженні у них тиску, у тріщини нагнітають крупнозернистий пісок або пропант. Розрізняють три основні види гідравлічного розриву пласта:

а) одноразовий;

б) багаторазовий;

в) спрямований (поінтервальний).

Гідравлічний розрив пласта рекомендується проводити у низькодебітних свердловинах та свердловинах з високим пластовим тиском і низькою проникністю колектора.

При виборі пласта для проведення гідророзриву необхідно мати: комплекс даних промислово-геофізичних досліджень свердловин, дебітограми (або шумограми), дані про колекторські властивості пластів (проникність, пористість, склад глинистого матеріалу та природного цементу). Також необхідно знати товщину пласта-колектора, відстань від стовбура свердловини до контура газоносності та від нижніх перфораційних отворів до газо-водяного контакту (ГВК), пластовий тиск і залишкові запаси газу.

Гідравлічний розрив здійснюють у міцних малопроникних і щільних тріщинуватих пісковиках, щільних тріщинуватих вапняках або доломітах, піщано-глинистих або карбонатно-глинистих породах,

що перешаровуються тощо. Найсприятливішими об'єктами для проведення ГРП є продуктивні пласти, що знаходяться у початковій стадії розробки, які характеризуються низькою проникністю (менше 0,1 мкм^2) і високим пластовим тиском, близьким до початкового.

Гідророзрив можна проводити у будь-яких свердловинах, якщо поклад працює в газовому режимі. Якщо у покладі відбувається рух ГВК, то у свердловинах крайнього ряду гідророзрив пласта проводити не рекомендується.

На покладах водоплаваючого типу при виборі свердловини для гідророзриву необхідно враховувати відстань до ГВК. Відстань від тріщини гідророзриву до ГВК на кожному родовищі визначають за дослідними даними однієї зі спостережних або розвідувальних свердловин.

Якщо дебіт свердловини після проведення ГРП був високий, а протягом короткого часу експлуатації знизився, то гідророзрив можна повторити, приурочивши його до вище розташованого пропластка.

Гирла експлуатаційних газових свердловин обладнують стандартною фонтанною арматурою, розрахованою на тиск, який перевищує відповідний статичний тиск на 25 %.

При проведенні ГРП застосовують спеціальну гирлову арматуру або спеціальні головки. Для проведення гідророзриву насосно-компресорні труби (НКТ) встановлюють на 1 – 2 м під нижніми перфораційними отворами. У газовій свердловині здійснювати ГРП без насосно-компресорних труб не рекомендується.

При багаторазовому гідророзриві способом "знизу вверх" на НКТ спускають пакер із шліпсовим упором; у свердловинах глибиною понад 1 000 м шліпсовий пакер комбінують разом із гідравлічним якорем.

При одноразовому або багаторазовому гідророзриві у глибоких свердловинах (понад 3 500 – 4 000 м), де через високі пластові температури (понад 150 °С) неможливе застосовування пакерів із гумовими елементами, використовують пісочні пакери. Щоб уникнути прихоплення гумових елементів пакерів під час роботи безпосередньо над ними встановлюють промивальну муфту.

Для успішного проведення гідророзриву газових пластів, рідини гідророзриву і рідини-пісконосії повинні мати високу тимчасову в'язкість (вихідна або початкова в'язкість близько 100 мПа·с) і легко видалятися із пласта.

Перед проведенням ГРП проводять дослідження свердловини з метою визначення її приймальності.

Перед початком робіт із гідророзриву у свердловину рекомендується закачувати крейдяні розчини або розчини хлористого кальцію чи хлористого натрію. Якщо пластовий тиск нижчий гідростатичного, то застосовують водоконденсатні, водогасові емульсії, а також водні або гасові (конденсатні) розчини поверхнево-активних речовин із домішками знижувачів фільтрації (крейди, КМЦ тощо).

При проведенні ГРП гирло свердловини обладнають вежею з підйомником. Робочу рідину і пісок у пласт закачують за допомогою насосних агрегатів, наприклад, типу 2АН-500, 4АН-700 (не менше чотирьох). Для подачі піску у рідину-піскоyосій використовують один або два піскозмішувальні агрегати.

Агрегати для нагнітання рідин приєднують до гирла свердловини через змішувальний пристрій *6*, що входить до комплекту гирлового обладнання (рис. 15.1). Кожен агрегат підключають до пристрою через лінію, на якій монтують зворотний клапан, що дозволяє продовжувати закачування рідини при виході з ладу якогось із агрегатів.

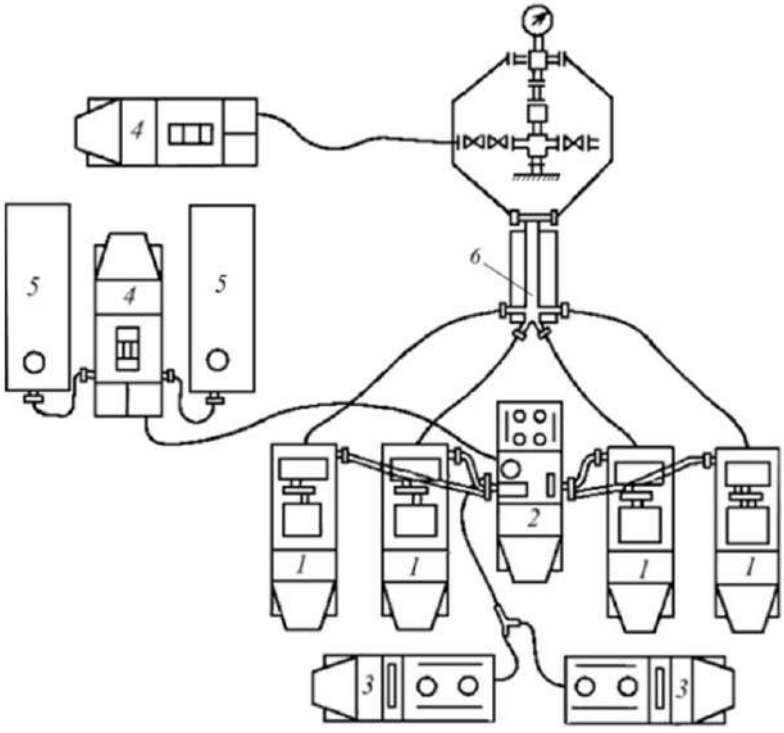


Рисунок 15.1 – Обв'язування обладнання гирла свердловини для проведення ГРП

1 – агрегат 2АН-500; 2 – піскозмішувач ЗПА; 3 – автоцистерна 4ЦР; 4 – агрегат ЗЦА-400; 5 – ємність; 6 – змішувальний пристрій АУ-5

Матеріал для закріплення тріщин після гідророзриву завантажують у бункер піскозмішувача, який може транспортувати на свердловину до 10 т піску.

При проведенні гідророзриву пласта робоча рідина з ємностей *5* забирається насосними агрегатами ЦА-320 або 3ЦА-400 і через викидні лінії насосів подається у бачок піскозмішувача ЗПА. До іншого прийому піскозмішувача *2* підключається лінія від аварійних цистерн 4ЦР. З бачка піскозмішувача ЗПА рідина з піском або без нього за допомогою відцентрового насоса піскозмішувального агрегата під тиском 0,3 – 0,4 МПа подається на прийом насосів агрегатів 2АН-500, а звідти через викидні лінії високого тиску у змішувач АУ-5, з якого рідина по одній або двох лініях високого тиску через гирлову арматуру надходить у насосно-компресорні труби.

При закріпленні тріщин спочатку вміст піску у рідині незначний. За відсутності ускладнень у роботі наземного обладнання концентрацію піску збільшують до розрахункової (не більше 100 – 350 г на 1 л рідини). Якщо як рідину-піскоyосій використовують малов'язку рідину, то закачування і продавлювання її у тріщину проводять із максимально можливою швидкістю. Для більш точного регулювання концентрації піску один із агрегатів подає чисту рідину для запобігання утворенню піщаного корка на вибої свердловини. Після закачування у тріщини рідини-піскоyосія агрегати зупиняють. Зі зниженням тиску на гирлі до нуля стовбур промивають для видалення залишків піску з вибою та з НКТ.

За необхідності проведення *багаторазового розриву пласта* після першого розриву тріщини, що утворилися, закупорюють матеріалом, який легко видаляється, або піском.

Для закріплення тріщин гідророзриву рідину з піском нагнітають тільки при підвищенні коефіцієнта приймальності не менше ніж у 1,5 рази (на підставі дослідних даних), що свідчить про розкриття тріщин.

Після проведення ГРП свердловину плавно освоюють, продувають до виходу сухого газу і досліджують. Для освоєння свердловини використовують пересувні компресорні установки, наприклад УКП-80, компресор яких розвиває тиск до 8 МПа та здатний знизити рівень рідини у затрубному просторі на 700 – 800 м.

З порівняння даних досліджень до і після ГРП визначають його економічну і гідродинамічну ефективність.

Економічна ефективність визначається витратами на проведення ГРП і кількістю газу додатково видобутого внаслідок проведення

гідророзриву. За цими показниками визначають собівартість додатково видобутого газу. Економічна ефективність ГРП тим вища, чим менша собівартість додаткового газу проти планової.

Коли метою ГРП є зниження робочих депресій свердловин, економічна ефективність випливає із продовження терміну безкомпресорної експлуатації родовища. Економічна ефективність тим вища, чим на більш тривалий термін відсунуто введення головної компресорної станції.

На родовищах, що підлягають введенню в експлуатацію, економічна ефективність ГРП визначається числом експлуатаційних свердловин, які можуть бути заощаджені завдяки застосуванню ГРП. Кількісно економічна ефективність визначається різницею витрат на проведення ГРП і витрат на буріння додаткових свердловин.

Гідродинамічна ефективність визначається зміною коефіцієнтів *a* і *b* у рівняннях припливу газу. Зменшення коефіцієнта *a* – показник збільшення проникності привибійної зони пласта.

В цілому, ГРП – технологічно складний і багатоаспектний об'єкт, прогнозування результатів якого можливе тільки шляхом комп'ютерного моделювання на основі сучасного прикладного програмного забезпечення і обробки великого масиву вихідних даних.[32]

Масований гідророзрив пласта (МГРП) є ефективним способом інтенсифікації у низькопроникних (до 10^{-4} мкм^2) щільних газових пластах. Він відрізняється від звичайного гідророзриву тим, що в пласт закачують велику кількість рідини розриву (від 190 до 1 900 м^3) і розклинюючого матеріалу (від 40 до 450 т).

Після проведення МГРП у свердловинах вже при довжині тріщин 300 м продуктивність значно збільшується і перекриває всі витрати на цю операцію. Є приклади успішного проведення МГРП при довжині тріщин до 800 м.

Новою стадією розвитку технології МГРП стали роботи, що проводились на родовищі Воттенберг, при розробці мулистого пласта з дуже низькою проникністю (від 0,05 до 0,005 мД) при товщині пласта 25 м і глибині залягання 2 400 м. На родовищі було

[32] Hydraulic Fracturing: Modeling, Simulation, and Experiment Anthony Peirce (University of British Columbia), Andrew Bunger (University of Pittsburgh), Emmanuel Detournay (University of Minnesota), Egor Dontsov (University of Houston), Dmitry Garagash (Dalhousie University) June 3–8, 2018.
https://www.birs.ca/workshops/2018/18w5085/report18w5085.pdf

застосовано 1 900 м^3 полімерно-емульсійної рідини розриву та 450 т піску.

Аналіз отриманих даних показав, що застосування масованого гідророзриву у продуктивних зонах із малопроникними породами економічно виправдане, а довжина проникнення тріщин приблизно дорівнює 900 м. Завдяки застосуванню технології гідророзриву родовище вважається промисловим.

Видобуток газу із родовищ басейну Анадарко (США) здійснюється з глибини 5 000 – 7 000 м при пластовому тиску до 120 МПа і пластовій температурі до 180 °С. Для забезпечення рентабельності розробки тут широко застосовується гідравлічний розрив із тиском розриву, близьким до градієнтів порового тиску. При експлуатації велика увага приділяється вибору матеріалів і контролю якості обладнання, що забезпечує безпеку проведення робіт.

При інтенсифікації глибоких свердловин в умовах високих температур (150 – 180 °С) необхідно правильно вибрати рідину розриву і зберегти її несучу здатність до кінця операцій. Рідина розриву повинна мати наступні характеристики:

– в'язкість близько 100 МПа·с;

– відсутність зсуву та переходу у стан із низькою в'язкістю у результаті руйнування хімічних зв'язків при турбулентності;

– зберігати високу в'язкість при температурі 175 – 200 °С протягом заданого часу.

Розроблено два типи рідин розриву: а) з поперечними зв'язками; б) здатну загущуватись у два етапи.

Рідина з поперечними зв'язками (обумовленими хімічною реакцією деяких полімерних ланцюгів) є гарним пісконосієм. Однак при температурі вищій 145 °С відбувається руйнування поперечних зв'язків і рідина втрачає здатність переносити розклинюючі матеріали. До другого типу відноситься рідина з основним загусником, в який вводиться другий загусник (у сухому вигляді) під час закачування свердловини.

У практиці деяких країн, особливо США, розвиваються методи оцінки ступеня погіршення параметрів малопроникних продуктивних пластів при інтенсифікації. Результати інтенсифікації методом гідророзриву свідчать про необхідність ретельнішого відбору робочих рідин із метою зменшення їх негативного впливу на проникність порід пласта при гідророзриві.

15.2. Солянокислотна обробка газових свердловин

Солянокислотна обробка свердловин основана на здатності кислот вступати в реакцію з карбонатними породами (вапняками і доломітами), що призводить до очищення та розширення їх пористих каналів, збільшення проникності і, як наслідок, до підвищення продуктивності свердловин. При цьому у пластових умовах відбуваються такі хімічні реакції:

для вапняку $CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2$;

для доломіту $CaCO_3 \cdot MgCO_3 + 4HCl = CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2$.

Продукти реакції карбонатних порід із соляною кислотою хлористий кальцій $CaCl_2$ і хлористий магній $MgCl_2$, добре розчинні у воді і не випадають в осад із розчину прореагованої кислоти.

Швидкість реакції у вапняках і доломітах залежить в основному від тиску і температури. Зі збільшенням тиску і при використанні солянокислотного розчину з пониженою температурою швидкість реакції зменшується.

Промисловістю виробляються кілька сортів соляної кислоти. Найякіснішою є кислота, що має: вміст HCl – не менше 31 %, заліза – не більше 0,02 %, сірчаної кислоти – не більше 0,005 %.

Внаслідок взаємодії окисних сполук заліза із соляною кислотою утворюється хлорне залізо, яке при повній нейтралізації кислотного розчину випадає у пласті в осад у вигляді окису заліза $Fe(OH)_3$ і закупорює пори. Тому при вмісті заліза більше 0,02 % для запобігання випаданню осаду необхідно до соляної кислоти додавати 1 – 1,5 % оцтової кислоти.

Якщо у розчині соляної кислоти є домішки сірчаної кислоти, то остання, взаємодіючи з карбонатами, утворює нерозчинний осад гіпсу, здатний закупорювати поровий простір:

$H_2SO_4 + CaCO_3 = CaSO_4 + H_2O + CO_2$.

Для видалення сірчаної кислоти додають хлористий барій у кількості 0,02 – 0,05 %. При цьому реакція проходить з утворенням осаду сірчанокислого барію. Після відстою осад $BaSO_4$ видаляють.

Для обробки свердловини застосовують такі види соляної кислоти:

– інгібовану, тобто кислоту, препаровану на заводах-постачальниках спеціальними добавками для зниження корозійного впливу на метал;

– інгібовану синтетичну, але зі зниженою концентрацією (до 19 – 25 %);

– інгібовану, отриману з абгазів[33] органічних виробництв при концентрації HCl від 18 до 22 %.

У процесі експлуатації свердловини частина її перфорованих каналів зазвичай заглинізовується. Для їх очищення застосовують солянокислотну обробку привибійної зони. При цьому утворення тріщин небажане, оскільки кислота, прорвавшись у пласт, реагує вже поза оброблюваною зоною.

Газоносні карбонатні породи не покриті плівкою нафти, і тому кислота вступає в реакцію відразу після потрапляння у пласт. Реагуючи з породою та розширюючи порові канали, вона просувається вниз під дією власної ваги, наближаючись до газоводяного контакту. Тому час реакції кислоти у таких породах значно менший, ніж у нафтових пластах. За необхідності закачування кислоти у газоносний пласт на велику відстань від стовбура свердловини, наприклад, при солянокислотному гідророзриві, необхідно спочатку закачати екрануючу вуглеводневу рідину. Аналогічного результату при закачуванні кислоти у пласт далі від стовбура можна досягти при використанні гасово- або конденсатокислотних емульсій. Як емульгатор в емульсіях застосовують поверхневоактивні речовини.

Гасо- і конденсатокислотні емульсії відносяться до гідрофобного типу, а газоносні вапняки, особливо за відсутності у покладах нафтових облямівок, як правило, дуже погано приймають гідрофобні рідини. Тому емульсія, закачана у тріщину, не фільтрується крізь стінки тріщини, а реагує безпосередньо на стінках. Потім вона розпадається на рухомі компоненти.

Метою солянокислотної обробки є збільшення продуктивності свердловин. Для цього у різних випадках необхідно:

– очистити привибійну зону після буріння чи капітального ремонту;

– збільшити проникність присвердловинної зони пласта у радіусі десятка і більше метрів;

– забезпечити сполученість вибою із зонами, що мають кращі колекторські властивості;

– інтенсивно обробити окремі ділянки розкритої товщини пласта, які при встановлених робочих депресіях мало продуктивні, тощо.

Залежно від способу обробки визначають тиск на гирлі свердловини, який необхідно підтримувати при закачуванні кислоти у

[33] Абгаз – відпрацьований газ

пласт. Для цього кислоту закачують у насосно-компресорні труби з максимально можливою швидкістю до початку підвищення тиску на гирлі свердловини. Потім темп закачування знижують до моменту, коли пласт почне приймати кислоту (або іншу рідину) – кислота фільтрується у пласт крізь порові канали. При цьому способі тиск протягом усього процесу необхідно підтримувати на встановленому рівні, регулюючи темп подачі кислоти у свердловину. При іншому режимі подачі кислоти у пласт через систему мікротріщин після визначення моменту приймальності пласта тиск повільно збільшують до встановлення його на певному рівні. При цьому приймальність свердловини значно зростає. Цей момент відповідає розкриттю системи мікротріщин. Потім закачують кислоту при режимі, що забезпечує підтримання тиску і приймальності на рівні.

При гідророзриві пласта кислоту (або іншу рідину) закачують з максимальною швидкістю при максимально можливому або допустимому тиску. Швидкість її закачування – не менш важливий технологічний параметр при солянокислотних обробках, ніж тиск.

При невеликій швидкості закачування кислоти основна її маса реагує у безпосередній близькості від стовбура (особливо у газоносному пласті), і у віддалені ділянки пласта вона надходить переважно не здатною до ефективного впливу на породу. Кислота значно швидше реагує з породою при прокачуванні, ніж у статичному стані, так-як при русі краще відводяться продукти реакції. При закачуванні на велику відстань від вибою необхідно швидко доставити кислоту до місця реакції і з більшою її концентрацією у розчині. Сповільнити швидкість реакції можна шляхом емульгування кислоти, або добавкою до неї відповідного інгібітора з підвищенням тиску закачування.

При невеликих тисках закачування кислоти у пласт солянокислотні обробки малоефективні. Малоефективними є також обробки, проведені при невеликих швидкостях закачування у пластах великої потужності.

При виборі газової свердловини для кислотної обробки необхідно мати інформацію про:

– промислові і геофізичні дослідження;

– колекторські властивості пласта, властивості глинистого розчину, що використовується при розкритті продуктивного пласта;

– товщину пласта;

– відстань від свердловини до контуру живлення та від нижніх перфораційних отворів до газоводяного контакту;

– пластовий тиск і залишкові запаси газу.

Сприятливі для обробки *соляною кислотою* такі об'єкти:

– карбонатні пласти з добре розвиненою природною тріщинуватістю, продуктивність яких знижена внаслідок забруднення тріщин частинками карбонатних порід і глинистого розчину при бурінні; при цьому кислота розчиняє проникли у тріщини частинки порід, сприяє вилученню із пласта глинистого розчину та багаторазовому збільшенню дебіту свердловин;

– карбонатні пласти, в яких тріщинуватість розвинена слабо; при цьому у результаті реакції кислоти з породою утворюються канали розчинення з багаторазовим збільшенням розмірів порових каналів, що глибоко проникають у пласт;

– пористі карбонатні пласти, в яких проникність привибійної зони знижена внаслідок фаціальних змін або проникнення у пласт промивальних рідин у процесі буріння чи ремонтних робіт; у цих випадках механізм впливу кислоти полягає у тому, що вона розчиняє матеріал на стінках порових каналів;

– щільні слабопористі низькопроникні карбонатні пласти; у цьому випадку необхідно проводити гідрокислотний розрив, внаслідок чого механічна дія рідини, що забезпечує створення тріщин розриву, доповнюється хімічною дією кислоти на породу.

Для обробки *глинокислотою* сприятливими об'єктами є щільні малопроникні малопродуктивні пісковики з карбонатним або глинистим цементом.

До умов, несприятливих для кислотної обробки, відносяться близькість підошовних чи контурних вод; значне зниження пластового тиску (на 60 – 70 % від початкового); приплив у свердловину навіть незначної кількості пластової води; порушення у обсадній колоні та відсутність можливості ізолювати їх від інтервалу, що обробляється.

Якщо у складі порід є гіпс чи ангідрит, то концентрація кислоти має перевищувати 15 %. Більш концентрована кислота розчиняє зазначені речовини, і вони випадають в осад після її нейтралізації, закупорюючи порові канали.

У пластах, представлених карбонатними породами з добре розвиненою природною тріщинуватістю, в яких кислота може прореагувати з породою у безпосередній близькості від вибою свердловини, за відсутності можливості застосовувати уповільнювачі реакції або гідрофобну емульсію, використовують ступінчасту зміну

концентрації, закачуючи у пласт перші порції кислоти 25 % концентрації і останні – 10 % концентрації.

При обробці слабопористих і малопроникних вапняків і доломітів концентрацію збільшують до 20 – 25 %. Найчастіше при обробці карбонатних пластів застосовують кислоту 12 – 15 % концентрації, а пластів, представлених теригенними породами, – глино-кислоту (суміш соляної кислоти 8 – 10 % концентрації з 3 – 5 % плавикової кислоти у розрахунку на об'єм кислотного розчину).

При повторних обробках і необхідності збільшення радіусу обробки для зниження робочої депресії застосовують ступінчасту зміну концентрації. Для свердловин зі зниженим дебітом внаслідок забруднення привибійної зони при експлуатації або ремонтних роботах використовують кислотні розчини 8 – 12 % концентрації; для кислотних ванн свердловин, перекритих колоною – соляну кислоту концентрацією від 12 – 15 % і – до 20 % у свердловинах із відкритим вибоєм; для глинокислотних ванн – суміш соляної кислоти 14 – 16 % концентрації з 3 – 5 % плавиковою кислотою.

Для свердловин із відкритим стовбуром при кислотних ваннах тривалість реакції орієнтовно становить 16 – 24 год. Після закінчення цього терміну продукти реакції повинні бути вилучені.

Кислота високої концентрації може глибоко проникати у пласт за умови, що вона змішана з домішками органічних інгібіторів. Після інгібування 30 % соляну кислоту можна застосовувати при температурі 163 – 204 °С. При цьому необхідне промивання привибійної зони для її охолодження.

Обробка пластів із високим тиском концентрованими кислотами може призвести до незворотного зниження міцності породи. Такі пласти рекомендується обробляти великими об’ємами слабкої кислоти із застосуванням ПАР, реагентів для видалення забруднення, розчинників.

У карбонатних колекторах і пісковиках із прошарками карбонатних порід найбільш ефективним засобом покращення продуктивної характеристики свердловин після капітального ремонту є солянокислотна обробка (СКО). Залежно від ступеня забруднення привибійної зони свердловин застосовуються кислотні ванни, прості, масовані та спрямовані кислотні обробки.

Кислотні ванни використовують для обробки карбонатних колекторів із добре розвиненою природною тріщинуватістю, продуктивність яких була знижена при бурінні або консервації свердловин. При цьому кислота сприяє вилученню із пласта

глинистого розчину і розчиняє частинки карбонатних порід, що проникли у тріщини пласта.

Для різних умов рекомендується застосовувати два види кислотних ванн: без тиску і під тиском.

У першому випадку цей метод збільшення продуктивності свердловин застосовується для видалення глинистої кірки та очищення фільтрової частини свердловини перед обробкою привибійної зони або перед ремонтними роботами. У другому випадку кислотну ванну застосовують у свердловинах, заповнених рідиною чи газом, за наступною технологією.

Якщо свердловина заповнена рідиною, її ретельно промивають до вибою прісною або мінералізованою водою, водним розчином ПАР, слабким водним розчином соляної кислоти, водним розчином хлористого кальцію, конденсатом, дизпаливом або крейдяним розчином. Якщо гирло не герметизоване, використовують рідину відповідної густини. Потім закачують кислотний розчин в інтервал розкритої частини пласта. Після реакції свердловину промивають до вибою водою, конденсатом або слабким розчином кислоти.

Кислотну ванну під тиском застосовують не тільки для видалення глинистої кірки та очищення привибійної зони, але і для очищення тріщин на вибої перед кислотною обробкою.

Технологія проведення *кислотної ванни під тиском* відрізняється тим, що після закачування необхідної кількості кислотного розчину на вибої створюється тиск, який перевищує пластовий, але не перевищує тиску промивальної рідини при розкритті пласта бурінням.

Проста СКО ефективна для дії на карбонатні пласти із слаборозвиненою тріщинуватістю, колекторські властивості яких визначаються пористістю. При цьому кислота, реагуючи з породою, значно збільшує порові канали, що глибоко проникають у пласт. Крім того проста кислотна обробка застосовується для впливу на пласт кислотою у радіусі зони проникнення промивальної рідини або її фільтрату і включає наступні операції:

1) Інтенсивне промивання вибою і привибійної зони з метою попереднього очищення фільтрату для подальшого впливу кислотою;

2) Кислотну ванну, яку застосовують для руйнування та видалення глинистої кірки, а також очищення тріщин;

3) Промивання вибою і привибійної зони свердловини від продуктів реакції;

4) Закачування і продавлювання у пласт запроєктованого об'єму кислоти;

5) Освоєння свердловини і введення її в експлуатацію.

Масована СКО застосовується для обробки пористих нетріщинуватих карбонатних пластів, в яких проникність привибійної зони знижена через фаціальні зміни або проникнення у пласт промивальних рідин і зважених частинок при бурінні або ремонтних роботах. Масовану кислотну обробку проводять з метою впливу на пласт кислотою у радіусі десятків метрів. Технологія її проведення аналогічна, як і при простій обробці. Питому кількість кислоти беруть максимальну.

Спрямована кислотна обробка застосовується тоді, коли з усієї розкритої потужності потрібно обробити певний інтервал. У свердловинах, де продуктивний пласт перекритий експлуатаційною колоною, спрямована СКО здійснюється за допомогою гідропіскоструминного або кумулятивного перфоратора.

У свердловину на насосно-компресорних або бурильних трубах опускають гідропіскоструминний або кумулятивний перфоратор і встановлюють у заданому інтервалі. При відкритому затрубному просторі колону і пласт перфорують у необхідному напрямку, а потім виконують зворотне промивання свердловини. Після перфорації стовп рідини у трубах витісняють розчином соляної кислоти. Затрубну засувку закривають, а розчин кислоти, що залишився, закачують і продавлюють у пласт.

Після обробки корінну засувку на гирлі закривають і свердловину витримують під залишковим тиском до його повної стабілізації або різкого зниження.

Глинокислотні розчини застосовують для проведення ванн, простих, масованих, спрямованих та інших обробок пласта.

Для обробки із застосуванням двох видів кислот застосовуються два варіанти:

1) Спочатку закачують соляну кислоту, потім плавикову (фтористоводневу). Щоб унеможливити контакт відпрацьованої соляної кислоти з плавиковою, при якому утворюються осади фтористого кальцію і фтористого магнію, об’єм соляної кислоти повинен перевищувати об’єм плавикової у 2,5 – 3 рази. Після витримування кислоти свердловину освоюють і вводять в експлуатацію.

2) Спочатку закачують соляну кислоту, потім вилучають продукти реакції, після чого нагнітають плавикову кислоту.

Фтористоводневу кислоту застосовують лише у суміші із соляною. Таку кислотну суміш (глинокислоту) використовують для обробки свердловин, складених карбонатними породами або сильнокарбонізованими пісковиками.

Технологія обробки глинокислотою повинна виключати її тривалий контакт із металом труб. З цією метою, при низькій приймальності пласта, закачування і продавлювання кислоти проводять при відкритому вибої порціями, розміщуючи кожну порцію тільки в межах фільтра або товщини оброблюваного пласта. При достатній приймальності закачування кислоти і продавлювання її у пласт необхідно здійснювати без перерви.

Якщо застосовувана кислота руйнує скелет пласта, замість кислотної обробки необхідно проводити гідророзрив пласта нейтральною рідиною із закріпленням тріщин розриву.

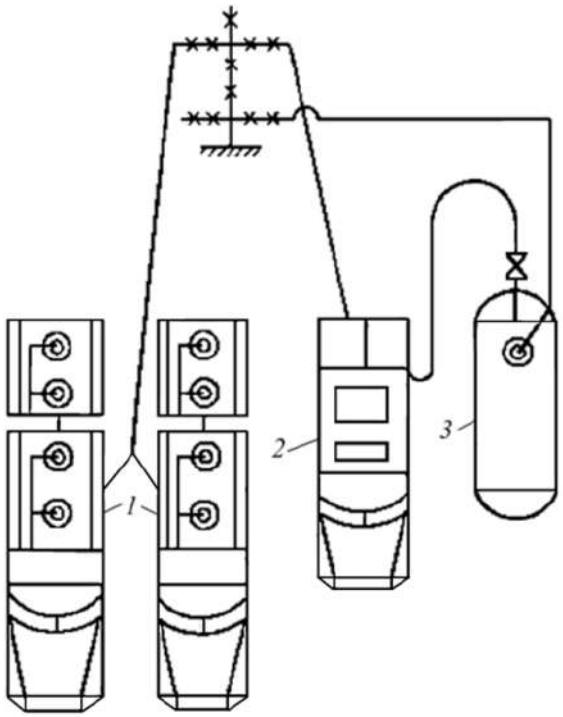


Рисунок 15.2 – Розташування та обв'язка обладнання при кислотних обробках за допомогою агрегатів Азінмаш-30

1 – агрегат Азінмаш-30 з ємностями для робочої рідини; 2 – насосний агрегат; 3 – ємність для промивальної рідини

Для приготування розчину соляної кислоти у ємність набирають необхідну кількість води, потім додають потрібну кількість концентрованої соляної кислоти та ретельно перемішують. У розчин вводять інгібітор і стабілізатор (оцтову кислоту, хлористий барій). Потім додають поверхнево-активні речовини і після перемішування

розчин залишають у спокої для осадження та видалення сірчанокислого барію.

Для глушіння і промивання свердловин та закачування кислотного розчину у пласт застосовують агрегати Азінмаш-30, 3ЦА-400, ЦА-320, АН-500, 2АН-500, 4АН-700.

Для транспортування кислоти та інших робочих рідин до свердловини використовують агрегати Азінмаш-30 та автоцистерни типу 4ЦР.

Після кислотної обробки свердловини освоюють за допомогою компресорних установок УКП-80 та УКС-80.

Для приготування робочих рідин використовують металеві ємності місткістю 25 – 50 $м^3$.

Схема обв'язування обладнання з гирлом свердловини показана на рисунку 15.2.

15.3. Гідропіскоструминна перфорація

Гідропіскоструминна перфорація – високоефективний метод інтенсифікації припливу газу до вибою свердловини та сполучення її стовбура з продуктивним пластом. При гідропіскоструминній перфорації, руйнування обсадної колони, цементного каменю і породи здійснюється з використанням абразивного і гідромоніторного ефекту високошвидкісних піщано-рідинних струменів, що вилітають з великою швидкістю із насадок піскоструминного перфоратора.

Крім розкриття пластів перфорацією цей метод застосовують для інтенсифікації інших способів обробки привибійних зон, а також при капітальному і поточному ремонтах свердловин.

Основне призначення гідропіскоструминної перфорації:

– розкриття пластів при випробуванні розвідувальних свердловин;

– розкриття продуктивних пластів у свердловинах, обладнаних для спільно-роздільного закачування води та експлуатації двох або більше пластів в одній свердловині;

– розкриття пластів із тріщинуватими колекторами; розкриття слабопроникних зцементованих пластів; розкриття пластів після проведення ізоляційних робіт і капітального ремонту свердловин;

– розкриття пластів із наступним гідравлічним розривом;

– розкриття пластів, перекритих двома і більше колонами; роботи з вирізання обсадних та інших колон для вилучення їх із свердловини;

– створення отворів для проведення ремонтного цементування при усуненні затрубних перетоків.

Гідропіскоструминний метод перфорації не дає належного ефекту в інтервалах, раніше оброблених соляною кислотою, або після гідророзриву, а також після повторного розкриття високопроникних пластів із низьким пластовим тиском і дуже обводнених пластів.

Гідропіскоструминна обробка свердловини здійснюється за допомогою перфораторів, які дозволяють направляти піщано-рідинні суміші на стінку свердловини через насадку.

Для промивання свердловин перфоратор має хвостовик із пером.

Якщо обробка здійснюється при повному або частковому поглинанні рідини пластом (без виходу рідини із затрубного простору), то глибину підвіски труб розраховують із урахуванням додаткових навантажень, що виникають внаслідок різниці рівнів рідини в трубах і у затрубному просторі.

Для розкриття пластів використовують піскоструминні перфоратори АПА-6М, що забезпечують створення точкових і щілинних каналів у пластах і спускаються у свердловину на насосно-компресорних трубах. Гирло обладнають стандартною арматурою типу 1АУ-700 або спеціально виготовленою головкою, що застосовується при ГРП. Для прокачування піщано-рідинної суміші використовують насосні агрегати 2АН-500 або 4АН-700, а також цементувальні агрегати або бурові насоси.

Піщано-рідинну суміш готують у піскозмішувальних агрегатах 2ПА, 3ПА та ін. На лінії обв'язки поверхневого обладнання монтують фільтри, що запобігають закупорюванню насадок перфоратора і очищують відпрацьовану піщано-рідинну суміш від шламу.

Залежно від виду робіт перфорацію здійснюють за такими схемами обв'язування свердловини з обладнанням: закільцьована схема (з повторним використанням піску і рідини); із скиданням відпрацьованого піску та повторним використанням рідини; із скиданням рідини і піску.

Закільцьовану схему (рис. 15.3), як найбільш економічну, застосовують у всіх випадках розкриття продуктивних пластів методом гідропіскоструминної перфорації.

Якщо використовують фонтанну арматуру, обладнання і свердловину обв'язують за схемою, яка передбачає скидання відпрацьованого піску і повторне використання рідини. Якщо тривалість обробки невелика, а потрібний об'єм рідини з піском менший за об’єм свердловини, процес здійснюється зі скиданням рідини і піску.

Робочі рідини при гідропіскоструминних обробках підбирають з урахуванням фізико-хімічних властивостей пластів і рідин, які насичують породи, а також видів робіт, що проводяться у свердловині. При цьому враховують, що робоча рідина не повинна погіршувати колекторських властивостей пласта. Розкриття і обробка привибійної зони пласта не повинні супроводжуватися викидом газу, що призводить до відкритого фонтанування.

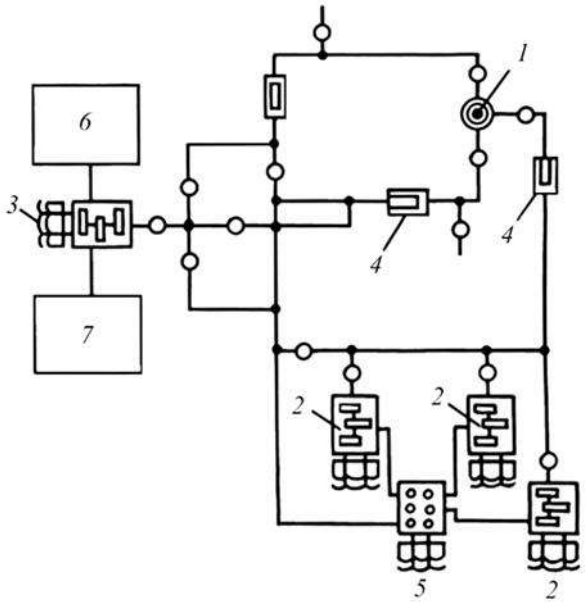


Рисунок 15.3 – Обв'язка агрегатів і гирла свердловини при застосуванні закільцьованої схеми

1 – гирло свердловини; 2, 3 – насосні агрегати; 4 – шламоуловлювач; 5 – піскозмішувальний агрегат; 6 – ємність; 7 – амбар

Пісок застосовують з розміром зерен від 0,2 до 2 мм і з переважним вмістом кварцу (більше 50 %). Масова концентрація піску у рідині 50 – 100 г/л.

Для розкриття продуктивних пластів та їх інтенсифікації застосовують такі рідини:

– 5 – 6 % розчин інгібованої соляної кислоти (якщо колектор карбонатний), дегазовану нафту;

– пластову або прісну технічну воду, що містить поверхнево-активну речовину (ПАР);

– промивальний розчин (при розкритті тріщинуватих пластів із аномальними тисками).

При здійсненні ремонтних робіт у продуктивному пласті як робочі рідини використовують:

– дегазовану нафту;

– 5 – 6 %-ий солянокислотний розчин;

– мінералізовану та прісну воду з додаванням ПАР;

– промивальну рідину.

Породи, що містять глинисті включення, обробляють піщано-рідинними сумішами, які не спричиняють набухання глин. Для цього з урахуванням фізико-хімічних властивостей глин різних газоносних формацій рекомендуються такі рідини:

– 0,5 – 1 %-ий водний розчин хлористого кальцію;

– 0,5 – 1 %-ий водний розчин словатону;

– 0,5 %-ий водний розчин поліакриламіду;

– 1 – 2 %-ий водний розчин стеароксу;

– 0,5 – 1 %-ий водний розчин вирівнювача А;

– 0,5 – 1 %-ий водний розчин КМЦ;

– 10 %-ий водний розчин хлористого натрію з добавками 0,3 – 0,5 % поверхнево-активних речовин (сульфанол, дісолван);

– 5 – 10 %-ий водний розчин хлористого натрію з добавками 3,5 – 5 % карбоксиметилцелюлози (КМЦ).

Якщо густина наведених робочих рідин не забезпечує глушіння свердловини, застосовують важчі розчини:

– крейдяні розчини: бентоніт – 10 %; крейда – 25 %; 2 % розчин NaOH – 65 %;

– водний розчин хлористого кальцію густиною 1 200 кг/м^3.

За наявності розкритих продуктивних горизонтів, глушіння свердловин при підготовці їх до перфорації повинно проводитися за допомогою рідин, які не знижують фільтраційної характеристики привибійної зони і не спричиняють набухання глин.

Щільність отворів при гідропіскоструминній перфорації та профіль створюваного каналу визначають залежно від геолого-експлуатаційної характеристики продуктивних пластів. Монолітні, однорідні за проникністю продуктивні пласти розкривають точковими каналами при щільності каналів – 2 – 4 отвори на 1 м товщини, що розкривається. У колекторах, що перешаровуються, перфорують кожен продуктивний пропласток.

Щільні абразивностійкі слабкопроникні та стійкі колектори (типу пісковику, вапняку, доломіту) ефективніше розкривати вертикальними щілинами. Висоту щілини по товщині пласта приймають не менше ніж 100 мм і не більше 500 мм; інтервали між щілинами по твірній – не менше 500 мм. Максимальне охоплення пласта розкриттям забезпечують щілини, що знаходяться у шаховому порядку.

Після спуску інструменту свердловину обв'язують для прямого і зворотного промивання. У насосно-компресорні труби опускають опресувальний кульовий клапан і після його посадки опресовують підземне обладнання на тиск, що перевищує робочий в 1,3 – 1,6 раз.

Потім способом зворотного промивання вилучають опресувальний клапан, а в трубу опускають клапан перфоратора; монтують на гирлі обладнання і обв'язують насосні агрегати з піскозмішувачем і свердловиною. Наземне обладнання і маніфольди опресовують при тиску, який у 1,5 рази перевищує робочий. Режим обробки буде встановленим, коли тиск закачування досягне запланованого значення. Після цього у змішувач подають пісок із розрахунку 50 – 100 кг на 1 $м^3$ рідини і закачують у свердловину піщано-рідинну суміш.

Гідропіскоструминну обробку пластів здійснюють знизу вгору. У нижньому (першому) інтервалі рідинно-піщану суміш прокачують довше запроєктованої тривалості розкриття на час, необхідний для заповнення сумішшю об'єму колони труб. При вимушеній зупинці процесу проводять зворотне промивання свердловини.

Після закінчення обробки всіх інтервалів способом зворотного промивання вилучають кульовий клапан і свердловину промивають до вибою.

Після гідропіскоструминних обробок піднімають перфоратор і свердловину обладнують для освоєння та експлуатації.

Ефективність гідропіскоструминного розкриття оцінюють за індикаторними кривими та приведеним радіусом свердловини, визначеним за допомогою кривих відновлення тиску.

15.4. Перфорація у газовому середовищі

При додатковій перфорації обсадної колони в експлуатаційній свердловині з метою збільшення дебіту газу, а також при освоєнні пакерних свердловин не завжди одержують позитивні результати з приросту видобутку газу. Це пояснюється тим, що після глушіння свердловини глинистим розчином або водою потрібен тривалий час, щоб свердловина знову відновила свою продуктивність. З огляду на це розроблено метод перфорації у газовому середовищі, тобто без глушіння свердловини рідиною.

Новий метод має ряд переваг: підвищується пробивна здатність куль, зменшується кількість тріщин як в обсадній колоні, так і в цементному кільці і, що найважливіше, виключається глинизація

привибійної зони пласта, внаслідок чого підвищується робоча характеристика свердловини.

Для проведення перфорації під тиском у газовому середовищі свердловину обладнають спеціальним лубрикатором, що складається з приймальної камери і сальникового пристрою. Лубрикатор дозволяє спускати глибинні прилади та пристрої у газові свердловини з надлишковим тиском на гирлі під час виконання промислово-геофізичних та інших робіт без глушіння свердловин. Перфоратор спускають у свердловину через лубрикатор на спеціальному броньованому кабелі.

Метод додаткової перфорації найзручніше застосовувати на свердловинах, в які не спущені фонтанні труби. Однак цей метод можна використовувати і у свердловинах зі спущеними фонтанними трубами. У цьому випадку перфорацію здійснюють, спускаючи у фонтанні труби малогабаритні перфоратори, а прострілнаміченого інтервалу відбувається крізь фонтанні труби. Оскільки перфорація під тиском у газовому середовищі має ряд переваг, що забезпечують високу продуктивність свердловини, цей метод доцільно застосовувати і при первинній перфорації у нових пробурених свердловинах. При цьому стовп глинистого розчину необхідно попередньо замінити на стовп газу.

15.5. Інтенсифікація видобутку газу за допомогою вибухових речовин

Найефективнішим способом отримання припливу газу по всій розкритій товщині пласта є використання вибухових речовин. При вибуховому способі інтенсифікації розширення та утворення нових тріщин відбувається під дією газів, причому швидкість цього процесу визначається швидкістю детонації та поширення вибухової хвилі.

Сучасний розвиток техніки дозволяє проводити вибух у пласті, використовуючи пульпоподібні рідкі вибухові речовини. Завдяки консистенції таких речовин, їх можна закачувати безпосередньо у тріщини пласта та робити детонацію. Така технологія забезпечує вплив як на привибійну зону, так і в цілому на пласт.

Розрив пласта тиском порохових газів

Застосування різних за масою порохових зарядів, залежно від глибини оброблюваного інтервалу, дозволяє створювати у свердловині тиск, який дорівнює повному гірському або перевищує його, що забезпечує умови для утворення нових чи розширення існуючих тріщин. Тиск у камері апарату АСГ-105К, в якому

відбувається згоряння заряду, залежить від діаметра критичного перерізу сопла та ефективної температури заряду.

Апарат АСГ-105К спускається у свердловину на броньованому каротажному кабелі. Він дозволяє проводити розрив пласта у частково або повністю заповнених рідиною свердловинах глибиною до 3500 м, закріплених обсадною колоною внутрішнім діаметром від 122 мм, при температурах у зоні розриву до 373 К.

Апарат АСГ-105К для проведення робіт із розриву пласта рекомендується застосовувати у свердловинах, продуктивні пласти яких складені: щільними тріщинуватими вапняками з низькою загальною пористістю 4 %; неглинистими пористими (15 %) вапняками; доломітизованими і вертикально-тріщинуватими породами; вапняками однорідними низькопроникними із середньою первинною пористістю; доломітами, неглинистими пісковиками; пісковиками з прошарками алевролітів та глин за умови встановлення апарату проти піщаного пропластка.

При впливі пороховими газами у свердловині, в інтервалі продуктивного пласта, встановлюють пороховий заряд. При детонації пороху свердловинна рідина під впливом утворених газів витісняється у пласт, розширюючи природні тріщини.

Торпедування свердловин

Торпедування на газових промислах застосовують із метою збільшення припливу газу з продуктивного пласта, що експлуатується свердловиною з відкритим вибоєм. При цьому заряджену вибуховою речовиною (ВР) торпеду опускають у свердловину на задану глибину і підривають. В наслідок вибуху у породі утворюються тріщини, які розходяться в радіальному напрямку від свердловини, збільшуючи поверхню привибійної зони та полегшуючи умови припливу газу до свердловини.

При торпедуванні газових свердловин як ВР застосовуються нітрогліцерин і динаміт.

Кількість вибухової речовини в основному залежить від діаметра свердловини, яка піддається торпедуванню, потужності та міцності зони продуктивного пласта, ступеню ущільнення та потенційних можливостей ВР.

Щоб запобігти, у процесі вибуху торпеди, рух вибухової хвилі вгору стовбуром свердловини і зосередити потенціал вибуху у наміченому інтервалі, над торпедою створюють стовп рідини (нафти, води або глинистого розчину).

Торпеди зазвичай виготовляють діаметром на 20 – 25 мм менше діаметра експлуатаційної колони свердловини.

Перед спуском торпеди свердловину необхідно промити і одночасно прошаблонувати до глибини її спуску. Торпеду спускають у свердловину на трижильному каротажному кабелі вантажопідйомністю щонайменше 1 т. Швидкість спуску не повинна перевищувати 2 м/с. Глибину спуску торпеди у свердловину визначають за допомогою лічильника, розташованого біля гирла свердловини, та за мітками, які встановлюють на кабелі через кожні 40 або 50 м.

Основним недоліком торпедування є те, що після вибуху торпеди доводиться очищати вибій від обломків порід. Для більшого розширення порових каналів і тріщин у продуктивному пласті, складеному карбонатними породами, після торпедування необхідно провести солянокислотну обробку.

При проведенні торпедування і солянокислотної обробки дебіт газу збільшується набагато більше, ніж при проведенні лише одного з цих видів обробки.

У технічному проєкті на торпедування мають бути відображені наступні питання:

1) мета торпедування;

2) міцність та проникність породи привибійної зони;

3) глибина спуску торпеди;

4) тип вибухової речовини;

5) розрахунок величини заряду (вибухової речовини) торпеди та стовпа рідини (тип і густина рідини над торпедою);

6) конструкція, матеріал і розмір торпеди;

7) продуктивна характеристика свердловини (результати останнього дослідження).

Метод інтенсифікації шляхом створення об’ємного вибуху

Методи об'ємного вибуху ґрунтуються на штучному створенні у порах і порожнинах гірських порід градієнта тиску, достатнього для їх руйнування. З цією метою у поровий простір породи під тиском закачують рідку вибухову суміш або гримучий газ ($H_2 + O_2$, $CH_4 + O_2$ тощо) і створюють умови для їх вибуху безпосередньо у порах гірської породи. Механічна енергія розширення газу, яка виділяється у результаті реакції, головним чином впливає на стінки тріщин, міжзернових каналів, пор, тобто на найбільш ослаблені і найбільш схильні до руйнування ділянки породи. Об'ємний вибух повністю порушує зв'язність гірської породи, навіть не торкнувшись найміцніших її ділянок. При цьому при підриві закачаних у поровий простір

порід рідких або газоподібних ВР вибухає увесь об’єм гірської породи.

Вибіркова дія рідких і газоподібних ВР на ослаблені зони, тріщини, деформації дозволяє:

1) підвищити коефіцієнт корисної дії вибухових речовин, різко зменшити їх необхідну кількість;

2) домогтися різкого ослаблення зайвої вибухової хвилі як у гірських породах, так і в повітрі і, отже, підвищити безпеку та технологічність вибухових робіт.

Використання рідких і газоподібних ВР повністю піддається автоматизації вибухових робіт у свердловинах. Кількість циклів закачування–підрив не обмежена і обумовлена лише потребами робіт із впливу на пласт, при цьому досягається ефективне руйнування гірських порід.

Змішування вибухових інгредієнтів з метою безпеки можна проводити безпосередньо перед закачуванням у пласт. При роботі у породах з різними механічними властивостями, пористістю і проникністю, силу вибуху і ефективність руйнування можна регулювати:

а) зміною тиску при закачуванні;

б) додаванням у вибухові суміші інертних розріджувачів, наприклад, CO_2. Попереднє закачування води дозволяє локалізувати та посилити вплив об'ємного вибуху у потрібному місці та у необхідному напрямку.

15.6. Інтенсифікація припливу газу і конденсату акустичною дією на привибійну зону пласта

Хвильові (акустичні) технології багатофазних систем можна застосовувати для інтенсифікації технологічних процесів при видобутку газу, зокрема, для збільшення газо- і конденсатовіддачі, підвищення дебіту газу та проникності пласта, руйнування і винесення піщаних корків і рідини з вибою свердловин (інтенсифікації газліфту). При роботі газових і газоконденсатних свердловин виникає додатковий опір, пов'язаний з наявністю рідини на вибої, і початковий фільтраційний опір (ПФО) у привибійній зоні пласта.

Для подолання або зниження ПФО можна використати хвильові (акустичні) впливи (АВ) на привибійну зону пласта. За допомогою циклічних вібраційних АВ змінюється вплив капілярних процесів і пружності пласта на фільтраційні процеси. АВ також сприяють

вилученню конденсату, що випав, при розробці газоконденсатних родовищ на виснаження, а також реформуванню покладів. Таким чином на газових і газоконденсатних свердловинах можна подолати ПФО за допомогою акустичного (вібраційного) впливу на привибійну зону пласта. Одночасно АВ на вибій дозволяє видаляти рідинні і піщані корки із вибою свердловин.

Виникнення природних акустико-гідродинамічних коливань на вибої при режимах $Q > Q_{кр}$ при відповідній потужності АВ сприяє зниженню ПФО. При поширенні акустичних хвиль по насичених пористих середовищах фазова швидкість значно перевищує швидкість хвиль фільтрації, що виникають при циклічних впливах.

Інтерес до швидкоплинних хвильових процесів виник, виходячи із практичних завдань підвищення нафтогазовидобутку. На практиці у деяких випадках із їх допомогою вдається досягти істотного збільшення припливу рідин або підвищення приймальності нагнітальних свердловин, але у деяких випадках ефект від акустичних і вібраційних впливів не проявлявся. Тому підбір параметрів впливів (частот, амплітуд тощо) здійснюється експериментальним шляхом.

Процес поширення хвиль супроводжується нелінійними резонансними ефектами, характерними для насичених середовищ.

Дослідженнями встановлено, що для дуже вузьких каналів і хвиль, частоти яких істотно нижчі від ультразвукових, можливе виникнення надзвичайно потужних односторонньо спрямованих течій. Наприклад, якщо фазова швидкість поширення хвилі по стінках трубки збігається із швидкістю поширення поздовжніх хвиль у насичених пористих середовищах (≈ 3000 м/с), а амплітуда становить лише $10^{-4}\ D$, де D – діаметр трубки, що має порядок діаметра пор у пористих середовищах (10 мкм), то швидкість додаткової течії становить приблизно $0{,}5 \cdot 10^{-2}$ м/с, що на кілька порядків перевищує швидкість фільтрації під дією постійного перепаду тисків.

Хвильову технологію можна також використовувати коли нафта, газ, конденсат і вода у порах утворюють так звані "бісерні" структури високої дисперсності, що призводить до утворення ПФО. При цьому визначального впливу на рух газу і рідин у порах надають капілярні сили.

Для успішного застосування хвильової технології у процесах видобутку газу необхідно провести попередній ретельний аналіз усіх чинників і провести обчислення для встановлення параметрів зовнішніх впливів, що забезпечують оптимальний ефект.

Значна кількість газу і нафти на пізній стадії розробки знаходиться у вигляді ціликів, тому проблема залучення ціликів у процес руху у пласті має важливу актуальність.

Методи вібросейсмічного впливу на привибійну зону свердловин

Вібровплив на привибійні зони свердловин здійснюється вібросейсмічними низькочастотними акустичними (20 Гц – 20 кГц) та ультразвуковими методами імпульсної разової дії. Серед вібросейсмічних методів найбільше застосовуються впливи на привибійну зону пороховими газами, електрогідравлічними ударами, миттєвими депресіями тощо.

Електрогідравлічна дія полягає у створенні імпульсів тиску у пласті шляхом імпульсного електричного розряду у свердловинній рідині.

До вібросейсмічних методів імпульсної дії відносяться також електричний розряд у свердловинній рідині, який являє собою вибух, що супроводжується виділенням великої кількості енергії у малому об’ємі каналу розряду. Канал електричного розряду утворюється під дією високої електричної різниці потенціалів між двома електродами. Зазвичай використовується електрична напруга від 10 до 70 кВ. Потужність сучасних розрядів до 100 мВт при струмах до 250 кА. Для потужного розряду швидкість збурення на поверхні каналу становить 5800 м/с, у ближній зоні – 3500 м/с. Тиск на фронті хвилі стиснення – 2000 МПа. При електричному розряді під дією високих температурних градієнтів виникають значні термопружні напруги, що також створюють ефект для обробки нафтового пласта. Ефективність електричного розряду посилюється під час накладання зовнішнього магнітного поля.

Метод створення багаторазових депресій з використанням струменевих апаратів УОС-1 успішно застосовується на родовищах України. Для його реалізації на насосно-компресорних трубах встановлюють пакер, а нижче нього монтують струменевий апарат. Подачею робочого агента до сопла струминного апарату створюють глибоку депресію у підпакерній зоні до значень менших гідростатичного тиску. Пласт витримують при необхідній депресії, після чого відновлюється гідростатичний тиск. Цикл повторюють багаторазово. Ефективність таких обробок становить 80 %, приймальність нагнітальних свердловин зростає у 1,5 – 3 рази, дебіт видобувних свердловин – у 1,5 – 2 рази.

Методи акустичного впливу (АВ)

Розроблено технологію закачування води із застосуванням вихрових випромінювачів, впровадження яких навіть із малопотужними джерелами звуку (генераторами водяного тиску (ГВТ)) дозволяє не лише підвищити інтенсивність відбору нафти, а й збільшити нафтовіддачу пласта.

Добрі результати досягаються якщо перед спуском ГВТ у свердловину здійснюється промивання привибійної зони. В іншому випадку перемінна акустична дія призводить до ще більшої кольматації привибійної зони пласта.

Найвищий ефект забезпечується при акустичній дії як у нагнітальних, так і у добувних свердловинах. Невеликі пульсації тиску при відборі рідини сприяють інтенсивнішому виносу механічних частинок із пласта, а отже, поліпшенню його проникності.

Добрі результати отримують при багаточастотному акустичному впливі. Так, при використанні двох випромінювачів з близькими частотами у пласті виникає акустична хвиля різницевої частоти, яка глибоко проникає у пласт.

Ефективність впливу акустичних полів визначається виникненням додаткового градієнта тиску у пористому середовищі. Комплекси геофізичних та гідродинамічних досліджень до та після акустичного впливу показали, що у результаті АВ збільшується робоча товщина пласта, зростає її продуктивність, полегшується освоєння свердловин.

Акустичні установки призначені для обробки привибійної зони нафтогазовидобувних свердловин з метою:

– підвищення дебіту видобувних та приймальності нагнітальних свердловин;

– обробки привибійної зони; підвищення віддачі продуктивних пластів;

– профілактичного попередження утворення та руйнування парафінових, смолисто-асфальтенових, гідратних, сольових та інших відкладень на внутрішній поверхні НКТ і трубопроводів;

– поліпшення гідродинамічних параметрів багатофазних потоків у НКТ і трубопроводах.

Радіус ефективного акустичного впливу на привибійну зону оцінюється приблизно в 30 – 40 м залежно від глибини занурення (статичного тиску, гідроакустичних параметрів навколишнього рідкого середовища, що передає вплив у пласт; геофізичних параметрів пласта, відсоткового вмісту нафти у ньому).

Вплив на привибійні зони пластів із метою підвищення дебіту свердловин може здійснюватися за допомогою одночасного впливу акустичного поля та хімічно активних речовин. При цьому ефективність впливу хімічних реагентів на пласт різко зростає.

При акустичному впливі на низьких частотах 1,3 – 2,5 кГц різко зростає глибина проникнення у пласт. Її значення збільшується як квадрат відношення робочих частот (як мінімум у 25 – 100 разів). Завдяки підвищенню потужності випромінювання зона ефективної дії збільшується пропорційно.

Підвищення акустичної потужності, що випромінюється, особливо за наявності високого тиску, призводить до появи великої кількості додаткових ефектів взаємодії акустичних полів із рідким середовищем.

Внаслідок впливу акустичними полями на ПЗП виникають наступні ефекти:

– розкольматування ПЗП;

– збільшення проникності ПЗП;

– подрібнення кольматантів, включаючи результати взаємодії хімічних реакцій;

– створення дрібнодисперсної однорідної емульсії з подрібнених кольматантів і флюїду з розчиненим газом, що полегшує винесення кольматанту;

– підвищення температури флюїду на гирлі.

У газоконденсатних і нафтових свердловинах із великим газовим фактором густина флюїду змінюється у широких межах, що значно знижує ефективність акустичного впливу.

Ефективна дія акустичного випромінювача на привибійну зону пласта можлива лише за наявності рідкого середовища густиною $\rho > 400 – 500$ кг/м^3, що передає акустичні коливання на пласт. При сильному барботажі у нафтових свердловинах густина флюїду різко падає, а наявність газових бульбашок знижує потужність акустичних коливань. У цьому разі доцільно зупинити свердловину та забезпечити наявність рідкого середовища необхідної густини природним чи примусовим чином в інтервалі установки випромінювача.

Підвищення потужності акустичного впливу значно збільшує віддачу продуктивних пластів на пізній стадії експлуатації.

Перспективним є використання комплексного вібромагнітного впливу на середовище. Результати застосування пристроїв диспергування з комплексним акустичним і магнітним впливом

свідчать про прискорення процесів у 2 – 3 рази при одночасному різкому зменшення розмірів частинок диспергованих та емульгованих компонентів, збільшення гомогенності суміші та суттєвого підвищення стабільності у часі диспергованої або емульгованої суміші.

У світовій практиці отримали розвиток стаціонарні занурювальні свердловинні пристрої для магнітної обробки флюїду у потоці з метою запобігання відкладенням асфальтенів, парафінів, гідратів, солей та виникнення корозії у трубах. Механізм явища пов'язаний з магнітогідродинамічними процесами у рухомому напівпровідному електрично поляризованому середовищі у сильному магнітному полі. Результатом взаємодії середовища з магнітним полем є ослаблення міжмолекулярних зв'язків, гомогенізація суміші та суттєве зменшення можливості коагуляції твердих компонентів, що унеможливлює утворення відкладень та їх часткове руйнування.

У газоконденсатних і нафтових свердловинах з великим газовим фактором густина флюїду змінюється у широких межах, що знижує ефективність високочастотної акустичної дії. Застосування вібродії забезпечує позитивний ефект у широкому діапазоні густин флюїду (до 1 500 кг/м^3).

15.7 Підвищення конденсатовіддачі пласта при нагнітанні газоподібних агентів

Особливістю розробки газоконденсатних родовищ є те, що при зниженні тиску нижче тиску точки роси відбувається ретроградна конденсація – випадіння важких вуглеводневих компонентів у рідку фазу у пласті, у стовбурі свердловини та у наземному обладнанні. У зв'язку з цим розробка газоконденсатних родовищ має низку особливостей порівняно з розробкою газових родовищ. Зокрема, розробка газоконденсатних родовищ повинна забезпечувати оптимальні умови роботи пласта з точки зору найповнішого вилучення конденсату з надр. Газоконденсатні родовища можуть розроблятися без штучного підтримання пластового тиску або з підтриманням тиску у пласті.

Розробка газоконденсатних родовищ на виснаження забезпечує одночасний видобуток газу і конденсату, високий коефіцієнт газовіддачі за мінімальних, порівняно з іншими методами, витрат. Однак конденсатовіддача родовищ є невисокою, оскільки конденсат, що випадає у пласті у міру зниження пластового тиску, безповоротно втрачається.

У світовій практиці експлуатації газоконденсатних родовищ ретроградна конденсація є негативним явищем, так-як може бути причиною таких негативних наслідків, як:

– зменшення відносної фазової проникності для газу та зниження його дебіту внаслідок утворення конденсатних корків у присвердловинній зоні;

– зменшення коефіцієнта вилучення конденсату (КВК) внаслідок його випадіння на площі всього родовища та недостатньої рухливості.

Сьогодні є ряд способів вирішення негативних наслідків випадіння конденсату у пласті, до яких належать:

– гідророзрив пласта на газоконденсатних родовищах, а також соляно-глинокислотні обробки присвердловинної зони пласта, що призводить до підвищення коефіцієнта продуктивності свердловин завдяки створенню каналу високої провідності зі стовбуром свердловини;

– застосування свердловин із горизонтальним стовбуром, що дозволяє збільшити ефективну площу фільтрації флюїду, а отже його дебіт при меншій депресії на пласт;

– ретроградне випаровування конденсату, що випав, при закритті свердловини на деякий час;

– підтримання пластового тиску, що здійснюється закачуванням сухого природного газу (сайклінг-процес), вуглекислого газу або азоту. Цей метод застосовується для підтримання пластового тиску, або для збільшення КВК, коли конденсат уже випав у пласт.

Процес вилучення компонентів сконденсованого конденсату може бути досягнутий двома методами:

– випаровування важких компонентів конденсату, що випав, нагнітанням сухого вуглеводневого газу (vaporing gas drive process);

– шляхом досягнення змішуваного витіснення закачуванням жирного вуглеводневого газу або CO_2.

Розробка газоконденсатного родовища з підтриманням пластового тиску шляхом закачування *сухого природного газу (сайклінг-процес)* забезпечує високу конденсатовіддачу родовища. У початковий період розробки родовища за допомогою сайклінг-процесу товарним продуктом, що видобувається, є конденсат, а осушений (відбензинений) газ повертається у поклад. Після вилучення основної кількості конденсату родовище розробляють як газовий поклад на виснаження. Закачування сухого природного газу у пласт застосовується тоді, коли є можливість консервації запасів газу цього родовища протягом певного часу. При цьому використовується газ,

що видобувається на самому родовищі або розташований неподалік. Застосовують різні процеси – *повний сайклінг* (із закачуванням всього видобутого газу), *неповний сайклінг* (із поверненням у пласт частини видобутого газу), *канадський сайклінг* (газ закачується в літній період, а відбирається у період найбільшого споживання).

Вуглекислий газ показав найбільший коефіцієнт вилучення конденсату. Цей агент досить широко застосовується в третинних методах підвищення нафтовіддачі і конденсатовіддачі у США, але він спричиняє корозію видобувного обладнання. Джерелом вуглекислого газу зазвичай є різні електростанції, де відбувається його уловлювання після спалювання природного вуглеводневого газу.

При закачуванні вуглекислого газу у нафтові пласти для збільшення нафтовіддачі, крім корозії, слід враховувати агрегацію асоціатів асфальтенів при безпосередньому контакті нафти з CO_2. Агрегати асфальтенів закупорюють пори невеликих розмірів.

Азот – менш стисливий газ, ніж CO_2 або сухий природний газ, тому його потрібно менше для витіснення одного і того ж об'єму конденсату. Однак азот має менш ефективну випарну здатність порівняно із сухим природним газом.

Великі запаси азоту є в атмосферному повітрі, а методи його отримання прості і дешеві. Азот має низьку корозійну активність, що дуже важливо для безперебійної роботи свердловинного обладнання.



Фізико-хімічні властивості N_2 також добре поєднуються із властивостями пластових флюїдів. До недоліків застосування азоту варто віднести погану змішуваність із нафтою, проте його використання при правильному підході до керування розробкою технологічно та економічно виправдане.

Рисунок 15.4 – Азотна компресорна станція ТГА

При нагнітанні газоподібних агентів у пласти проявляються три зони: 1) зона конденсату, що випав; 2) перехідна зона; 3) зона залишкової конденсатонасиченості. У процесі закачування сухого вуглеводневого газу відбувається витіснення газу через випаровування. При закачуванні азоту перехідна зона більша. Це говорить про те, що N_2 має гіршу випаровувальну здатність. Інша

ситуація виникає при закачування CO_2. Тут спостерігається чітка зона виникнення рідкої облямівки, що є відображенням процесу виникнення змішувального витіснення.

На рисунку 15.5 показана конденсатовіддача пласта при газових методах впливу залежно від часу.

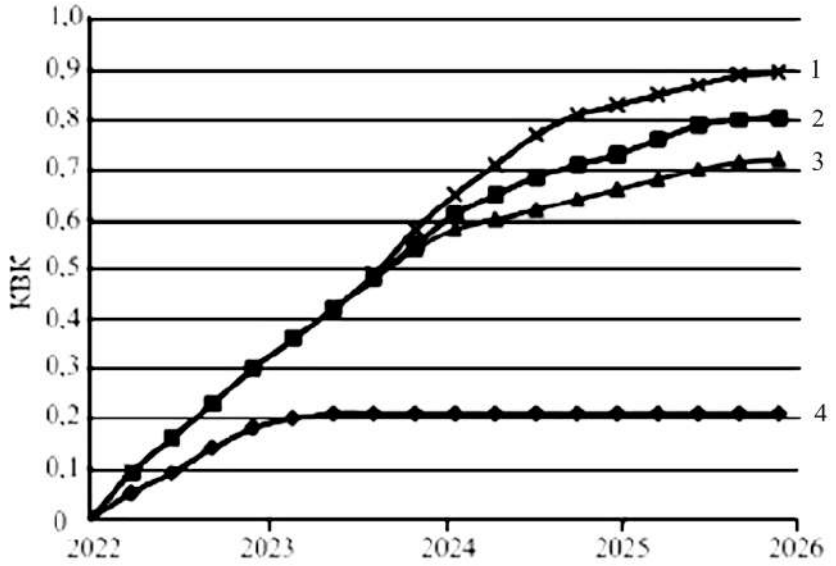


Рисунок 15.5 – Графік КВК залежно від типу закачуваних газоподібних агентів

1 – CO_2; 2 – сухий природний газ; 3 – N_2; 4 – розробка на виснаження

Видобуваючи вуглеводні лише на виснаженні, коефіцієнт вилучення конденсату (КВК) одержують невисокий, всього 21,6 %. Найбільший КВК досягається при закачуванні CO_2 і становить 90,1 %. При закачуванні вуглекислого газу відсутнє утворення облямівки змішаного витіснення. Мінімальний тиск суміші для CO_2 становить 145 бар і дозволяє досягти змішувального витіснення навіть при тиску значно нижчому від тиску початку конденсації, на відміну від N_2 і сухого природного газу. Але вуглекислий газ спричиняє досить сильну корозію і зменшує термін служби устаткування. Сухий природний газ показав хороші результати, і КВК при його використанні досягає 82,5 %, але є істотний недолік – природний газ є цінною сировиною, а при сайклінг-процесі потрібна значна консервація запасів газу на тривалий термін. При закачуванні N_2 досягається максимальний КВК – 73,6 % проте він має менш ефективну здатність випаровувати порівняно з сухим природним газом і CO_2.

При використанні додаткових методів збільшення конденсатовіддачі, зокрема закачування різних газоподібних агентів, потрібні великі фінансові вкладення, тому ці методи застосовують лише при значному вмісті конденсату у пластовому газі. На ефективність застосування газових агентів та економічні витрати також, має вплив наявність ресурсів того чи іншого газового агента в районі об'єкта розробки.

Контрольні питання

1. З якою метою проводяться методи з інтенсифікації у свердловинах?

2. Назвіть методи інтенсифікації припливу газу до вибою свердловин.

3. Яка мета застосування гідропіскоструминної перфорації?

4. Назвіть варіанти гідророзривів пласта.

5. Назвіть варіанти солянокислотних обробок.

6. Назвіть хімічні і фізичні методи відновлення або підвищення фільтраційної характеристики вибою та привибійної зони свердловини.

16. ПІДЗЕМНИЙ РЕМОНТ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

16.1. Поточний і капітальний ремонт свердловин

У процесі експлуатації нафтових, газових і нагнітальних свердловин проводять їх ремонти. Ремонт свердловин – комплекс технічних заходів, спрямованих на відновлення робочого стану свердловин.

Підземний ремонт свердловин включає ремонтні роботи, які здійснюються у свердловинах і скеровані на встановлення свердловинного (підземного) обладнання та підтримування свердловин у робочому стані. Це комплекс робіт, пов'язаних зі спуском у свердловину та підйомом труб або будь-яких інструментів.

Для нафтових і газових свердловин визначають експлуатаційні коефіцієнти – коефіцієнт експлуатації $K_е$, і коефіцієнт міжремонтного періоду роботи свердловин $K_м$.

Коефіцієнт експлуатації ($K_е$) – відношення сумарного часу експлуатації свердловини (діб) до загального календарного часу, протягом якого оцінюється цей коефіцієнт (наприклад, місяць, рік).

Коефіцієнт міжремонтного періоду ($K_м$) визначається часом експлуатації свердловини між ремонтами.

Коефіцієнт експлуатації фонду свердловин досягає 0,97 – 0,98. При правильному виборі обладнання і режиму його експлуатації міжремонтний період роботи свердловин може становити 1,5 – 2 роки.

Підземний ремонт свердловин залежно від виду та складності робіт умовно поділяють на поточний і капітальний.

До *поточного підземного ремонту* газових свердловин належать:

1) заміна підйомних труб або їх підвіски;

2) очищення свердловин від піщаних корків;

3) нескладні ловильні роботи (вловлювання різних предметів у колоні насосно-компресорних труб).

Ці роботи виконують бригади з підземного ремонту свердловин підприємств із видобутку нафти і газу.

Усі підземні ремонти свердловин, а також операції з обробки привибійної зони супроводжуються спуском і підйомом зі свердловини труб і різних інструментів. Тому над гирлом свердловини на час проведення ремонтних робіт встановлюють піднімальні споруди (вежі, щогли) відповідної висоти і піднімальні механізми (механізовані лебідки на шасі автомобіля або трактора). На нафтових і газових промислах поширені підйомні агрегати для

підземного ремонту свердловин, в яких вежа і лебідка розміщені на одній транспортній базі – автомобілі або тракторі. Схема оснащення вежі для проведення спуско-підіймальних операцій із трубами та різними інструментами наведена на рис. 16.1.

Вежа оснащується талевою системою з гаком, до якого підвішується колона труб із ловильним інструментом, яка опускається і піднімається зі свердловини.

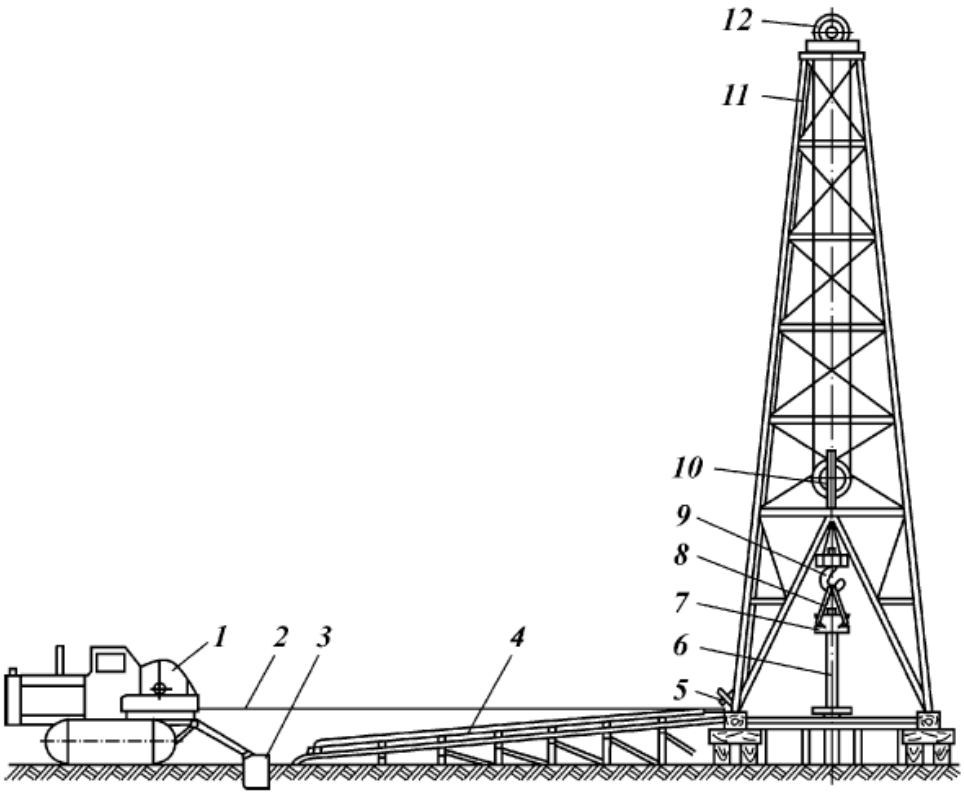


Рисунок 16.1 – Розміщення обладнання під час підземного ремонту свердловини

1 – тракторний підйомник; 2 – канат; 3 – упор для трактора; 4 – містки; 5 – відтяжний ролик; 6 – труба; 7 – елеватор; 8 – штропи; 9 – гак; 10 – талевий блок; 11 – вежа; 12 – кронблок

При роботах, пов'язаних із обертанням колони труб (наприклад, розбурювання цементу) над гирлом свердловини встановлюють ротор.

У загальному балансі часу експлуатації свердловин підземні ремонти займають у середньому 2 – 3 %.

Експлуатаційні вежі зазвичай мають висоту 24 і 28 м, а вантажопідйомність 50 і 75 т.

Щогли мають висоту 15 і 22 м і вантажопідйомність, відповідно, 15 і 25 т. Щогла встановлюється над гирлом свердловини з невеликим кутом нахилу і закріплюється відтяжками.

Пересувні щогли встановлюються на спеціальних візках і транспортуються до свердловин трактором.

У підйомниках, що мають власну щоглу, транспортною базою є шасі тракторів і автомобілів. Такі підйомники мають вантажопідйомність від 16 до 80 т.

Для спуску і піднімання зі свердловини труб застосовується комплект інструментів, що складається із трубних елеваторів, ключів і різних пристроїв, що прискорюють ведення робіт і забезпечують їх безпеку.

Трубні елеватори служать для захоплення труб під муфту та утримування колони труб у підвішеному стані при спуску і підйомі їх у свердловину.

Для згвинчування і розгвинчування труб застосовують ланцюгові і шарнірні ключі.

Будь-який ремонт у свердловині супроводжується підйомом і спуском труб. Такі роботи називають спуско-піднімальними операціями (СПО). Залежно від характеру підземного ремонту спуско-піднімальні операції займають від 40 до 80 % часу, що витрачається на ремонт, тобто вони визначають загальну тривалість підземного ремонту свердловини.

Труби зі свердловин піднімають після демонтажу гирлової арматури.

Для полегшення основних трудомістких робіт при спуско-піднімальних операціях широко застосовують автомати підземного ремонту (АПР).

Автомат АПР із застосуванням комплексу спеціальних інструментів дозволяє здійснювати такі операції:

1) автоматичне захоплення та утримання колони труб у спеціальному клиновому захопленні або спайдері;

2) механічне згвинчування і розгвинчування труб;

3) автоматичне обмеження зусилля згвинчування;

4) автоматичне центрування колони труб у свердловині.

Для полегшення праці персоналу під час проведення окремих операцій із підземного ремонту свердловини використовують різні пристосування малої механізації: напрямні воронки для труб, лотки або санки для затягування труб на містки, вилки для підтягування труб, переносні столики для ручного інструменту тощо.

Капітальний ремонт свердловин (КРС) пов'язаний із роботами з відновлення працездатності самої свердловини та експлуатаційного горизонту, а також із проведенням заходів із охорони надр і

навколишнього середовища. До складу робіт, що виконуються бригадами КРС, можна віднести такі види робіт:

1) роботи з ліквідації великих аварій або при відмові підземного обладнання (витягування свердловинного обладнання під час обриву або відвороту НКТ, падіння інструменту, прихоплення обладнання, ремонтно-виправні роботи з обсадною колоною тощо);

2) бурові роботи у стовбурі обсадженої свердловини (перехід на інший продуктивний горизонт, залучення інших пластів у розробку, забурювання другого стовбура свердловини, розбурювання цементних мостів і цементних корків тощо);

3) технологічні роботи з інтенсифікації видобутку газу і газового конденсату (цей вид робіт безпосередньо не відноситься до КРС, але виконується цехом капітального ремонту з огляду на наявність необхідного обладнання і техніки та кваліфікованих фахівців: теплові, фізико-хімічні, гідравлічні і механічні обробки привибійної зони пласта тощо);

4) ліквідація і консервація свердловин;

5) екологічні роботи з оздоровлення фонду свердловин (запобігання та боротьба з підошовними і пластовими водами, із заколонними перетіканнями, вторинне цементування експлуатаційної колони і кондуктора, вторинна герметизація експлуатаційної колони і кондуктора тощо).

До капітального ремонту свердловин належать найскладніші види підземних ремонтів, що часто вимагають застосування спеціального обладнання: бурових установок, турбобурів, бурильних труб, цементувальних агрегатів тощо.

Найбільш характерні роботи при капітальному ремонті свердловин: ремонтно-ізоляційні, ремонтно-виправні, ловильні.

Ремонтно-ізоляційні роботи полягають у ліквідації прориву у свердловину сторонніх вод (верхніх або нижніх відносно експлуатаційного горизонту або пропластка).

Приплив сторонньої води до свердловини зазвичай ліквідують шляхом цементування стовбура свердловини у заданому інтервалі.

При прориві верхніх вод здійснюється цементування затрубного простору під тиском. У разі припливу підошовних вод застосовують різні способи ізоляції:

– звичайне цементування низу свердловини з підйомом фільтрової зони на вищезалеглі шари;

– протискування у пласт цементних розчинів;

– гідророзрив пласта з наступним протискуванням у пласт реагенту, який при взаємодії з пластовою водою утворює водонепроникний екран тощо.

До *ремонтно-виправних робіт* відносять виправлення вм’ятин, зламів і тріщин у колонах і заміну зіпсованої частини колони.

Причини пошкодження експлуатаційних колон бувають різні. При ослабленні колони через зменшення товщини стінки або дефекту різьбового з'єднання відбувається її руйнування під дією напору вод або гірничого тиску. Різке зниження рівня рідини у свердловині, при якому зовнішній тиск на колону може перевищити допустимий, також може призвести до пошкодження колони. Також, у процесі експлуатації, при винесенні із привибійної зони свердловини великої кількості піску можуть відбуватися обвали породи дренованого пласта, що також призводить до зминання та зламу колони. Зім'яті ділянки колони виправляють виправними долотами або спеціальними оправками, які спускають у свердловину на бурильних трубах.

Якщо дефект у колоні не вдається усунути долотами, ділянку зминання фрезерують плоскими або конічними фрезерами. Виправлену ділянку зміцнюють цементним кільцем, для чого за колону під тиском нагнітають цементний розчин.

Ловильні роботи з вилучення труб та інструменту, що обірвалися, займають особливе місце у капітальному ремонті.

Найбільш складними є роботи із захоплення та вилучення труб, так-як колона насосно-компресорних труб, що впала у свердловину, при ударі об вибій згинається по всій довжині і заклинюється в експлуатаційній колоні. Іноді труби при ударі об вибій ламаються в кількох місцях і розташовуються у свердловині рядами.

Прихоплені труби зазвичай звільняють розходжуванням (поперемінним натягуванням і посадкою колони труб). Для звільнення труб також встановлюють нафтову ванну або проводять промивання.

Для вловлювання і вилучення зі свердловини НКТ застосовують ловильні інструменти – трубовловлювачі, ловильні мітчики, ловильні плашки та овершоти (рис. 16.2, 16.3, 16.4). Робота трубовловлювачів заснована на захопленні труби внутрішніми або зовнішніми виконавчими органами (плашками, спіралями тощо); робота ловильного мітчика та ловильної плашки – на нарізанні у тілі аварійних труб, відповідно, внутрішнього та зовнішнього різьблення, а овершота – на затисканні муфти не прихоплених у свердловині труб пластинчастими пружинами. Для вирівнювання верхнього кінця аварійних труб застосовують конусні райбери або ріжучо-стираючі кільцеві фрезери.

Для суцільного фрезерування аварійних труб та інших предметів застосовують вибійні фрезери. Перед вилученням труб, що впали у свердловину, за допомогою печаті встановлюють їх місцезнаходження та вивчають конфігурацію їх верхньої частини для визначення необхідного ловильного інструменту.

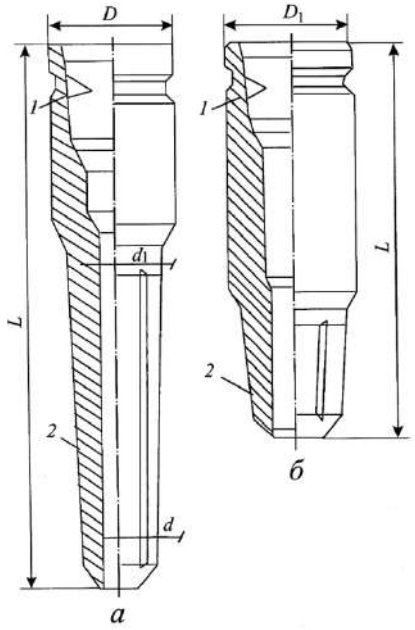


Рисунок 16.2 – Ловильні мітчики для НКТ

а – універсальний типу МЕУ; б – спеціальний типу МЕС; 1 – приєднувальне різьблення; 2 – ловильне різьблення

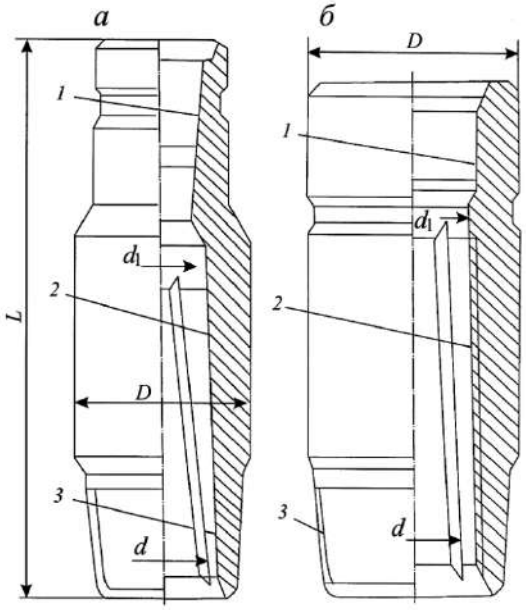


Рисунок 16.3 – Ловильні плашки

а – не наскрізна; б – наскрізна;1, 2, 3 – різьба, відповідно, приєднувальна до колони, ловильна, приєднувальна до воронки

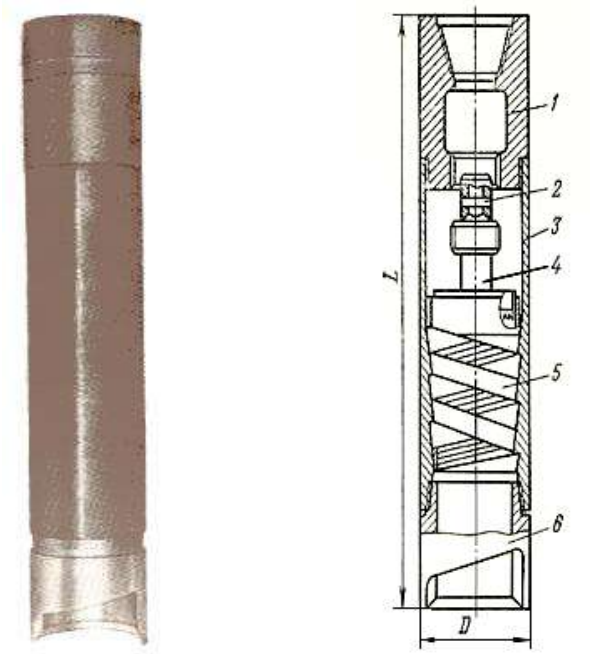


Рисунок 16.4 – Трубовловлювач типу ТНОС

1 – перехідник; 2 – гвинт; 3 – корпус;4 – шток; 5 – спіральна цанга; 6 – воронка

Для вилучення зі свердловини каната або кабеля використовують спеціальні вудки з нерухомими та шарнірними гачками, які спускають на трубах. Якщо верхній кінець каната знаходиться на гирлі, а нижній – прихоплений, то за допомогою канаторізки його обрізають безпосередньо біля місця прихоплення.

Для очищення стовбура свердловини від різних сторонніх предметів, що потрапили у свердловину, застосовують набір різноманітних ловильних інструментів (магнітні, вибійні і торцеві фрезери, павуки, йорші, свердла, пікоподібні долота, яси тощо).

Якщо аварійну частину стовбура свердловини неможливо відремонтувати, проводять зарізку другого стовбура. Для вирізання «вікна» в обсадній колоні, через яке передбачається бурити другий стовбур, застосовують райбер-фрезери з відхилювачами. Розташування «вікна» проєктують між двома муфтовими з'єднаннями на глибині, де знаходиться одна колона.

При консервації свердловини передбачають забезпечення можливості повторного введення її в експлуатацію. При цьому свердловину необхідно заглушити і заповнити промивальною рідиною, обробленою ПАР, яка повинна забезпечити тиск на пласт на 5 – 10 % вищий за пластовий, якщо він не перевищує гідростатичного тиску, і на 10 – 15 % – якщо перевищує гідростатичний тиск. У

першому випадку при консервації терміном більше одного року і у другому випадку при консервації на будь-який термін у стовбурі вище верхніх отворів фільтра встановлюють цементний міст висотою 25 м.

Для запобігання замерзанню, гирло і верхня частина колони заповнюються незамерзаючою рідиною (солярка, 30 %-ий розчин хлористого кальцію, нафта).

Роботи з ліквідації свердловин після припинення їх експлуатації також належать до капітальних підземних робіт. Ліквідовують свердловини, якщо ремонтні роботи не дали позитивних результатів, подальше їх проведення і використання визнані недоцільними або свердловини розташовані у зонах забудов, стихійних лих (землетруси, зсуви) тощо.

Неліквідовані свердловини можуть бути причиною внутрішньопластових перетоків, забруднення джерел питної води, загазованості території, що недопустимо з огляду на охорону надр і довкілля.

У свердловинах, які ліквідуються, за можливості вирізають і витягують спущені обсадні труби, а стовбур цементують, заливають глинистим розчином або засипають сухою глиною. Розкриті проникні пласти перекривають цементними мостами.

Напрям робіт, пов'язаний із охороною навколишнього середовища та раціональним використанням природних ресурсів, є однією із актуальних проблем для більшості родовищ. Це, у першу чергу, пов'язано з особливостями розробки та експлуатації нафтових, газових і газоконденсатних родовищ, які можна згрупувати за такими ознаками:

1) тривалий період експлуатації частини основного фонду свердловин, тривалість якого перевищила нормативний термін експлуатації для даних конструкцій свердловин; при цьому у ряді випадків початково обрана система заводнення родовищ при її реалізації зазнала істотних змін (переведення частини обводнених добувних свердловин під нагнітання – що не завжди передбачено початковою конструкцією свердловини);

2) по ряду родовищ одночасно-спільна розробка кількох пластів однією сіткою свердловин (це може призводити до міжпластових перетікань, при яких можлива несумісність пластових нафт і вод);

3) масове застосування жорсткого водонапірного режиму роботи пласта;

4) масове обводнення видобувних свердловин, пов'язане із застосуванням системи заводнення та вступом родовищ у завершальну стадію розробки;

5) широке використання при заводненні пластів стічних вод, що

мають високу корозійну активність по відношенню до металу експлуатаційної колони і цементного каменю;

6) використання підвищених тисків нагнітання води при впровадженні гідродинамічних методів збільшення віддачі пластів (що не передбачено конструкцією свердловини);

7) наявність у продукції свердловини підвищеного вмісту корозійно-активного сірководню та діоксиду вуглецю;

8) масове застосування при експлуатації геолого-технічних заходів (ГТЗ), спрямованих на інтенсифікацію видобутку вуглеводнів (насамперед реагенти впливають на експлуатаційну колону і цементний камінь, а потім – на привибійну зону пласта);

9) по багатьох свердловинах, пробурених на ранніх стадіях розробки родовищ, первинне цементування експлуатаційної колони не відповідає сучасним вимогам.

Все це в умовах підвищення вимог до охорони надр і навколишнього середовища, невідповідності існуючих конструкцій свердловин умовам їх експлуатації може істотно ускладнити екологічну і соціально-економічну обстановку, створити труднощі природокористування і самого процесу дорозробки родовищ вуглеводнів.

16.2. Обладнання для ремонту свердловин і проведення промислових технологічних робіт

Цей вид обладнання включає наземні споруди, піднімальні механізми, агрегати і спеціальне обладнання.

Наземні споруди (вишки і щогли) розрізняються за вантажопідйомністю, висотою та конструкцією. Вони призначені для підвішування талевої системи, підтримання підвішеної колони труб або штанг під час проведення різноманітних ремонтних робіт.

Розглянемо обладнання, яке застосовується на нафтових і газових промислах для ремонту свердловин та проведення промислових технологічних робіт.

Колтюбінгові установки (рис. 16.5) призначені для проведення спуско-підіймальних і технологічних операцій з використанням гнучких безперервних насосно-компресорних труб (ГНКТ). Ці установки використовуються при капітальному і поточному ремонті та інтенсифікації нафтових і газових свердловин (ліквідації гідратних, парафінистих, піщаних відкладень і корків, кислотній обробці привибійної зони тощо), без їх глушіння при тиску на герметизованому гирлі до 70 МПа, а також для виконання операцій з

буріння бічних стовбурів і СГС та гідравлічного розриву пласта.



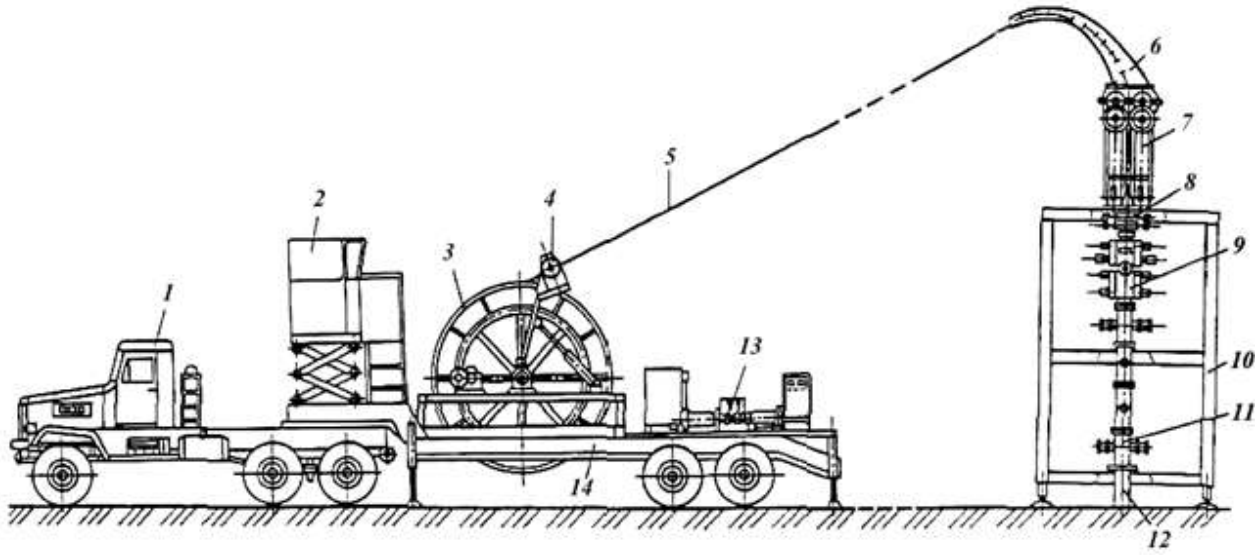


Рисунок 16.5 – Загальний вигляд та компоновка колтюбінгової установки на напівпричепі в робочому положенні на свердловині

1 – автомобіль-буксирувальник; 2 – кабіна оператора; 3 – барабан із КГТ; 4 – укладальник КГТ; 5 – колона гнучких труб; 6 – напрямний жолоб; 7 – інжектор; 8 – герметизатор гирла; 9 – превентор; 10 – опори інжектора; 11 – обладнання гирла свердловини; 12 – гирло свердловини; 13 – гідравлічний двигун; 14 – рама агрегату

Обладнання колтюбінгової установки змонтоване на шасі автомобіля чи автомобільному напівприцепі. До складу обладнання входять, окрім колони гнучких труб (КГТ), інжектор і лубрикатор, блок превенторів, які під час роботи монтують на гирлі свердловини.

Переваги використання колтюбінгових установок перед традиційними технологіями:

– проведення робіт у свердловині під тиском без її глушіння та пошкодження колектора з постійним промиванням;

– герметичність гирла на всіх етапах підземного ремонту свердловин;

– відсутність різьових з'єднань і ускладнень, пов'язаних із їх нещільністю;

– не потрібно викликати приплив флюїду зі свердловини;

– мобільне – швидке транспортування і монтаж колтюбінгового обладнання;

– не потрібно піднімати установлене внутрішньосвердловинне обладнання перед виконанням підземного ремонту свердловин;

– розміщення мінімальних об’ємів кислотних і цементних розчинів на заданих глибинах;

– дотримання підвищених екологічних вимог під час буріння і підземного ремонту свердловин, зокрема завдяки закритій системі циркуляції;

– можливість безпечного виконання кислотоструминного та радіального буріння і буріння горизонтальних ділянок свердловин;

– проведення геофізичних досліджень і керованого буріння з використанням каротажного кабелю усередині колони гнучких труб.

Підіймальні механізми поділяються на самохідні (на базі шасі автомобіля чи трактора), та стаціонарні (лебідки).

Комплекс обладнання «КОРО-80» призначений для здійснення спуско-підіймальних операцій з НКТ і БТ, розбурювання цементних мостів, проведення робіт із ловильним і різальним інструментом, нагнітання у свердловини різних робочих рідин, виконання дослідницьких робіт у процесі освоєння та капітального ремонту свердловин. Комплекс включає: самохідну підйомну установку типу УПА-80 на базі автомобіля МАЗ-537, насосний блок БНП-15Гр на базі двовісного причепа МАЗ-8926, пересувні приймальні містки МПП-80 із робочим майданчиком та інструментальним візком, ротор 200 × 125, вертлюг ВП80 × 200, комплект інструменту для роботи з НКТ і БТ, автомат АПР-ГП і ключ КПГ 73 – 89 мм.

Підіймальний агрегат А-50У (рис. 16.6) призначений для здійснення спуско-підіймальних операцій (з укладанням труб на містки) у процесі освоєння, поточного та капітального ремонту свердловин, розбурювання цементного корка, промивання свердловин, видалення піщаних корків, встановлення фонтанної арматури.

Агрегат змонтований на базі автомобіля КрАЗ-257 і включає: однобарабанну лебідку з трансмісією приводу, вежу з талевою

системою, ротор із гідроприводом, проміжний вал бурового ротора, систему керування, насосний блок, змонтований з урахуванням автопричепа.



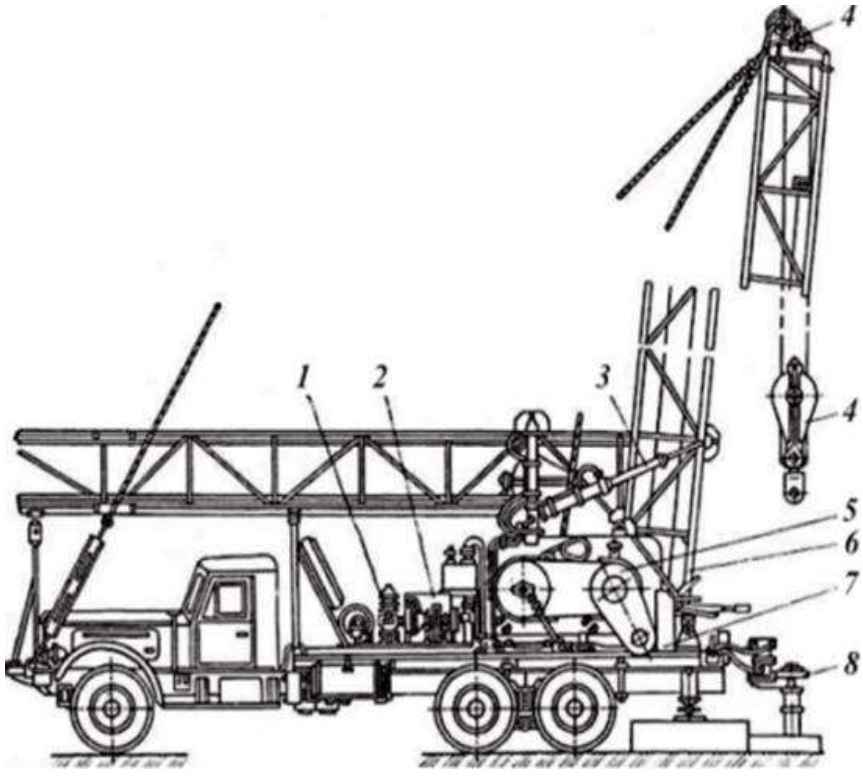


Рисунок 16.6 – Підіймальний агрегат А-50У

1 – компресор; 2 – трансмісія; 3 – гідродомкрат підйому; 4 – талева система; 5 – двобарабанна лебідка; 6 – щогла; 7 – система управління агрегатом і лебідкою; 8 – ротор

Підіймальний агрегат «Бакинець-3М» призначений для здійснення спуско-підіймальних операцій із укладанням труб і штанг на містки при поточному та капітальному ремонті свердловин. Агрегат змонтований на базі гусеничного трактора Т-100МЗ і включає: коробку передач, однобарабанну лебідку, вишку з талевою системою, кулісний механізм підйому вишки, систему керування, допоміжні вузли та механізми.

Підйомник Азінмаш-43П призначений для здійснення спуско-підіймальних операцій при поточному та капітальному ремонті свердловин, обладнаних стаціонарними вежами або щоглами. Підйомник змонтований на базі гусеничного болотохідного трактора Т-100МЗБГС або Т-100МЗ і включає: коробку передач, однобарабанну лебідку та систему керування.

Підйомник ЛП-8 призначений для здійснення ремонту свердловин глибиною до 2 500 м, обладнаних стаціонарними вежами та щоглами. Підйомник змонтований на базі трактора Т-130 і включає: коробку передач, лебідку, систему керування та допоміжні вузли.

Підіймальна установка ЛПР-10Е призначена для освоєння та капітального ремонту свердловин глибиною до 3 500 м, обладнаних стаціонарними вежами або щоглами. Підйомна установка змонтована на рамі-санях і включає: лебідку, ротор Р-200, механізми для згвинчування та розгвинчування бурильних труб (діаметром 73 та 89 мм) і НКТ (діаметром до 114 мм) із гідравлічним приводом та гідророзкріплювачем, засобами малої механізації.

Насосні агрегати 2АН-500, 3АН-500, 4АН-500 призначені для закачування робочої рідини та піщано-рідинних сумішей у свердловину, протискання їх у тріщини при виконанні робіт із гідравлічного розриву пласта. Насосні агрегати змонтовані на базі шасі КрАЗ і включають: силову установку; коробку передач; плунжерний насос; маніфольди; систему керування.

Насосні установки призначені для нагнітання різних рідин у свердловини при промиванні їх від піщаних корків і для виконання аналогічних робіт.

Насосна установка УН1-100×200 використовується для нагнітання у свердловини різних рідинних середовищ у процесі ремонту та при виконанні аналогічних робіт. Установка складається з насоса, коробки відбору потужності від карданного вала, маніфольда, допоміжного трубопроводу.

Насос триплунжерний горизонтальний. Привод насоса від автомобільного двигуна через одношвидкісну коробку відбору

потужності та карданний вал. На нагнітальній лінії маніфольда встановлені коркові крани високого тиску, запобіжний клапан, манометр.

Піскозмішувальні агрегати призначені для транспортування піску та приготування піщано-рідинних сумішей, що застосовуються при проведенні гідравлічного розриву пласта (рис. 16.7). Агрегати змонтовані на базі автомобіля КрАЗ і включають: бункер зі шнековим транспортером і мішалкою; змішувальний пристрій вертикального типу; відцентровий насос; силову установку для привода відцентрового насоса; коробку передач; механізми керування агрегатом; маніфольди.

Піскозмішувальний агрегат 4ПА обладнаний бункером конічної форми, який розділений на два однакові відсіки, забезпечені оглядовими люками. Шнек складовий і під час руху відводиться убік (кріпитися до монтажної рами).

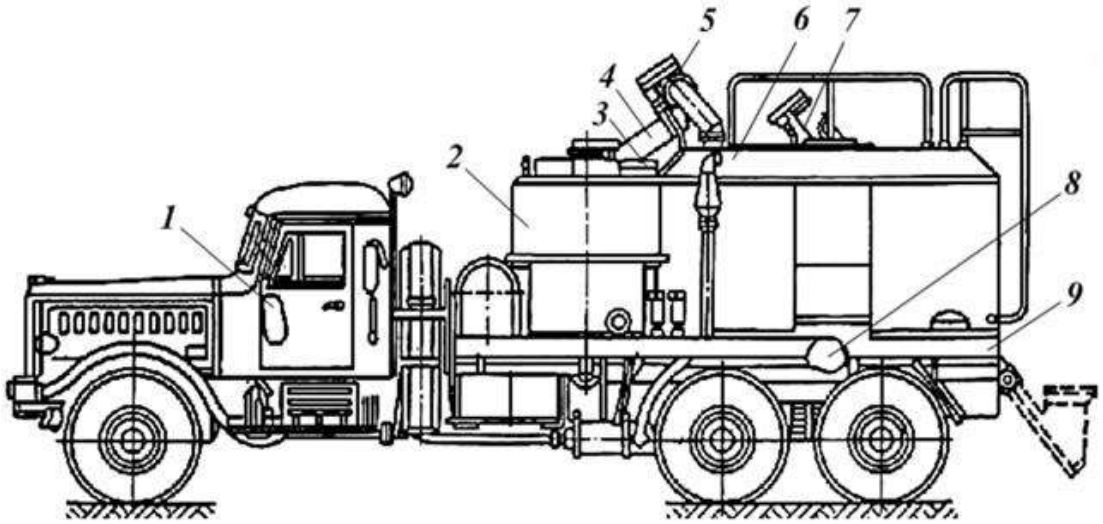


Рисунок 16.7 – Піскозмішувальний агрегат 4ПА

1 – пульт управління; 2 – акумулятор; 3 – змішувальний горщик; 4 – регулятор видачі сипучого матеріалу; 5 – робочий шнек; 6 – бункер; 7 – завантажувальний шнек; 8 – пневмовібратор; 9 – монтажна рама

Автоцистерни призначені для транспортування рідин для гідравлічного розриву пласта, піскоструминної перфорації, подачі їх у піскозмішувальний або насосний агрегат. Застосовуються автоцистерни (ЦР-20, ЦР-500, ЦР-7АП, 4Ц), змонтовані на базі автомобільного шасі, які включають: цистерну, оснащену рівнеміром, люком, дихальним клапаном, майданчиком обслуговування; насосами; силовою установкою; редуктором; маніфольдами; запірною та запобіжною арматурою.

Для обв'язування агрегатів при роботах із проведення гідравлічного розриву пласта застосовують блок маніфольда 1БМ-700, змонтований на шасі автомобіля, а також універсальну гирлову арматуру 1АУ-700 та 2АУ-700.

Кислотні агрегати (АзІНМАШ-30, АКПП-500, АКПП-500) призначені для транспортування інгібованого розчину соляної кислоти і нагнітання її безпосередньо у свердловину або через насосний агрегат. Агрегат змонтований на базі шасі КрАЗ і включає: гумовану цистерну; насос; запірну і запобіжну арматуру. Кислотний агрегат АзІНМАШ-30 може транспортувати додаткову цистерну об'ємом 6,0 $м^3$, змонтовану на двовісному причепі МАЗ-5243Ш вантажопідйомністю понад 6800 кг.

Агрегати АДПМ призначені для депарафінізації свердловин за допомогою гарячої нафти. Агрегат змонтований на базі шасі КрАЗ-255Б1А і складається з нагрівача нафти, нагнітального насоса, системи паливо- та повітроподачі до нагрівача, системи КВП та А, технологічних і допоміжних трубопроводів (рис. 16.8).

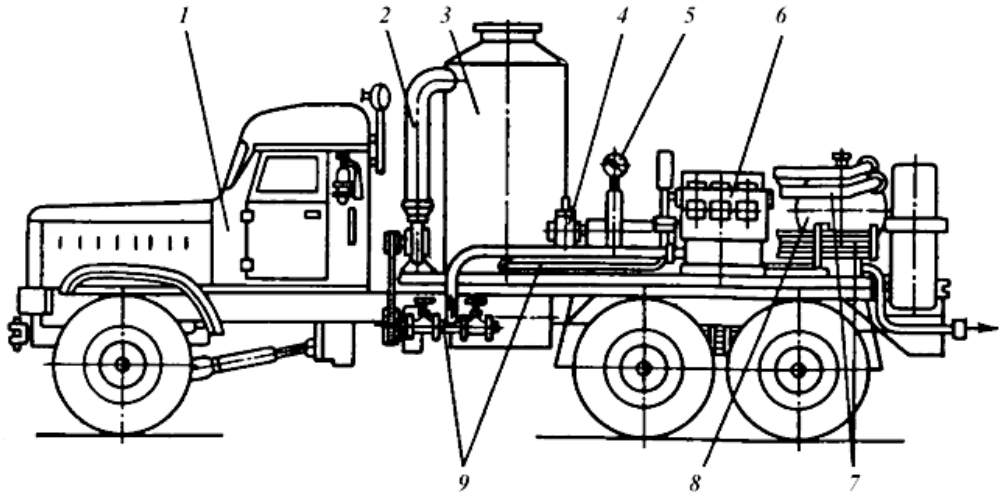


Рисунок 16.8 – Агрегат АДПМ для депарафінізації свердловин

1 – шасі автомобіля КрАЗ-255Б1А; 2 – повітропровід; 3 – нагнітач нафти; 4 – трансмісія; 5 – система; 6 – нагнітальний насос; 7 – допоміжні трубопроводи; 8 – паливна система; 9 – технологічні трубопроводи

Керування роботою агрегату здійснюється з кабіни водія, де розміщені основні КВП та елементи керування.

Нафта до агрегата доставляється в автоцистернах, засмоктується насосом, далі прокачується під тиском через нагрівач нафти до необхідної температури.

Пересувні парогенераторні установки та парові котельні загального призначення використовуються для обробки привибійної зони свердловин парою або гарячою водою, а також для підігріву трубопроводів та іншого нафтогазопромислового обладнання.

Промислова парова пересувна установка ППУА-1600/100 змонтована на монтажній рамі, встановленій на шасі автомобіля КрАЗ-250 або КрАЗ-260.

Установка включає парогенератор, цистерну для води, живильний і паливний насоси, вентилятор високого тиску, кузов, привод, укриття для цистерни, ємність для палива, прилади КВП і А, магістральні трубопроводи. Парогенератором служить вертикальний прямоточний змійниковий котел. З кабіни автомобіля здійснюється керування робочим процесом і контроль за роботою установки.

Контрольні питання

1. Які роботи відносяться до капітальних ремонтів свердловин?

2. Які роботи відносяться до поточних ремонтів свердловин?

3. Яке призначення колтюбінгових установок?

4. Яке призначення самохідних і стаціонарних підйомних механізмів?

5. Яке призначення насосних агрегатів і насосних установок?

6. Яке призначення піскозмішувальних агрегатів?

7. Яке призначення автоцистерн?

8. Яке призначення кислотних агрегатів?

9. Яке призначення агрегатів АДПМ?

10. Яке призначення пересувних парогенераторних установок і парових котелень?

17. ЗБІР І ПІДГОТОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ

17.1. Схеми збору газу і конденсату на промислі

У процесі розробки газових і газоконденсатних родовищ із невеликим вмістом вуглеводневого конденсату і за відсутності сірководню у складі пластового газу застосовують чотири схеми внутрішньопромислового збору та транспортування газу: лінійну, променеву, кільцеву і групову (рис. 17.1). Назва схеми збору обумовлюється конфігурацією газозбірного колектора.

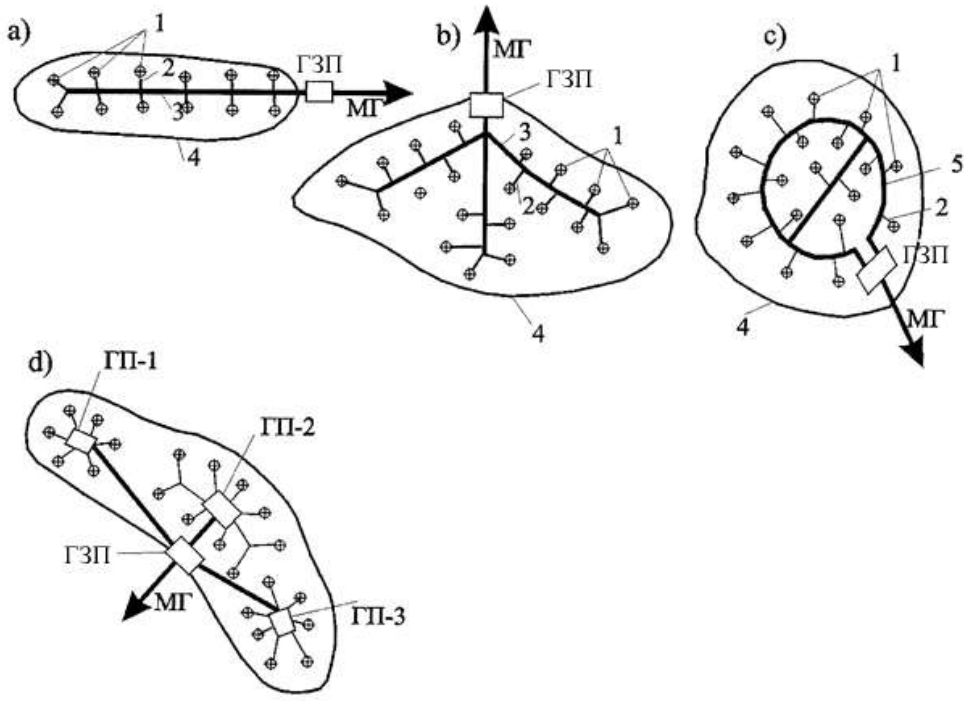


Рисунок 17.1 – Схеми промислового збору газу і конденсату

а – лінійна; b – променева; с – кільцева; d – групова; 1 – свердловини; 2 – шлейфи; 3 – лінійний газозбірний колектор; 4 – контур газоносності; 5 – кільцевий газозбірний колектор ГЗП – груповий збірний пункт; МГ – магістральний газопровід; ГП – газозбірний пункт

Кожна свердловина має свою технологічну схему ланцюга апаратів, яка охоплює комплекс обладнання для очищення газу від механічних домішок, рідин і запобігання утворенню кристалогідратів вуглеводневих газів (сепаратори, конденсатозбірники, установки для введення метанолу у потік газу тощо).

Газ зі свердловин, після проходження присвердловинних споруд із очищення від твердих домішок і рідин, шлейфами направляється у загальний газозбірний колектор, промисловий газозбірний пункт (ГЗП) і магістральний газопровід (МГ). Вуглеводневий конденсат із присвердловинних споруд по самостійних трубопроводах, прокладених паралельно з газопроводами, направляється на ГЗП.

Конфігурація газозбірного колектора залежить від форми площі газоносності, кількості і розміщення видобувних свердловин, кількості газоносних пластів, складу газу, методів промислової обробки газу і способів вимірювання його об'єму.

Лінійний колектор застосовується, зазвичай, на газових родовищах із витягнутою площею газоносності.

Променева схема застосовується при роздільній експлуатації газових пластів із різними початковими тисками і складом газу.

Кільцевий колектор застосовується на великих за розмірами площах газоносності з великою кількістю свердловин і різними споживачами газу.

Лінійна, променева і кільцева схеми промислового збору і транспортування газу із присвердловинними спорудами й окремими технологічними ланцюгами промислової обробки газу для кожної свердловини мають такі недоліки:

1) промислове обладнання встановлено на великій території;

2) свердловини із присвердловинним обладнанням для очищення, осушення й опробування та моніторингу обсягу газу вимагають значної кількості кваліфікованого обслуговуючого персоналу;

3) велика довжина промислових мереж; металоємність комунікацій водопостачання, теплопостачання і доставки реагентів;

4) втрати газу і конденсату у запірній арматурі і присвердловинних спорудах.

Останнім часом при розробці газоконденсатних родовищ застосовують *групову колекторну схему* збору та внутрішньо-промислового транспортування газу і конденсату. При цій схемі відділення твердих суспензій від газу, отримання вуглеводневого конденсату, вимірювання об'ємів сухого газу і конденсату проводять на газозбірному пункті (ГП), який називається *установкою комплексної підготовки газу* – УКПГ, що розміщується, зазвичай, у центрі групи свердловин. Газ і конденсат від УКПГ трубопроводами надходять на промисловий газозбірний пункт (ПГЗП) або головні споруди магістрального газопроводу.

Кількість газозбірних пунктів на родовищі залежить від розмірів газоносної площі і може коливатися у широких межах – від 2 – 4 до 25. У разі великої кількості групових збірних пунктів (ГЗП) кількість загальнопромислових газозбірних колекторів може бути більшою одного. У цьому випадку колектори сходяться у вигляді променів у одному пункті – на промисловому газозбірному пункті або головних спорудах. Якщо потік газу до споживачів розподіляється у протилежних напрямках, то кількість головних споруд може відповідати кількості напрямків. Кількість свердловин, підключених до газозбірного пункту, досягає іноді 25 і залежить від схеми розміщення свердловин і від їх дебітів. Зазвичай, ця кількість не перевищує 10 – 12.

При промисловому облаштуванні можливі дві системи збору газу і конденсату: децентралізована і централізована.

Якщо остаточну підготовку газу проводять на газозбірних пунктах, система називається *децентралізованою*. У цьому випадку газозбірний пункт являє собою комплекс споруд закінченого циклу промислової обробки газу і вуглеводневого конденсату, включаючи допоміжні об’єкти.

При *централізованій системі* на газозбірних пунктах здійснюють лише збір і первинну сепарацію газу. Остаточна підготовка газу, а також підготовка вуглеводневого конденсату до подальшого транспортування проводиться на головних спорудах.

На чисто газових родовищах, зазвичай, застосовується централізована система.

Децентралізовану систему використовують для високо-продуктивних свердловин (1,5 – 2 млн $м^3$/добу) або коли транспортування необробленого газу утруднене, утворюються гідрати, випадає конденсат тощо.

У тих випадках, коли продуктивність газозбірних пунктів становить (10 – 15) млн $м^3$/добу, свердловини високодебітні, а для обробки газу застосовують низькотемпературну сепарацію.

На газоконденсатних родовищах використовують деценралізо-вану систему збору газу. Ця система використовується також на родо-вищах з великими запасами газу, пластові тиски яких за безпечують тривалий термін роботи установок низькотемпературної сепарації (НТС).

В інших випадках на газоконденсатних родовищах доцільно використовувати централізовану систему збору і промислової обробки

газу з повним циклом підготовки його до подальшого транспортування.

Для остаточного вибору системи обробки газу повинні бути виконані техніко-економічні обчислення двох варіантів схем: централізованої і децентралізованої. Якщо показники обчислень будуть рівноцінними, то перевага надається централізованій системі.

17.2. Розрахунок газозбиральних мереж

Газопроводи від свердловин до газозбірного колектора або УКПГ називаються *шлейфами*. Їх розраховують на пропускну здатність газопроводу:

$$Q = 103{,}15E\sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2)\cdot D^5}{\lambda\cdot\bar{\rho}_\text{г}\cdot\bar{z}\cdot\bar{T}\cdot L}}, \qquad (17.1)$$

де E – коефіцієнт зменшення пропускної здатності шлейфа через наявність рідини і відкладень твердої фази у газопроводі;

p_1, p_2 – абсолютні тиски на початку і у кінці шлейфа, МПа;

D – внутрішній діаметр шлейфа, см;

$\lambda = \lambda(Re)$ – коефіцієнт гідравлічного опору шорстких труб;

$\bar{\rho}$ – відносна густина газу за повітрям;

$\bar{z}$, $\bar{T}$ – середні по довжині L коефіцієнт надстисливості і абсолютна температура газу відповідно;

L – довжина шлейфа, км.

Для визначення коефіцієнта E можна скористатися емпіричними формулами А. І. Ширковського або наближено визначити його за графіком за швидкості газу $u_\text{г}$ більшій 15 м/с.

Товщина стінки труби шлейфа визначається з розрахунку на міцність за тиску, рівного початковому статичному тиску на гирлі свердловини до початку експлуатації покладу, або на тиск 16 МПа при $p_{\text{ст.г}} \geq 16$ МПа. Внутрішній діаметр шлейфа визначається із розрахунку на максимальний дебіт свердловини так, щоб втрати тиску були не більшими (0,05 – 0,10) МПа на 1 км довжини шлейфа. При обґрунтуванні діаметра шлейфа враховуються термодинамічні умови. Шлейф може відігравати роль охолоджувача газу, що виходить зі свердловини з температурою, більшою температури ґрунту на рівні укладання шлейфа, або підігрівача, якщо температура газу, що виходить зі свердловини, менша температури ґрунту. Зазвичай, внутрішній діаметр шлейфа одиничної свердловини дорівнює 102, 125

або 150 мм. При русі газу із куща свердловин до УКПГ діаметр викидної лінії дорівнює 200, 325 мм, а іноді більше.

Промисловий газозбірний колектор розраховують як складний газопровід із підключенням по трасі окремих газових ліній (гілок). Внутрішній діаметр промислового газозбірного колектора визначається на кінець компресорного періоду експлуатації родовища з постійним добовим відбором газу. Тиск газу на початку газозбірного колектора p_1 приймають рівним тиску обробки газу на УКПГ, найближчої до початку газозбірного колектора, тиск газу у кінці газозбірного колектора p_2 приймають рівним тиску газу на прийомі промислової дотискної компресорної станції (головної), часто розташованої на ГЗП у кінці газозбірного колектора.

Зазвичай промисловий газозбірний колектор будують із труб з діаметрами від 500 до 1 420 мм.

Товщину стінки труб промислового газозбірного колектора обчислюють за тиском газу на УКПГ у перший рік експлуатації родовища, який дещо перевищує тиск газу на початку магістрального газопроводу (5,6 або 7,6 МПа).

Для охорони навколишнього середовища, підвищення безпеки роботи, уникнення втрат газу і вуглеводневого конденсату при газодинамічних і газоконденсатних дослідженнях свердловин, при видаленні рідин із вибою свердловин, із шлейфових газопроводів, для підвищення експлуатаційної надійності роботи газопромислу разом із високонапірною системою збору та внутрішньопромислового транспортування газу і конденсату одночасно проєктують і споруджують низьконапірну герметизовану систему збору, вимірювання та використання газу і вуглеводневого конденсату, а також інших рідин.

Обчислення складної міжпромислової газозбірної мережі при великій кількості свердловин, ГЗП або УКПГ, дотискних компресорних станцій (ДКС), при значній протяжності промислових і міжпромислових колекторів із несталим режимом течії газу у них є складною комплексною оптимізаційною задачею. У сучасних умовах її вирішують методами динамічного програмування з використанням прикладних комп’ютерних програм.

17.3. Промислова підготовка природного газу

Метою промислової підготовки природного газу є його очищення у сепараторах від крапель рідини (вуглеводневий

конденсат, вода) і частинок породи, що виносяться разом із газом зі свердловин.

Установка комплексної підготовки газу (УКПГ) – це комплекс технологічного обладнання та допоміжних систем, що забезпечують збір і підготовку (очищення, розділення) природного газу і газового конденсату. Товарною продукцією УКПГ є: сухий газ газових родовищ, сухий відбензинений газ газоконденсатних родовищ і газовий конденсат.

До складу УКПГ входять:

– блок попереднього очищення (сепарації), який забезпечує відділення від газу крапельної вологи, рідких вуглеводнів і механічних домішок (сепаратори і фільтр-сепаратори);

– технологічні установки очищення, осушення й охолодження газу;

– дотискні компресорні станції, які забезпечують робочі параметри технології промислової обробки газу, підтримують тиск подачі газу у магістральний газопровід (для зниження температури компримованого газу після дотискних станцій установлюють апарати повітряного охолодження);

– допоміжні системи виробничого призначення (операційна, майданчики з установками засобів зв'язку, електро-, тепло- і водопостачання, електрохімічного захисту, пожежогасіння, резервуарний парк зберігання диетиленгліколю або триетиленгліколю тощо).

На промислах природного газу застосовують сепаратори різних конструкцій: вертикальні, горизонтальні і кульові з різними внутрішніми і зовнішніми пристроями.

За принципом дії газові сепаратори поділяються на:

1) *гравітаційні*, в яких крапельки рідини і частинки породи осідають завдяки силі тяжіння;

2) *інерційні*, в яких зазначені частинки осідають завдяки силам інерції;

3) *насадкові*, в яких використовуються сили адгезії (прилипання);

4) сепаратори *змішаного типу*, в яких для відділення частинок і крапельок рідини використовуються наведені у попередніх пунктах сили.

Ступінь ефективності роботи сепаратора $K_{еф}$, вимірюється відношенням фактично відсепарованого об'єму краплинної рідини $q_{ф}$ до загального об'єму краплинної рідини, у газі $q_{заг}$.

Найвищий ступінь ефективності мають, зазвичай, сепаратори насадкові (жалюзійні) та змішаного типу, які є технічно досконалішими.

Гравітаційні сепаратори. Використання в сепараторах лише сили тяжіння осідаючих частинок призводить до того, що розміри апаратів дуже великі, а тому потрібна значна витрата металу. У зв'язку з цим гравітаційні сепаратори практично не випускаються без спеціальних відбійників.

Інерційні сепаратори. В інерційних сепараторах ефект осадження із газу крапельок рідини і часток породи досягається внаслідок використання відцентрових сил. Такі сепаратори називають *циклонними*.

На рисунку 17.2. наведена схема циклонного сепаратора СЦВ-5 із розривом струменя.

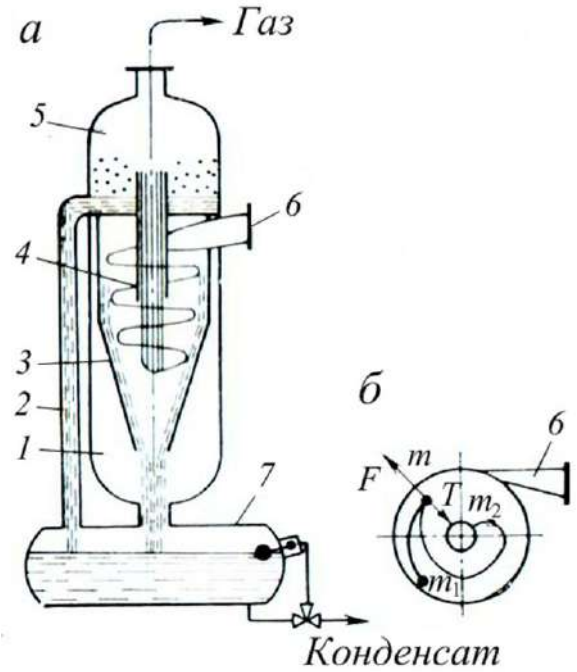


Рисунок 17.2 – Циклонний сепаратор СЦВ-5 для природного газу

а – загальний вигляд сепаратора; 1 – корпус сепаратора; 2 – зливна труба; 3 – корпус циклону; 4 – вивід газу з корпусу циклону; 5 – камера розриву; 6 – тангенціальне введення газорідинної суміші; 7 – конденсатозбірник;б – розрахункова схема сепаратора

Принцип роботи циклонних сепараторів ґрунтується на тому, що газорідинний потік із великою швидкістю (10 – 25 м/с) вводиться у тангенціальний патрубок *6*, що має невеликий нахил до горизонту. Завдяки відцентровій силі важкі крапельки рідини осідають на стінці

корпусу циклону *3* і у вигляді плівки стікають вниз, а газ, легший, ніж рідина, відтискається до центру циклону.

У циклонних сепараторах передбачено різке зниження швидкості рідини, яка не встигла осісти у корпусі циклону *3* і унесеної потоком газу по трубці *4*, яка осідає і по зливній трубі *2* направляється у конденсатозбірник *7*.

Такі сепаратори широко застосовуються на газових і газоконденсатних родовищах.

Насадкові сепаратори. Основним елементом сепараторів цього типу є насадка. На газових промислах поширені насадки жалюзійного типу. На рисунку 17.3, *а* наведена схема сепаратора насадочного типу із жалюзійною насадкою.

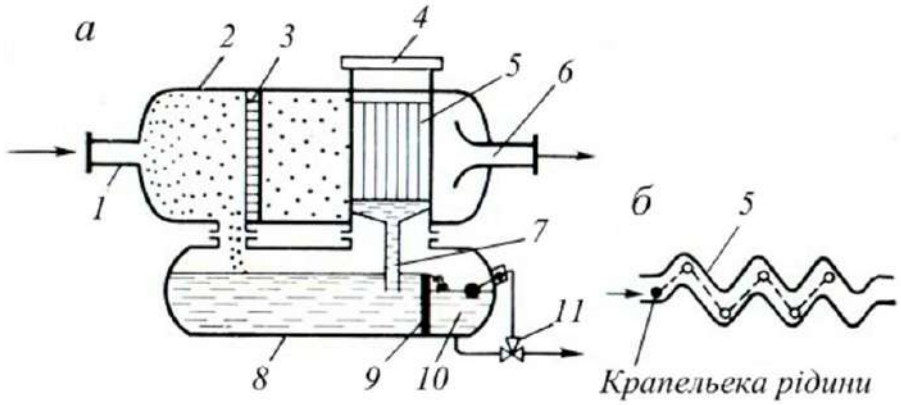


Рисунок 17.3 – Загальний вигляд сепаратора природного газу

а – з жалюзійною насадкою; б – схема жалюзійної насадки; 1 – патрубок; 2 – корпус сепаратора; 3 – перфорована перемичка; 4 – люк для монтажу насадки; 5 – насадка жалюзійна; 6 – газовідвідний патрубок; 7 – зливний патрубок; 8 – конденсатозбірник; 9 – переділка – заспокоювач рівня; 10 – поплавкова камера; 11 – виконавчий механізм; б – рух крапельки рідини між пластинами жалюзі

Цей сепаратор працює так: газ надходить спочатку у патрубок *1*, потім потрапляє на перфоровану перемичку *3*, що служить для вирівнювання швидкості потоку. Потім газ проходить жалюзійну насадку *5*, в якій затримується основна маса крапель рідини, що рухаються потоком газу. На жалюзі крапельки рідини, що прилипли, утворюють плівку, яка стікає у піддон, а потім через зливний патрубок *7* потрапляє до конденсатозбірника *8*. Щоб уникнути коливання рівня рідини у камері поплавця *10* встановлюється глуха

переділка *9*. Рідина з конденсатозбірника *8* скидається через виконавчий механізм *11*, а газ – через газовідвідний патрубок *6*.

На рисунку 17.3, *б* наведено вид зверху двох пластин жалюзійних насадок і траєкторія краплі рідини, що рухається між цими пластинами.

Частинки рідини, які є у потоці газу, що проходить між пластинами, вдаряються об них і прилипають. У міру накопичення крапельок на пластинах, рідина стікає у вигляді плівки у нижню частину сепаратора. Пластини жалюзі не повинні створювати великих гідравлічних опорів потоку і повинні мати досить розвинену поверхню, щоб максимально «вловлювати» краплинну рідину. Чим більша швидкість потоку газу між пластинами, тим; ефективніше «уловлюються» крапельки рідини. Однак надмірне збільшення швидкості потоку газу (> 1 м/с) призводить до зриву з поверхні пластин плівкової рідини, її дроблення знову на краплі і вторинного виносу. Тому у жалюзійних сепараторах швидкість газового потоку не повинна перевищувати 0,7 м/с.

Застосовуються також сепаратори інших типів, наприклад сіткові, робота яких заснована на тому ж принципі, що і жалюзійних.

Згідно з технологією підготовки природного і нафтового газу, відразу після видобутку газ на УКПГ осушується, при цьому з нього вилучаються пари води і сірки. Подальшу переробку природного і попутного газу здійснюють на хімічних та газопереробних заводах.

Осушку природного і нафтового газу проводять для вилучення парів води і тим самим уникнення утворення та відкладення гідратів на стінках газопроводів.

При осушенні газу намагаються зменшити у ньому вміст вологи до такої міри, щоб пари води у газопроводі не досягали стану насичення (точки роси) а, отже, не могли конденсуватися.

Осушення газу здійснюється на спеціальних установках твердими (хлористий кальцій, силікагель, молекулярні сита тощо) або рідкими (ДЕГ і ТЕГ) речовинами, а також із використанням холоду, який одержують у спеціальних холодильних машинах або шляхом зниження високого тиску газу у штуцерах.

Тверді і рідкі речовини, що застосовуються при осушенні газів, називаються *сорбентами*. Розрізняють адсорбенти й абсорбенти.

Адсорбенти – тверді або рідкі речовини, на поверхні частинок яких відбувається адсорбція – вибіркове поглинання речовини з газового чи рідкого середовища поверхневим шаром твердого тіла (адсорбенту) чи рідини. Адсорбентами є високодисперсні природні та

штучні пористі тверді речовини з великою зовнішньою та (або) внутрішньою поверхнею, на якій і протікає адсорбція газів чи рідин. Для підвищення поглинальної здатності і максимального розвитку площі поверхні штучні адсорбенти, зазвичай, роблять пористими.

Абсорбенти – природні та штучні речовини, здатні до абсорбції – вбирання газів або рідин всім об'ємом (на відміну від адсорбції) рідини чи твердого тіла, що є абсорбентом. Основна вимога до абсорбентів, що використовуються у промисловості, – висока вбиральна здатність щодо компонента, який абсорбується. Цінною якістю абсорбентів є можливість їх регенерації, що здешевлює технологічний процес. У ряді випадків абсорбенти повинні забезпечувати селективність абсорбції. Крім того, абсорбент повинен бути хімічно індиферентним щодо абсорбату та хімічно стабільним (не розщеплюватися, не окиснюватися, не осмолюватися тощо), дешевим і корозійно неактивним.

На практиці найчастіше для осушки газу використовують рідкі сорбенти ДЕГ і ТЕГ, що мають ряд переваг перед іншими сорбентами, та холод, що одержують шляхом дроселювання газу у штуцерах.

Етапи промислової обробки газу на УКПГ:

– абсорбційна або адсорбційна сушка;

– низькотемпературна сепарація або абсорбція, ректифікація;

– масляна абсорбція.

На газових родовищах підготовка газу полягає у його осушенні, тому там використовують процеси абсорбції або адсорбції.

На газоконденсатних родовищах осушка і виділення легко-конденсованих вуглеводнів здійснюються шляхом низькотемператур-ної сепарації, низькотемпературної абсорбції або низькотемпературної масляної абсорбції.

Контрольні питання

1. Які схеми внутрішньопромислового збору газу застосовують при розробці газових і газоконденсатних родовищ?

2. На яких родовищах застосовується лінійна схема внутрішньопромислового збору газу?

3. На яких родовищах застосовується променева схема внутрішньопромислового збору газу?

4. На яких родовищах застосовується кільцевий колектор внутрішньопромислового збору газу?

5. На яких родовищах застосовується групова схема внутрішньопромислового збору газу і конденсату?

6. Дайте характеристику насадочних газових сепараторів.

7. Дайте характеристику інерційних газових сепараторів.

8. Дайте характеристику гравітаційних газових сепараторів.

18. НЕТРАДИЦІЙНИЙ ГАЗ

18.1. Сланцевий газ

Сланцевий газ (англ. shale gas) – це природний газ, що міститься у низькопористих і погано проникних глинисто-алевритових осадових гірських породах, які у світовій практиці часто називають сланцями, і складається на 95 % із метану.

Поклади «сланцевого газу» знаходяться у низькопористих породах змішаної літології, які є одночасно і нафтогазоматеринською породою і резервуаром. Вуглеводні утворились всередині цієї товщі і не мали можливості мігрувати.

У таких породах сланцевий газ є у невеликих кількостях (0,2 – 3,2 млрд $м^3/км^2$), але завдяки розкриттю великих площ можна одержувати значні об'єми газу.

Перша комерційна свердловина на сланцевий газ пробурена в США у Фредонії, Нью-Йорк у 1821 році Вільямом Хартом (William Hart), який у США вважається «батьком природного газу».

Але щоб добути цей газ, потрібно пробурити велику кількість вертикальних свердловин, кожна з яких дасть лише обмежений об'єм газу. Тому довгий час розробляти такі родовища було нерентабельно.

Згадати про сланцевий газ змусила нафтова криза 1970-х років. Американський уряд перейнявся енергетичною безпекою своєї держави і почав дослідження своїх надр. У результаті були відкриті колосальні родовища, з яких виділялися чотири – Barnett, Haynesville, Fayetteville та Marcellus.

Проте у 1980-х роках криза завершилася, а технології видобутку, як і раніше, не дозволяли зробити цей процес економічно рентабельним. Технічній революції у газовидобутку сприяло те, що у США немає монополії на буріння надр. Окремі приватні фірми у 1990-х роках продовжували дослідження у цьому напрямку. Найбільшою і найуспішнішою з них виявилася компанія Chesapeake Energy.

Фахівці компанії відновили старі методи – передусім завдяки застосуванню горизонтального буріння, коли введений у пласт буровий інструмент починали поступово відхиляти, спрямовуючи його у горизонтальне положення. Після цього у пробурених свердловинах із горизонтальним стовбуром створювався ефект гідроудару завдяки закачуванню води, піску і хімікатів (рис. 18.1). Усе це повинно було замінити буріння великої кількості свердловин. Такі методи стали успішними завдяки розвитку технологій та розробці

нових бурових технологічних засобів і обладнання. Завдяки різкому зростанню видобутку сланцевого газу, названому у ЗМІ «газовою революцією», у 2009 році США стали світовим лідером із видобутку газу (745,3 млрд $м^3$).

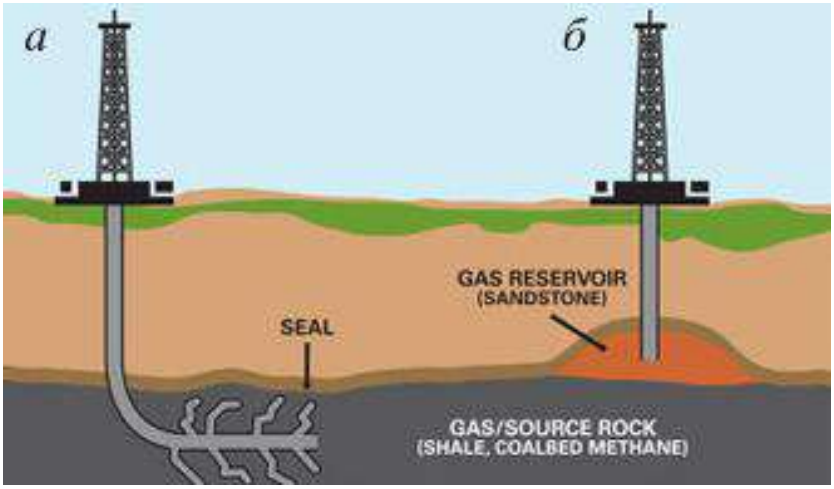


Рисунок 18.1. – Схема буріння свердловинна на газ

а – на сланцевий газ (із щільних порід); б – на традиційний газ (із пісковика)

На початку 2000-х років компанія Devon Energy у США розпочала масштабний промисловий видобуток сланцевого газу. У 2002 році компанія на родовищі Барнетт у Техасі вперше застосувала комбінацію похило-скерованого буріння, зокрема горизонтального, і багатостадійного гідророзриву пласта *(англ. hydraulic fracturing).*

До початку 2012 року ціни на природний газ у США впали до рівня значно нижчого собівартості видобутку сланцевого газу, внаслідок чого найбільша компанія з видобутку сланцевого газу Chesapeake Energy оголосила про скорочення виробництва на 8 %, а капітальних вкладень у буріння – на 70 %.

Перспективи сланцевого газу. Говорити про глобальні наслідки того, що сталося на американському континенті, поки що рано. Оптимісти пророкують повний переворот в енергетичному бізнесі. Якщо вірити їх оцінкам, США мають більше ніж 2 000 трильйонів кубічних футів сланцевого газу. Цього ресурсу країні вистачить більше ніж на 100 років. Для порівняння, Міжнародне енергетичне агентство оцінює європейські запаси нетрадиційного газу у 35 трильйонів кубометрів. У цілому, важливо те, що основні запаси сланцевого газу розташовані у розвинених країнах, які вже сьогодні зможуть видобувати його на своїй території.

У Європі ці родовища розташовані в Нідерландах, Швеції, Франції та інших країнах.

Відповідно до звітів газових компаній, ціна окупності видобутого газу за окремими категоріями сланців знизилася до $ 2,50 за тисячу кубічних футів (менше $ 90 за тисячу кубічних метрів).

Видобувати сланцевий газ готуються Китай, Індія, Австралія та інші країни. У цей проєкт уже вкладено величезні ресурси – британська компанія BG інвестувала 1,3 млрд доларів у родовища Техасу. Норвезька компанія Statoil Hydro вклала $ 3,4 млрд у спільне підприємство з Chesapeake Energy. Shell отримала ліцензії на розробку надр у Польщі і Німеччини.

Але у сучасній технології видобутку сланцевого газу є екологічний аспект використання у технології гідроудару води, змішаної з хімічними реагентами, що може призвести до забруднення підземних вод. Такі факти були зафіксовані у США. Головним бар'єром для газових корпорацій у Європі може стати суворе екологічне законодавство Євросоюзу.

Собівартість видобутку сланцевого газу. За даними Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), собівартість видобутку сланцевого газу в США у 2022 році склала близько $88,5 за 1 000 м^3.

Необхідно зазначити важливий техніко-економічний параметр калорійності природних газів сланцевих порід, який приблизно у два рази нижчий калорійності природного газу традиційних нафтогазових колекторів.[34]

На думку більшості експертів, собівартість видобутку сланцевого газу у таких країнах, як Україна, Польща і Китай буде у кілька разів вищою, ніж у США[35].

Технологія видобутку сланцевого газу. Для видобутку сланцевого газу використовують горизонтальне буріння *(англ. directional-drilling)*, гідророзрив пласта *(англ. hydraulic fracturing)* та сейсмічне моделювання. Аналогічна технологія видобутку застосовується і для отримання вугільного метану.

[34] Камалов Назар, Фик Михайло, Сергій Кривуля. К вопросу изучения особенностей освоения нетрадиционных ресурсов природного газа в свете современных технологий.// Збірник праць УкрНДІгаз, м. Харків, 2010.

[35] Комерційний директор британської JKX Oil & Gas, яка є материнською структурою "Полтавської газонафтової компанії", Пилип Воробйов на прес-конференції у Києві 2 березня 2016 р. зазначив, що вартість буріння свердловин для видобутку сланцевого газу в Техасі (США) складає 3,5 мільйона доларів, а в Україні – 15 мільйонів.

Хоча сланцевий газ міститься у гірських породах у невеликих кількостях (0,2 – 3,2 млрд $м^3/км^2$), але завдяки розкриттю великих площ можна одержувати великі об’єми цього газу.

Географія, оцінка запасів і перспективи видобутку сланцевого газу. Ресурси сланцевого газу у світі сягають 200 трлн $м^3$. На сьогодні сланцевий газ є не тільки потужним регіональним чинником, який суттєво впливає на ринок країн Північної Америки, але і глобальним, який змінює світовий ринок газу.

Чинниками, що позитивно впливають на перспективи видобутку сланцевого газу, є близькість родовищ до ринків збуту; значні запаси; зацікавленість влади низки країн у зниженні залежності від імпорту паливно-енергетичних ресурсів. У той же час, у сланцевого газу є ряд недоліків, які негативно впливають на перспективи його видобутку: відносно висока собівартість; непридатність для транспортування на великі відстані; швидке виснаження родовищ; низький рівень доведених запасів у загальній структурі запасів; значні екологічні ризики при видобутку.

Видобуток сланцевого газу у США. У США розвідані запаси сланцевого газу складають 24 трлн $м^3$ (технічно видобувних – 3,6 трлн $м^3$). Провідною корпорацією у США з видобутку сланцевого газу є Chesapeake Energy.

Видобуток сланцевого газу у США постійно і стрімко зростає, і, за прогнозами Управління енергетичної інформації, буде зростати і надалі (рис. 18.2).

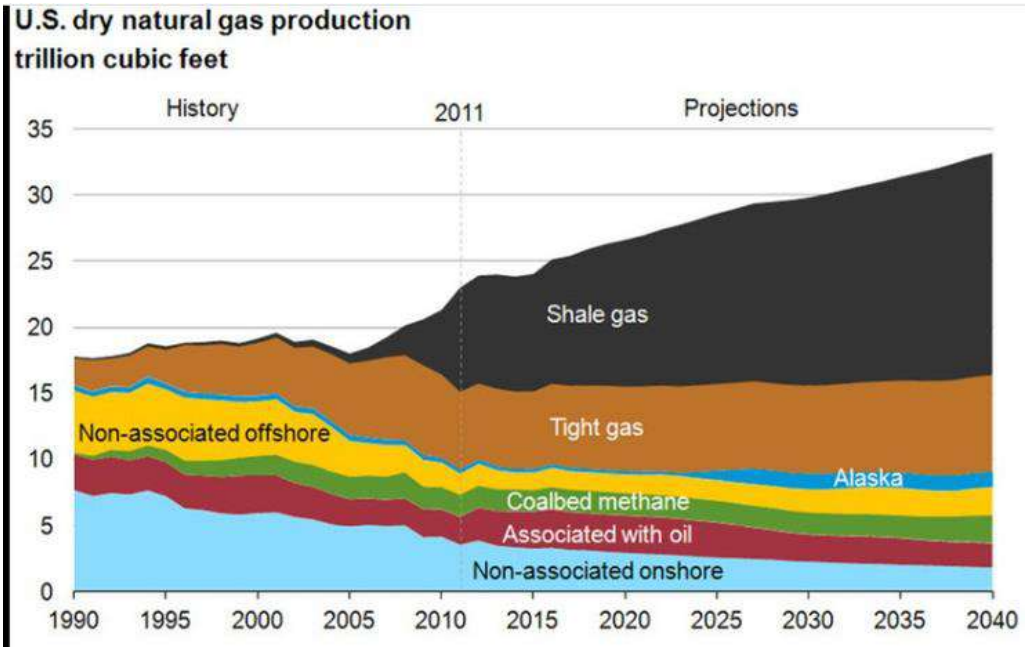


Рисунок 18.2 – Діаграма видобутку сланцевого газу (Shale gas) у США (трильйони кубічних футів) https://investments.academic.ru/1400

До 2010 року видобуток сланцевого газу у США досягав 51 млрд. м^3 на рік.

За основним прогнозом Міжнародного енергетичного агентства, видобуток сланцевого газу у США до 2030 року буде не більшим ніж 150 млрд. м^3 на рік.

У 2000 році сланцевий газ забезпечив лише 1 % видобутку природного газу у США, до 2010 року він становив понад 20 %, а Управління енергетичної інформації США передбачило, що до 2035 року 46 % постачання природного газу у Сполучених Штатах складатиметься зі сланцевого газу[36].

Масштаби розробки сланцевого газу в Європі. Поклади сланцевого газу виявлені у ряді держав Європи, зокрема в Австрії, Великобританії, Угорщині, Німеччині, Польщі, Швеції, Україні.

Навесні 2012 року Exxon Mobil пробурила в Польщі дві свердловини і згорнула проект, заявивши про його нерентабельність.

Міжнародне енергетичне агентство прогнозує, що видобуток нетрадиційного газу в Європі до 2030 року складе 15 млрд м^3 на рік. Згідно з найоптимістичнішими з нинішніх прогнозів видобуток у Європі не перевищить 40 млрд м^3 на рік до 2030 року. Дехто вважає, що такі прогнози занижені.

Разом з тим існує розбіжність у поглядах країн Веймарського трикутника (неформальне міжнародне об'єднання Німеччини, Польщі та Франції) щодо розробки сланцевого газу. Франція запровадила заборону через ризики, пов’язані з хімічними речовинами, які використовуються у процесі гідравлічного розриву пласта, тоді як Німеччина призупинила операції в очікуванні подальшої екологічної оцінки.

Україна. Згідно з даними агенції EIA[37] 2011 року, обсяг досліджених і оцінених запасів сланцевого газу в Україні становить 1,2 трлн м^3, що ставить Україну на четверте місце в Європі за запасами цього типу газу після Польщі, Франції і Норвегії. За іншими даними Україна займає третє місце в Європі за запасами сланцевого газу[38] після Польщі і Франції.

---

[36] Stevens, Paul. "The 'Shale Gas Revolution': Developments and Changes" https://www.chathamhouse.org/2012/08/shale-gas-revolution-developments-and-changes

[37] Управління енергетичної інформації (англ. Energy Information Administration EIA) – незалежне агентство у складі федеративної статистичної системи США, підрозділ Міністерства енергетики.

[38] Ukraine sees 2017 for commercial shale gas output https://www.reuters.com/article/ukraine-gas-shale-idUSL5E8GGAJY20120516

Загальні обсяги технічно видобувних ресурсів сланцевого газу на території України складають 3,6 трлн куб. м (1,75 % світових запасів), на двох найбільших родовищах – Юзівському у Донецькій і Харківській областях та Олеській площі у Західній частині України зосереджено приблизно 1,2 трлн куб.м.

РФ. «Газпром» не планує у найближчі десятиліття починати розробку родовищ сланцевого газу в Росії.

Інші країни. Поклади сланцю, з якого можна видобувати сланцевий газ, дуже великі у ряді країн: Австралія, Індія, Китай, Канада.

Китай – один з провідних у світі тримач запасів сланців. Протягом перших двох місяців 2021 року у країні ввели в експлуатацію 28 нових свердловин з видобутку сланцевого газу. Нафтогазова компанія Sinopec на 20 % збільшила виробництво газу на родовищі Фулін порівняно з 2020 роком.

Канада має низку потенційних цілей сланцевого газу на різних стадіях розвідки та експлуатації в Британській Колумбії, Альберті, Саскачевані, Онтаріо, Квебеку, Нью-Брансвіку та Новій Шотландії.

Станом на 2013 рік відношення оціночних запасів технічно видобувного сланцевого газу до підтверджених запасів природного газу всіх видів (у трильйонах кубічних футів) складають: у Китаї – 1115 / 124; в Аргентині – 802 / 12; в Алжирі 707 / 159; у США 665 / 318; у Канаді – 573 / 68.

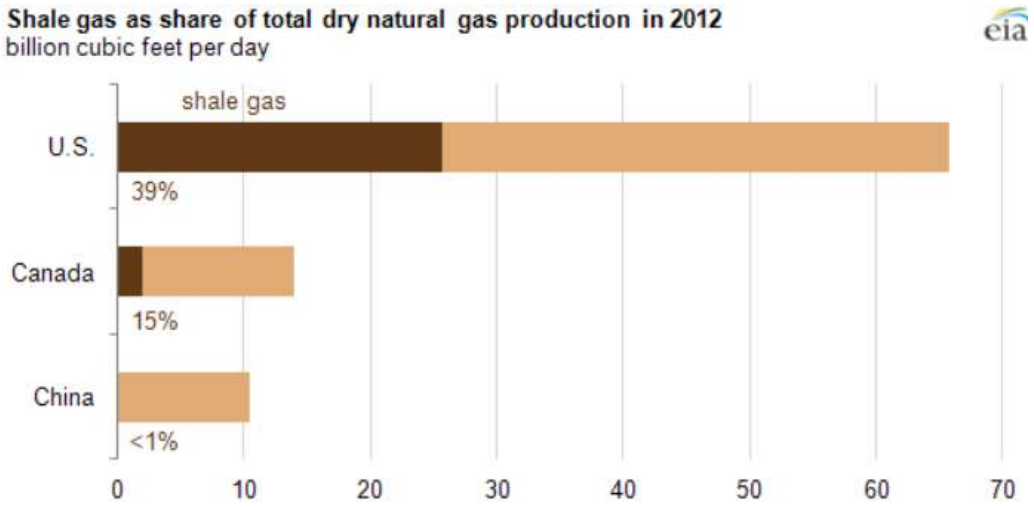


Рисунок 18.3 – Єдині країни з виробництва сланцевого газу у промислових об’ємах – США, Канада і Китай

Екологічні аспекти видобутку сланцевого газу. Щодо впливу на довкілля сучасної технології видобутку сланцевого газу, зокрема гідророзриву пластів є різні думки фахівців.

Аргументи про наявність негативного впливу. Частина вчених висловлює думку, що видобуток і використання сланцевого газу може негативно вплинути на навколишнє середовище.

По-перше, для технології гідророзриву пласта-колектора можуть застосовуватися сотні хімічних речовин, які можуть проникати у водоносні шари, річки та атмосферу (тривалість такого проникнення більшістю експертів оцінюється у межах 10 – 100 років). У період 2005 – 2009 років 14 провідних нафтогазових компаній США використовували понад 2 500 різних продуктів для гідророзриву. Деякі з них були безпечні, такі як сіль чи лимонна кислота. Але також було понад 750 різноманітних хімічних речовин та інших компонентів. Серед них 29 видів, охоплюючи бензол, толуол, ксилол, формальдегід тощо, є відомими канцерогенами. Для підвищення густини води як рідини глушіння свердловин застосовують також хлорид цинку, який є небезпечним для довкілля. Великий обсяг води, яку використовують для гідророзриву, потім повертається на поверхню. Вона містить хімічні речовини зі сланцевих порід: важкі метали, природні радіоактивні матеріали та різноманітні забруднюючі речовини, що використовуються при закачуванні, зокрема токсичні речовини.

По-друге, потенційною небезпекою для видобутку сланцевого газу є виснаження запасів прісних підземних і поверхневих вод, які забираються у процесі буріння й експлуатації свердловин. Під час виконання гідравлічних розривів лише для однієї свердловини використовується від 9 000 до 29 000 $м^3$ води. Великий обсяг води (1 300 – 23 000 $м^3$ із однієї свердловини) потім повертається на поверхню. Окрема проблема – утилізація забруднених вод, що використовувались для гідравлічних розривів.

У вересні 2012 року Конгрес Міжнародного союзу охорони природи (МСОП), до якого входять понад 78 країн, 112 урядових і 735 неурядових експертних організацій, прийняв резолюцію № 118, у якій закликав держави призупинити видачу ліцензій на видобуток газу методом гідророзриву, а також заборонити його застосування поблизу родовищ питної води, у сейсмонебезпечних районах, у районах із дефіцитом води, поблизу сейсмічних розломів і на природоохоронних територіях.

26 квітня 2012 року японська газета Асахі Сімбун повідомила результати досліджень учених Геологічної служби США, які дійшли висновку, що відбулося збільшення кількості землетрусів 3-х і вище балів у США. Починаючи з 2001 року середня кількість землетрусів,

які сталися за рік, магнітудою 3-х і вище балів значно збільшилася, і досягла свого апогею у 2011 році, що є рекордним за минуле століття. Учені пов'язують це зі збільшенням обсягу видобутку вуглеводнів із застосуванням потужних гідророзривів продуктивних пластів.

Аргументи про відсутність негативного впливу. Науковці Лондонського королівського товариства та Королівська академія технічних наук Великобританії у липні 2012 року оприлюднили звіт, у якому стверджують, що фрекінг може бути застосований безпечно, якщо будуть використовуватися найкращі виробничі практики та ефективна регуляторна база. Професор Роберт Мейр, голова робочої групи, яка складала звіт, зауважив: «Навколо безпеки видобування сланцевого газу було багато спекуляцій, ілюстрованих прикладами з неприйнятної виробничої практики, що подекуди застосовувалася у США. Ми з'ясували, що герметичність свердловини є критично важливим компонентом безпеки, але інші поширені приводи для занепокоєння, такі як виникнення землетрусів, істотний вплив розповсюдження тріщин у породі чи забруднення питної води, мають надзвичайно низький ступінь ризику».

Європарламент у 2012 році дозволив видобування сланцевого газу на території країн ЄС. Розвідка та видобування дозволені у Румунії, Польщі, Литві, Великобританії, Австралії, США, Канаді, Китаї й інших країнах світу. Болгарія у 2012 році частково зняла мораторій на застосування технології гідравлічного розриву пластів для видобування природного газу та нафти.

18.2. Метан вугільних родовищ

Метан вугільних пластів *(англ. methane of coal deposits)*, або шахтний метан впродовж багатьох років розглядався виключно як джерело вибухів і раптових викидів у шахтах у процесі видобутку вугілля. Проте це попутна корисна копалина, яка є у вугільних пластах і частково вмісних породах.

Метан у вугіллі знаходиться у сорбованому на поверхні вугільних частинок стані, а також у розчиненому в органіці вугільної речовини і вільному стані у транспортних і закритих каналах та порах. Вміст газу у вугіллі залежить від глибини залягання пластів, ступеня метаморфізації вугілля, умов залягання (структури) та багатьох інших чинників.

Як супутня корисна копалина, шахтний метан використовується протягом останніх років, переважно для енергетичних потреб шахт.

Фільтрація метану на великих глибинах відбувається завдяки нерівнокомпонентності поля чи напруг, коли утворюється додаткова тріщинуватість, рівнозначна максимальній головній напрузі, що сприяє метановилученню. Для поліпшення метановивилучення з вугілля масив необхідно обробляти хімічно-активними речовинами чи витісняти адсорбований метан із використанням поверхнево-активних речовин.

На метан вугільних родовищ як самостійну корисну копалину звернули увагу лише після нафтової кризи 1973 року.

У США активне видобування шахтного метану почалося після ухвалення у 1980 році закону про альтернативні види палива, яким надавалася податкова знижка (*tax credit*), що дорівнює приблизно (15 – 20) доларів США на умовну тонну видобутого або використаного нетрадиційного газу.

Промислове видобування шахтного метану у США розпочалося у 1984 році, коли з 284 свердловин було отримано 280 млн $м^3$ газу. У 1997 році кількість пробурених свердловин досягло 7 300, а об'єм видобування склав 32 млрд $м^3$. Уже в 1992 році технологія видобування шахтного метану досягла такого високого рівня, що його собівартість стала у (2 – 3) рази нижчою за собівартість видобування природного газу.

У США експлуатується понад 5 000 свердловин, які видобувають газ із вугільних пластів. У 2000 році видобуток метану з вугільних родовищ у США склав 30 млрд $м^3$. У 2011 році видобуток метану склав 1,76 трильйонів кубічних футів (TCF), що становило 7,3 % всього сухого газу США у цьому році. Найбільше виробництво *coal-bed methane* (CBM) було отримано у штатах Каліфорнія, штат Вайомінг та Нью-Мексико.

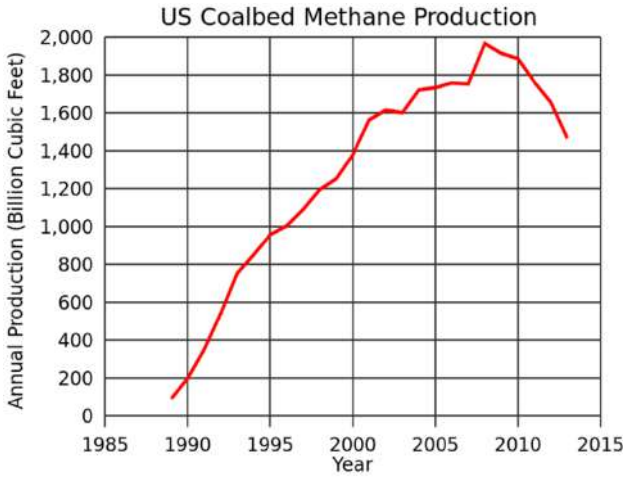


Рисунок 18.4 – Видобуток метану з вугільних родовищ у США

На вугільних родовищах США переважну частину газу отримують завдяки застосуванню методів інтенсифікації припливу, зокрема методу гідророзриву пластів. З полів діючих шахт США видобувається і використовується 1,8 млрд $м^3$ газу.

Основна частина вугільного газу у США видобувається на вугільних родовищах, де видобуток вугілля не проводиться або і зовсім не передбачається. Для запобігання шкідливому впливу викидів метану із закритих шахт на навколишнє середовище організовано його видобуток і подачу у газопроводи або використання як палива для котельних або енергоустановках.

Позитивний багаторічний досвід утилізації метану із зупинених шахт накопичений **у Франції**. Останніми роками успішний комерційний видобуток газу із закритих шахт здійснюється **у Німеччині.**

Шахтні методи вилучення метану широко застосовуються у Німеччині, Великобританії, Австралії та інших країнах. У Польщі, Чехії, Китаї широко ведуться роботи з використання метану як у процесі видобутку вугілля у шахтах, так і на розвіданих вугільних родовищах.

Британський потенціал метану вугільних родовищ в основному не тестований. Деякий метан видобувається за допомогою шахтних вентиляційних шахт і спалюється для отримання електроенергії. Оцінка приватною промисловістю метанових свердловин, незалежно від видобутку корисних копалин, розпочалася у 2008 році, коли було випущено 55 ліцензій на експертизу на суші, які охоплюють 7000 квадратних кілометрів потенційних покладів шахтних метану. Компанія IGas Energy стала першою у Великій Британії для комерційного видобування вугільного метану відокремленого від відведення шахт. Станом на 2012 рік у Великій Британії були лише комерційні свердловини CBM (*coal-bed methane*) у Doe Green в яких видобували газ для виробництва електроенергії.

При видобутку вугілля **у Китаї** викиди метану в атмосферу становлять 6 – 19 млрд $м^3$ на рік. У 1996 році була заснована Китайська Об'єднана Корпорація з метану з вугільних пластів (CUCBM). До 2009 року видобуток газу зріс до 700 мільйонів $м^3$. У 2009 році почалося будівництво понад 3 600 свердловин для його видобутку.

В Австралії вуглецеві ресурси газу знаходяться в основних вугільних басейнах у Квінсленді та Новому Південному Уельсі, а також додаткові потенційні ресурси у Південній Австралії. Комерційний видобуток вугільного пластового газу (CSG) у цій країні

розпочалося у 1996 році. З 2014 року вугільний пластовий газ з Квінсленду та Нового Південного Уельсу складав близько 10 % австралійського видобутку газу. Прогнозовані запаси станом на січень 2014 року становили 33 трильйони кубічних футів.

У Канаді у провінції Британська Колумбія запаси вугільного метану оцінюються приблизно у 90 трильйонів кубічних футів (2,5 трильйона кубічних метрів). У 2013 році в Альберті видобуто приблизно 170 трильйонів кубічних футів (4,8 трильйони кубічних метрів) вугільного метану.

Попередні дослідження проведені **у Казахстані** показують, що основні запаси вугільного метану тут можуть становити 900 млрд $м^3$ газу – 85 % усіх запасів вуглеводневого газу Казахстану.

Наприкінці XX століття оцінені запаси метану вугільних родовищ ряду країн. Зокрема ресурси метану вугільних родовищ Китаю становлять (25 – 30) трлн $м^3$, США – (8,5 – 14) трлн $м^3$, Австралії – 6,0 трлн $м^3$, ФРН – (3 – 4) трлн $м^3$, України – (2,5 – 3,0) трлн $м^3$, Великобританії – (1,9 – 2,8) трлн $м^3$, Польщі – (1,6 – 2,0) трлн $м^3$.

В Україні метаноносність кам'яного вугілля Донецького та Львівсько-Волинського басейнів коливається в межах (0,5 – 25) $м^3$/т. Ресурси метану у розвіданих кондиційних вугільних пластах до глибини 1 800 м становлять (0,45 – 0,55) трлн $м^3$. У вмісних породах акумульовано у (1,5 – 2) рази більше вуглеводневих газів, ніж у вугільних пластах, тобто у них не менше (1,5 – 2,0) трлн $м^3$ метану. Таким чином, вугільні родовища України містять близько (2,5 – 3,0) трлн $м^3$ метану. За іншими оцінками, ресурси метану у вугільних пластах діючих шахт Донбасу 0,491 трлн $м^3$; ресурси метану у вугільних пластах за межами полів діючих шахт – 0,592 трлн $м^3$; ресурси вільного метану у вмісних породах – 3,77 трлн $м^3$. Загалом запасів метану понад 4,0 трлн $м^3$.

До останнього часу в Україні видобування метану вугільних пластів зумовлювалося лише вимогами техніки безпеки. Метан видобувався системами підземної і поверхневої дегазації через свердловини, пробурені у підземних гірничих виробках та з поверхні землі.

У 80-ті роки XX століття у Донецькому вугільному басейні дегазація здійснювалася на (115 – 120) шахтах із 272. Ефективність видобування метану тут не перевищувала 25 %. Із щорічно видобутих 800 млн $м^3$ метану використовувалося не більше 10 %, переважно для шахтних котелень (рис. 18.5).

На початку 2000-х років у ВО «Донецьквугілля» за 10 років зі всієї кількості метану, що виділився при видобутку вугілля, 80 % було

викинуто в атмосферу системами вентиляції шахт, 18 % видобуто системами підземної дегазації шахт і 2 % – через свердловини, пробурені з поверхні. Таким чином використання метану вугільних пластів в Україні знаходиться на початковій стадії.

Добування і використання газу вугільних родовищ. Незважаючи на значні запаси метану у вуглегазових родовищах, добування його з використанням традиційних технологій видобутку, що застосовуються у газовидобувній галузі, практично неможливе через особливий характер зв'язку метану з вугільною речовиною порівняно зі зв'язками природного газу з газовмісними породами.

До останнього часу ставлення до метану, який виділяється при розробці вуглегазових родовищ, було як до шкідливого і небезпечного компонента вугільних пластів, його вилучення, за невеликими винятками, визначається вимогами техніки безпеки. Метан, який є у вентиляційній суміші, поки що не знайшов застосування як паливо для енергетики. У кооптованій метаноповітряній суміші його концентрація досягає у деяких шахтах 60 %, але частіше – нижча 25 %, через що використання такого метану в енергетиці не перевищує 9 % загального обсягу. Збільшення його частки у найближчій перспективі пов'язане з технологіями, що дозволяють одержати газ із великою концентрацією метану.

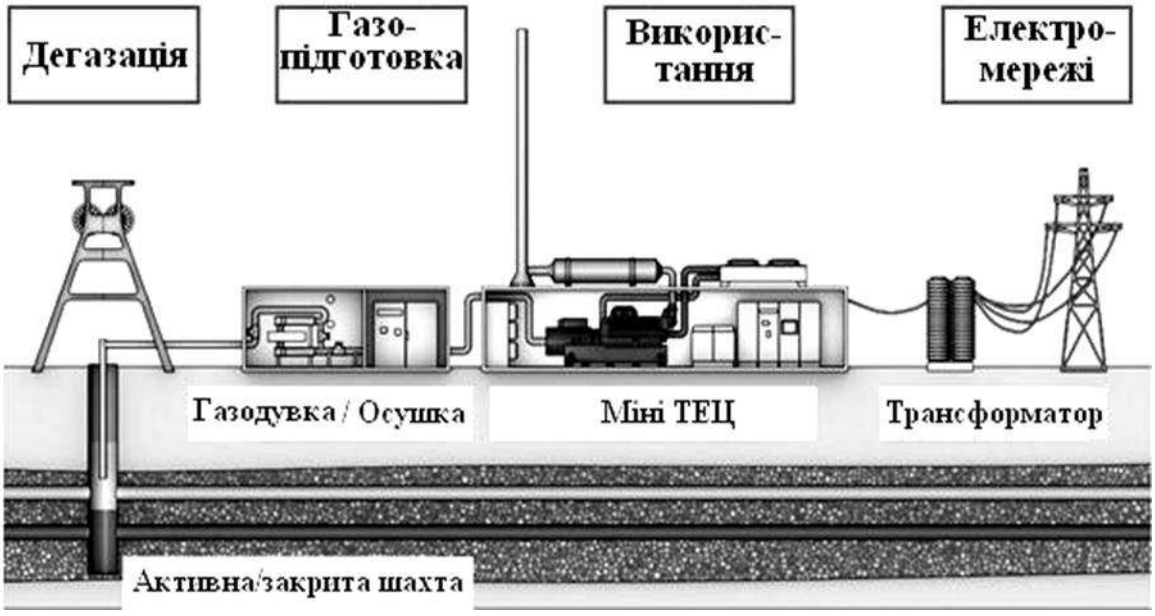


Рисунок 18.5 – Схема установки для використання метану

Найперспективнішим є видобування метану вугільних родовищ із застосуванням свердловин, пробурених із поверхні. Залежно від стану метану у газовому колекторі застосовуються три технології добування метану вугільних родовищ:

1. Для дегазації масиву, який містить вугільні пласти, породи з розсіяною вугільною речовиною і газоносні пісковики, використовують технологію із частковим розвантаженням масиву внаслідок його підробки та відводом газу крізь спрямовані дегазаційні свердловини. Суть способу полягає у просторовому розташуванні активного стовбура свердловини згідно з особливостями формування зони повного зрушення вуглепородного масиву при його підробці. Нижню частину свердловини бурять паралельно одній із меж зони повного зрушення.

2. Попередня дегазація шахтних полів до будівництва шахти застосовується за наявності геологічних структур, що включають антиклінальні, купольні та флексурні системи, які мають газоносні пісковики, вкриті шаром герметизуючих порід, так звані газові пастки. Дегазаційну свердловину бурять у найпродуктивнішій точці пастки з проходженням продуктивних газових горизонтів. Свердловину закріплюють експлуатаційною колоною, яку перфорують в інтервалі продуктивних горизонтів.

3. Технологія попередньої дегазації вуглепородного масиву із застосуванням гідродинамічного способу обробки вугільних пластів і газоносних порід. Суть її полягає в закачуванні робочої рідини у пласт при витратах, які перевищують приймальну здатність пласта. Це призводить до багатократного підвищення проникності пласта внаслідок розкриття і розширення природних тріщин, об'єднаних у єдину гідравлічну систему, орієнтовану до свердловини, по якій після вилучення робочої рідини газ поступає із пласта до свердловини.

Здатність метану вугільних пластів скласти економічну конкуренцію природному газу залежить від чотирьох основних взаємозалежних критеріїв:

1) дебіту і продуктивного життя свердловини;

2) низьких капітальних і експлуатаційних витрат;

3) наявності надійного і конкурентоспроможного ринку для збуту видобутого газу;

4) обсягів видобутку.

Для успішної розробки метанових покладів, перш ніж говорити про економічну привабливість проєкту видобутку метану, необхідно враховувати й оцінити названі критерії.

Задача концентрування метану у вихідній структурі може бути вирішена шляхом переведення його у твердий стан у вигляді кристалогідратів, оскільки гідратна технологія дешевша порівняно з іншими технологіями.

18.3. Газогідрати

Газові гідрати (гідрати природних газів), або клатрати – це кристалічні сполуки, що утворюються за певних термобаричних умов з води ігазу, які за зовнішніми ознаками схожі на звичайний лід.

Історичні відомості, які наводить у своїх роботах Є. Ф. Шнюков свідчать, що у Чорному морі у 20 – 30-х роках XX ст. спостерігалися виділення великої кількості горючих газів, які супроводжувалися спалахами та вибухами. Найпотужніші спалахи були зафіксовані під час Кримського землетрусу (1927 рік) на відстані 55,5 км між Севастополем і мисом Лукул. Болгарські дослідники також стверджують, що викиди газу у Чорному морі відомі ще з часів Римської імперії.

Вперше газогідрати були відкриті англійським хіміком Хемфрі Деві у 1810 році. У 1888 році французький фізик і хімік Поль Віллар вперше у лабораторних умовах отримав гідрати вуглеводнів CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_2H_2.

Газогідрати довгий час лишалися мало вивченими. У 1934 році Гаммершмідт (Hammershmidt) опублікував результати дослідження газопроводів США, робота яких ускладнювалася формуванням корків у зимовий час. Передбачалося, що утворюються крижані корки з конденсатної води. Гаммершмідт, опираючись на лабораторні дослідження, показав, що тверді корки складаються не з льоду, а з гідрату газу, який транспортується. Інтерес до газогідратів різко зріс. Потрібно було детально дослідити умови утворення газогідратів, створити ефективні засоби уникнення ускладнень при транспортуванні. Дослідження тривають до цього часу.

Наступний період в історії дослідження газогідратів пов’язаний із відкриттям природних газогідратів, які відігравали одну з провідних ролей при формуванні планет, атмосфери та гідросфери Землі, але були не відомі.

Перше припущення про існування газогідратних покладів у районах вічної мерзлоти Канади у 1943 році зробив Д. Катц, професор Мічиганського університету, проте довести їх наявність бурінням свердловин тоді не вдалося. У 1946 році аналогічне припущення було висловлено професором Московського нафтового інституту імені Губкіна Стрижовим І. М., проте доказової бази не було наведено. У 1963 році, коли в Якутії (РФ) була пробурена Мархинська свердловина глибиною 1 850 м, яка на глибині 1 450 м розкрила розріз порід із температурою 0 °С, також було висловлено припущення про

існування газогідратних скупчень в охолоджених пластах. На той час висунута гіпотеза у багатьох викликала сумніви. Були потрібні докази можливості утворення гідратів у реальних пористих середовищах і формування газогідратних покладів.

Перші експериментальні дослідження умов утворення гідратів природного газу у пористому середовищі були виконані на кафедрі розробки газових родовищ Московського інституту нафтохімічної і газової промисловості імені Губкіна. Отримані результати, які було викладено на науковій конференції молодих нафтовиків в Москві в квітні 1965 року, показали можливість утворення гідратів у пористих середовищах у реальних кернах і стали обгрунтуванням існування газогідратних покладів у надрах землі.

Після комплексної міжнародної експертизи, 24 грудня 1969 року Комітетом у справах винаходів і відкриттів колишнього СРСР було засвідчено, що автори Ю. Ф. Макогон, Ф. А. Требін, А. А. Трофимук, Н. В. Черський, В. Г. Васильєв зробили відкриття, яке визначається такою формулою: *«Експериментально встановлена раніше невідома властивість природних газів утворювати у земній корі за певних термодинамічних умов поклади у твердому газогідратному стані».*

У 1969 році почалася розробка Мессояхського родовища у Сибіру (РФ), де вперше вдалося вилучити природний газ безпосередньо із гідратів. На 2001 рік на Мессояхському родовищі було видобуто 27 % природного газу від загального обсягу газогідратних покладів (11,6 млрд $м^3$ із 42,9 млрд $м^3$ запасів)[39].

Після доповіді на 11-му Міжнародному Газовому Конгресі у червні 1970 року про результати лабораторних і промислових досліджень, відкриття одержало широкий міжнародний резонанс. Незабаром у ряді країн були створені національні програми досліджень і освоєння гідратних покладів.

У 90-х роках XX ст. дослідження були продовжені у лабораторіях США, Японії, Канади, Індії, Кореї, Німеччини та ін. Сьогодні дослідження газогідратів ведуться і в Україні.

На початку XXI ст. розвіданість ресурсів гідратів метану ще досить фрагментарна. Світові запаси морських гідратів переважно приурочені до донних і піддонних покладів невеликої глибини залягання, оскільки вони характерні для материкових і острівних схилів до підніжжя і глибин внутрішніх й окраїнних морів. За

[39] Мессояхское газоконденсатное месторождение https://cyberleninka.ru/article/n/messoyahskoe-gazogidratnoe-mestorozhdenie

оцінками фахівців, світові запаси газу у метанових газових гідратах у 100 разів більші від запасів газу традиційних родовищ.

У 1998 році в Канаді на суші (дельта річки Макензі у північно-західній частині) пробурена свердловина, де на глибинах (819 – 1111) м виявлено пласт гідратів метану потужністю 110 м. Ця свердловина уперше виявила гідрати метану і супутній їм «вільний газ» на глибині нижче рівня вічної мерзлоти.

Характеристика газогідратів. Гідратотвірними газами можуть бути метан, етан, пропан, ізобутан, азот, аргон, діоксид вуглеводню, кисень, криптон, ксенон, озон, сірководень і хлор. Найпоширенішими газогідратами є гідрати метану – сполуки води з метаном, поклади яких у донних осадових породах морів і океанів є досить значними у різних частинах світу. Кристалічна ґратка клатрату вміщує до 8 молекул газу на 46 молекул води (рис. 18.6). Найчастіше ця ґратка природного «горючого льоду» складається із шести молекул води й однієї молекули метану, який знаходиться там у стисненому вигляді (до 25 МПа).

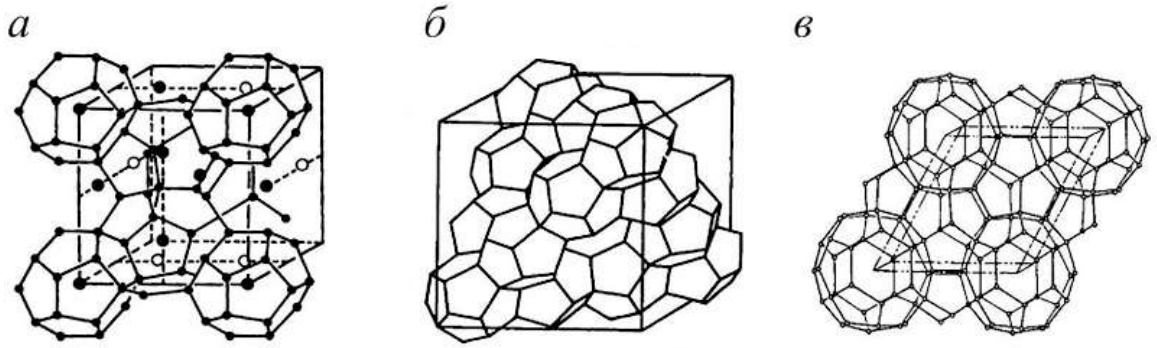


Рисунок 18.6 – Типи кристалічних ґраток газових гідратів

а – кубічна КС-I – число молекул води в елементарній ячейці – 46, в ячейці малих площин – 2, великих площин – 6 (приклади: CH_4, C_2H_6, CO_2);

б – кубічна КС-II – число молекул води в елементарній ячейці – 136, в ячейці малих площин – 16, великих площин – 8 (приклади: C_3H_8, і-C_4H_{10});

в – гексагональна КС-III (H structure) – число молекул води в елементарній ячейці – 34, кількість малих площин (двох типів) – 5, надвеликих площин – 1 (приклади: CH_4+, нео-C_6H_{14}, CH_4+, цикло-C_7H_1)

Молекули газу зв’язані з каркасом із молекулами води силами Ван-дер-Ваальса. Каркас утворюється молекулами води, які пов’язані між собою водневими зв’язками.

Така структура гідратів дозволяє утримувати в одному його об'ємі до 164 об'ємів газу. У загальному вигляді хімічний склад газових гідратів можна записати формулою $M \times nH_2O$, де М – молекула газу.

Назву «клатрати» (*від лат. clat (h) ratus* – «закритий гратами, посаджений в клітку»), було дано дослідником Пауеллом у 1948 році. Клатратна природа газових гідратів, у яких молекули газу укладені в окремі осередки, утворені молекулами води внаслідок водневого зв'язку, підтверджена у 1950-ті роки після рентгеноструктурних досліджень Штакельберга й Мюллера, робіт Полінга та Клаусена.

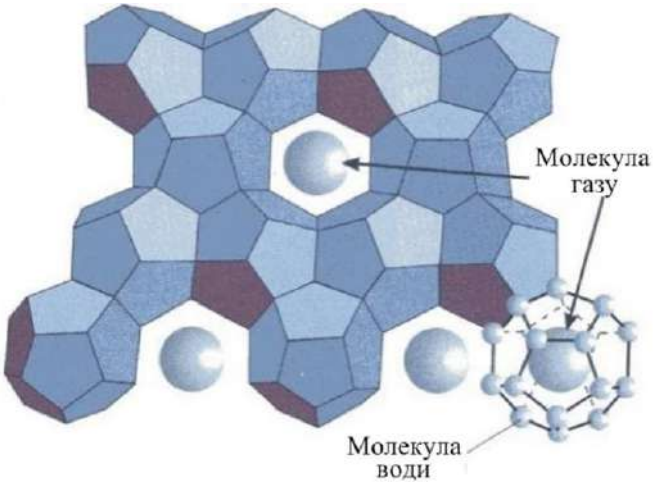


Рисунок 18.7 – Кристалічна ячейка газового гідрату (Істомін, 1992)

Газогідрати представлені переважно кригоподібною масою у вигляді пластин завдовжки до 7 см, дрібними сірими кристалами розміром до (1 – 3) см (рис. 18.8).

За зовнішнім виглядом гідрати схожі на пухкий сніг із жовтуватим відтінком і мають такі хімічні формули:

– для метану й етану $CH_4 \times H_2O$ і $C_2H_6 \times 8H_2O$;

– для пропану та бутану $C_3H_8 \times 17H_2O$ і $C_4H_{10} \times 17H_2O$.

Гідрати належать до нестійких сполук, які за деяких термобаричних умов швидко розкладаються на газ і воду.

Газогідрати утворюються за температури 0 °С і тиску 25 атм. Такий тиск має місце на глибині океану близько 250 м. Якщо температура води вища, то для утворення газогідрату потрібне збільшення тиску. Саме тому газогідрати залягають переважно в океанах і морях на глибинах від 300 до 1 200 метрів. Поклади газогідратів виявлені як на дні моря, так і у придонних гірських породах кількома прошарками завтовшки від 0,5 до 500 м. При цьому 98 % світових запасів

газогідратів зосереджено у морях і океанах, і лише 2 % на суходолі у зоні вічної мерзлоти. За атмосферного тиску гідрат метану зберігає стійкість при температурі (80 – 90) ^{o}C. У випадку «консервації» гідрату плівкою льоду гідрат метану при атмосферному тиску може існувати тривалий час і при температурах – 3 – 5 ^{o}C.



Рисунок 18.8 – «Горючий лід» – метан у вигляді газових гідратів

При підвищенні температури та зменшенні тиску газогідрати розкладаються на газ і воду з поглинанням великої кількості тепла. На діаграмі «тиск–температура» (рис. 18.9) показано фазовий стан газогідратів.

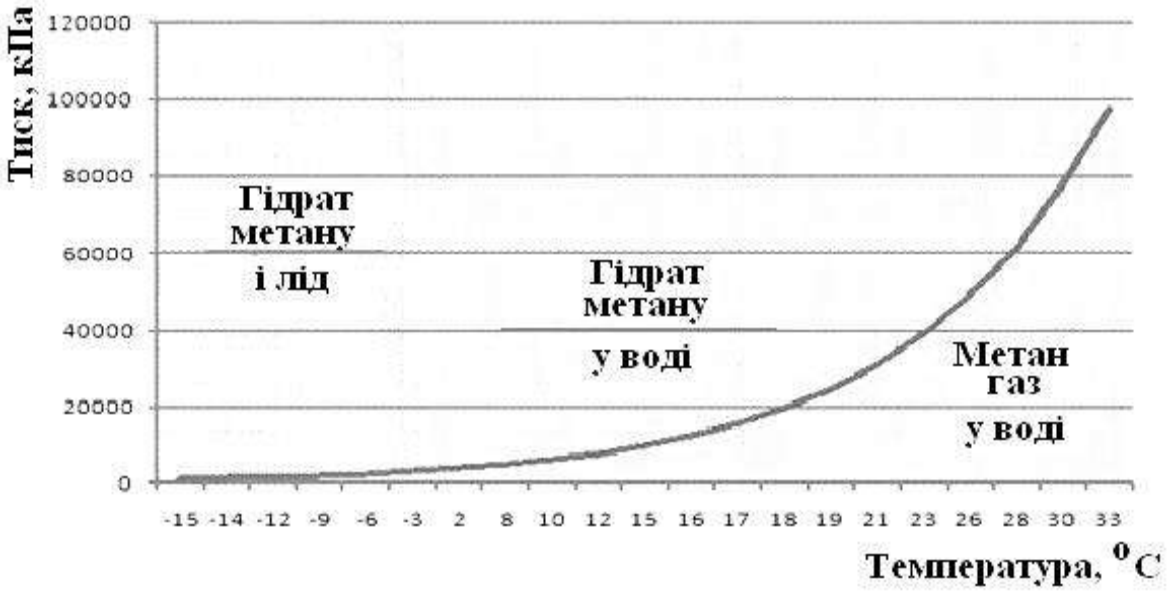


Рисунок 18.9 – Фазова діаграма гідрату метану: гідрат метану і лід – гідрат метану у воді – газ метан у воді

Ресурси метану у газогідратах оцінюються до 85 % від всіх світових ресурсів природного газу.

За прогнозами фахівців, метану у газогідратах може вистачити для всього людства на 6 тисяч років.

Досвід країн світу у видобутку газу з газогідратів

Протягом останнього часу інтерес до проблеми газових гідратів у всьому світі значно посилився. З'ясовується їх поширення в океанах і кріолітозоні материків, нестабільність при підвищенні температури і зниженні тиску. У деяких країнах уже розпочалося їх дослідно-промислове освоєння. Сьогодні морські газогідрати визнані найперспективнішим альтернативним паливом у багатьох країнах, над їх розвідкою й освоєнням активно працюють у Франції, Німеччині, США, Канаді, РФ, Індії, Японії, Китаї, Новій Зеландії, Тайвані, Бразилії, Чилі, Уругваї.

Згідно з відомостями Адміністрації енергетичної інформації США, за різними оцінками світові запаси природного газу у формі газогідратів складають від 283 до 2 831 трлн $м^3$. Однак, у зв'язку зі складністю використання метану із газогідратів, яка полягає у технологічних труднощах видобутку, а також у ризиках для довкілля та безпеки, пов'язаних із можливістю раптових викидів великої кількості метану, практичний видобуток на цьому етапі розвитку технологій та з урахуванням наявних ресурсів природного газу з інших джерел у найближчі роки не розглядається.

На сьогодні усталеної технології видобутку гідрату метану немає. Запропоновані і досліджувані технології видобутку метану з гідратів охоплюють такі методи: термічний вплив, зниження тиску, закачування інгібіторів гідратоутворення.

За інформацією Програми з охорони навколишнього середовища ООН (UNEP Global Outlook on Methane Gas Hydrates), вивчення газогідратів проводилося або продовжується на 42 ділянках по всьому світі. Зокрема, у травні 2012 року компанія Conoco Phillips спільно з Департаментом енергетики США та Japan Oil, Gas and Metals National Corporation завершили практичний експеримент із видобутку природного газу з газогідратів на Алясці. Проєкт був ініційований для польового тестування технології видобутку метану з газогідратів шляхом заміщення метану діоксидом вуглецю. Тестова свердловина Iġnik Sikumi-1 була пробурена у 2011 році, а видобуток метану тривав із січня по травень 2012 року. У свердловину, пробурену у товщі покладів газогідратів, під тиском закачували суміш азоту та діоксиду вуглецю, молекули якого заміщували метан, формуючи гідрат діок-

сиду вуглецю, а вільний метан піднімався на поверхню. У процесі проведення експериментальних робіт було видобуто 24,2 тис $м^3$ метану.

За оцінками геологічної служби запаси гідрату метану у США становлять 9,6 трлн $м^3$.

В арктичних районах США і Канади запущені експериментальні установки для видобутку гідрату метану, які на Алясці видали першу партію цієї сировини. Арктичні поклади розташовані у районах вічної мерзлоти на глибині 500 метрів і нижче. У морських відкладеннях продуктивні пласти можуть мати кілометрову товщу. На цей час найзначніші родовища гідратів метану розвідані у Канаді і на Алясці. В умовах арктичних температур гідрати можуть залишатися стабільними після витягнення на поверхню.

В Японії на шельфі виявлені газогідратні родовища із значними запасами. У 2013 році Японська національна корпорація нафти, газу і металів (Japan Oil, Gas and Metals National Corporation; JOGMEC) отримала приплив метану зі свердловини глибиною 270 м, пробуреної у товщі осадових порід морського дна неподалік від берегів Японії, якою було відкрито шар метаногідратів потужністю 60 м. У проєкті використовувалася технологія дренажу або штучного зменшення тиску у пласті газогідратів, внаслідок чого метан вивільняється і потрапляє до стовбура свердловини. За час тестування свердловини було видобуто близько 120 000 $м^3$ природного газу (близько 20 000 $м^3$ на добу). Крім того Японія спільно зі США, Канадою, Німеччиною й Індією здійснює проєкт видобутку газу з порід у районі вічної мерзлоти у канадській провінції Маккензі.

У 2019 р. шотландські дослідники (Університет Херіота-Уатта, Единбург, Шотландія) запропонували і апробували новий метод видобутку метану з газогідратних скупчень у вічній мерзлоті за допомогою закачування туди димового газу. При цьому вдалося не просто добути метан, а замістити один гідрат іншим, що дає змогу зберегти практично незмінними геомеханічні властивості масиву.[40]

За даними Національного інституту стратегічних досліджень України, у 1988 – 1989 роках були виявлені поклади газогідрату метану на шельфі Чорного моря. За мінімальними підрахунками об'єм метану в цих покладах оцінювався в 100 трлн $м^3$. З цих покладів на

[40] An Experimental Investigation on the Kinetics of Integrated Methane Recovery and CO_2 Sequestration by Injection of Flue Gas into Permafrost Methane Hydrate Reservoirs / Scientific Reports volume 9, Article number: 16206 (2019)

частку України припадає близько 25 трлн $м^3$ метану у газогідратних пластах, розташованих вздовж Південного берега Криму, зокрема у западині Сорокіна, глибина якої 2 000 м. На дні Чорного моря газогідратні поклади розташовані на глибині (300 – 1 000) м, а під його дном у середньому на глибинах від (400 – 500) м до (800 – 1 000) м.



Рисунок 18.10 – Брила гідрату метану на дні моря

На початок XXI ст. за оцінками науковців, запаси природного газу в покладах газогідратів української акваторії Чорного моря становлять (45 – 75) трлн $м^3$.

Типи відкладів газових гідратів. Розрізняють такі типи газових гідратів («Дніпровська політехніка», Е. А. Максимова):

I: масивні поклади газових гідратів, зцементованих піщано-глинистими і глинистими мулами;

II: жильні структури, що містять гідрати у тріщинах;

III: лінзовий-шаруваті поклади;

IV: породоподібні поклади;

V: брекчієва структура;

VI: газовий гідрат залягає суцільним масивом, що виступає як самостійний породотвірний мінерал.

Технології видобутку метану з газогідратів. На сьогодні відомо ряд технологій видобутку метану з газогідратів. Розглянемо деякі з них.

1. Депресивний спосіб полягає у штучному зниженні тиску або розгерметизації пласта газогідрату нижче рівноважного відкачуванням води зі свердловини. На це доводиться витрачати багато енергії, через що значна частина видобутого газу використовується на місці, а сам газ є досить дорогим. Цей метод

придатний для гідратних пластів, де насиченість гідратами невелика. Інший недолік цього методу пов'язаний із утворенням гідратів у привибійній зоні, що ускладнює процес видобутку газу.

2. Тепловий метод полягає у нагріванні газогідратного пласта закачуванням пари чи гарячої води, але витрата енергії у цьому випадку порівняна з енергоємністю отриманого метану. Застосування теплових методів виправдане лише, якщо сумарні витрати енергії на розкладання гідратів у пласті не перевищують обсягу енергії, яка може бути одержана з добутого газу. Цей метод може бути застосований для пластів, що мають високий вміст гідратів.

3. Технологія заміщення полягає у витісненні метану з «клітин» – клатратів шляхом заповнення їх іншим газом, наприклад, вуглекислим. Однак ця технологія поки що є на стадії лабораторних досліджень.

4. Технологія розчинення газогідратів соляним розчином, яка полягає у закачуванні під тиском у газогідратні пласти концентрованого соляного розчину або теплої морської води у літній час.

Очевидно, найбільші перспективи має комбінований метод, який полягає в одночасному зниженні тиску і підведенні тепла до свердловини. Основне розкладання гідрату відбувається внаслідок зниження тиску, а тепла солеконцентратна суспензія морської води, яка підводиться до вибою, дозволяє скоротити зону вторинного гідратоутворення, що позитивно позначається на дебіті газу.

Інші методи вилучення метану з газогідратів, зокрема електромагнітний та акустичний, поки що мало вивчені. Норвежці пропонують вирізати газогідратні брили з дна, транспортувати їх по морю до берега, і вже там розплавляти, отримуючи метан. Проте цей метод також ще не опрацьований достатньою мірою.

В Україні висунута ідея переробки (попереднього збагачення) гідратовмісної гірської породи безпосередньо на дні моря (океану) з виділенням гідратовмісного концентрату.

Екологічні аспекти. У процесі видобутку метану з морського дна є реальна небезпека підняття газогідратних мас на поверхню, що може призвести до вибухового виділення газу. За однією з вірогідних версій, саме такий підйом газогідратного пласта став причиною вибуху і руйнування платформи Deepwater Horizon у квітні 2011 року. Деякі фахівці взагалі радять не чіпати газогідрати, оскільки це може призвести до значних викидів у атмосферу метану, який є у 20 разів сильнішим парниковим газом, ніж діоксид вуглецю. Якщо метан із газогідратів з-під води у великій кількості потрапить до атмосфери, то

процес парникового ефекту і руйнування озонового шару піде швидше у 20 разів.

Учені широко обговорюють гіпотезу про можливе вивільнення гідрату метану при підвищенні температури через глобальне потепління, так звана гіпотеза «клатратної рушниці». Виділення метану спричинить подальше потепління та ще більше вивільнення метану. Зупинити цей процес буде неможливо, і в результаті глобальне потепління може спричинити глобальну екологічну катастрофу.

Прикладом негативних наслідків видобутку газогідратів є аварії під час науково-дослідних експедицій. Так, наприклад, у 1989 році компанія «Сага петролеум АС» при бурінні свердловини на півночі Норвезького моря із цієї причини зазнала збитків у розмірі 90 млн доларів. Саме вивільнення великої кількості газу зі скупчення газогідратів у морських донних осадах, на думку низки дослідників, призвело свого часу до руйнування видобувних платформ у Північному і Каспійському морях.

Контрольні питання

1. Який газ називають сланцевим природним газом?

2. Як порівнюється собівартість сланцевого газу з традиційним природним газом?

3. Яку технологію використовують для видобутку сланцевого газу?

4. Завдяки застосуванню якої технології можна одержувати значну кількість сланцевого газу?

5. В якому стані знаходиться газ метан у викопному вугіллі?

6. Який газ переважає в вугільних родовищах?

7. Що розуміють під газогідратами?

8. Які вуглеводневі гази можуть бути гідратотвірними?

9. Якою формулою у загальному вигляді можна виразити хімічний склад газових гідратів?

10. Яка хімічна формула гідрату метану, гідрату етану?

19. ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

19.1. Трубопровідний транспорт

Сучасний газопровід включає систему трубопроводів і допоміжних споруд для транспортування та розподілу природного газу.

Перші на території України магістральні газопроводи (МГ) споруджено у 1924 – 29 роках: «Дашава-Стрий» і «Дашава-Дрогобич», «Дашава-Львів».

Розрізняють:

– магістральні газопроводи, призначені для транспортування газу на великі відстані; у пункті призначення МГ розміщені газорозподільні станції, на яких тиск знижують до рівня, необхідного для кінцевих споживачів;

– газопроводи розподільчих мереж призначені для доставки газу від газорозподільних станцій до кінцевого споживача;

– скидні газопровіди призначені для скидання газу в атмосферу при спрацюванні регулювальних або запобіжних пристроїв, щоб тиск газу у контрольованій точці не перевищував заданого.

Газ трубопровідними мережами подається під певним надлишковим тиском, залежно від якого розрізняють газові мережі:

– низького тиску – до 0,05 кгс/см² (5 кН/м²);

– середнього – від 0,05 до 3 кгс/см² (5 – 300 кН/м²);

– високого – від 3 до 6 кгс/см² (300 – 600 кН/м²);

– надвисокого – від 6 до 12 кгс/см² (600 – 1200 кН/м²).

Магістральний газопровід – один із основних елементів газотранспортних систем. Сучасні МГ споруджуються зі сталевих труб діаметром до 1 420 мм на робочий тиск 7,5 МПа з пропускною спроможністю до (50 – 60) млрд м³ газу на рік.

Магістральні газопроводи при підземному прокладанні заглиблюють у ґрунт на (0,8 – 1,0) м, при наземному прокладанні – розміщують у насипних греблях, а при надземному – прокладають на опорах.

Для транспортування газу з морських газових промислів на берег споруджуються підводні магістральні газопроводи.

До складу споруд магістральних газопроводів входять:

– головна і проміжні компресорні станції (КС), призначені для компримування газу у початковому і проміжному пунктах траси;

– пункти осушування газу і його очищення від H_2S і CO_2 на головній компресорній станції;

– приймальний термінал.

Для прикладу, газопровід «Дашава – Київ» має загальну протяжність – 509,6 км, діаметр труби – 500 мм, пропускна здатність – 1,5 млн м³ за добу. На 1948 рік був найпотужнішим газопроводом у Європі (пропускна здатність – близько 2 млрд м³ на рік). Він налічував 230 переходів через природні та штучні перепони (24 річки, 36 залізниць, 46 шосейних доріг, 139 боліт і балок). Трасу обслуговували 573 км повітряної лінії зв'язку з 57 селекторними пунктами. Було збудовано 49 будинків лінійних обхідників і створено аварійно-ремонтні пункти (АРП) у Тернополі, Красилові, Бердичеві.



Рисунок 19.1 – Перехід ниток газопроводу через річку

Магістральний газопровід багато в чому тотожний магістральному нафтопроводу і містить ті ж основні елементи: трубопровід, перекачувальні станції та засоби зв’язку.

Трубопроводи для перекачування нафти і газу однакові.

Компресорні станції газопроводу аналогічні до насосних станцій нафтопроводу і відрізняються від них лише особливостями обладнання, що обумовлено специфікою продукту, який перекачується.

Лінійна компресорна станція, так само як і насосна на магістральному нафтопроводі, являє собою відповідальний та складний комплекс споруд зі своїм індивідуальним технічним господарством, експлуатаційною і ремонтною службою, засобами зв'язку, автоматики і телемеханіки.

Захист труб магістральних газопроводів від ґрунтової корозії здійснюється зовнішньою протикорозійною ізоляцією та катодним захистом трубопроводів. Магістральні газопроводи оснащуються системами телемеханіки і зв'язку для можливості контролювання роботи компресорних станцій із центрального диспетчерського пункту, обладнаного автоматизованою системою керування технологічним процесом транспортування газу.

Надійність магістральних газопроводів забезпечується створенням резерву газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях, застосуванням високоякісних сталевих труб, прокладанням паралельних ліній МГ із перемичками між ними.

На компресорних станціях магістральних газопроводів великого діаметра (1 020 – 1 420 мм) після відцентрових нагнітачів установлюють апарати повітряного охолодження газу. На магістральних газопроводах менших діаметрів газ встигає охолоджуватися внаслідок теплообміну з ґрунтом. На кінцевому пункті магістрального газопроводу і кінцевих пунктах відгалужень від МГ газ надходить у газорозподільну станцію, де його тиск знижується до величини, яка допускається у цій газорозподільній системі.

Газопроводи мають деякі особливості порівняно з нафтопроводами, обумовлені великим питомим об'ємом газу і змінами цього об'єму під впливом тиску, який розвивається на станціях при перекачуванні. До таких особливостей відносять збільшені діаметри газопроводів порівняно з нафтопроводами в еквівалентних газу вагових обсягах.

Іншою особливістю магістрального газопроводу є підтримка значного тиску у кінці перегонів між станціями газопроводу, який має на всьому протязі один діаметр. Наприклад, якщо на нафтопроводі початковий тиск нафти на насосній станції, що дорівнює 5 МПа, знижується до кінця перегону практично майже до нуля, то на газопроводі тиск у кінці перегону підтримується на рівні 2 МПа, що відповідає оптимальним параметрам перекачування.

До особливостей магістральних газопроводів належить також необхідність спеціальних заходів щодо запобігання утворенню у них гідратних корків і заходів, пов'язаних із підвищеною вибухонебезпечністю газу. До основних особливостей магістральних газопроводів слід віднести особливо високі вимоги до безперебійності перекачування, тому що кожна більш-менш тривала зупинка газопроводу порушує постачання паливом споживачів і може спричинити зупинку видобутку газу у початковому пункті газопроводу, бо неможливо накопичувати його запаси у значних обсягах у МГ.

Перед подачею у газопровід виконують очищення газу від домішок, які ускладнюють його транспортування або роблять небезпечним для використання внаслідок отруйності. Домішками, які ускладнюють транспортування, є волога, що міститься у газі у вигляді води чи водяної пари, конденсат і частинки крихких порід. Наявність вологи у перекачуваному газі становить небезпеку через можливу закупорку магістрального газопроводу крижаними і гідратними корками або звуження його робочого перерізу.

Основні умови гідратоутворення – наявність у газі вологи, високий тиск і певний мінімум температури, який у багатьох випадках значно вищий від нуля. Утворенню гідратів також сприяє перемішування газового потоку.

Метановий гідрат утворюється за тиску 5 МПа і температури близько 7 °С, а етановий гідрат – за тиску газу 3,4 МПа і температури 14,5 °С.

Для запобігання утворенню гідратів у температурних умовах перекачування газу по магістральному газопроводу необхідно попередньо осушити газ, знизивши у ньому вміст вологи до величини, за якої утворення гідратів неможливе. Ця величина відповідає вмісту вологи, при якому парціальний тиск водяної пари стає меншим від пружності парів гідрату.

Для очищення природного газу від води і конденсату та від частинок крихких порід застосовують газові сепаратори. Їх принцип дії і конструкція аналогічні до нафтових сепараторів, які використовуються для відділення газу від нафти.

Повністю звільнити газ від вологи за допомогою сепараторів неможливо, тому що весь водяний пар, що міститься у газі, проходить через сепаратор, не затримуючись у ньому. Тому за необхідності проводять спеціальне осушення газу шляхом конденсації водяної пари, яка містяться у газі, або поглинанням її спеціальними поглиначами.

Конденсація водяної пари здійснюється шляхом охолодження газу у холодильних установках чи проведенням низькотемпературної

сепарації. У процесі низькотемпературної сепарації при різкому зниженні тиску газу і відповідному збільшенні його об'єму втрачається велика кількість тепла і газ різко охолоджується. Залежно від перепаду тиску газ можна охолодити до декількох десятків градусів нижче нуля, внаслідок чого відбувається замерзання крапельок вологи і випадання її у вигляді шматочків льоду та інею у нижню частину сепаратора.

Для здійснення низькотемпературної сепарації необхідно мати великий запас тиску на гирлі газових свердловин, щоб після зниження його у сепараторах, у головній частині магістрального газопроводу він становив (5 – 6) МПа.

При осушенні газу поглиначами застосовуються тверді або рідкі речовини, які називаються *сорбентами*. Найбільшого поширення отримав сорбент діетиленгліколь.

Сірководень і вуглекислота, що містяться у природному газі, є корозійними агентами, які дуже активно сприяють внутрішній корозії труб.

Від сірководню газ очищають, пропускаючи його крізь різні поглиначі, причому одні з них поглинають сірководень, а інші реагують з ним, утворюючи хімічні сполуки, які випадають в осад.

Велику пожежонебезпеку становить витік газу із трубопроводу, оскільки газ із повітрям у певних пропорціях утворює «гримучу» суміш. Особливо небезпечний витік газу у закритих приміщеннях. Тому дуже важливо своєчасно виявити витік газу і усунути його, а також вилучити накопичену суміш шляхом інтенсивної вентиляції.

У більшості випадків природний газ не має запаху і наявність його у повітрі важко виявити. Для надання природному газу специфічного запаху проводять його одоризацію на головній компресорній станції і на кінцевому пункті магістрального газопроводу. Речовини, які вводять у газ, називаються *одорантами*. Одорант повинен мати різкий і неприємний запах, щоб сигналізувати при найменшій наявності газу у повітрі. Разом із тим одорант і продукти його згоряння повинні бути нешкідливими для людини. Крім того, потрібно, щоб одорант не підвищував кородуючої дії газу, утворював із ним стійку суміш і був дешевим.

Як одоранти застосовують етилмеркаптан, пенталарм, калодорант, каптан і сульфани. Перші чотири види одорантів виготовляють на нафтопереробних заводах із сірчистих нафт, а сульфани виготовляють із відходів сульфатцелюлозної промисловості.

Одорант уводять у газ за допомогою одоризаційних установок

двох видів – прямої дії і паралельно включеними. В установках прямої дії одорант подають у газопровід безпосередньо. У паралельно включених установках одорант уводять у паралельну гілку газопроводу, по якій тече частина газового потоку.

За способом дії одоризатори поділяються на крапельні, ґнітові і барботажні.

Крапельний одоризатор подає у газопровід рідкий одорант краплями або тонким струменем. Там він випаровується, змішуючись із газом.

Ґнітовий одоризатор забезпечений ґнітами з фланелі, частково зануреними у рідкий одорант. Піднімаючись по ґноту, одорант випаровується із зовнішньої його частини і у вигляді пари змішується в одоризаторі з газом.

У барботажних одоризаторах газ проходить крізь шар рідкого одоранту, у результаті одорант випаровується, і газ насичується його парами.

В одоризаторах усіх трьох типів передбачається автоматичне регулювання подачі одоранту у газ для точного дозування суміші.

Газотранспортна система (ГТС) України – одна з найбільших у світі. Вона виконує дві основні функції: забезпечення природним газом внутрішніх споживачів, а також транзит природного газу через територію України у країни Західної та Центральної Європи, а також у зворотному напрямку – в Україну (рис. 19.2).

Станом на 2010 роки ГТС України мала такі параметри:

– довжина газопроводів – 37,0 тис км;
– зокрема магістральних газопроводів – 22,2 тис км;
– зокрема діаметром (1 020 – 1 420) мм – 14,0 тис км;
– газопроводів-відводів – 14,8 тис км;
– пропускна здатність ГТС на вході – 288 млрд $м^3$ на рік;
– пропускна здатність ГТС на виході – 178,5 млрд $м^3$ на рік;
– зокрема у країни Європи – 142,5 млрд $м^3$ на рік;
– зокрема до Молдови – 3,5 млрд $м^3$;
– кількість компресорних станцій – 72;
– кількість компресорних цехів – 110;
– кількість газоперекачувальних агрегатів – 702;
– потужність компресорних станцій – 5442,9 МВт;
– кількість підземних газових сховищ (ПГС) – 13;
– загальна активна місткість ПГС – 31 млрд $м^3$;
– кількість газорозподільних станцій – 1 437.

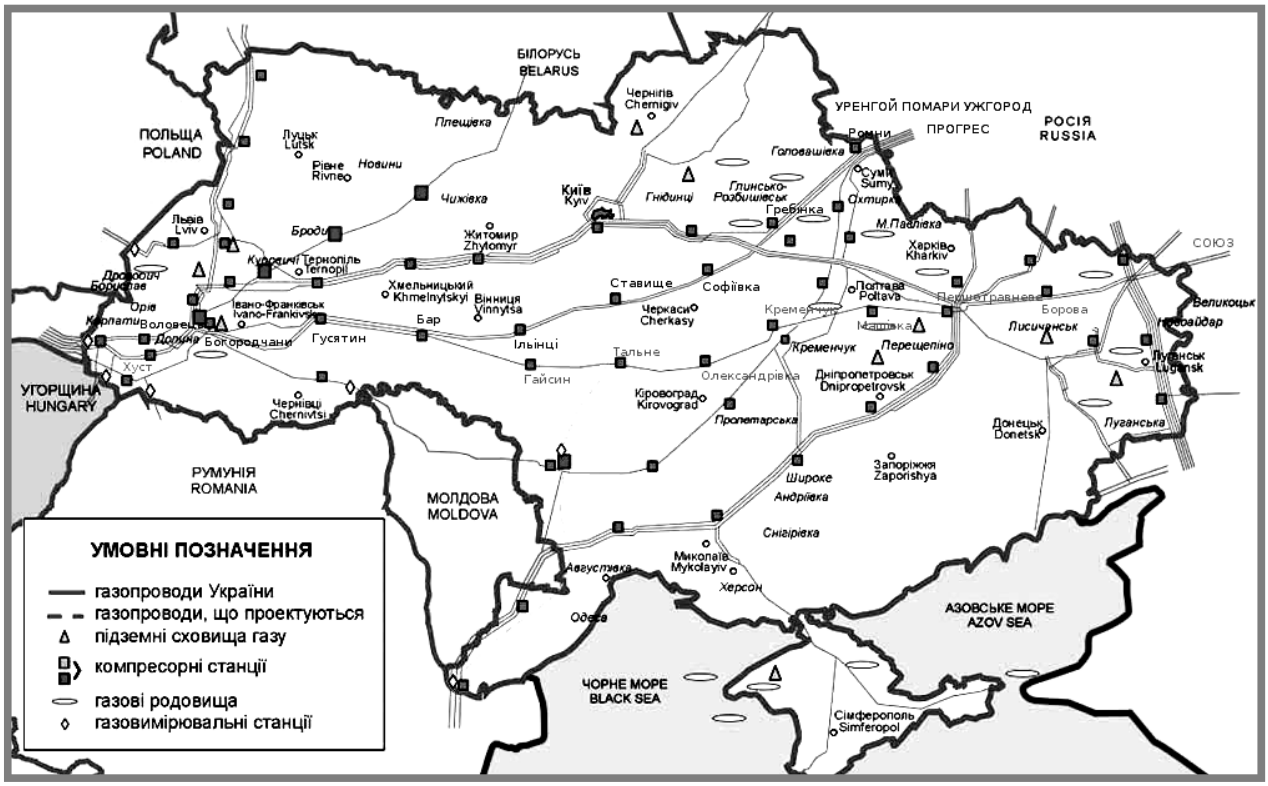


Рисунок 19.2 – Газотранспортна система України

Середньодобовий обсяг транспортування природного газу через Україну до військової агресії РФ становив 115,9 млн кубометрів.

19.2 Газосховища

Специфічною особливістю роботи газової промисловості є нерівномірна за часом витрата газу споживачами: містами, селищами, промисловими центрами, електростанціями. Найбільша потреба у газі зимою, найменша – влітку. Помітні також добові коливання у споживанні газу: у денні години його витрата значно більша, ніж уночі. Крім того, при ремонтах печей на теплоелектростанціях і заводах витрата газу тимчасово зменшується.

Така нерівномірність у споживанні може спричинити певні неполадки у роботі газових промислів і магістральних газопроводів. Для забезпечення безперебійної роботи промислів і газопровідної мережі перед великими споживачами газу встановлюють буферні сховища. У них газ накопичується у періоди мінімального споживання і витрачається за потреби.

Для компенсації сезонної нерівномірності газоспоживання поблизу кінцевого пункту магістральних газопроводів споруджуються підземні газосховища або сховища зрідженого природного газу (ЗПГ), в яких

влітку створюється запас газу для подальшого його використання взимку або при збільшенні споживання.

Наземні сховища природного газу

Для наземного зберігання газу використовуються:

1) циліндричні (вертикальні і горизонтальні) або сферичні газгольдери постійного об’єму і змінного тиску;

2) газгольдери змінного об’єму і постійного тиску;

3) природні підземні газосховища.

Газгольдери постійного об’єму (рис. 19.3; 19.4) характеризують-ся неповним використанням їх геометричної ємності. Наприклад, якщо газгольдер розрахований на максимальний тиск 0,8 МПа, а тиск у міському колекторі 0,2 МПа, то корисна ємність газгольдера шість геометричних об’ємів замість восьми, тобто коефіцієнт використання 75 %.

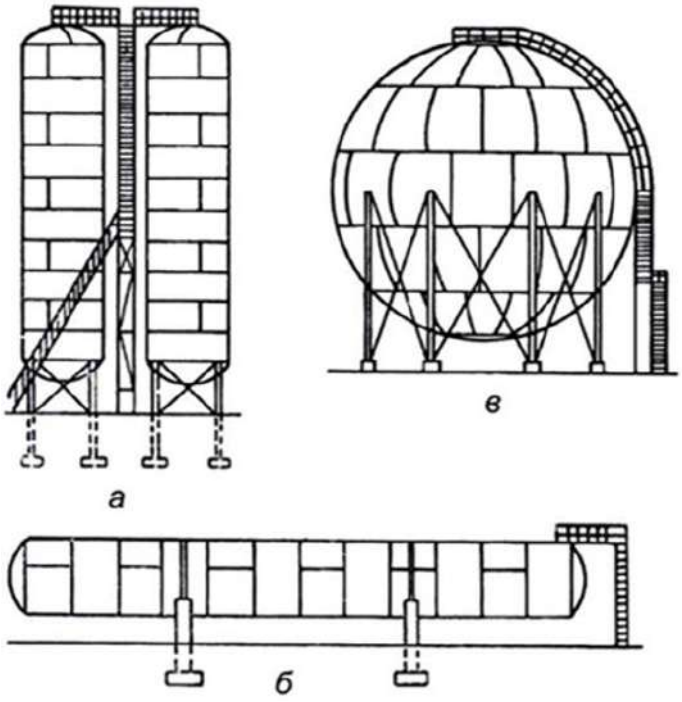


Рисунок 19.3 – Схеми газгольдерів постійного об’єму

а – вертикальний; б – горизонтальний; в – кульовий

Газгольдери змінного об’єму розраховані на зберігання великого об’єму газу під низьким тиском. Їх недоліками є труднощі герметизації, складність монтажу, громіздкість, тому що для зміни об’єму при постійному тиску їх обладнують плаваючими дахами або понтонами.

Підземні сховища природного газу

Для компенсації сезонної нерівномірності газоспоживання, забезпечення рівномірної роботи газових промислів і магістральних газопроводів, накопичення використовуваних або стратегічних ресурсів газу поблизу кінцевого пункту МГ споруджують підземні

газосховища чи сховища скрапленого природного газу, в яких улітку створюється запас газу для подальшого його використання взимку або при збільшенні споживання (рис. 19.5, 19.6). Як підземні газосховища використовуються:

1) виснажені нафтові і газові родовища;

2) різноманітні геологічні пастки пластових водонапірних систем;

3) природні та штучно створювані у надрах землі тріщини, каверни, печери.

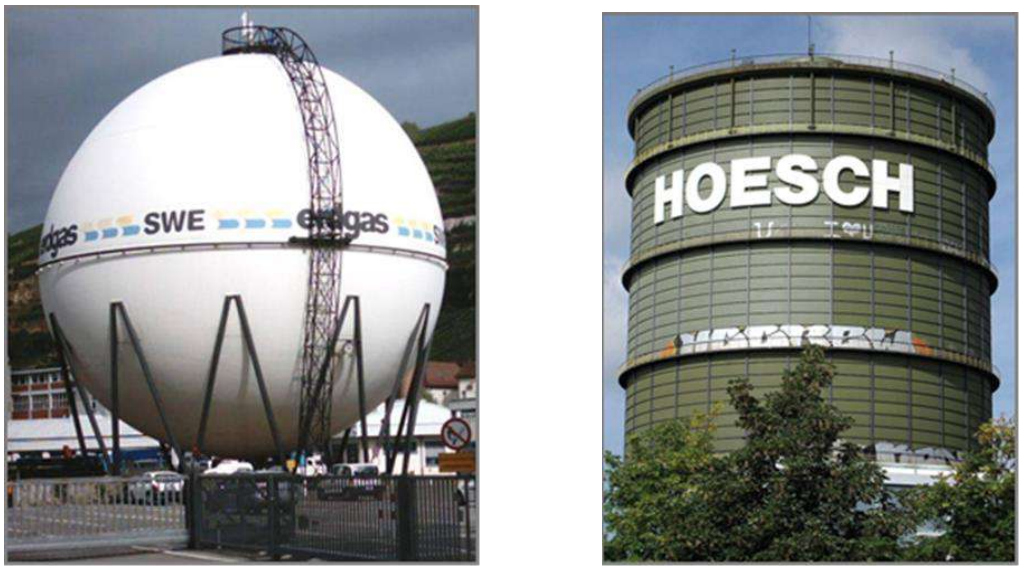


Рисунок 19.4 – Кульовий і вертикальний газгольдери

Є багато підземних газосховищ найрізноманітнішої ємності – від кількох мільйонів до 3 млрд м^3.

Для підтримання порівняно високого тиску у кінці відбору газу і зменшення просування води при відборі повний об’єм підземного газосховища повинен перевищувати необхідний об’єм на величину від 40 до 100 % для вміщення буферного чи залишкового газу.

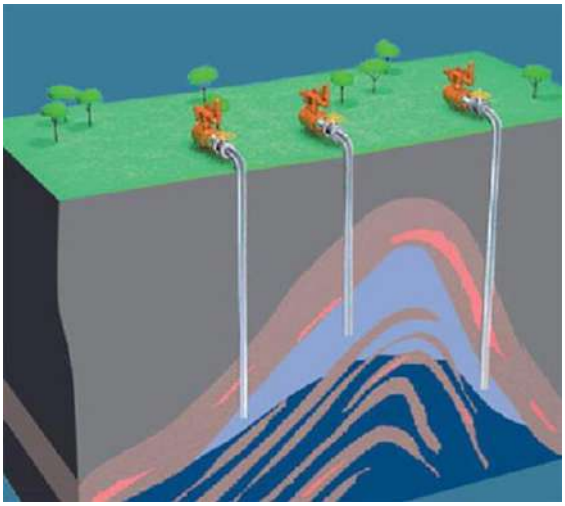


Рисунок 19.5 – Схема підземного сховища газу

Підземні газосховища розташовуються на трасі магістрального газопроводу перед великими споживачами газу.

При зниженні споживання газу його закачують через свердловини у сховище, а при збільшенні споживання – відбирають зі свердловин і знову направляють у газопровід.

Для зберігання зріджених природних газів використовують підземні тріщини, каверни, печери, стінки яких зміцнюють і герметизують. Печери можуть бути утворені шляхом вимивання гарячою водою солі у куполах.



Рисунок 19.6 – Схема підземного сховища газу у структурі виснаженого газового родовища

Перше у світі підземне сховище газу було побудоване у Канаді у 1915 році. Найбільший розвиток ПГС отримали у США. Сьогодні підземні сховища газу мають США, Канада, Велика Британія, Франція, Україна, Німеччина, Нідерланди, Італія, Японія, РФ.

Підземні сховища природного газу в Україні

Для надійного забезпечення газом споживачів в умовах нерівномірного відбору та в екстремальних ситуаціях в Україні було споруджено одну з найбільших в Європі мережу підземних сховищ газу, яка за своєю потужністю поступається лише російській.

Перші ПГС – Олишівське і Червонопартизанське були створені у водоносних структурах і призначені для надійного газопостачання міста Києва. Дослідне закачування газу в Олишківське ПГС розпочалося у 1964 році, а у Червонопартизанське – у 1968 році.

Подальший розвиток підземного зберігання газу базувався переважно на використанні відпрацьованих газових родовищ Прикарпаття. ПГС виконували не лише функцію надійного забезпечення внутрішніх споживачів, а й стали запорукою стабільного експортного постачання газу в європейські країни.

У 1969 році вперше проведено дослідно-промислове закачування

газу у відпрацьовані горизонти Угерського родовища. У 1973 році для регулювання газопостачання м. Львова розпочалося спорудження Дашавського ПГС. При його спорудженні було використано відпрацьовані горизонти Дашавського родовища, для закачування супутнього газу розташованого неподалік Долинського нафтового родовища.

У 1973 році розпочато будівництво у водоносній структурі Краснопопівського ПГС. У 1979 році почалося дослідно-промислове закачування газу в Опарське та Богородчанське ПГС. Протягом 1983 – 1992 років на основі двох взаємодіючих покладів XVI горизонту створено одне з найбільших у світі Більче-Волицько-Угерське ПГС. У 1987 році на базі відпрацьованого родовища споруджено Вергунське ПГС на Донеччині. На вироблених газових родовищах у 1983 році створено Глібівське ПГС у Криму, а у 1986 році – Пролетарське ПГС у Дніпропетровській області. У 1987 році споруджено ПГС у відпрацьованих газових пластах Солохівського родовища на Полтавщині, а в 1988 – Кегічівського ПГС на Харківщині.

Станом на початок XXI ст. – комплекс підземних газосховищ на території України складається з 13 об'єктів, проєктна потужність яких за активним газом становить 37,8 млрд $м^3$, із максимальною добовою продуктивністю – 383,0 млн $м^3$. За своїми показниками український комплекс ПГС займає третє місце у світі (після США та РФ) і друге – в Європі. Питома вага активної місткості українських ПГС в Європі складає 20 %.

Об’єм підземних газосховищ не лише повністю забезпечує потреби держави, а й може бути використаний для газопостачання інших європейських країн. ПГС відіграють важливу роль при виникненні екстремальних ситуацій. Так, у січні 2009 року при повному припиненні подавання газу з РФ вдалося забезпечити газопостачання споживачів східних і південних регіонів нашої держави зі сховищ Прикарпаття.

ПГС розташовані в усіх нафтогазових провінціях країни на глибині від 400 до 2 000 м.

За географією розташування та підключення до системи магістральних газопроводів в Україні виділяють чотири комплекси підземного зберігання газу: Західний, Центральний, Східний і Південний.

Західний комплекс створений у Прикарпатському регіоні у системі трансконтинентальних, міждержавних і внутрішньодержавних газопроводів і має 5 ПГС: Більче-Волицько-Угерське, Угерське,

Опарське, Дашавське й Богородчанське. Підземні газосховища комплексу пов'язані системою газопроводів, що створює сприятливі умови для перерозподілу потоків газу, задоволення потреб місцевих і віддалених споживачів. Також є можливість накопичувати необхідні резерви газу для вирішення оперативних і стратегічних завдань. Досягнута потужність комплексу за активним об'ємом становить близько 81 % від загального обсягу активного газу у газосховищах країни; за фондом експлуатаційних свердловин – 53 % від загальної кількості експлуатаційних свердловин, пробурених на підземних газосховищах України.

Центральний комплекс охоплює Олишівське, Червонопартизанське, Солохівське і Кегичівське ПГС. Він створений у Київській системі внутрішніх, міждержавних і трансконтинентальних газопроводів, і призначений для забезпечення надійності газопостачання споживачів м. Києва, Київської, Харківської, Полтавської та Чернігівської областей.

Досягнута величина активного об'єму газу 11,5 % від загального обсягу активного газу у газосховищах країни; фонд експлуатаційних свердловин – 16 % від загальної кількості експлуатаційних свердловин, пробурених на ПГС.

Східний комплекс у складі Краснопопівського та Вергунського газосховищ створений у системі Донецького кільця газопроводів і призначений для забезпечення надійності газопостачання споживачів Донбасу. Обсяг активного газу у межах комплексу 2,5 % від загального обсягу активного газу у ПГС країни, а фонд 24 експлуатаційних свердловин становить 8 % від загальної кількості експлуатаційних свердловин, пробурених на ПСГ.

Південний комплекс створений у Придніпровському регіоні у системі газопроводів південного напрямку та містить у собі 2 підземні газосховища: Пролетарське і Глібівське. Досягнута величина активного об'єму газу у межах комплексу 5 % від загального обсягу активного газу у ПГС країни, фонд експлуатаційних свердловин – 23 % від загальної кількості експлуатаційних свердловин, пробурених на ПСГ України.

19.3. Транспортування зрідженого газу (LNG)

Зріджений (*скраплений*) *природний газ* (*ЗПГ*) – природний вуглеводневий газ, який за нормальних температури і тиску навколишнього середовища перебуває у газоподібному стані, але за

дуже низької температури переходить у рідинний стан, що полегшує його зберігання і перевезення.

Основною сировиною для одержання зріджених вуглеводних газів є штучні та природні нафтові гази:

а) супутній нафтовий газ на газобензинових заводах;

б) газ термічної і термокаталітичної переробки нафти і нафтопродуктів на установках термічного каталітичного крекінгу, піролізу і коксування, алкілювання та інших процесів;

в) штучні гази на заводах синтетичного моторного палива (заводи деструктивної гідрогенізаційної переробки вугілля і важких нафтопродуктів, синтезу моторного палива з оксиду вуглецю та водню тощо);

г) природні гази, які містять, крім метану, важкі вуглеводні; оскільки у природних газах обсяг важких вуглеводнів (пропану і бутану) невеликий, зріджений газ одержують із них дуже рідко;

д) газоконденсатні родовища промислового значення.

Найбільшу цінність для одержання рідких вуглеводневих газів мають попутні нафтові гази. Нафта на виході із сепараторів, залежно від режиму сепарації, також має значну кількість розчинених у ній важких вуглеводневих газів. Гази, які виділяються із нафти, після сепараторів містять близько 30 % пропану, (30 – 35) % бутану і близько 30 % газового бензину. Отримані у результаті стабілізації нафти гази є цінними для отримання зріджених газів, які, зазвичай, вилучаються на газобензинових заводах.

Перспективи зрідження газів

За оцінками експертів виробництво зрідженого газу (ЗГ) – один із секторів ринку енергоресурсів, що найшвидше зростає.

На початку XXI ст. споруджуються додаткові потужності для отримання 40 млрд $м^3$ зріджених газів, у стадії проєктування потужності на (40 – 116) млрд $м^3$ зріджених газів. У 2006 році 10 країн Латинської Америки ухвалили рішення про створення у регіоні значних потужностей зі зрідження газу.

Станом на 2007 рік обсяг продажу ЗГ становив близько 27 % від світових експортних продаж.

На рисунку 19.7 показані країни-експортери ЗПГ у 2019 році.

Імпортерами зрідженого природного газу переважно є країни Східної Азії: Японія, Корея, Тайвань (разом – близько 60 %). Крім того – США (8 %), Індія, Туреччина, країни Європи.

У 2019 році Європа імпортувала 119,8 млрд $м^3$ ЗПГ. За оцінками експертів у зв’язку з рішенням ряду країн Європи зменшити (а то і

ліквідувати) свою залежність від російського газу, експорт ЗПГ в Європу збільшуватиметься. Зокрема, США санкціонувала розширення експорту зрідженого газу до Європи і на початку 2022 року вже охопила 50 % європейського ринку ЗПГ.[41]



Рисунок 19.7 – Країни-експортери скрапленого газу у світі за результатами 2019 року
https://www.epravda.com.ua/projects/gazpravda/2020/07/2/662452/

У 2022 році США наздогнали Катар як найбільшого у світі експортера ЗПГ, що стало важливою віхою для швидкого зростання Америки як основного постачальника палива, пише Bloomberg. (у 2022 році обидві країни експортували по 81,2 млн т ЗПГ).

У 2019 році світові продажі скрапленого природного газу досягли свого історичного максимуму у 315 мільйонів тонн.

Будівництво нових заводів зрідження оціночно збільшує виробничі потужності до 150 мільйонів тонн на рік до 2020 року.[42]

Одним із ключових чинників у ланцюгу виробництва і використання зрідженого природного газу є його транспортування, тому розвиток технологій транспортування ЗПГ суттєвим чином визначить перспективи всього напрямку зрідження паливних газів у недалекому майбутньому. Варіант танкерного транспортування зрідженого газу показано на рисунку 19.8. LNG-термінал показано на рисунку 19.9.

У кінці листопада-на початку грудня 2012 року норвезький LNG-танкер «Ob River» здійснив подорож Арктичним океаном із терміналу

[41] Влада США санкціонувала розширення експорту зрідженого газу до Європи. / Ліга-Бізнес. 17.03.2022 https://bizstage.liga.net/ua/all/tek/novosti/vlasti-ssha-sanktsionirovali-rasshirenie-eksporta-sjijennogo-gaza-v-evropu

[42] Gas rebalancing 1: Clearing the global gas glut, Cullum O'Reilly, LNG Industries, 12. Oktober 2016 https://www.lngindustry.com/special-reports/12102016/gas-rebalancing-1-clearing-the-global-gas-glut/

Statoil ASA у Норвегії до терміналу Тобата в Японії. Подорож Арктичним океаном на три тижні коротша порівняно з традиційним шляхом через Середземне море, Суецький канал і повз Азію.





Рисунок 19.8 – Варіанти морських LNG-транспортів зрідженого газу



Рисунок 19.9 – LNG-термінал

Перетворення зрідженого газу у газоподібний стан відбувається у системі випаровування за допомогою нагріву. Підігрів здійснюють прямим і непрямим способом. У першому випадку газ отримує тепло безпосередньо від гарячого теплоносія, у другому – тепло надходить до газу крізь проміжний теплоносій, що обігрівається гарячим теплоносієм. Найчастіше в якості гарячого теплоносія використовується морська вода, а в якості проміжного теплоносія – пропан.

Перспективним є споживання скрапленого газу і в Україні, що може полегшити вирішення питання диверсифікації джерел постачання природного газу без прив′язки до існуючої мережі магістральних газопроводів.

У вересні 2017 року представники портової галузі Катару і Міністерства інфраструктури України досягли домовленостей щодо співпраці у будівництві стаціонарного СПГ-терміналу на чорноморському

узбережжі України, який мав підключитись до газотранспортної системи.

Водночас, у Польщі у 2015 році побудовано великий LNG-термінал у Свіноуйсьце (недалеко від Щецина). У 2017 році була протестована доставка газу в Україну через термінал у Свіноуйсьце. Паливо було доставлено зі США у танкері-газовозі і далі по газотранспортній системі доставлено на українську територію.

У 2020 році аналітичний центр «Український інститут майбутнього» повідомив, що український LNG-термінал може бути введений у експлуатацію у 2025 році[43].

19.4. Транспортування стисненого газу (CNG)

Сучасна газотранспортна система більшості основних держав-експортерів газу Євразійського континенту базується на трубопровідному транспорті. Події останніх років продемонстрували вразливість «колективної газової труби». У будь-який час усі учасники транспортування газу (як експортери, так і імпортери) можуть стати заручниками форсмажорних обставин, які склалися на будь-якій ділянці газопроводу. Транспортування великих обсягів газу на далекі відстані сьогодні неможливо вирішити за допомогою однієї лише газової труби. Тому питання диверсифікації шляхів і засобів транспортування газу дуже актуальне у сучасній газовій промисловості.

Сьогодні активно розвивається практика транспортування компримованого природного газу по морю. Технологія CNG (Compressed Natural Gas) – це нова перспективна технологія транспортування природного газу у стислому стані на суднах спеціальної конструкції (судна CNG). Природний газ можна завантажувати на такі судна безпосередньо з родовища і розвантажувати безпосередньо у споживчу мережу. Це виключає значні витрати на будівництво морських трубопроводів або заводів зі скраплення газу для доставки його на ринок суднами LNG (Liquefied Natural Gas). Основним об'єктом капіталовкладень у новій технології є самі судна CNG.

Найпривабливіша технологія CNG для введення у комерційний обіг морських (офшорних) родовищ природного газу. За численними оцінками міжнародних експертів, транспортування природного газу

[43] Спецпроекти: https://delo.ua/business/ukraina-hochet-postroit-pervyj-terminal-szhizhen-359604/

на суднах CNG буде у (1,5 – 2,0) рази вигідніше порівняно з транспортуванням морськими трубопроводами або у зрідженому стані на суднах LNG при обсягах поставок 0,5–4,0 млрд $м^3$/рік на маршрутах протяжністю від 250 до 2 500 морських миль. Це дає можливість налагодити газопостачання у гірських і багатоводних районах континентів, а також віддалених малогазифікованих регіонах. Така технологія заслуговує на особливу увагу при розробці малопотужних виснажених газових і нафтових родовищ та при видобутку газу з малодебітних свердловин.

Однією з альтернатив газової труби є *контейнерне транспортування компримованого газу* (КПГ). Розвиток цього виду транспортування газу пов'язаний із обслуговуванням порівняно незначних і спеціалізованих газових потоків – заправка автомобільного транспорту, газопостачання до районів із відносно незначними обсягами споживання. Крім комерційного та житлово-побутового сегментів газового ринку контейнерний спосіб перевезення може стати реальною альтернативою і для малої та середньої енергетики.



Рисунок 19.10 – Контейнери для зберігання і транспортування стисненого природного газу

До особливостей комерційного і житлово-побутового сегментів газового ринку слід віднести значні сезонні та інші коливання у споживанні, градацію в обсягах і географії газопостачання, чутливість до цінової політики газових трейдерів. Все це робить трубопровідний транспорт не дуже зручним способом газопостачання і висуває у ряді випадків на передній план контейнерні засоби транспортування газу.

При трубопровідному транспортуванні метану, а також транспортуванні зрідженого вуглеводневого газу виробник несе великі

витрати. Адже для отримання зрідженого природного газу газ треба спочатку перевести з газового у рідкий стан, а потім за допомогою складних холодильних термобарокамер здійснити його транспортування, після чого на спеціальному обладнанні регазифікувати, тобто підготувати до використання у вигляді газу. Що стосується трубопровідного транспортування метану, то його слід не тільки очистити від гідратоутворюючих домішок, але і протягом всієї трубопровідної лінії транспортування додатково компримувати на потужних газокомпресорних станціях (ГКС).



Рисунок 19.11 – Пересувні автомобільні газові заправники (ПАГЗ)

Використання контейнерного перевезення не вимагає такої підготовки. Це головна перевага такого виду транспортування. Адже вимоги до його якості визначаються споживачем і можуть бути значно занижені. Наявність вищих вуглеводневих домішок у метані тільки піднімає його калорійність, рідкі домішки і вода легко вилучаються із газу шляхом дренування контейнера, і ця операція майже не потребує додаткового обладнання, а утворенню гідратів легко запобігти додаванням незначної кількості метанолу або простим обігрівом редукуючих елементів. Винятком можуть стати лише небезпечні або шкідливі домішки – сірководень, сірка або оксид вуглецю.

Тому при контейнерному перевезенні можна використовувати технологію транспортування неочищеного природного газу. Це дає велику перевагу контейнерної форми перевезення перед іншими видами транспортування газу, оскільки з'являються економічні підстави для розробки малих і виснажених газових родовищ, спрощується транспортування попутного газу з нафтових родовищ, значно розширюється географія і способи газопостачання уздовж газотранспортних магістралей. Сьогодні вже створено цілий ряд компресорів для підготовки природного газу до контейнерного перевезення.

Для виготовлення сучасних газових контейнерів використовують

труби високого тиску діаметром (0,3 – 0,5) м. Це дещо обмежує як обсяги транспортування, так і споживання газу.

Основним завданням для технологій контейнерних перевезень у багатьох країнах Європи є створення універсального контейнера великої місткості на базі сталевих труб діаметром (0,5 – 1,0) м, який міг би використовуватися при перевезенні газу автомобільним, залізничним або морським транспортом.

Контейнерне перевезення компримованого природного газу уже досить відомий у світі спосіб транспортування КПГ (рис. 19.12).



Рисунок 19.12 – Світові зразки контейнерних метановозів

Розроблені міжнародні стандарти на 20-ти і 40-футові балони з тиском до 2,5 МПа (ISO 11120)[44] і до 20 МПа (DOT 3AAX 2900). На основі цих стандартів корейська фірма NK Co., Ltd Korea налагодила виготовлення контейнерів для перевезення компримованого газу.

Останнім часом з'явилися труби значних діаметрів (1,22 м) із високим робочим тиском 22 МПа (виробники Europipe і ЗАТ «ОМК»). Їх почали виробляти для зменшення витрат на транспортування газу і для таких проєктів, як Nord Stream. Тому з'явилася можливість підвищити місткість контейнерів для транспортування.

Розглянемо приклад використання універсальних контейнерів із високим тиском (до 25 МПа). При повному завантаженні у контейнерах фірми NK Co., Ltd Korea можна перевозити автомобілем до 5 300 $м^3$ компримованого газу. А це відповідає місячній потребі невеликого селища у літній період року або добового видобутку газу

[44] ISO 11120:2015 Gas cylinders – Refillable seamless steel tubes for compressed gas transport, of water capacity between 150l and 3000l – Design, construction and testing. ДСТУ EN ISO 11120:2019 Газові балони. Багаторазові безшовні сталеві труби ємністю від 150 л до 3 000 л. Проектування, конструкція та випробування (EN ISO 11120:2015, IDT; ISO 11120:2015, IDT).

малодебітних свердловин. Використання таких метановозів дозволяє проводити розробку навіть невеликих газових родовищ із малою кількістю свердловин. А за наявності додаткового обладнання на рамі контейнера – газомотокомпресора незначної потужності, одоризаційної метанольної установки – можна взагалі обходитися без стаціонарних установок підготовки газу. Такі системи дозволять забезпечити не тільки видобуток газу, але і його транспортування, а також реалізацію дрібним споживачам (населені пункти, пересувні будівельні і військові бригади, табори експедицій тощо).

Аргентинська фірма Galileo використовує газові контейнери високого тиску для газопостачання віддалених районів країни, куди прокладати газопровід економічно недоцільно (рис. 19.13). Але тут використовуються контейнери, зібрані на основі багатьох елементів малої місткості, а газ для компримування і транспортування беруть підготовлений (із газопроводу). Ця технологія отримала назву «віртуальна труба» і показала дуже хороші практичні результати. Але для вологого газу вона не придатна, адже з багатьох паливних елементів складно дренувати конденсат і домішки.

Використання автомобільного транспорту для контейнерних перевезень виправдане при оперативному газопостачанні відносно невеликих споживачів, яким потрібні незначні обсяги газу, особливо вздовж магістральних газопроводів.

Для збільшення обсягів контейнерних перевезень більше підходять автопоїзди, залізничний і морський транспорт.



Рисунок 19.13 – Технологія «віртуальна труба» і обладнання фірми Galileo

Використання залізничних платформ дозволяє збільшити

кількість контейнерів в одній збірці і відстані транспортування. Розвинута мережа залізниць, невеликі питомі витрати на перевезення вантажів і відпрацьована система керування транспортними потоками роблять цей спосіб транспортування дуже привабливим для організації газопостачання споживачів комерційного та житлово-комунального сегментів газового ринку. Крім того, є можливість створення для великих споживачів окремих спеціалізованих газотранспортних залізниць із обмеженими термінами існування або сезонними технологічними циклами. Перевагою таких доріг є порівняно низька вартість будівництва – з урахуванням самої дороги, залізничних платформ, тепловозів і контейнерів (здешевлення поставок газу у 1,5–2 рази). Крім того, після виснаження родовищ джерел сирого і підготовленого газу – залізницю можна легко демонтувати, реорганізовувати логістику або використовувати для інших цілей. Якщо в якості палива для потягів використовувати метан, то витрати також знизяться.

У разі технічних проблем (аварії, ремонти, технічне обслуговування) втрати товарного газу порівняно з газопроводом значно менші, а безпека вища. Крім того залізничні контейнерні перевезення значно гнучкіші у керуванні, що в умовах економічної кризи може стати вирішальним чинником як для газодобувних компаній, так і для трейдерів та споживачів щодо збереження конкурентоспроможності.

Економічність зворотних рейсів можна підвищити транспортуванням продуктів очищення газу після його підготовки (газовий конденсат, нафта, вода) та додавання вагонів з іншими товарами і матеріалами (сировина, місцева продукція, військові дислокації, наукові та будівельно-технічні перевезення тощо).

Використання морського транспорту завжди відрізнялося від інших видів низькою вартістю. Крім використання класичних суден-газовозів для ЗПГ і контейнеровозів, є можливість буксирування збірок контейнерів безпосередньо по воді (рис. 19.14).

Така схема має багато переваг:

– необмежена кількість контейнерів;

– можливість від'єднання збірки контейнерів і її керованого занурення для захисту від океанських хвиль у разі аварії або шторму;

– можливість перевезення додаткових вантажів;

– використання на невеликих водних артеріях із малою глибиною і болотах, а також на малих морських газових родовищах.

Ця технологія прийнятна як для потужних морських газових родовищ (Штокманівське, Північне/Південний Парс), так і для

невеликих або виснажених, а також для нафтових із наявністю супутнього газу.

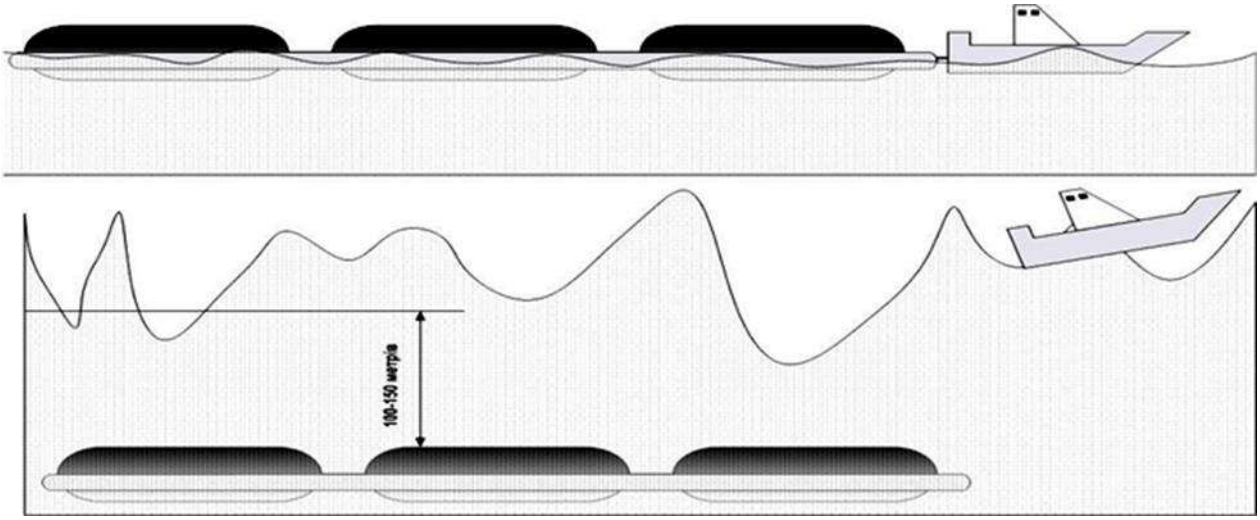


Рисунок 19.14 – Схема буксирування контейнерів морем

Сама форма видобутку, підготовки і транспортування природного газу за допомогою контейнерів різної місткості несе у собі великий потенціал диверсифікації шляхів, засобів транспортування і використання газу, значно розширює можливості комерціалізації газотранспортних поставок у Європу. Це дозволяє розширити географію газодобувної промисловості, збільшити глибину розробки як класичних газових родовищ, так і родовищ із важковидобувними запасами (наприклад, поклади сланцевого газу). Відкривається доступ малому і середньому бізнесу (теплові мережі) і виробництвам державного підпорядкування.

На пізній стадії експлуатації родовищ, а також для віддалених малодебітних свердловин мінімальною вимогою стане встановлення мобільного спеціалізованого компресорного устаткування, яке поширене на нафтогазовому ринку і сьогодні впроваджується численними компаніями.

Дуже показовим є приклад ринкових процесів в Україні. При річному перекачуванні газу через Українську ГТС 179 млрд $м^3$ витрата паливного газу становить 6 млрд $м^3$ (3,3 %). При вдалому використанні альтернативних видів транспортування газу ця цифра може бути відчутно знижена, адже структура споживачів газового ринку дуже багатогранна, а ГТС призначена для транспортування великих обсягів газу. Вдала інтеграція у систему газопостачання альтернативних видів транспортування може доповнити українську ГТС і зробити її більш конкурентоспроможною.

Контрольні питання

1. Дайте загальну характеристику зрідженого (скрапленого) природного газу.

2. Опишіть сучасний стан LNG-технології в світі.

3. Охарактеризуйте перспективи зрідження газів.

4. Опишіть технологію регазифікації зрідженого газу.

5. Опишіть особливості і область використання технології LNG.

6. Дайте загальну характеристику технології CNG.

7. Опишіть особливості, техніку й основні операції технології CNG.

8. Які перспективні сфери застосування технології CNG?

КОРОТКИЙ ТЕРМІНОЛОГІЧНИЙ СЛОВНИК

Абсолютно-вільний дебіт – умовна величина, яка характеризує дебіт газу за тиску на вибої, рівного атмосферному тиску.

Абсорбенти – природні та штучні речовини, здатні до абсорбції – вбирання газів або рідин усім об'ємом (на відміну від адсорбції) рідини чи твердого тіла, що є абсорбентом.

Адсорбенти – тверді або рідкі речовини, на поверхні частинок яких відбувається адсорбція – вибіркове поглинання речовини з газового чи рідкого середовища поверхневим шаром твердого тіла (адсорбенту) чи рідини.

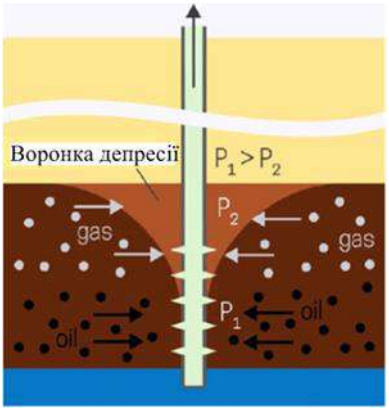
Відносний дебіт – відношення дебіту недосконалої свердловини до дебіту досконалої.

Вільний дебіт – дебіт свердловини за тиску на буфері, рівного атмосферному тиску.

Внутрішній контур газоносності – це проекція на горизонтальну поверхню лінії перетину ГНК або ГВК з підошвою пласта-колектора.

Якщо в пастці кількість нафти або газу недостатня для заповнення всієї товщини пласта, то внутрішні контури нафтоносності і газоносності відсутні, оскільки вода в них міститься під усім покладом.

Воронка (лійка) депресії (тиску) (*англ. cone of depression, cone of influence, depression funnel*) – характер зміни тиску навколо свердловини при усталеному притоку флюїду до неї, що має форму лійки:



Газове родовище – один поклад або група покладів, розташованих на одній території.

Газовий поклад – місце скупчення природного газу у вільному стані у порах і тріщинах гірських порід.

Газодинамічні дослідження пластів і свердловин – комплекс методів для отримання інформації про термобаричні та фільтраційні характеристики газових і газоконденсатних пластів, умови припливу газу до вибоїв свердловин і їх продуктивності. Проводяться при стаціонарному і нестаціонарному режимах фільтрації.

Гідропрослуховування пласта (*англ. hydraulic dynamic investigation of seam*) – метод гідродинамічного дослідження свердловин за неусталених режимів фільтрації з метою визначення параметрів і будови пласта за результатами вимірювання зміни тиску у часі у свердловинах.

Градіє́нт, ґрадіє́нт – міра зростання або спадання у просторі якоїсь фізичної величини на одиницю довжини.

Для позначення градієнта використовується оператор Гамільтона ∇, або оператор grad.

Екстрагування – вилучення органічного вмісту (води, нафти і газу) з пор гірської породи за допомогою розчинника. Для його проведення використовується апарат Сокслета.

Ефект Джоуля-Томсона – зміна температури газу або рідини при стаціонарному адіабатичному дроселюванні – повільному протіканні газу під дією постійного перепаду тисків крізь дросель (пористу перемичку). Цей ефект є одним із методів отримання низьких температур.

Ємність дренажної зони свердловини – добуток ефективної товщини на пористість і газонасиченість.

Зв'я́зана вода́ (*англ. fixed water; bound (residual) water; interstitial water*) – частина підземних вод, яка фізично або хімічно утримується твердою речовиною гірських порід. На відміну від води вільної (гравітаційної) зв'язана вода нерухома або слабкорухома. Вона поділяється на воду у твердій речовині породи і воду у порах. До зв'язаної води у твердій речовині належить вода, яка входить до структури твердої речовини: кристалізаційна, конституційна, цеолітна. Зв'язана вода у порах (міцнозв'язана і адгезійна), покриває тверді частки (зерна) породи.

Зовнішній контур газоносності – це проекція на горизонтальну поверхню лінії перетину ГНК або ГВК з покрівлею пласта-колектора.

Зріджений (скраплений) природний газ (ЗПГ) – природний вуглеводневий газ, який за нормальних температури і тиску навколишнього середовища перебуває у газоподібному стані, але за дуже низької температури переходить у рідинний стан, що полегшує його зберігання і транспортування.

Ізобари – лінії рівного пластового тиску.

Індикаторна крива – рівняння припливу газу до вибою свердловини, яке характеризує залежність втрат тиску у пласті від дебіту газу.

Конвекція – явище перенесення тепла у рідинах, газах або сипких середовищах потоками самої речовини (неважливо, вимушено або мимоволі).

Кондукція – теплопередача, поширення тепла у твердому тілі від розташованого у ньому теплообмінника.

Конструкція свердловини – поєднання кількох колон обсадних труб різної довжини і діаметра, які спускають концентрично одна всередині іншої у свердловину.

Криконденterма – точка на фазовій діаграмі багатокомпонентної газової суміші, яка відповідає максимальному значенню температури.

Криконденбара – точка на фазовій діаграмі багатокомпонентної газової суміші, яка відповідає максимальному значенню тиску цієї кривої.

Критична швидкість – швидкість, яка дорівнює швидкості звуку у природному газі заданого складу.

Метод КВТ – метод визначення параметрів пласта за кривими відновлення тиску у зупинених свердловинах.

Метод сталих відборів – дослідження свердловин при стаціонарних режимах фільтрації.

Освоєння свердловини – виклик припливу газу або пластової рідини із пласта, очищення привибійної зони і забезпечення умов, за яких продуктивний пласт починає віддавати газ у необхідному обсязі.

П'єзопровідність – (*англ. piezoconductance*) – здатність середовища передавати тиск. Швидкість передачі тиску характеризується коефіцієнтом п'єзопровідності $\chi = k / \mu \cdot \beta^*$,

де k – коефіцієнт проникності пористого середовища, м²;

μ – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини, Па·с;

β^* – коефіцієнт об'ємної пружності насиченого пористого середовища, $Па^{-1}$.

В ідеалізованому випадку нестисливого середовища процес перерозподілу тиску проходить миттєво.

Промисловий газовий поклад – рентабельний газовий поклад, коли сума витрат на видобуток, транспортування і використання газу менша за отриманий економічний ефект від його застосування.

Режим газового покладу (режим роботи пласта) – прояви домінуючої форми пластової енергії, що спричиняє рух газу у пласті і обумовлює приплив газу до свердловин у процесі розробки покладу.

Сайклінг-процес – закачування у пласт сухого газу, видобутого з того ж покладу, для підтримання пластового тиску на рівні тиску початку конденсації.

Скін-фактор – гідродинамічний параметр, що характеризує додатковий фільтраційний опір течії флюїдів у привибійній зоні пласта (ПЗП), що приводить до зниження видобутку (дебіту) порівняно із досконалою (ідеальною) свердловиною. Причинами скін-фактора є гідродинамічна недосконалість розкриття пласта, забруднення ПЗП, інші нелінійні ефекти (турбулентний плин, розгазування, стиснення скелета гірської породи тощо).

Спостережні (п'єзометричні) свердловини – які призначені для систематичного спостереження за зміною тиску, переміщенням водонафтового контакту у процесі розробки покладу у межах його нафтової (*спостережні свердловини*) і водяної (*п'єзометричні свердловини*) зон.

Технологічний режим експлуатації газових свердловин – розрахована у часі зміна дебіту, тиску, температури і складу газу на гирлі свердловини при прийнятій умові відбору газу на вибої свердловини.

УКРАЇНСЬКО-АНГЛІЙСЬКИЙ СЛОВНИК НАФТОГАЗОВИХ ТЕРМІНІВ

Бло́кове заводнення – block contour flooding

Ванна солянокислотна – hydrochloric acid bath

Вибіркове заводнення – selective (water)-flooding

Видобування нафти (газу) – oil (gas) recovery

Витіснювальний агент – displacement agent

Внутрішньоконтурне заводнення – contour flooding

Водорозподі́льна систе́ма – water distribution system

Га́зова промисло́вість – gas industry

Га́зовий промисел – gas field

Газове родовище – gas field

Газова свердловина – gas well, gasser

Газовий сепаратор – gas separator

Газові методи підвищення нафтовилучення – gas methods of keeping reservoir pressure and enhanced oil recovery

Газогідратне родовище – gas-hydrate field

Газоконденсатно-нафтове родовище – gas condensate oil field

Газорідинний підіймач – gas-liquid lift, gas-lift

Гідророзрив пласта – hydraulic fracturing, fracking

Горизонтальне буріння – directional drilling

Дебі́т – discharge, flow rate, yield, production rate

Диз'юнктивні порушення – disjunctive break, disturbance, fracture

Заводнення – flooding

Законтурне заводнення – perimeter flooding, marginal flooding, edge water flooding

Зона нафтогазонакопичення – zone of oil and gas accumulation

Зріджений природний газ (ЗПГ), скраплений природний газ (СПГ) – LNG (liquefied natural gas)

Квазістаціона́рний проце́с – quasistationary process

Коксовий газ – coke-oven gas

Максимально допустимий робочий дебіт газової свердловини – maximum permissible working debit of gas mining hole

Метан вугільних пластів – methane of coal deposits

Модель пласта – formation model

Морські нафтогазові промисли – off-shore oil and gas fields

Нафтогазова промисловість (галузь) – oil and gas industry, petroleum industry

Нафтогазовий сепаратор – oil and gas separator

Нафтогазопромислова геологія – oil and gas field geology

Нафтогазонасиченість залишкова – residual saturation of oil and gas

Нафтогазоматеринські породи – parent rocks of oil and gas, mother beds of oil and gas

Нафтонасиченість пласта – reservoir oil saturation, bed oil saturation

Обводненість продукції – water ratio (water cut, water holdup) of production

Підтримування пластового тиску – maintenance of reservoir pressure, repressuring

Полімерне заводнення – polymer flooding

Потокометрія – flowmetry

Приро́дний газ – gas

Родовище вуглеводнів – hydrocarbon deposit

Розкриття продуктивного пласта – tailing-in, drilling-in of a payout bed

Розробка морського родовища нафти і газу – off-shore mining, sea mining of petroleum and gas

Розширюваний тампонажний цемент – expansion oil-well cement

Сайклінг-процес – cycling process

Свердлови́на – well, drilling hole, borehole

Система видобування, збирання і підготовки газу і газоконденсату – system of recovery and gathering as well as treatment of gas and gas-condensate

Сланцевий газ (природний) – natural shale gas

Тампонажний цемент – oil-well cement

Язик обводнення – lateral coning; water finger

ЛІТЕРАТУРА

1. Акульшин О. І. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навчальний посібник / О. І. Акульшин, О. О. Акульшин, В. С. Бойко, В. М. Дорошенко, Ю. О. Зарубін. – Івано-Франківськ : Факел, 2003. – 434 с.

2. Басниев К.С. Добыча и транспорт газа и газового конденсата / К.С. Басниев. – Москва: Недра, 1985. – 246 с.

3. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу / В. С. Бойко , Р. В. Бойко. – Т. 1 – 2, 2004 – 2006. – 560 + 800 с.

4. Білецький В. С. Історія та перспективи нафтогазовидобування / В. С. Білецький, Г. І. Гайко, В. М. Орловський. – Львів: «Новий світ-2000», 2019. – 302 с.

5. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.

6. Білецький В. С. Основи транспорту природних вуглеводнів : навчальний підручник / В. С. Білецький, М. І. Фик. – Харків: НТУ ХПІ, Львів: «Новий Світ- 2000», 2019 – 274 с.

7. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А. И. Брусиловский. – Москва : Грааль, 2002. – 575 с.

8. Вяхирев Р. И. Разработка и эксплуатация газових месторождений / Р. И. Вяхирев, А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2002 – 880 с.

9. Герасимов А. В. Технология и техника добычи природных углеводородов: Учеб. пособие / А. В. Герасимов, В. И. Павлюченко, В. В. Чеботарёв, Г. А. Шамаев. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 299 с.

10. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Перевод с английского / Л. П. Дейк. – Москва: ООО Премиум Инжиниринг, 2009. – 540 с.

11. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. / Справочное руководство в 2-х томах. Под ред. Ю. П. Коротаева, Р. Д. Маргулова. – М.: Недра, 1984. – Т. 1 – 360 с.

12. Довідник з нафтогазової справи / ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. – Львів, 1996. – 620 с.

13. Доленко Г. Н. Нефтегазоносные провинции Украины / Г. Н. Доленко, Л. Т. Бойчевская, М. Н. Бойчук. – Київ : Наукова думка, 1985. – 185 с.

14. Дячук В. В. Основи розробки та облаштування родовищ природних газів / В. В. Дячук. – Харків, 2005. – 97 с.

15. Ермилов О. М. Эксплуатация газовых скважин / О. М. Ермилов, З. С. Алиев, В. В. Чугунов и др. – Москва: Наука, 1995. – 359 с.

16. Єгер Д. О. Упорядковане використання методів дії на привибійну зону пластів у процесах нафтогазовидобутку / Д. О. Єгер. − Київ : Техніка, 2003. – 162 с.

17. Закиров С .Н., Лапук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений / С .Н. Закиров, Б. Б. Лапук. Москва : Недра, 1974. – 376 с.

18. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа : учебник для вузов / М. М. Иванова, Л. Ф. Дементьев, И. П. Чоловский. – Москва : Недра, 1985. – 422 с.

19. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу: Затв. ДКЗ України 10.07.98. – Київ, 1998. – 45 с.

20. Кондрат Р. М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : навч. посіб. / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. – 282 с.

21. Кондрат О.Р. Технологія видобування газу : Конспект лекцій / О.Р. Кондрат. – ІФНТУНГ, 2015. – 284 с.

22. Коратаев Ю. П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа / Ю. П. Коратаев, А. Н. Ширковский. – М.: Недра, 1984. – 486 с.

23. Кочмар Ю. Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю. Д. Кочмар , В. М. Світлицький , Б. Б. Синюк , Р. С. Яремійчук . – Львів: Центр Європи, 2004. – Книга 1. – 352 с.

24. Кочмар Ю. Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю. Д. Кочмар , В. М. Світлицький , Б. Б. Синюк , Р. С. Яремійчук . – Львів: Центр Європи, 2004. – Книга 2. – 352 с.

25. Методы интенсификации добычи газа. URL: https://www.neftemagnat.ru/enc/53

26. Методы перфорации и торпедирования скважин. URL: https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141570-metody-perforatsii-i-torpedirovaniya-skvazhin/

27. Орловський В.М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ : навчальний посібник / В.М. Орловський, В.С. Білецький, В.Г. Вітрик, В.І. Сіренко. – Львів: Новий Світ – 2000, 2020. – 311 с.

28. Павлюченко В.И. Скважинная добыча газа и конденсата: Конспект лекции / В. И. Павлюченко. – УГНТУ, 2004. – 348 с. URL: https://www.google.com/search?q=%D0%9B%D0%B5%D0%BA%D1%86%D0%B8%D0%B8+%D0%94%D0%BE%D0%B1%D1%8B%D1%87%D0%B0_%D0%9F%D0%B0%D0%B2%D0%BB%D1%8E%D1%87%D0%B5%D0%BD%D0%BA%D0%BE.doc&rlz=1C1AVFA_ruUA796UA796&oq=%D0%9B%D0%B5%D0%BA%D1%86%D0%B8%D0%B8+%D0%94%D0%BE%D0%B1%D1%8B%D1%87%D0%B0_%D0%9F%D0%B0%D0%B2%D0%BB%D1%8E%D1%87%D0%B5%D0%BD%D0%BA%D0%BE.doc&aqs=chrome..69i57j33i10i160l3.1637j0j7&sourceid=chrome&ie=UTF-8

29. Повышение конденсатоотдачи пласта при нагнетании различных газообразных агентов: URL: https://neftegaz.ru/science/development/331610-povyshenie-kondensatootdachi-plasta-pri-nagnetanii-razlichnykh-gazoobraznykh-agentov/https://neftegaz.ru/science/development/331610-povyshenie-kondensatootdachi-plasta-pri-nagnetanii-razlichnykh-gazoobraznykh-agentov/30.

30. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / ред. Ш. К. Гиматудинов. – Москва: Недра, 1988. – 302 с.

31. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов / Р. М. Тер-Саркисов. – Москва : Недра, 1999. – 659 с.

32. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навч. посібник / [О. І. Адарчук, О. О. Акульшинко, В. С. Бойко, та ін.]. – Івано-Франківськ : Факел, 2008. – 434 с.

33. Українська нафтогазова енциклопедія / за загальною редакцією В. С. Іванишина. – Львів : Сполом, 2016. – 603 с.

34. Фык М. И. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учебник / И. М. Фык, Е. И. Хрипко; под ред. проф. И. М. Фыка. – Харьков : Фолио, 2015. – 301 с.

35. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Учебник для вузов / А. И. Ширковский. – Москва : Недра, 1987. – 309 с.

36. Якимечко Я. Я. Видобування нафти і газу : конспект лекцій / Я. Я. Якимечко, С. О. Овецький, Я. М. Фем’як, В. Р. Возний . – Івано-Франківськ, 2018. – 180 с.

37. Li Fan et all, Understanding Gas-condensate Reservoirs, Oilfield Review, winter 2005/2006.

38. Whitson, Hoier, Miscibility Variation in Compositionally Grading Reservoirs, 1998, SPE 49269.

НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

Орловський Віталій Миколайович,
Білецький Володимир Стефанович,
Сіренко Володимир Іванович

ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ

Відповідальний за випуск *В. С. Білецький*

Комп’ютерна верстка	*В. М. Орловський*
Редактор	*В. С. Білецький*
Дизайн обкладинки	*К. А. Краснощоких*

Підписано до друку 12.11.2023 р.
Формат 60x84/16. Гарнітура Times New Roman.
Папір офсетний.
Ум.-друк. арк. 24,2. Обл.-вид. арк. 19,5.
Тираж 100 прим.

Видавець ФОП Піча С. В.
а/с 5026, м. Львів-53, 79053, Україна
e-mail: novcv2016@ukr.net
Свідоцтво про внесення суб’єкта видавничої справи
до Державного реєстру видавців, виготівників і розповсюджувачів
видавничої продукції серія: ДК № 5069 від 22.03.2016 року, видане
Державним комітетом інформаційної політики, телебачення та
радіомовлення України