

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

В. М. Орловський

ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ І ГАЗОВОГО
КОНДЕНСАТУ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
галузі знань 18 – Виробництво та технології
зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2026

Орловський В. М. Технологія видобування газу і газового конденсату : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти галузі знань 18 – Виробництво та технології зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології / В. М. Орловський ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2026. – 222 с.

Автор

канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський

Рецензент

В. С. Білецький, доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти, газу і газоконденсату (Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»)

Рекомендовано випусковою кафедрою нафтогазової інженерії і технологій, протокол № 1 від 5 вересня 2025 року

ЗМІСТ

Вступ	4
1 Склад і геолого-фізичні властивості порід-колекторів нафти і газу. Гірничо-геологічні умови залягання вуглеводнів	6
2 Склад і фізико-хімічні властивості вуглеводневих газів	16
3 Конструкція газових свердловин	29
4 Обладнання газових свердловин	38
5 Виклик припливу і освоєння свердловин	46
6 Фільтрація газів і рідин у породах-колекторах.....	56
7 Дослідження газових і газоконденсатних свердловин	66
8 Дослідження свердловин на нестаціонарних режимах	80
9 Газоконденсатні дослідження свердловин	89
10 Обґрунтування технологічних режимів роботи газової свердловини	112
11 Ускладнення під час видобування природного газу і газового конденсату та боротьба з ними	124
12 Експлуатація газових свердловин за умов руйнування колектора....	136
13 Технологічний режим роботи свердловини в умовах обводнення підповерховою та крайовою водою.....	158
14 Технологічний режим роботи газових свердловин із агресивними компонентами	170
15 Методи інтенсифікації видобування газу і газового конденсату	179
16 Підземний ремонт газових і газоконденсатних свердловин	208
Список рекомендованих джерел	221

ВСТУП

Україна є однією з найстаріших нафтогазовидобувних держав світу. Бурхливий розвиток нафтової промисловості розпочався на початку другої половини XIX століття, коли зросла потреба в нафті та продуктах її переробки. Це пов'язано з винаходом і виготовленням у Львові в 1853 році газової лампи та винаходом і застосуванням двигунів внутрішнього згоряння. Тому почали копати нафтові шахти глибиною понад 100 м, бурити свердловини за допомогою бурових верстатів, які широко застосовувались у соляному промислі.

Про важливу роль нафти і природного газу в економіці говорить динаміка видобування нафти і газу на теренах України. У 1909 році на Прикарпатті видобування нафти досягало 2 млн т на рік. Перший газопровід Борислав – Дрогобич був збудований у 1912 році. Перші нафтопереробні заводи в Україні виникли в середині – другій половині XIX століття на Прикарпатті, що на той час було під юрисдикцією Австро-Угорщини, зокрема, у Бориславі, Львові, Дрогобичі, Надвірній.

Сьогодні провідне місце за видобутком нафти і газу посідає Лівобережна Україна. Основні родовища нафти і природного газу знаходяться в Харківській, Сумській, Полтавській, Дніпропетровській і Чернігівській областях.

Найбільше з газових родовищ – Шебелинське (80 % усіх запасів газу в Україні), на другому місці за запасами газу Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище, яке експлуатується з 1970 року, за ним йде Гнідинцівське нафтоконденсатне родовище – одне з найпродуктивніших в Україні, яке експлуатується з 1960 року.

У Прикарпатській нафтогазоносній провінції працюють нафтогазовидобувні управління в Бориславі й Долині.

У Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній області станом на 2014 рік експлуатувалося 17 газових родовищ. Найбільші з них – Голіцинське, Джанкойське, Глібівське, Оленівське, Задорненське, Стрілкове.

Україна має великі потужності з нафтопереробки – це нафтопереробні заводи: Лисичанський, Кременчуцький, Херсонський, Бердянський, Дрогобицький, Львівський, Надвірнянський та газопереробні заводи: Бориславський, Глинсько-Розбишівський, Гнідинцівський, Долинський, Качанівський, Шебелинський, Яблунівський.

У 50–80-х роках XX ст. в Україні видобуток нафти, й особливо газу, поступово зростав. Найбільшого рівня видобутку нафти разом із газоконденсатом було досягнуто 1972 році – 14,4 млн т, а природного газу в 1975 році – 68,7 млрд м³.

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 періоду підрадянської України. Унаслідок цього у 2013 році нафти і газового конденсату було видобуто лише 2,97 млн т, а природного газу – 19,34 млрд м³.

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

Сьогодні в Україні відомі 273 газових, газоконденсатних і нафтових родовища, з яких майже 200 перебувають у стані розробки або дослідно-промислової експлуатації. 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 м³.

У 2019 році в Україні видобуто 2,4 млн т нафти і газоконденсату та 20,6 млрд м³ природного газу.

У 2020 році в Україні видобуто 2,4 млн т нафти і газоконденсату та 20,2 млрд м³ природного газу.

У 2021 році видобуток газу знизився до 19,8 млрд м³.

У 2022 році видобуто 1,421 млн т нафти і газового конденсату та 18,5 млрд м³ природного газу.

Конспект лекцій «Технологія видобування газу і газового конденсату» дозволить бакалаврам під час самостійного опанування дисципліни придбати сучасні знання та підвищити якість вивчення дисципліни.

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

1.1 Склад та фізико-хімічні властивості порід-колекторів

За складом нафтогазовмісні породи розділяють 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 – це кількісний вміст у породі часток різної величини. Гранулометричний склад визначають ситовим та седиментаційним методами та використовують: при розрахунку промивок піщаних корків; при виборі фільтра для боротьби з піском на вибої свердловин; при визначенні генези порід у період їх утворення (розмір, окатанність).

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

За походженням пори та інші порожнечі поділяються на первинні та вторинні. До первинних пор відносяться порожнечі 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 1.1 подані характерні порові простори гірських порід.

Коефіцієнт пористості – це відношення об'єму пор, каверн та тріщин до об'єму зразка гірської породи:

$$m = V_{\text{пор}} / V_{\text{породи}}, \quad (1.1)$$

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

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

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

- теригенні породи: $m = 15\text{--}20\%$;
- карбонатні породи: $m = 3\text{--}30\%$;
- глини, аргіліти: $m = 5\text{--}55\%$.

Коефіцієнт пористості визначають у лабораторних умовах за реальними кернами, а також оцінюють гідродинамічними та геофізичними методами досліджень свердловин. Дані про коефіцієнт пористості використовуються при підрахунку 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.

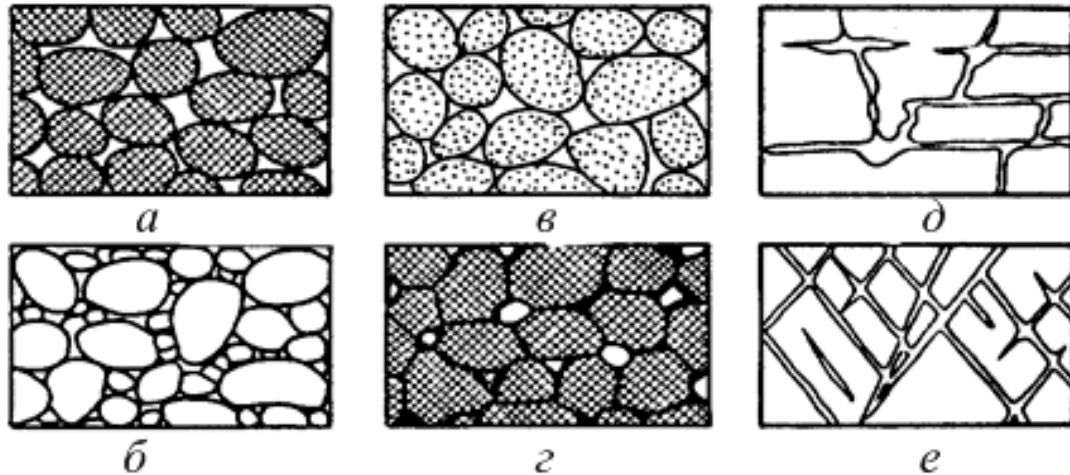


Рисунок 1.1 – Схематичне зображення порового простору порід:

а – добре окатаний 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 через себе рідину чи газ при перепаді тиску. Виділяють три види проникності: абсолютну, фазову та відносну.

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

Фазова проникність – це здатність гірської породи пропускати через себе одну з трьох фаз за наявності інших фаз при перепаді тиску (k_h , k_g , k_v).

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:

$$v = \frac{Q}{F} = k \cdot \frac{1}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \quad (1.2)$$

де Q – об'ємна витрата рідини за одиницю часу;

v – швидкість лінійної фільтрації;

μ – динамічна в'язкість рідини;
 F – площа фільтрації;
 ΔP – перепад тиску;
 L – довжина пористого середовища.

Звідси значення величини проникності:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}, \quad (1.3)$$

де k – проникність гірської породи.

Для газу проникність визначається за формулою:

$$k = \frac{2 \cdot Q_0 \cdot P_0 \cdot \mu \cdot L}{(P_1^2 - P_2^2) \cdot F}, \quad (1.4)$$

де Q_0 – витрата газу при атмосферному тиску, м³/с.

Розмірність величин, що входять в цю формулу така:

$[L] = \text{м}$; $[F] = \text{м}^2$; $[P] = \text{Па}$; $[\mu] = \text{Па} \cdot \text{с}$; $[Q] = \text{м}^3/\text{с}$.

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 (м²). У нафтогазопромисловій практиці проникність вимірюють у мкм², де 1 мкм² = 10⁻¹² м².

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

- породи з низькою проникністю: $k = 0,00\text{--}0,10$ мкм²;
- породи із середньою проникністю: $k = 0,10\text{--}0,25$ мкм²;
- породи з гарною проникністю: $k = 0,25\text{--}0,50$ мкм²;
- породи з високою проникністю: $k = 0,50\text{--}5,00$ мкм².

Коефіцієнт проникності визначають лабораторними, гідродинамічними та геофізичними методами та використовують: у розрахунках дебітів свердловин, рядів свердловин; при складанні проєктів розробки нафтових та газових родовищ; при визначенні технологічної ефективності методів інтенсифікації видобутку нафти і газу і 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 (змінна за площею покладу осереднених за товщиною значень параметра пласта);

– об'ємною неоднорідністю (змінна 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 $S = 70 - 300\,000 \text{ м}^2/\text{м}^3$. Питому поверхню визначають: з розрахунку гранулометричного складу; візуальними вимірами під мікроскопом; з вимірювання адсорбції ПАР; при фільтрації газів через пористе середовище. Значення питомої поверхні використовують при проектуванні 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:

$$\beta = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{P}. \quad (1.5)$$

Оскільки гірська порода складається з видимого об'єму, об'єму пор і об'єму скелета, то розділяють коефіцієнти стисливості породи, пор (β_p) і твердої фази (β_t). Зв'язок між цими коефіцієнтами: $\beta = m \cdot \beta_p + \beta_t$. Для реальних гірських порід коефіцієнт стисливості змінюється в межах $(1 - 4) \times 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$.

Дані по коефіцієнту стисливості гірських порід використовують при підрахунку запасів нафти і газу на пружному режимі роботи пласта і 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 в колекторах змінюється в широкому діапазоні: в одному випадку колектори майже повністю складаються з 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 з метою збільшення 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 (теплоємність, теплопровідність, температуропровідність гірських порід);

3) електричні властивості тощо.

1.2 Молекулярно-поверхневі властивості системи «нафта – газ – вода – порода»

Поряд з об'ємними властивостями гірських порід, нафти, води і газу в багатьох процесах, що відбуваються в нафтових і газових пластах, велике значення мають властивості приграничних шарів фаз, що стикаються. Внаслідок цього поверхневі явища відіграють вирішальну роль у процесах фільтрації та взаємного витіснення нафти, води і газу в 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:

$$k_v + k_n + k_g = 1 \text{ (100 \%)}, \quad (1.6)$$

де k_v , k_n , k_g – 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 у підрахунку запасів нафти і газу, контролі та регулюванні за розробкою нафтових і газових родовищ та при оцінці технологічної ефективності застосовуваних методів збільшення нафтогазоконденсатовіддачі пластів.

Змочуваність гірських порід. *Змочуваність* – це поверхнєве 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 понад 90 градусів);

2) гідрофільні породи – це породи, які переважно змочуються водою (кут 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 необхідно витратити, щоб збільшити площу розділу фаз на одиницю

$$\sigma = A/S, [\text{Дж/м}^2 \text{ або н/м}], \quad (1.7)$$

де A – поверхнева енергія Гіббса (фактор інтенсивності);

S – площа поверхні (фактор ємності).

Поверхневі явища виражаються в тому, що стан молекул, що знаходяться в поверхневому шарі, інший порівняно з молекулами, що знаходяться в об'ємі тіла. У пласті існують 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, проявлення процесів коагуляції, коалесценції) та зменшенні поверхневого натягу (проявлення процесів адсорбції, адгезії та змочування, виникнення електричного потенціалу).

1.3 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 та 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;
- 5) на підйом рідини і газу з вибою свердловини на денну поверхню.

1.4 Гірничо-геологічні умови залягання нафти і газу

Серед гірничо-геологічних характеристик родовища основними є такі:

- 1) геометрія родовища (форма, площа і висота родовища, 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) величина і густина запасів нафти.

Природним резервуаром називають таке вмістилище для нафти, газу і води, у межах якого можливий їх рух, форма і розміри його зумовлені співвідношенням порід-колекторів та 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 км²). 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 резервуари такого типу 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 існують, крім трьох основних типів резервуарів і їх перехідні форми, наприклад, пластово-масивні резервуари. *Пластово-масивний резервуар* – комбінація пластового і масивного резервуарів. Це зазвичай 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 необхідно розділяти на відкриті, напівзакриті та закриті (ізольовані). *Відкриті резервуари* – ті, які мають прямий зв'язок з 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 трапляються 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 знаходяться 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 відрізка 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 в собі та віддавати при розробці нафту і газ.

Родовище – це сукупність одиночних 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 у основному визначаються температура і тиск у покладах. Вони зумовлюють фазові співвідношення нафти, газу і конденсату у пластових умовах. Розрізняють однофазні і двофазні поклади. Серед них зазвичай виділяють поклади:

- газові;
- газоконденсатні;
- нафтові з різним вмістом розчиненого газу (зазвичай менше 200–250 м³/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 та 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 площева закономірність. Земля, як планета, вміщує три геосфери – *ядро, мантію і земну кору*. 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 із 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 1960–70-х 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) переважно 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 підосви 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 підрахунку, зведених до стандартних умов (0,1 МПа і 20 °С). При визначенні запасів родовищ обов'язковому підрахунку 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, С₁, С₂.

Категорія А – запаси покладу (його частини) вивчені детально. Обчислюються у покладі (його частині), який розбурений згідно із затвердженим проектом 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 С₁ – 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 невивчених 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 більш високих категорій, у проміжних і вищезалягаючих 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 запитання

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 й 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?

2 СКЛАД І ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ

2.1 Склад і фізико-хімічні властивості природних вуглеводневих газів

Природні вуглеводневі гази нафтових і газових родовищ за своєю хімічною природою подібні до нафти. Вони становлять багатокомпонентні суміші граничних вуглеводневих газів виду C_nH_{2n+2} і неуглеводневих 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:

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

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

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

6. Інертні гази (гелій, аргон, неон та ін.) є цінною сировиною у промисловості. За стандартних умов ($P = 0,1$ МПа, $t = 20$ °C) вуглеводневі гази (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.

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/м³ важких вуглеводневих газів (C_3 , C_4) відносять до «сухих», більше 150 г/м³ – 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:

$$\alpha = \frac{\sum_i^{\text{бутан}} i C_4 H_{10}}{\sum_{\text{бутан}}^{\infty} n C_4 H_{10}} \geq 1,1, \quad (2.1)$$

зазвичай $\alpha = 1,1 - 4,0$;

2. Газ, що видобувається із газоконденсатних родовищ – суміш сухого газу і 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 більш важкі маслянисті фракції; у газоконденсатних родовищах: $\alpha = 0,9 - 1,1$.

3. Газ, що видобувається разом з 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: $\alpha < 0,9$ (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 ρ_{Γ} – маса m одиниці об'єму газу V , або відношення молекулярної маси газу M до об'єму моля V_m , Густина природних газів вимірюють за стандартних або нормальних умов:

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

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

Густина газу визначається за рівнянням виду:

$$\rho_{\Gamma} = m/V = M/V_m = M/22,4. \quad (2.2)$$

Одиниця вимірювання – кг/м³. Густина газу зазвичай 0,73 – 1,0 кг/м³.

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 м³.

Молекулярна маса речовини – відношення маси молекули даної речовини до 1/12 маси атома ізотопу вуглецю ¹²C; безрозмірна величина.

Молекулярна маса природного газу визначається за формулою:

$$M = \sum M_i x_i, \quad (2.3)$$

де 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 ρ_{Γ} до густини повітря $\rho_{\text{пов}}$, взятих при однакових температурі і тиску:

$$\bar{\rho} = \rho_{\Gamma} / \rho_{\text{п}} = 0,6 - 1,1,$$

Густина повітря $\rho_{\text{пов}}$ за стандартних умов становить 1,293 кг/м³, молекулярна маса 29. З ростом температури густина газу зменшується, а з підвищенням молекулярної маси і тиску – зростає.

В'язкість газу μ_{Γ} – це сила внутрішнього тертя, що виникає між двома шарами газу, що переміщуються паралельно відносно один одного з різними за величиною швидкостями (властивість частинок газу чинити опір взаємному переміщенню). В'язкість вуглеводневих газів є незначною. В'язкість сухого газу при $t = 0$ °С становить 13×10^{-6} Па · с, повітря 17×10^{-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 більш високих тисках – підвищується (табл. 2.2, 2.3, рис. 2.1).

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

Таблиця 2.1 – Густина газів при температурі 0 °С і тиску 760 мм рт. ст.

Газ	Густина, кг/м ³	Газ	Густина, кг/м ³
Азот	1,251	Окис 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

Таблиця 2.2 – 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 2.3 – 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
<i>n</i> – 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
<i>n</i> – 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

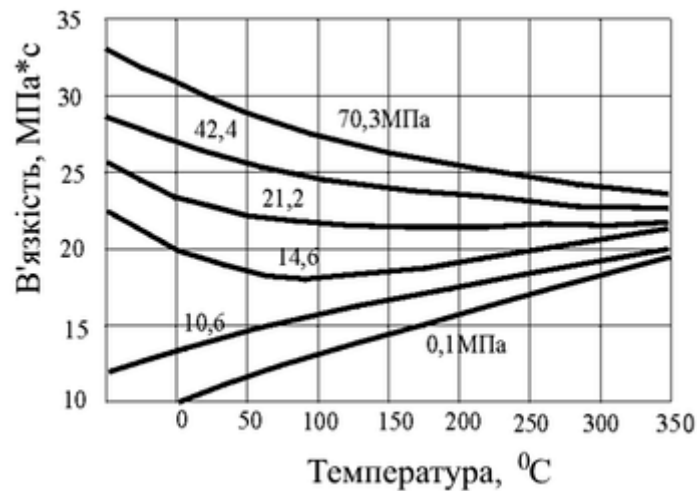


Рисунок 2.1 – В'язкість природного газу при різних значеннях тиску і температури

Дифузія газу – це проникнення молекул одного газу в середовище іншого газу з допомогою броунівського руху.

Адсорбція газу – процес згущення газоподібної речовини 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 газу – процес витікання газу у вакуумі. Такий процес відбувається при русі газу в пористих середовищах.

Пружність парів газу. 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:

$$W = M_v / V_g, [\text{г} / \text{м}^3] \text{ (за стандартних умов)}. \quad (2.4)$$

Відносна вологість газу – це відношення фактичного вмісту водяної пари в одиниці об'єму газу до його вологості. У складі природних газів завжди є волога. Це пояснюється тим, що у пласті завжди присутня зв'язана вода. Вологовміст залежить від тиску, температури, складу газу та солоності води.

Теплота згоряння газу вимірюється кількістю тепла (кДж), що виділяється при спалюванні 1 м³ 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/м³.

2.2 Газові закони

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

Ідеальним називається газ, у якому відсутні сили міжмолекулярної взаємодії.

Рівняння стану ідеального газу (Клапейрона – Менделєєва) 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 – Менделєєва для реальних газів має вигляд:

$$PV = zNRT, \quad (2.5)$$

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_p й ідеального V_i газів при однакових тиску і температурі: $z = V_p / V_i$.

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, К: $z = 0,00289 \cdot (P_{пл}/T_{пл}) \cdot (V_{пл}/V_{ст})$.

Коефіцієнт стисливості більш точно визначають експериментальним шляхом за пластовими пробами газу або наближено розраховують по кривих Брауна (рис. 2.2).

За графіком (рис. 2.2) коефіцієнт z знаходять залежно від приведених значень псевдо-критичних тиску і температури.

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 з рівнянь:

$$P_{пр} = P/P_{кр}, \quad T_{пр} = T/T_{кр}, \quad (2.6)$$

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

Критична температура $T_{кр}$ – це така температура, вище якої газ не може переходити у рідкий стан, яким би великим не був тиск. 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.

Для вуглеводневих газів, що становлять 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 з рівнянь:

$$P_{пр} = P/P_{п.кр} = P/\sum P_{кр.i} x_i, \quad (2.7)$$

$$T_{пр} = T/T_{п.кр} = T/\sum T_{кр.i} x_i \quad (2.8)$$

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).

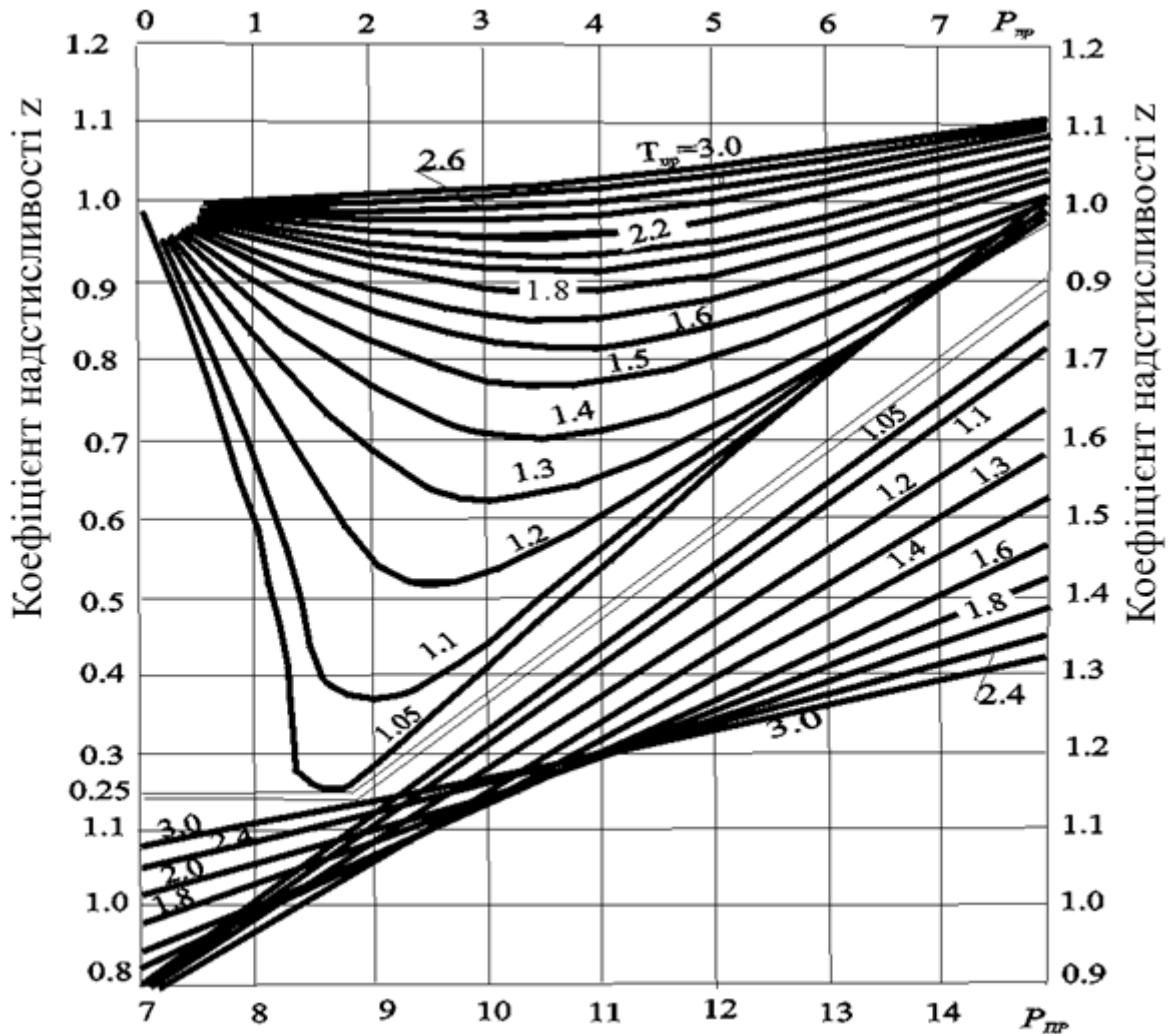


Рисунок 2.2 – Залежність коефіцієнта стиснення z вуглеводневого газу від приведених псевдокритичних тиску $P_{пр}$ і температури $T_{пр}$ (за Р. Брауном)

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

Якщо відомий об'єм газу V_0 при нормальних умовах (P_0 і T_0), його об'єм при інших тисках і температурах (P і T) з урахуванням стиснення можна розрахувати на основі закону Гей-Люсака:

$$V = V_0 \cdot z \cdot \frac{T}{T_0} \cdot \frac{P_0}{P}, \quad (2.9)$$

де $T_0 = 273 \text{ K}$; $P_0 = 0,103 \text{ МПа}$.

Для переходу від об'єму, займаного газом при нормальних умовах, до об'єму, займаному ним у пластових умовах, користуються *об'ємним коефіцієнтом пластового газу*, чисельно рівним об'єму, який зайняв би 1 м³ газу при пластових умовах $V_{пл.г}$:

$$b_{г} = V_{пл.г}/V_0, \quad (2.10)$$

$$b_{г} = z \cdot \frac{T_{пл}}{T_0} \cdot \frac{P_0}{P} = 0,000378 \cdot z \cdot \frac{T_{пл}}{P_{пл}}, \quad (2.11)$$

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 прямопропорційно зміні абсолютної температури:

$$V_2/V_1 = T_2/T_1; \quad V_2 = (V_1 T_2)/T_1. \quad (2.12)$$

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

$$V_1 = V_0(1 + at) = V_0(1 + t/273), \quad (2.13)$$

де V_1 – об'єм газу при температурі t ;

V_0 – об'єм газу при температурі 0 °С;

a – коефіцієнт розширення, $a = 1/273,16 = 0,003\,660\,4$.

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:

$$P_1 = P_0(1 + at) = P_0(1 + t/273), \quad (2.14)$$

де P_1 і P_0 – 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:

$$V = 1/P = \text{const}; \quad PV = c = \text{const}; \quad V_1/V_2 = P_1/P_2 \\ \text{або } P_1/V_2 = P_2/V_2 = \text{const}. \quad (2.15)$$

Вуглеводневі гази стискаються більше, ніж це впливає з закону Бойля – Маріотта. Тому при визначенні об'єму природних газів у формулу підрахунку запасів газу вводять поправку на стисливість $a = 1/z$. Для знаходження поправки a при температурі 15 °С можна використати вираз:

$$n = 2,26 \cdot P \cdot (m + 4e + 8d + 3c + 5,5s + 0,22l)/1000, \quad (2.16)$$

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, %.

Підраховавши 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 приведеною вище формулою не рекомендується.

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

$$P = P_1 + P_2 + \dots + P_n, \quad (2.17)$$

де $P_1, P_2, \dots, P_n$ – парціальні тиски компонентів суміші газу.

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

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n, \quad (2.18)$$

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

2.3 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 в 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 (m^3) (у нормальних атмосферних умовах) до кількості отриманого конденсату (m^3), що уловлюється у сепараторах. Величина газоконденсатного фактора змінюється для різних родовищ від 1 500 до 25 000 m^3/m^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 при стандартних умовах складається тільки з рідких вуглеводнів (C_5+ вищі), називають *стабільним*.

За фізичними властивостями конденсати характеризуються великою розмаїтістю. *Густина стабільного конденсату* змінюється від 0,6 г/см³ до 0,82 г/см³, *молекулярна маса* – від 90 до 160, вміст сірки від нуля до 1,2 %.

Температура википання 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 зворотної (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.

В 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, називається його *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 *крикондентерма* $T_{\max}$ і *криконденбара* $P_{\max}$.

Вверх від кривої точок кипіння існує тільки рідка фаза, нижче кривої точок роси – тільки газова.

У природних умовах подібні явища властиві газоконденсатним родовищам, у пластах яких 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 міститься 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 з 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. 2.3) в координатах тиск–температура має петлеподібний вид, тобто відрізняється від відповідної фазової діаграми однокомпонентного газу, яка зображується у вигляді однієї монотонно зростаючої, увігнутої до осі температур кривої з однією кінцевою (критичною) точкою. На діаграмі (рис. 2.3) крива точок кипіння a – межа однофазного рідкого і двофазного парорідинного станів, а крива точок роси b – межа однофазного газоподібного і двофазного парорідинного станів. Ці криві сходяться в критичній точці K .

Критична точка – максимальне значення кривої точок кипіння по температурі, 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 *крикондентермою*. 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 .

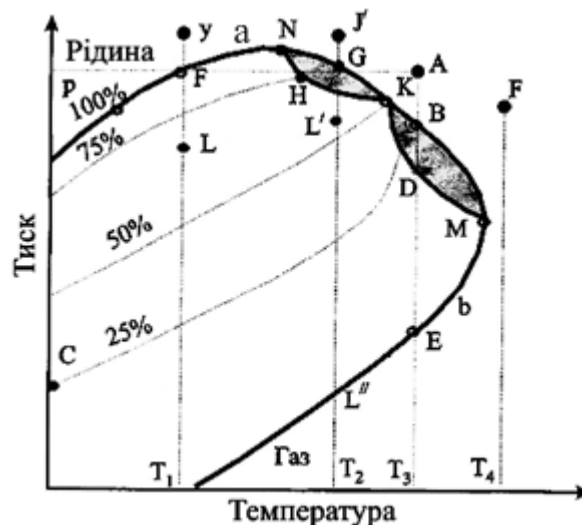


Рисунок 2.3 – Діаграма фазових перетворень багатокомпонентних вуглеводневих сумішей

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 крикондентерми M (точка F) і в процесі розробки родовища тиск падає (лінія FT_4), то ця суміш буде весь час знаходитися в однофазному

газоподібному стані. Такі суміші утворюють *газові родовища*. Якщо пластова температура знаходиться між критичною і критондентермою, 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 критондентерми, 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.

2.4 Кристалогідрати природних газів

Кристалогідрати – це сполуки молекул вуглеводневих газів із водою. При певних тиску і температурі молекули води за допомогою водневого зв'язку утворюють кристалічні решітки, структурні порожнини яких заповнені легкорухливими молекулами газів. Тверді кристалічні сполуки, що утворюються, (клатрати) 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 та наявність механічних домішок, наявність електричного поля.

Кожному вуглеводню властива критична температура гідратуутворення, вище якої яким би не було підвищення тиску неможливе гідратуутворення. За даними Ю. Ф. Макагона, критична температура гідратуутворення (°C) 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 – $\text{CH}_4 \times 7\text{H}_2\text{O}$, етану – $\text{C}_2\text{H}_6 \times 8\text{H}_2\text{O}$, пропану – $\text{C}_3\text{H}_8 \times 18\text{H}_2\text{O}$ тощо.

При підвищенні температури або зниженні тиску гідрати розкладаються на газ і воду.

Густина гідратів різних газів, в тому числі неуглеводневих, змінюється в інтервалі від 0,8 г/см³ до 1,8 г/см³. Природні углеводневі гази утворюють гідрати густиною від 0,9 г/см³ до 1,1 г/см³.

Великі скупчення гідратів газів створюють газогідратні поклади, для формування і збереження яких не потрібні літологічні покриття. При відповідних термодинамічних умовах вони самі служать 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 1 000 м а також до морських акваторій.

2.5 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.

Із збільшенням молекулярної маси граничних углеводнів 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 углеводнів (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 0,001 4–0,002 3 мг/л. Однак навіть при нетривалому перебуванні людини в сірководневому середовищі відбувається звикання і притуплення органів відчуття. Сірководень є отрутою, яка викликає параліч органів дихання і серця.

Концентрація сірководню 0,006 мг/л при чотирьохгодинному диханні викликає головну біль, сльозотечу, нежить. При концентрації біля 0,2–0,28 мг/л спостерігається печіння в очах, сльозотеча, подразнення в носі і гортані, металевий прикус в 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 – 0,01 мг/л.

Вуглекислий газ – безколірний, практично без запаху. Загальний характер дії на організм – наркотичний і подразнюючий шкіру та слизові оболонки. В високих концентраціях викликає 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 достатньо високих концентрацій вуглекислого газу настає смерть від зупинки дихання (при 20 % газу в повітрі – через декілька секунд).

Вибуховість. Природні гази в суміші з киснем (з 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 границя вибуховості) до деякого максимуму (верхня границя вибуховості).

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

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

Концентраційні границі вибуховості газів, % (по об'єму):

для метану:

$$CH_4 = \frac{\overset{5}{\text{нижня} \rightarrow}}{\underset{\text{верхня} \rightarrow}{15,2}},$$

для етану:

$$C_2H_6 = \frac{\overset{2,5}{\text{нижня} \rightarrow}}{\underset{\text{верхня} \rightarrow}{15}}.$$

Контрольні запитання

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 називають тиском максимальної конденсації?
10. Дайте характеристику кристалогазогідратів природних газів.
11. Які небезпечні властивості мають природні гази?

3 КОНСТРУКЦІЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

3.1 Особливості конструкції газових свердловин

Конструкція свердловини має забезпечувати: стійкість стінок стовбура 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 свердловини або відхиленням її 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 необхідно 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 в 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;
- інтервали нафтогазоносних пластів;
- способи подальшої експлуатації;
- значення внутрішньопластового тиску;
- показники тисків для визначення гідравлічного розриву (ГРП).

До герметичності та міцності газових свердловин пред'являються підвищені вимоги. Це пояснюється тим, що в газових свердловинах тиск у верхній частині колони значно ближчий до пластового через невелику густину газу. При експлуатації газових свердловин ймовірність витоків газу і його міграції у вищележачі пласти або навіть грифоутворення 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 ерозійне їх руйнування.

Отже, конструкція газової свердловини повинна забезпечити безпечну експлуатацію та можливість запобігання чи ліквідації викидів або фонтанів як у процесі буріння, так і при випробуванні та роботі. Разом з 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 3.1 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 більш важкої 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 зі спеціальною трапецієподібною формою поперечного перетину з тефлоновими ущільнюючими кільцями, використанням фторопластової ущільнюючої стрічки і спеціальних герметизуючих мастил.

Герметичність за колонного 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, при більш високих температурах – на основі шлакових цементів або цементно-зольних сумішей. Для забезпечення герметичності свердловини і попередження за колонних перетоків газу доцільно піднімати цемент за обсадними колонами на можливо більшу висоту, не досягаючи 10–15 м до гирла свердловини, щоб полегшити обв'язку колонною головкою обсадних труб.

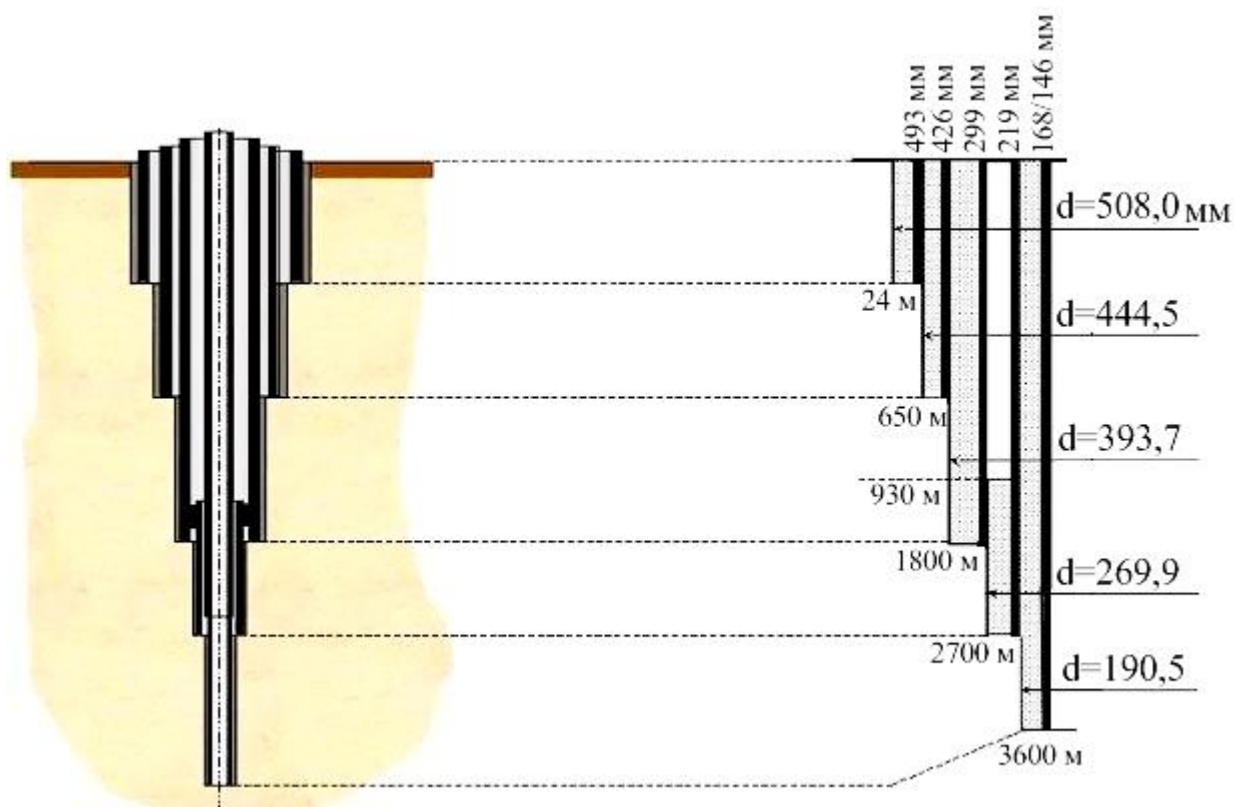


Рисунок 3.1 – Типова конструкція газових свердловин

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. При наявності аномально високого пластового тиску (АВПТ), наявності в газі агресивних компонентів і в підземних сховищах газу всі обсадні колони цементують до гирла. У свердловинах з АВПТ необхідно додатково передбачити установку за колонних пакерів типу ПГБ, ПДМ, ППГ тощо. За колонним пакером також варто обладнати підшву 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.

3.2 Конструкція вибою газових свердловин

Конструкція вибою 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).

При відсутності у продуктивному розрізі нафто- і водонасичених пропластків у зцементованих породах застосовують відкриту (необсажену) конструкцію вибою, яка є найбільш досконалою з точки зору сполучення пласта із свердловиною (рис. 3.2, *г*). Для поліпшення виносу з вибою свердловини твердих частинок і рідини у необсажену частину стовбура може спускатися хвостовик (рис. 3.2, *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. 3.2, *в*) або сипкі породи у привибійній зоні закріплюють в'язкими 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 сперт, шляхом намиву зерен гравію в кільцевий простір між трубним фільтром і стінками свердловини.

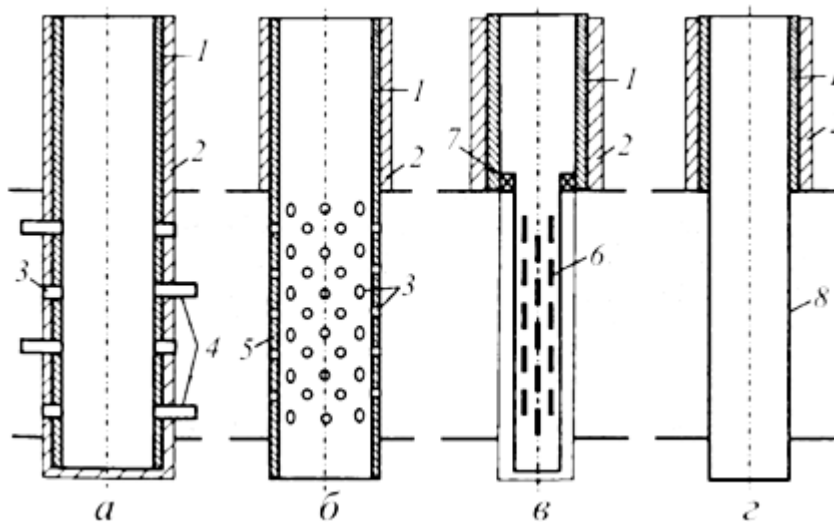


Рисунок 3.2 – Типові конструкції вибоїв свердловин:

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

При різкій неоднорідності продуктивних відкладів, наявності в продуктивному розрізі свердловини газоносних порід з 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. 3.2, а).

3.3 Вторинне розкриття пластів

Для сполучення пластів із свердловиною застосовують кульову, торпедну, кумулятивну і гідропіскоструминну перфорації (рис. 3.3). Перфорацію застосовують також для розкриття пластів, що заводнюються в нагнітальних свердловинах, для проведення ізоляційних робіт і після них при переході на інші горизонти тощо.

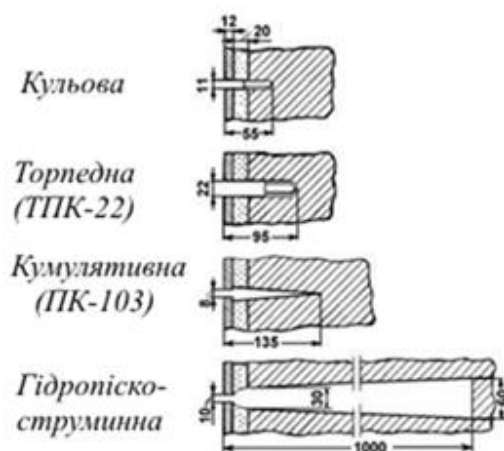


Рисунок 3.3 – Види перфорації обсадних колон

Найбільш поширена на практиці кумулятивна перфорація, яка дає змогу за один спуск перфоратора досягти оптимальної щільності отворів (10–20 отв/м) в значному інтервалі (до 50 м) і характеризується більшою довжиною каналів (до 400 мм) порівняно з кульовою і торпедною перфораціями. Високоєфективним 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 здійснюються на промислах геофізичні партії за допомогою обладнання, приладів та апаратури, що 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 декількох (8–10) камерстволів, заряджених кулями діаметром 12,5 мм. Камери заряджаються вибуховою речовиною (ВР) та детонаторами. При подачі електричного

імпульсу кулі пробивають колону, цемент і впроваджуються в породу, утворюючи канал для руху рідини і газу із пласта у свердловину.

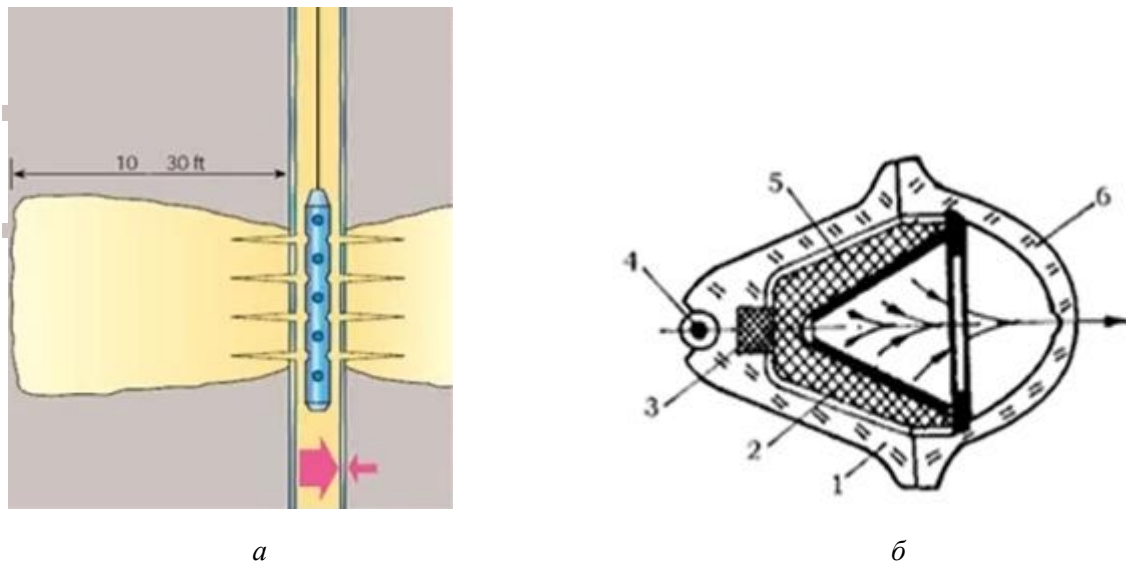


Рисунок 3.4 – Кумулятивна перфорація:

*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*

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 свердловини.

Перфоратор з горизонтальними стволами має декілька секцій, уздовж яких просвердлені 2 або 4 вертикальні канали, камери з ВР. Стовбури 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. В результаті майже миттєвого згоряння ВР тиск газів у камері досягає 2 000 МПа. Відбувається майже одночасний постріл із половини всіх стволів. При 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 (рівна 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 в момент пострілу. Одна камера віддає енергію вибуху одразу двом стволам. Маса ВР в одній камері досягає 90 г. Тиск газів у камерах становить 600–800 МПа. Дія газів триваліша, ніж при горизонтальному розташуванні стовбурів. Це дозволяє збільшити початкову швидкість вильоту кулі та пробивну здатність перфоратора. Довжина перфораційних каналів у породі виходить 145–350 мм при діаметрі близько 20 мм. У кожній секції перфоратора є чотири вертикальні стовбури, 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 підривною уповільненою дією. Маса внутрішнього заряду ВР одного снаряда становить 5 г. Апарат складається з секцій, у кожній з яких є по два горизонтальні стовбури. Снаряд має детонатор накального типу. Після зупинки снаряда відбувається вибух внутрішнього заряду, у результаті чого відбувається розтріскування оточуючої породи. Маса ВР однієї камери – 27 г. Глибина каналів за результатами випробувань становить 100–160 мм, діаметр каналу – 22 мм. На 1 м довжини фільтра зазвичай пробивають не більше чотирьох отворів, оскільки при торпедній перфорації бувають випадки руйнування обсадних колон.

Торпедування у свердловині становить вибух, що відбувається за допомогою торпеди (заряду вибухової речовини). Торпеда крім заряду вибухової речовини містить засоби для вибуху: підрильник, 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 в дію підрильника та всього заряду торпеди.

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

Кумулятивна перфорація здійснюється стріляючими перфораторами, що не мають куль або снарядів. Простріл обсадних труб досягається за рахунок сфокусованого вибуху. Таке фокусування обумовлено конічною формою поверхні заряду ВР, фанерованої тонким металевим покриттям (листовою міддю товщиною 0,6 мм). Енергія вибуху у вигляді тонкого пучка

газів – продуктів облицювання пробиває канал. Кумулятивний струмінь набуває швидкість в 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 та 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.

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, оскільки їх вибуховий патрон і шнур, що детонує, знаходяться в безпосередньому контакті зі свердловинною рідиною. У таких перфораторах заряди змонтовані в скляних (або з іншого матеріалу) герметичних чашках, які розміщені в отворах довгої сталевий 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.

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

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

Апарат спускають у свердловину на насосно-компресорних трубах, якими подається під високим тиском рідина з піском. Витікаючи із сопел з великою швидкістю, що досягає кількох сотень метрів за секунду, рідина з піском пробиває експлуатаційну колону, цементне кільце і впроваджується в породу на глибину до 1 м. У процесі перфорації під дією абразивного струменя рідини (вгору або вниз вздовж стовбура свердловини) можна утворити щільний канал або (при круговому обертанні струменя) обрізати колону по кільцю, що необхідно, наприклад, для вилучення частини обсадної колони.

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 запитання

- 1. Для чого слугує конструкція газових свердловин?*
- 2. Від чого залежить конструкція газових свердловин?*
- 3. Що повинна забезпечувати конструкція газових свердловин?*
- 4. Чим забезпечується герметичність за колонного 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 гідропіскостумінна перфорація?*

4 ОБЛАДНАННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

4.1 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 привиби́йної зони пласта, ремонтних робіт (глушіння) і освоєння свердловини, контролю за величиною тиску на вибої працюючої свердловини за тиском нерухомого стовпа газу в 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 підосви колони ліфтових труб у свердловині повинне забезпечити найбільш повне вироблення продуктивних горизонтів у багатопластовому родовищі, обводнення знизу вверх окремих пачок колекторів у випадку водонапірного режиму, мінімізацію втрат тиску в зоні вибою свердловини при русі потоків газу вниз по затрубному простору і вверх по обсадній колоні до підосви труб і мінімальну висоту піщано-глинистих і рідинних корків на вибої свердловини.

При відсутності ускладнень в роботі свердловини і невеликій висоті продуктивного розрізу підосва ліфтових труб розміщують на відстані $1/3$ товщини пласта від його підосви. 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 вверх по експлуатаційній колоні. У високопродуктивних свердловинах, з метою зменшення втрат тиску в зоні вибою, ліфтові труби можуть спускатися до покрівлі пласта з наступним допуском їх на більшу глибину. При наявності в продукції свердловини механічних частинок і рідини підосву колони ліфтових труб необхідно спускати на максимально можливу глибину, аж до нижніх отворів інтервалу перфорації, для попередження утворення на вибої піщано-глинистих і рідинних корків.

Діаметр ліфтових труб вибирають з умов забезпечення мінімальних втрат тиску в стовбурі свердловини при заданих значеннях дебіту газу, одержання максимального дебіту газу при відсутності ускладнень в роботі свердловини, а при наявності в 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 і 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 повний і безперервний винос рідини з вибою при мінімальних втратах тиску в стовбурі свердловини. Необгрунтоване зменшення діаметра колони ліфтових труб може стати причиною передчасної зупинки свердловини внаслідок значного росту гідравлічних втрат тиску.

Насосно-компресорні (ліфтові) труби виготовляють у двох виконаннях: А (довжиною 10 м) і В (довжиною від 5,5 м до 8,5 м і від 8,5 м до 10 м) чотирьох типів: з 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 мм 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 з тимчасовим опором 6,5–10,19 МПа і межею текучості 3,8–11,6 МПа.

Випускаються зварні довгомірні насосно-компресорні труби в бунтах довжиною від 800 м до 1 500 м умовним діаметром 33–73 мм. Внутрішній діаметр труб змінюється від 26,5 мм до 65 мм при товщині стінки 2,8–5 мм. Вони можуть використовуватися для виносу рідини з вибою обводнених газових свердловин, подачі на вибій робочих рідин при ремонтах і технологічних операціях на свердловинах, в ролі безмуфтової колони ліфтових труб, а також при виконанні інших робіт, які вимагають періодичного підймання і спуску труб. При спуско-підймальних операціях труби розмотують з барабана чи намотують на нього з 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 по ліфтових трубах. При відсутності ускладнень в роботі для збільшення відборів газу і зменшення втрат тиску в 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. Вона дає

змогу за рахунок перерозподілу потоків газу по ліфтових трубах і затрубному простору збільшити відбір газу із свердловини при одночасному забезпеченні безперервного чи періодичного виносу рідини по ліфтових трубах.

В умовах аномально високих пластових тисків і при вмісті в газі агресивних компонентів: сірководню, вуглекислого газу, кислот жирного ряду (мурашиної, пропіонової, щавлевої, масляної), які при наявності пластової мінералізованої чи конденсаційної води, високих тисків і температур викликають 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. При наявності в продукції механічних частинок і рідини експлуатацію свердловин проводять також по колоні ліфтових труб.

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

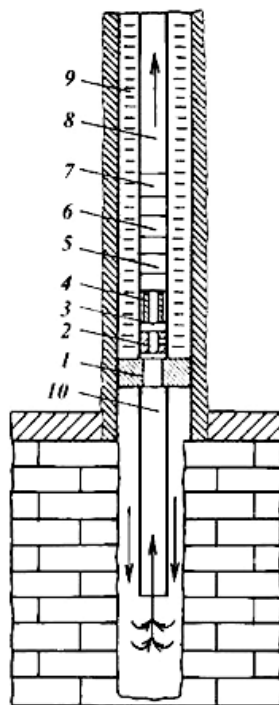


Рисунок 4.1 – Обладнання вибою газової свердловини:

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

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

Комплекс КПП 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 з пакером;
- циркуляційний механічний клапан КЦМ, який слугує 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;



Рисунок 4.2 – Пакер гідравлічний безопорний, що вилучається, із вбудованим гідроякорем ПГ-ЯГ

- інгібіторний клапан КІНГ для подачі інгібіторів різного призначення із затрубного простору у внутрішню порожнину колони ліфтових труб;
- 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;

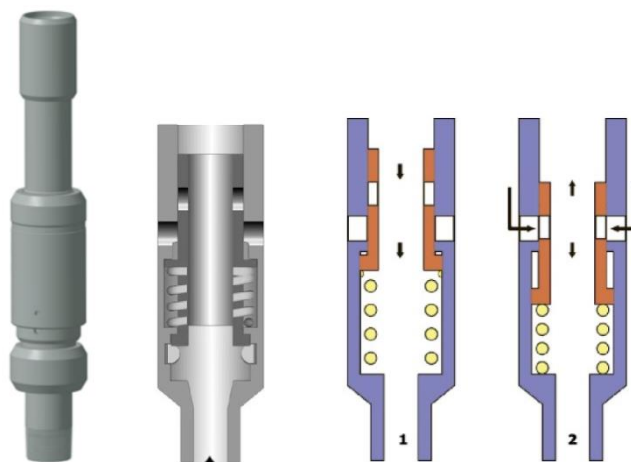


Рисунок 4.3 – Клапан циркуляційний КЦМ, що витягується, багаторазової дії

- клапан-відсікач КА для перекриття колон и ліфтових труб при розгерметизації гирла або при відхиленні режиму роботи свердловини від заданих меж;
- клапан КЗМ, який встановлюється на клапані-відсікачі КА і служить 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.

Клапан-відсікач КА встановлюється в 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, в тому числі біля гирла свердловини). Циркуляційні клапани КЦМ, КЦГ та інгібіторний клапан КІНГ встановлюють на колоні ліфтових труб і виймають разом з нею. Інгібіторний клапан типу КІГС, який застосовують в окремих модифікаціях комплексу КПП, встановлюють в кишеню свердловинної камери і виймають з неї інструментами канатної техніки. Свердловинна камера спускається на колоні ліфтових труб.

В комплексі КСГ з метою зменшення тиску на колону ліфтових труб застосовують змінний дросель зі змінними насадками, який встановлюють разом зі замком в посадочній канавці роз'єднувача колони типу РК.

4.2 Наземне обладнання газових свердловин

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

Колонні головки (рис. 4.4) призначені для обв'язування між собою обсадних колон 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: з клинковою 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.

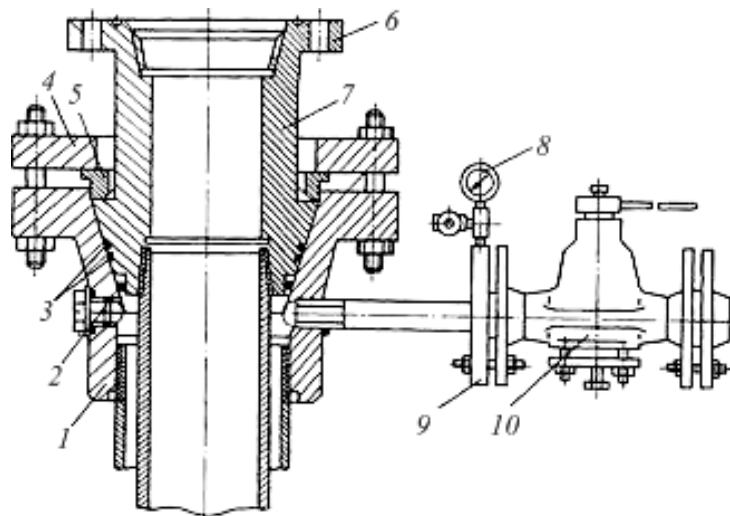


Рисунок 4.4 – Головка колонна муфтова типу ГКМ:

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 та призначена для герметизації гирла, контролю і регулювання режиму роботи свердловин. Застосовується шість типових схем фонтанних арматур: чотири – трійникові і дві – хрестові. Залежно від умов експлуатації свердловини фонтанна арматура може виготовлятися:

- а) нормальною (температура робочого середовища від -40°C до $+120^{\circ}\text{C}$);
- б) корозійно-стійкою, в тому числі вуглекислотостійкою К1 (при об'ємному вмісті CO_2 не більше 6 %); сірководневостійкою К2 (при об'ємному вмісті CO_2 і H_2S зокрема 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 (за температури робочого середовища понад 120°C);

г) холодостійкою ХЛ (при температурі навколишнього середовища нижче $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$). 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 декількох рядів ліфтових труб. У фонтанній арматурі, розрахованій на тиски 21 і 35 МПа, ліфтові труби підвішують на різбі, а за вимогою замовника – на муфті. В арматурі на тиск 70 МПа з умовним діаметром стовбура 50 мм застосовують тільки різбову підвіску колони ліфтових труб, в інших типорозмірах – муфтову підвіску.

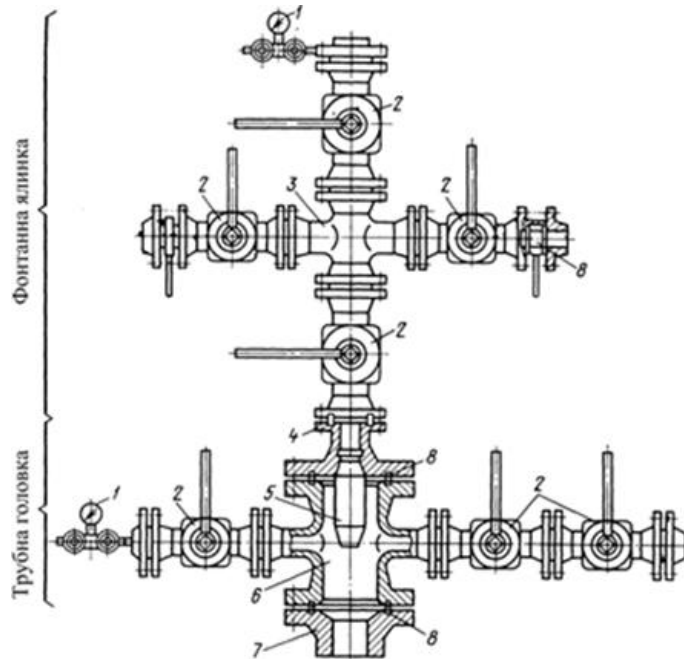


Рисунок 4.5 – Фонтанна арматура хрестового типу:

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

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

Для перекриття потоку робочого середовища в фонтанних арматурах використовують прямоочні засувки ЗСМ-1 з умовним діаметром прохідного отвору 65, 80, 100 і 150 мм на робочий тиск 21, 35 МПа і ЗМАД з 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 з умовним діаметром прохідного отвору 65 мм на робочий тиск 14 МПа з ущільнюючим мастилом. Переміщення затвора засувок може здійснюватися вручну або за допомогою пневматичного дистанційного чи автоматичного управління.

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

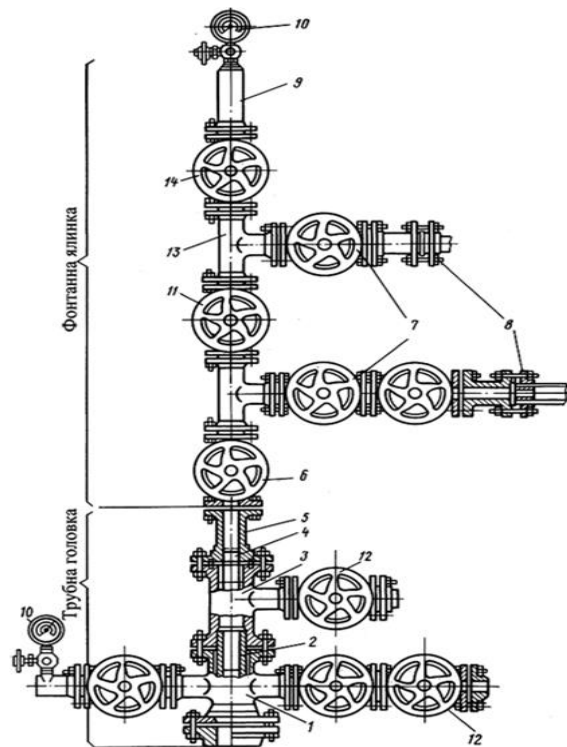


Рисунок 4.6 – Фонтанна арматура трійникового типу:

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

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 запитання

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?

5 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 з виклику припливу пластового флюїду із продуктивних пластів на поверхню з метою досягнення проектної продуктивності свердловини. Освоєння свердловин проводиться після розкриття пласта і проведення робіт з монтажу наземного і свердловинного обладнання. Також освоєння свердловини – це комплекс технологічних та організаційних заходів, спрямованих на переведення непрацюючої свердловини з тієї чи іншої причини, в 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, включає такі роботи:

- монтаж надземного та підземного обладнання;
- перфорацію;
- виклик припливу;
- очищення продуктивного пласта та 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;
- попередження прориву пластової води (нижньої або верхньої) та перетоку рідини між пластами;
- збереження цілісності експлуатаційної колони;
- попередження неконтрольованих фонтанних проявів;
- збереження, відновлення або підвищення проникності привибійної зони свердловини;
- охорону надр і навколишнього середовища та виконання правил техніки безпеки.

Освоєння свердловин проводиться після випробування експлуатаційної колони на герметичність відповідно з нормативними документами, виходячи з умов проведення запланованих технологічних процесів при освоєнні, експлуатації і ремонті свердловин.

5.1 Умова виклику припливу із пласта

Свердловини підлягають освоєнню після буріння, перфорації або ремонту. При бурінні та перфорації свердловина заповнена промивальною рідиною. За правилами безпеки в нафтогазодобувній промисловості гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини має перевищувати пластовий тиск на величину від 10 % до 15 % – для свердловин глибиною до 1200 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 перфорації. Для ремонту свердловину також заповнюють рідиною або розчином (глушать).

Глушіння свердловини рідиною проводять для запобігання відкритого фонтанування, 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/м³), водний розчин хлористого натрію (до 1 160 кг/м³) або кальцію (до 1 382 кг/м³), глинистий розчин (до 1 700 кг/м³). Для попередження поглинання рідини глушіння у високопроникних пластах застосовують буферні рідини (об'ємом близько 1 м³), як які використовують 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 $p_v < p_{пл}$, тобто створення депресії тиску на пласт $\Delta p = p_{пл} - p_v$, де $p_{пл}$ – пластовий тиск; p_v – вибійний тиск.

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

$$H\rho g < p_{пл}, \quad (5.1)$$

де H – висота стовпа рідини в свердловині;

ρ – густина рідини;

g – прискорення вільного падіння,

$$\text{або} \quad H\rho g + p_{\text{дод}} < p_{\text{пл}}, \quad (5.2)$$

де $p_{\text{дод}}$ – 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 (забруднення привибувальної 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 $p_{\text{дод}}$.

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 цементної оболонки, визначають за формулою:

$$\Delta p \leq p_{\text{пл}} - (p'_{\text{пл}} - ah), \quad (5.3)$$

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

$p'_{\text{пл}}$ – 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 у експлуатаційній колоні залежить від значення змикальних тисків, закладених у проєкті спорудження свердловини, практично перевіряється за даними конструкції експлуатаційної колони.

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

$$\Delta p \leq \frac{\sigma_c}{2} - k_6(p_r - p_{\text{пл}}), \quad (5.4)$$

де σ_c – границя міцності породи на стискання з урахуванням її зміни при насиченні породи фільтратом промивальної рідини, МПа;

p_r – вертикальний гірський тиск, МПа;

k_6 – коефіцієнт бічного розпору.

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

$$p_r = H \cdot \rho_r \cdot g, \quad (5.5)$$

де H – глибина залягання пласта, м;

$\rho_r = 2300 \dots 2500 \text{ кг/м}^3$.

5.2 Методи і способи виклику припливу і освоєння

Перед освоєнням свердловину обладнають 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 за рахунок великої швидкості руху рідини і газу. Однак за наявності нестійких пластів, газової шапки (верхнього газу) або підшовної води можливі ускладнення. Надмірні депресії можуть призвести до руйнування пласта, цементного кільця, порушення обсадної колони, утворення конусів верхнього газу та підшовної води і прорив їх у свердловину. Тому такі свердловини варто 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 свердловину; зменшення рівня рідини у свердловині; зменшення вибійного тиску після попередньої дії на продуктивні пласти.

Приплив флюїду з 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 з 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 ($1\ 500\ \text{кг/м}^3$ і більше) і високе статичне напруження зсуву, то її заміняють водою не відразу, а поступово. Спочатку у затрубний простір заповнюють промивальну рідину з густиною на $200\text{--}300\ \text{кг/м}^3$ меншою від густини 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/м³. 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.

При 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 колонами НКТ та обсадною. 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 або 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 в 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 декілька. 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 з затрубним простором через трійник (рис. 5.1).

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 м³ 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 з виразу:

$$H = 0,8 \left(\frac{V_B}{S} + \frac{H_K \cdot p_K}{p_K + 10^4 \cdot \frac{V_B \cdot \rho}{S}} \right) \cdot \left(1 - \frac{S_{НКТ}}{S + S_{НКТ}} \right), \quad (5.6)$$

де H_K – глибина спуску колони НКТ, м;

V_B – об'єм води, запомпованої на «повітряну подушку», м³;

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

$S_{НКТ}$, S – відповідно площі внутрішнього перерізу НКТ і кільцевого простору, м²;

ρ – густина води, кг/м³;

0,8 – дослідний коефіцієнт витрат.

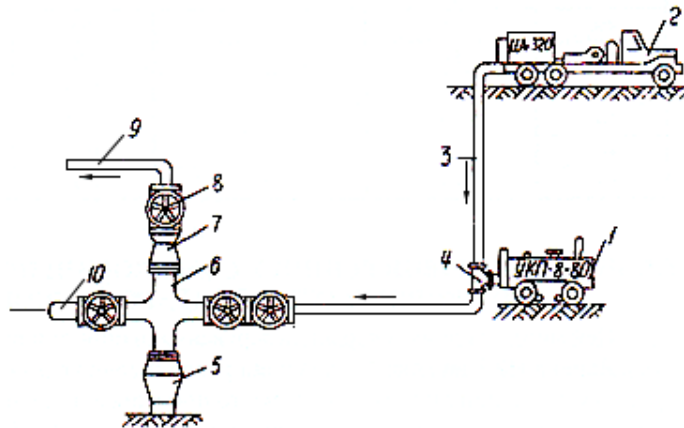


Рисунок 5.1 – Схема обв'язки техніки з гирлом свердловини:

1 – компресор; 2 – насосний агрегат; 3 – маніфольд; 4 – кран;

5 – колонна головка; 6 – хрестовина; 7 – штуцер; 8 – засувка;

9, 10 – викидні лінії

У таблиці 5.1 поміщено співвідношення між глибиною зниження рівня у свердловині, тиском повітря у кільцевому просторі перед запомповуванням води і кількістю запомпованої води.

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

Цей метод є одним з 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 в НКТ знизиться, і повітря (газ), проходячи частково в отвір клапана, буде

протискувати рідину при тому ж тиску компресора у кільцевому просторі. У такий спосіб здійснюється зниження рівня і запуск свердловини у роботу.

Таблиця 5.1 – Співвідношення між глибиною зниження рівня у свердловині, тиском повітря у кільцевому просторі перед запомповуванням води і кількістю запомпованої води

Глибина зниження рівня рідини у свердловині, 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	1 000	9,5	10
500	5,0	5	1 100	12,0	10
600	6,5	5	1 200	8,0	15
700	8,0	5	1 300	11,0	15
800	5,5	10	1 500	8,5	2
900	7,5	10	1 600	10,5	20

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

$$L = h_{\text{ст}} - \frac{1000 \cdot p_{\text{max}} \cdot d^2}{\rho \cdot g \cdot D^2} - 20, \quad (5.7)$$

де ρ – відносна густина рідини, кг/м³;

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

p_{max} – максимальний тиск компресора, МПа;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

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, встановлений нижче, клапан.

Клапан (або отвір у муфті) потрібно розміщувати на 20–25 м вище розрахованого рівня тому, що при відтисненні рівня на розрахункову відстань тиск у кільцевому просторі і в середині 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 з виразу:

$$L_2 = L_1 + \frac{1000(p_{\text{max}} - p_1^1)}{\rho \cdot g} - 10, \quad (5.8)$$

$$L_n = L_{n-1} + \frac{1000(p_{\text{max}} - p_1^{n-1})}{\rho \cdot g} - 10, \quad (5.9)$$

де $(p_{\text{max}} - p_1^1) \dots (p_{\text{max}} - p_1^{n-1})$ – 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 (в МПа) визначають за такими формулами:

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

$$p_{max} = \frac{h \cdot \rho \cdot g}{1000} \cdot \frac{D^2}{d^2}, \quad (5.10)$$

де h – глибина занурення НКТ під статичний рівень;

б) якщо повітря (газ) подається в середину НКТ:

$$p_{max} = \frac{h \cdot \rho \cdot g}{1000} \cdot \frac{D^2}{D^2 - d^2}. \quad (5.11)$$

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 з 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 в НКТ на сталевому канаті за допомогою лебідки від тракторного підйомника або бурового верстата 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 в рідині міститься значна кількість твердих домішок, у процесі освоєння свердловин недопустима їх зупинка до повного видалення цих домішок і переходу на фонтанування чистим газом. У 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 декілька місяців.

Після збудження свердловини і очищення вибою і привибійної зони від промивальної рідини та інших домішок свердловину продувають з випуском газу на факел. Час цього процесу триває від декількох годин до декількох 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 ефективно 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 зазвичай збільшуються в міру очищення привибійної зони.

Зменшення дебіту і тисків на гирлі свідчить про засмічення вибою. У цьому випадку потрібно негайно припинити продування. Кількість домішок, що виносяться з пласта і характер їх зміни в 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.

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 з допустимою кількістю зважених часток 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 в них невисокі, а з часом приймальність знижується. Закачування води в 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 запитання

- 1. Поясніть технологію освоєння свердловини послідовною заміною промивної рідини у свердловині на рідину меншої густини.*
- 2. Поясніть технологію виклику припливу з 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).*

6 ФІЛЬТРАЦІЯ ГАЗІВ І РІДИН У ПОРОДАХ-КОЛЕКТОРАХ

6.1 Притік газу і газоконденсатної суміші до свердловини

При експлуатації родовищ природного газу газ або газоконденсатна суміш рухається в пористих або тріщинуватих пластах, в стовбурі вертикальних або горизонтальних свердловини та в горизонтальних газопроводах промислових газозбірних мереж, а також через 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 переважно 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:

$$V = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}, \quad (6.1)$$

де V – швидкість фільтрації;

k – коефіцієнт проникності пласта;

μ – коефіцієнт динамічної в'язкості рухомого флюїду.

При малих швидкостях фільтрація рідин і газів задовільно описується лінійним законом (6.1).

В реальних умовах при розробці нафтогазоносних пластів швидкості фільтрації можуть бути достатньо 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 зазвичай не підпорядковується закону Дарсі. Це викликано втратами кінетичної енергії, які додаються 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:

$$p_{\text{ат}} \cdot Q_{\text{ат}} = p \cdot Q \quad (6.2)$$

де $Q_{\text{ат}}$ і $p_{\text{ат}}$ – 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 (6.1) і (6.2) отримаємо:

$$Q = \frac{p_{\text{ат}} \cdot Q_{\text{ат}}}{p} = -S \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}, \quad (6.3)$$

де S – поверхня фільтрації.

При плоскорадіальному русі газу до досконалої свердловини, що знаходиться в центрі пласта, $S = 2\pi r \cdot h$, де $r_c < r < R_k$ (рис. 6.1).

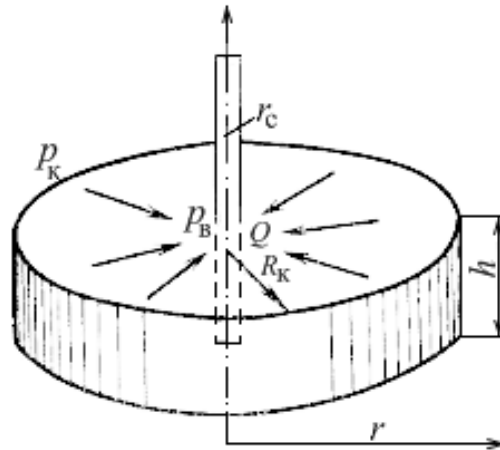


Рисунок 6.1 – Плоскорадіальний притік газу до свердловини

Розділивши змінні та проінтегрувавши рівняння в межах від r_c до R_k та від p_c до p_k , отримаємо:

$$p_{ат} \cdot Q_{ат} \int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r} = \frac{2\pi kh}{\mu} \int_{p_c}^{p_k} p dp, \quad (6.4)$$

звідси:

$$Q_{ат} = \frac{\pi kh}{\mu \cdot p_{ат}} \cdot \frac{p_k^2 - p_c^2}{\ln R_k / r_c}, \quad (6.5)$$

де p_k і p_c – тиск на контурі і на вибої відповідно;

R_k – радіус контуру дренажу;

r_c – радіус свердловини.

Для визначення дебіту газової свердловини в стандартних умовах ($p = 0,1$ МПа, $t = 20$ °С) до формули (6.5) потрібно внести температурну поправку.

Крім того, необхідно ввести коефіцієнти, що враховують недосконалість свердловини за ступенем та характером розкриття. Тоді формула дебіту газової свердловини буде мати такий вигляд:

$$Q_{ат} = \frac{\pi kh}{\mu z} \cdot \frac{T_{ст}}{T_{пл} \cdot p_{ат}} \cdot \frac{p_k^2 - p_c^2}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2}, \quad (6.6)$$

де z – коефіцієнт стисливості газу.

Коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем та характером розкриття визначають за експериментальними графіками В. І. Щурова отриманими шляхом електричного моделювання різних видів недосконалості свердловини (рис. 6.2, 6.3). Величина C_1 , що визначає додаткові фільтраційні опори зумовлені недосконалістю свердловини за ступенем розкриття, залежить від параметрів $a = h / D$ і $\bar{h} = h_{роз} / h$, де D – діаметр свердловини; $h_{роз}$ – 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. 6.3 і 6.4), 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.

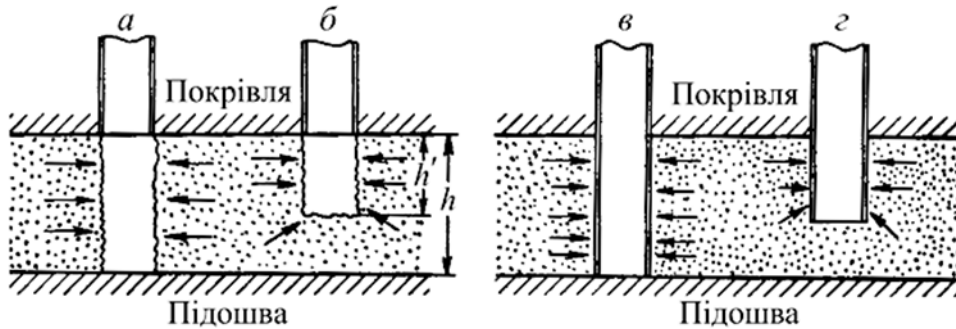


Рисунок 6.2 – Схема гідродинамічно досконалої та недосконалої свердловин:

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

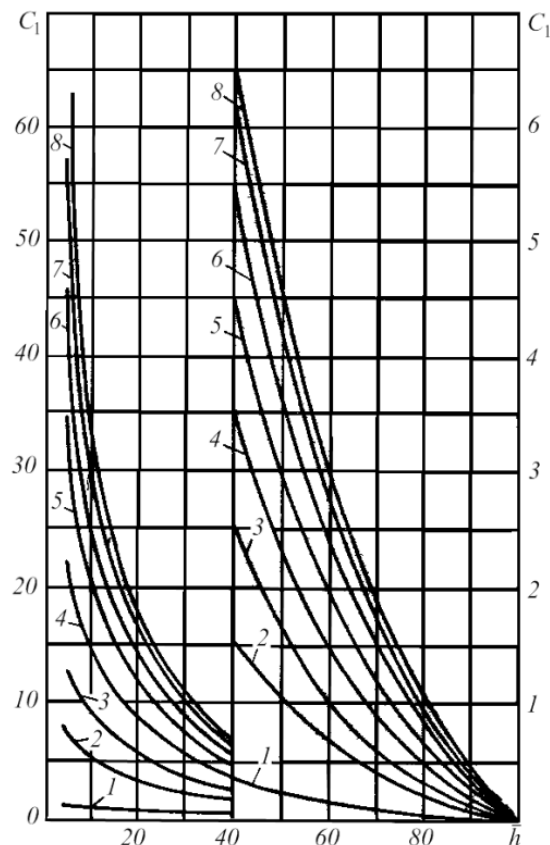


Рисунок 6.3 – Графіки В. І. Щурова для визначення коефіцієнта C_1 :

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

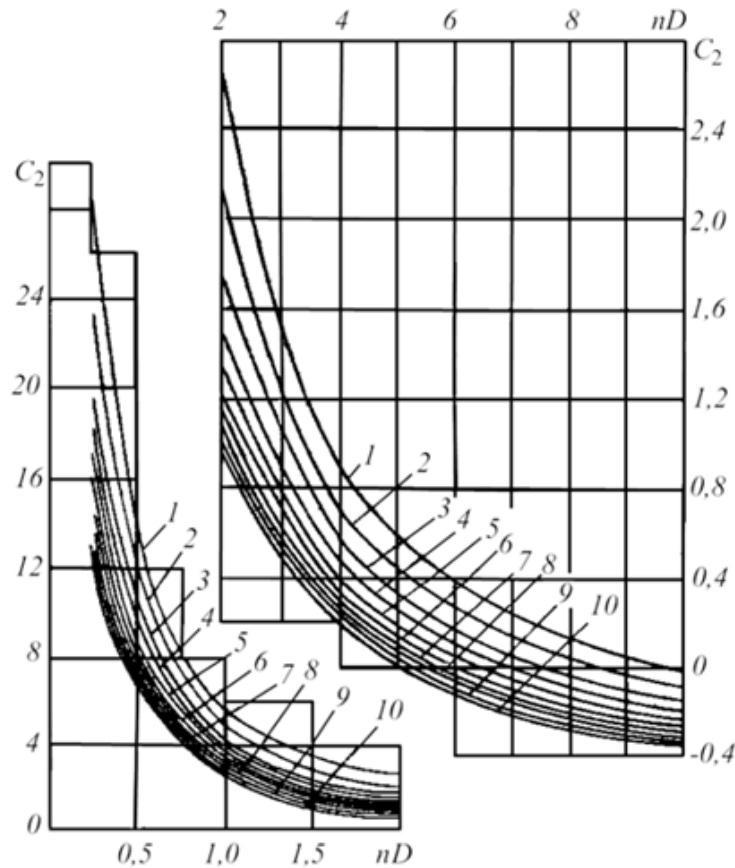


Рисунок 6.4 – Графіки В. І. Щурова для визначення коефіцієнта C_2 :

При a : 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

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

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} V + \frac{\rho}{l} V^2, \quad (6.7)$$

де dp/dr – градієнт тиску;

ρ – густина рідини або газу;

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

В результаті аналізу експериментальних даних з фільтрації рідини та газів через пористі середовища з урахуванням особливостей фізичних властивостей газу шляхом інтегрування рівняння (6.7) отримано двочленну формулу припливу газу до вибою недосконалої свердловини, що встановлює залежність між перепадом тиску і дебітом газу:

$$p_k^2 - p_c^2 = A Q + B Q^2, \quad (6.8)$$

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 в пласті.

Значення коефіцієнтів A і B розраховуються за такими формулами:

$$A = \frac{\mu \cdot z \cdot p_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{\text{ст}}} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 \right), \quad (6.9)$$

$$B = \frac{\rho_{\text{ст}} \cdot z \cdot p_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}}^2}{2\pi^2 \cdot h^2 \cdot l \cdot T_{\text{ст}}^2 \cdot r_{\text{с}}} (1 + r_{\text{с}} \cdot C'_1 + C'_2), \quad (6.10)$$

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 (6.6), а за двочленним законом – формулою (6.8). 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 доволі малих швидкостях інерційні втрати незначні і значення B дорівнює або близьке до нуля. Звідси витікає, що формула (6.6) є окремим випадком формули (6.8) при B рівному нулю.

Формулу (6.8) широко застосовують у розрахунках розробки газових родовищ, при газогідродинамічних дослідженнях свердловин як найбільш фізично обґрунтовану і в той же час просту форму опису фільтрації газу в 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, в 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. 6.5). 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.

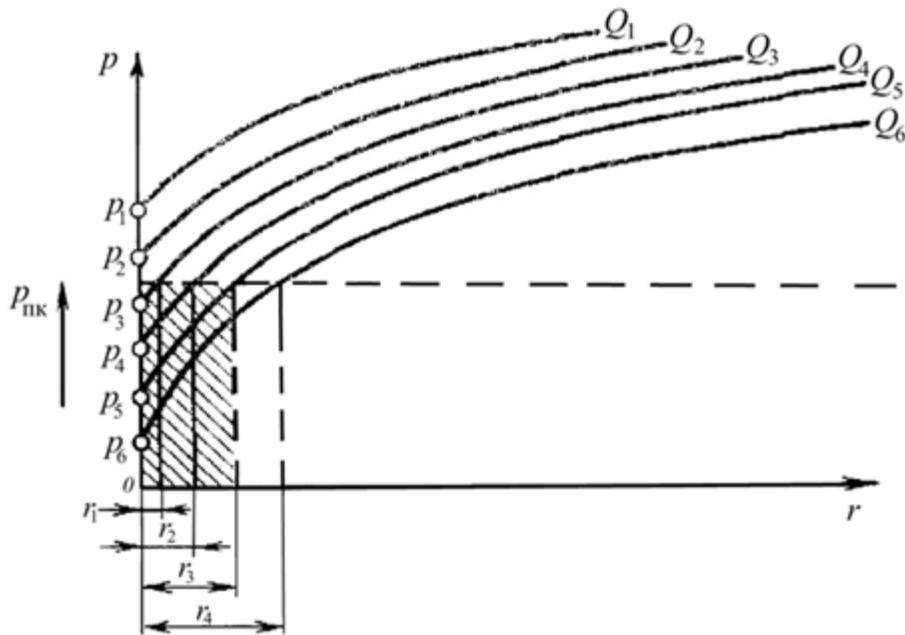


Рисунок 6.5 – Зміна зони конденсатонасичення по радіусу r при роботі газоконденсатної свердловини

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 в пласті, може бути рухомим або нерухомим залежно від створюваної ним насиченості пористого середовища.

При двофазній фільтрації рух кожної фази розглядається за такими формулами:

$$V_p = -\frac{k_p}{\mu_p} \frac{dp}{dr}; \quad V_r = -\frac{k_r}{\mu_r} \frac{dp}{dr}, \quad (6.11)$$

де k_p і k_r – відповідно фазова проникність для рідини і для газу;

μ_p і μ_r – 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 розрахунків 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.

6.2 Гідродинамічна недосконалість свердловин

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

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h (p_{\text{пл}} - p_{\text{в}})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right)} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right)}, \quad (6.12)$$

де Q – дебіт свердловини, м³/с;

k – коефіцієнт проникності пласта в інтервалі перфорації, м²;

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

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

$p_{\text{в}}$ – 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;

$R_{\text{к}}$ – радіус контура живлення (дренажу) свердловини, м;

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

За *гідродинамічно досконалу* приймають таку свердловину, яка розміщена у центрі кругового пласта з радіусом контуру живлення $R_{\text{к}}$, властивості якого є ізотропними у усіх напрямках, пластовий флюїд рухається до вибою свердловини і є однофазним та нестискуємим. З рисунка (рис. 6.6) 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.

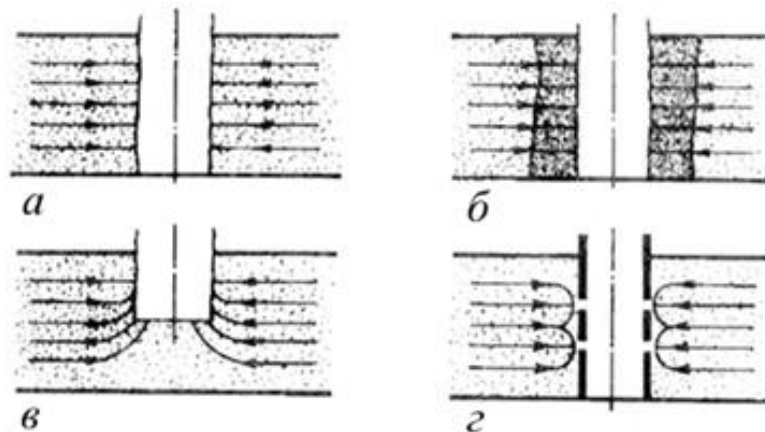


Рисунок 6.6 – Схематичне зображення припливу у гідродинамічно досконалу і гідродинамічно недосконалу свердловини:

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

Приплив флюїду у реальну свердловину відрізняється від припливу у гідродинамічно досконалу свердловину тим, що у привибійній зоні і на вибої

свердловини виникають додаткові фільтраційні опори через викривлення і загушення ліній потоків. Виділяють три типи гідродинамічної недосконалості свердловин:

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

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

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

Як відомо у пласті навколо свердловини утворюються дві зони зі зміненою проникністю – зона проникнення фільтрату радіусом $R_{з.п}$ і зона кольматації радіусом r_k (рис. 6.7). Таку свердловину називають недосконалою за якістю відкриття пласта.

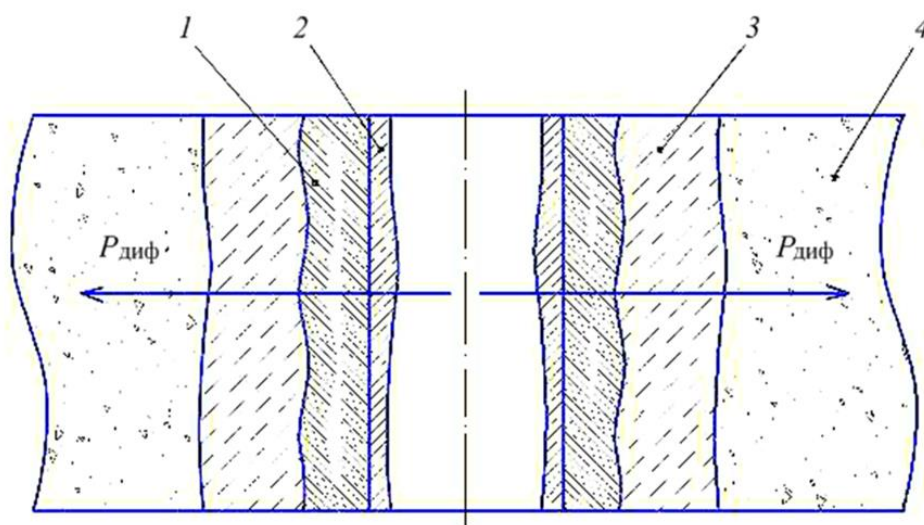


Рисунок 6.7 – Схема привибійної зони свердловини після первинного відкриття продуктивного пласта бурінням:

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

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

Недосконалість 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.

Недосконалість за якістю розкриття пласта φ_s спричинена зміною фільтраційного стану порід у привибійній зоні через 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.

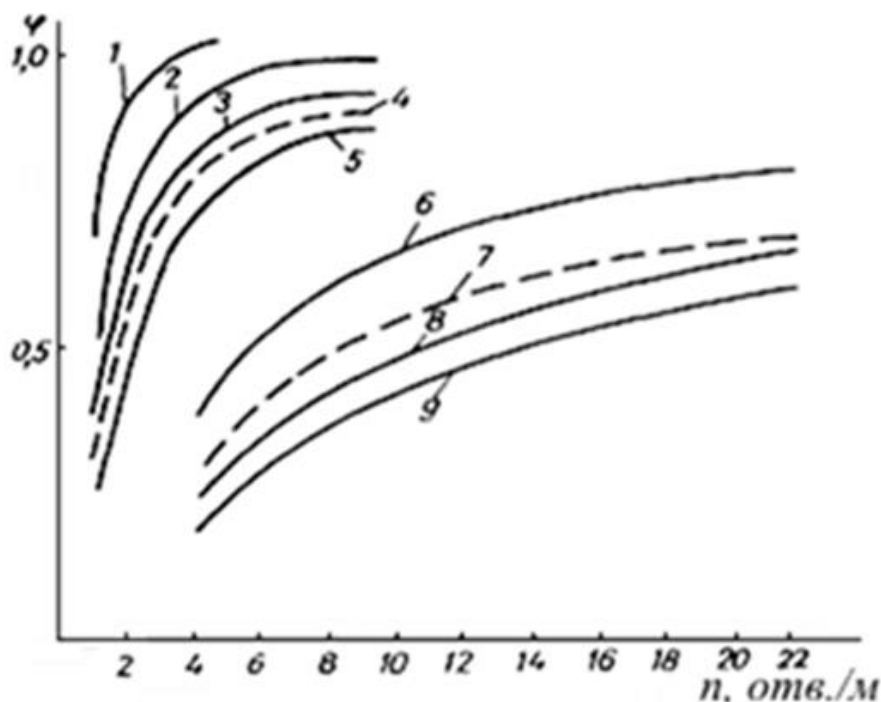


Рисунок 6.8 – Зміна коефіцієнта гідродинамічної досконалості свердловин за характером розкриття пласта залежно від розмірів каналів і щільності перфорації (перша цифра – довжина каналів, мм; друга – радіус каналів, мм):

ГПП: 1 – 300, 15; 2 – 200, 38; 3 – 150, 23; 4 – 125, 22; 5 – 100, 19;

КП: $\sigma_{ст} = 37 \text{ МПа}$: 6 – ПКС 105 (120, 8); 8 – ПКС 80 (80, 35); 9 – ПК 103 (67, 3); $\sigma_{ст} = 97 \text{ МПа}$: 7 – ПКС 105 (90, 5)

Примітка. Ймовірність утворення каналу КП – 50 %, тобто кількість пострілів перфоратора ділиться на два; $r_k = 100 \text{ м}$; $r_c = 0,1 \text{ м}$.

Недосконалість 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 :

$$\varphi = \varphi_c \cdot \varphi_s . \quad (6.13)$$

За відомими методами дослідження неможливо знайти окремо кожну складову добутку (6.13). Однак, знаючи тип перфоратора, його заряд, визначивши за даними стендових випробувань розміри каналів та ймовірність їх утворення, можна розрахувати:

$$\varphi_c = \frac{\ln \frac{r_k}{r_c}}{\ln \left(\frac{r_k}{l_{пл}} \right) + \frac{1}{l_{пл} \cdot n_{я} \cdot n_k} \cdot \ln \left(\frac{1}{2 \cdot \pi \cdot r_{пл} \cdot n_{я}} \right)} , \quad (6.14)$$

де r_k – радіус контуру живлення, м;

r_c – радіус свердловини, м;

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

n_k – число каналів у горизонтальній площині, шт.;

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

Якщо щільність отворів перфорації відома, то коефіцієнт досконалості можна визначити за графіком рисунка 6.8.

Коефіцієнт φ_s знаходять з рівняння (6.13):

$$\varphi_s = \varphi / \varphi_c \cdot \quad (6.15)$$

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 запитання

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?
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 відкриття продуктивного пласта бурінням.
9. Поясніть, що становить коефіцієнт гідродинамічної недосконалості свердловини? Які залежності покладено в основу його виведення?

7 ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

7.1 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 проєкту 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 гідратоутворення 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 $\text{см}^3/\text{м}^3$), 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.

7.2 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 підшовної 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 доволі 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 варто детально ознайомитись із геолого-фізичними і термобаричними характеристиками свердловини. Відповідно до очікуваних дебітів потрібно вибрати конструкцію вибійного і гирлового обладнання, діаметр і глибину спуску фонтанних труб, діаметр діафрагми, виходячи з очікуваного гирлового тиску.

Для якісного продування свердловини необхідно 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 співпадутъ, це означає, що процес продування можна закінчити. При цьому повинні бути враховані всі побічні чинники, які також 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 варто вважати рідкою домішкою, то це означає, що очищення стовбура свердловини і привибійної зони закінчилось.

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 газозбірної 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 подана на рисунку 7.1.

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.

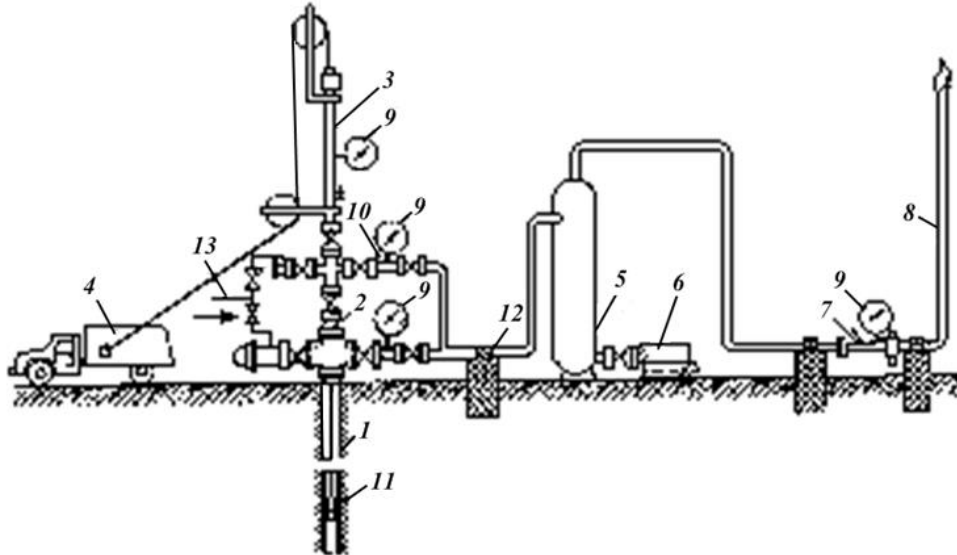


Рисунок 7.1 – Принципова схема обладнання гирла свердловини, не підключеної до установки підготовки природного газу:

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

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 підшовної води, відсутності умов утворення рідинного або піщаного корка, при незначному вмісті важких компонентів вуглеводнів у складі пластового газу тощо.

Найпоширеніша схема обв'язки гирла свердловин, підключених до промислового газозбірної 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. 7.2).

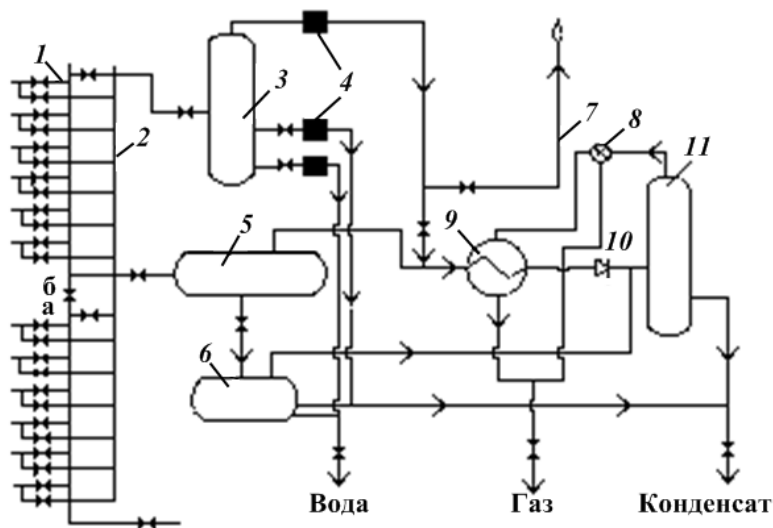


Рисунок 7.2 – Принципова схема обладнання гирла газової свердловини, підключеної до установки з підготовки газу:

1 – блок входних 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

На облаштованих і введених у розробку родовищах необхідність подачі інгібітора до свердловини передбачається проектом 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.

7.3 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 стовбурі газової свердловини.

2. Фізико-хімічних властивостей газу і рідин (в'язкість, густина, коефіцієнт стисливості, вологість газу), умов 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 підшовної 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 7.1 або 7.2.

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, вибирають прискорені методи випробування свердловини. Перед початком дослідження необхідно визначити тиск на гирлі свердловини, що простоє (статичний тиск). Дослідження варто починати з меншого дебіту та нарощувати його з кожним наступним режимом – *прямий хід*. Свердловину варто запускати з невеликим дебітом і чекати на повну стабілізацію вибійного, гирлового тиску і дебіту. Вибій свердловини при дослідженні 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 цій діафрагмі (штуцері) складають один режим роботи свердловини (рис. 7.3).

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 7.3.

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 необхідно 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.



Рисунок 7.3 – Характер зміни тиску при дослідженні газової свердловини на одному режимі

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. 7.4).

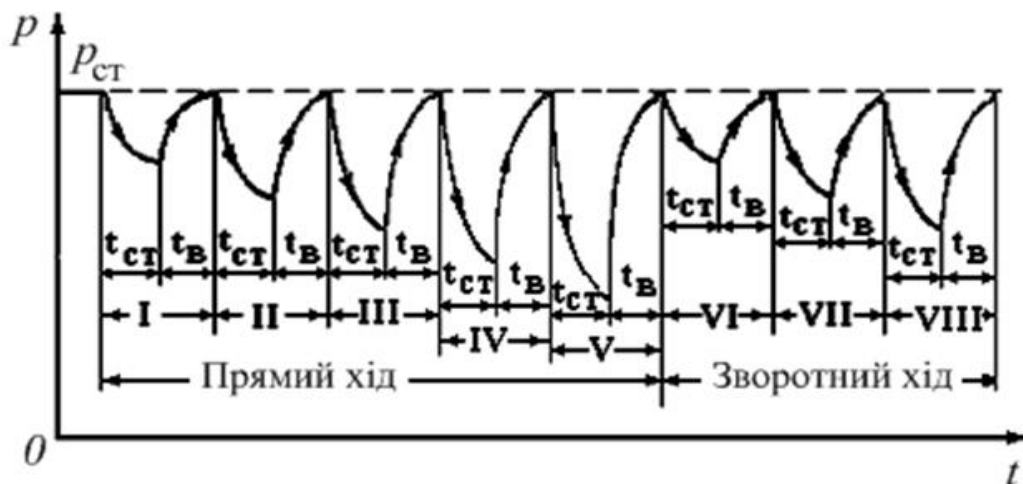


Рисунок 7.4 – Характер зміни тиску при дослідженні газової свердловини на стаціонарних режимах:

I – VIII – Порядковий номер режиму дослідження

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 вибієних тисків і дебітів без використання пластового тиску; провідність трьома методами погіршення або покращення параметрів привибієної зони; п'єзопровідність пласта, наявність екранів і погіршення параметрів пласта за межами привибієної зони, ємнісні параметри пласта, приведений радіус свердловини тощо.

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 вибієного тиску за тиском на гирлі призводить до суттєвих похибок. У цьому випадку варто користуватися глибинними приладами з місцевою або дистанційною реєстрацією вибієного тиску на різних режимах. Якщо вибієне обладнання свердловини ускладнює вимірювання вибієного тиску глибинними манометрами, потрібно залежно від кількості рідини і газу, конструкції свердловини, коефіцієнта опору труб і структури потоку вивести емпіричну формулу для достатньо точного визначення вибієного тиску таких свердловин.

Якщо свердловина, в якій будуть виконані дослідження, працювала перед початком випробування, її необхідно 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 проектуванні 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 проектуванні розробки родовищ вони вважаються відомими. Природно, кожна свердловина має свій коефіцієнт фільтраційних опорів. Тому при проектуванні 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:

$$\Delta p^2 = p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2, \quad (7.1)$$

де q – дебіт газової свердловини за стандартних умов, тис.м³/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:

$$A = \frac{\mu \cdot T_{\text{пл}} \cdot p_{\text{ст}} \cdot z_{\text{сер}}}{\pi \cdot \kappa \cdot h \cdot T_{\text{ст}}} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1 + C_2 \right), \quad (7.2)$$

$$B = \frac{\rho_{\text{ат}} \cdot p_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}} \cdot z_{\text{сер}}}{2\pi^2 \cdot h^2 \cdot T_{\text{ст}} \cdot r_{\text{с}} \cdot l} \left(\frac{1}{r_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{пр}}} + C_3 + C_4 \right), \quad (7.3)$$

де C_1 , C_2 і C_3 , C_4 – коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем розкриття та за характером розкриття відповідно.

Для визначення вказаних вище коефіцієнтів використовують такі формули:

$$C_1 = \frac{1}{\bar{h}} \ln \bar{h} + \frac{1-\bar{h}}{\bar{h}} \ln \frac{1,6(1-\bar{h}^2)}{\bar{r}_{\text{с}}} \quad (7.4)$$

$$C_2 = \frac{h}{n \cdot r_0}, \quad (7.5)$$

$$C_3 = \frac{1}{\bar{h}}, \quad (7.6)$$

$$C_4 = \frac{h^2}{3n^2 \cdot r_0^2}, \quad (7.7)$$

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_o – радіус каверни, що утворюється при перфорації, м;

$R_{пр}$ – приведений радіус впливу свердловини, м;

r_c – радіус стовбура свердловини, м.

Дослідження газової свердловини на стаціонарному режимі зводиться до вимірювання дебітів і вибієних тисків на кількох режимах. Після перетворень формула (7.1) приймає вигляд:

$$\frac{\Delta p^2}{q} = A + B \cdot q. \quad (7.8)$$

Залежність $\Delta p^2/q$ і q становить пряму лінію, за якою можна визначити значення коефіцієнтів A і B , що характеризують фільтраційні характеристики пласта (рис. 7.5).

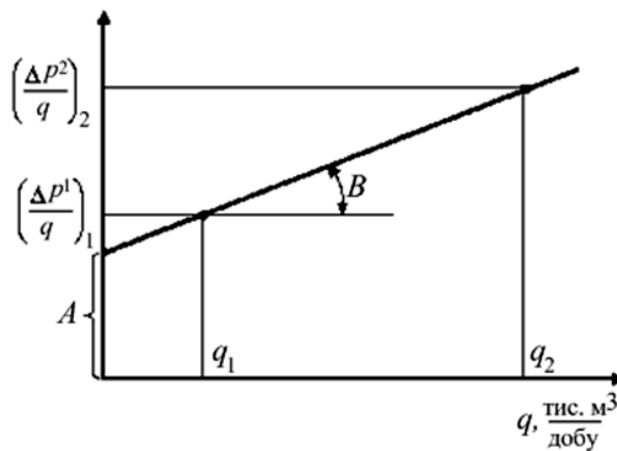


Рисунок 7.5 – Індикаторна діаграма дослідження свердловин на стаціонарних режимах

$$B = \frac{\left(\frac{\Delta p^2}{q}\right)_2 - \left(\frac{\Delta p^2}{q}\right)_1}{q_2 - q_1}. \quad (7.9)$$

Коефіцієнти A і B знаходять за графіками (рис. 8.5), або розраховують за методом найменших квадратів:

$$A = \frac{\sum \frac{\Delta p^2}{q} \cdot \sum q^2 - \sum q \cdot \sum \Delta p^2}{N \cdot \sum q^2 - (\sum q)^2}, \quad (7.10)$$

$$B = \frac{N \cdot \sum \Delta p^2 - \sum q \cdot \sum \frac{\Delta p^2}{q}}{N \cdot \sum q^2 - (\sum q)^2}. \quad (7.11)$$

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. 7.6).

Дебіт газу за критичної течії визначають за формулою:

$$q = \frac{C \cdot p \cdot \delta}{0,1013 \cdot \sqrt{\bar{p} \cdot z \cdot T}}, \quad (7.12)$$

де p – тиск перед діафрагмою, МПа;

q – дебіт газу, тис. м³/добу;

$\bar{\rho}$ – відносна густина газу;

T – температура газу перед діафрагмою, К;

z – коефіцієнт надстисливості газу при $p_{\text{пр}}$ і $T_{\text{пр}}$ визначають із графіка залежності $z = z(p_{\text{пр}}, T_{\text{пр}})$.

C – коефіцієнт, що залежить від діаметрів діафрагм, визначається розрахунковим шляхом:

$$C = -0,117\,68 + 0,233\,26 \cdot 10^2 \cdot d - 0,183\,23 \cdot 10^2 \cdot d^2 + 0,766\,59 \cdot 10 \cdot d^3 - 0,182\,38 \cdot 10 \cdot d^4 + 0,258\,44 \cdot d^5 - 0,215\,47 \cdot 10^{-1} \cdot d^6 + 0,974\,95 \cdot 10^{-3} \cdot d^7 - 0,184\,51 \cdot 10^{-4} \cdot d^8, (7.13)$$

де d – діаметр прохідного перерізу діафрагми, мм.

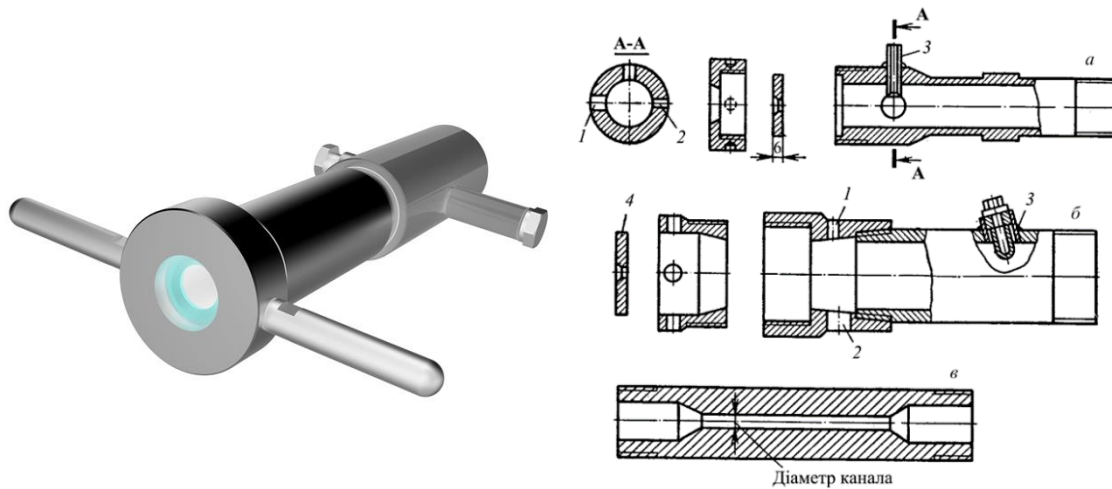


Рисунок 7.6 – Принципова схема діафрагмового вимірника критичної течії ДВКТ:

a – діаметром 50 мм; $б$ – діаметром 100 мм; $в$ – штуцер;
 1 – отвір для манометра; 2 – отвір для продувного вентиля;
 3 – термометричний стакан; 4 – діафрагма

Формула (7.13) правильна за умови, якщо зміна діаметра діафрагми відбувається у діапазоні $1,59 \cdot 10^{-3} \leq d \leq 12,7 \cdot 10^{-3}$ м. Якщо зміна відбувається у діапазоні $12,7 \cdot 10^{-3} \leq d \leq 38,1 \cdot 10^{-3}$ м, значення коефіцієнта витрати визначають із виразу:

$$C = -0,521\,208 \cdot 10^5 + 0,199\,17 \cdot 10^5 \cdot d - 0,313\,89 \cdot 10^4 \cdot d^2 + 0,277\,37 \cdot 10^3 \cdot d^3 - 0,150\,36 \cdot 10^2 \cdot d^4 + 0,512\,39 \cdot d^5 - 0,107\,24 \cdot 10^{-1} \cdot d^6 + 0,126\,10 \cdot 10^{-3} \cdot d^7 - 0,638\,04 \cdot 10^{-6} \cdot d^8 (7.14)$$

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 (7.12) внесена поправка δ , що залежить від тиску і температури. Величину δ можна визначити за формулою:

$$\delta = -0,517\,0 + 1,618\,4 \cdot T_{\text{пр}} - 0,443\,0 \cdot T_{\text{пр}}^2 + p_{\text{пр}} \cdot (1,203\,9 - 1,230\,9 \cdot T_{\text{пр}} + 0,322\,3 \cdot T_{\text{пр}}^2) + p_{\text{пр}}^2 \cdot (-0,100\,9 + 0,110\,2 \cdot T_{\text{пр}} - 0,03 \cdot T_{\text{пр}}^2). (7.15)$$

7.4 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. 7.5) 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 (7.1), 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 :

$$p_{\text{пл}} = p_{\text{пл}}^t + \delta_1, \quad (7.16)$$

де $p_{\text{пл}}^t$ – виміряний пластовий тиск.

Формула індикаторної кривої має вигляд:

$$(p_{\text{пл}}^t)^2 - p_{\text{виб}}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2 - \Delta_{\text{пл}}, \quad (7.17)$$

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. 7.5), 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. 7.5).

Припустимо, що при різних режимах вибійний тиск не стабілізується і відрізняється від істинного значення у кожному режимі на однакову величину δ_2 :

$$p_{\text{виб}} = p_{\text{виб}}^t - \delta_2. \quad (7.18)$$

Індикаторна крива у цьому випадку описується формулою:

$$p_{\text{пл}}^2 - (p_{\text{виб}}^t)^2 = A \cdot q + B \cdot q^2 - \Delta_{\text{виб}}, \quad (7.19)$$

де $\Delta_{\text{виб}} = 2 \cdot p_{\text{виб}}^t \cdot \delta_2$.

Індикаторна крива не проходить через початок координат і відсікає на осі ординат величину:

$$\Delta_{\text{виб}_0} = 2 \cdot p_{\text{пл}} \cdot \delta_2 \cdot \delta_2^2, \quad (7.20)$$

з якої, знаючи $p_{\text{пл}}$, можна визначити δ_2 за формулою:

$$\delta_2 = \sqrt{p_{\text{пл}}^2 + \Delta_{\text{виб}_0}}. \quad (7.21)$$

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 (7.21), обчислюють δ_2 .

За відомим значенням δ_2 і за формулою (7.19) 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. м³/добу; звідси розмірність коефіцієнта A – МПа²/(тис. м³/добу), коефіцієнта B – [МПа/(тис. м³/добу)]². При обчисленні kh/μ і l^* розмірності коефіцієнтів A і B мають бути приведені до системи СІ.

Контрольні запитання

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?

8 ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН НА НЕСТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМАХ

8.1 Нестационарні методи дослідження свердловин

Нестационарні 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.

Нестационарний 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 нестационарних 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 нестационарних 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 нестационарного припливу газу до одиничної свердловини, яка розкрила безкінечний, однорідний пласт постійної товщини, проводять за формулою:

$$p_c^2(t) - p_{c_0}^2 = \frac{q \cdot \mu \cdot z \cdot p_{ст} \cdot T_{пл}}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{ст}} \ln \frac{2,25 \chi \cdot t}{r_{спр}^2}, \quad (8.1)$$

де p_{c_0} – тиск на вибої до зупинки свердловини, МПа;

q – дебіт газової свердловини до її зупинки, тис. м³/добу;

$r_{спр}$ – приведений радіус свердловини, $r_{спр} = r_c \cdot e^{-(C_1 - C_2)}$;

z – коефіцієнт надстисливості газу;
 k – коефіцієнт проникності, мкм²;
 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 , ($T \geq 20 \cdot t$):

$$p_c^2 = \alpha + \beta \log t, \quad (8.2)$$

$$\alpha = p_{c_0}^2 + \frac{2,3q \cdot \mu \cdot z \cdot p_{ст} \cdot T_{ст}}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{ст}} \cdot \log \frac{2,25 \cdot \chi}{r_{спр}^2}, \quad (8.3)$$

$$\beta = \frac{2,3q \cdot \mu \cdot z \cdot p_{ст} \cdot T_{пл}}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{ст}}. \quad (8.4)$$

Далі за формулою (8.2) та відомими значеннями $p_c^2(t)$ і t визначають гідропровідність, проникність і п'єзопровідність пласта за формулами:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{2,3q \cdot p_{ст} \cdot z \cdot T_{пл}}{2\pi \cdot \beta \cdot T_{ст}} = 0,368 \frac{q \cdot p_{ст} \cdot z \cdot T_{пл}}{\beta \cdot T_{ст}} \quad (8.5)$$

$$\chi = 0,445 \cdot r_{спр}^2 \cdot e^{\frac{\alpha - p_{c_0}^2}{\beta}}, \quad (8.6)$$

На рисунку 8.1 наведено типовий вид КВТ.

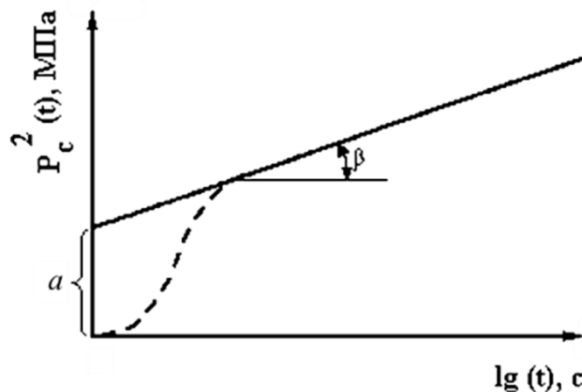


Рисунок 8.1 – Крива відновлення тиску

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. Оскільки дані вимірів мають різні відхилення від прямолінійної ділянки, то візуально її початок важко виділити.

Для розв'язання цієї задачі потрібно 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:

$$\alpha = \frac{\sum \Delta p^2 \cdot \sum (\log t)^2 - \sum \Delta p^2 \cdot \log t \cdot \sum \log t}{I \cdot \sum (\log t)^2 - (\sum \log t)^2}; \quad (8.7)$$

$$\beta = \frac{I \cdot \sum \Delta p^2 \cdot \log t - \sum \Delta p^2 \cdot \sum \log t}{I \cdot \sum (\log t)^2 - (\sum \log t)^2}; \quad (8.8)$$

$$R = \frac{I \cdot \sum \Delta p^2 \cdot \log t - \sum \Delta p^2 \cdot \sum \log t}{[I \cdot \sum (\Delta p^2)^2 - (\sum \Delta p^2)^2] \cdot [I \cdot \sum (\log t)^2 - (\sum \log t)^2]}. \quad (8.9)$$

У рівняннях (8.7) – (8.9) 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).

Таблиця 8.1 – Значення коефіцієнта недосконалості за рівнем розкриття (C_1)

$R_{\text{пр}} = \frac{r_c}{h} \cdot 10^{-3}$	$\bar{h} = h_{\text{роз}}/h$								
	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

8.2 Технологія зняття кривих відновлення тиску

Перед проведенням досліджень на нестационарних 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 вибірного 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 вибірного 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 °С, 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.

8.3 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 нестационарних режимах визначається параметр «скін-ефект» C_1 :

$$C_1 = 2 \cdot \left(\frac{k}{k_1} - 1 \right) \cdot \ln \frac{R_0}{R_c} + \frac{C \cdot k}{k_1}, \quad (8.10)$$

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, оскільки вибір 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 нестационарної 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 вибіркових 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 задалегідь 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 8.2. 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.

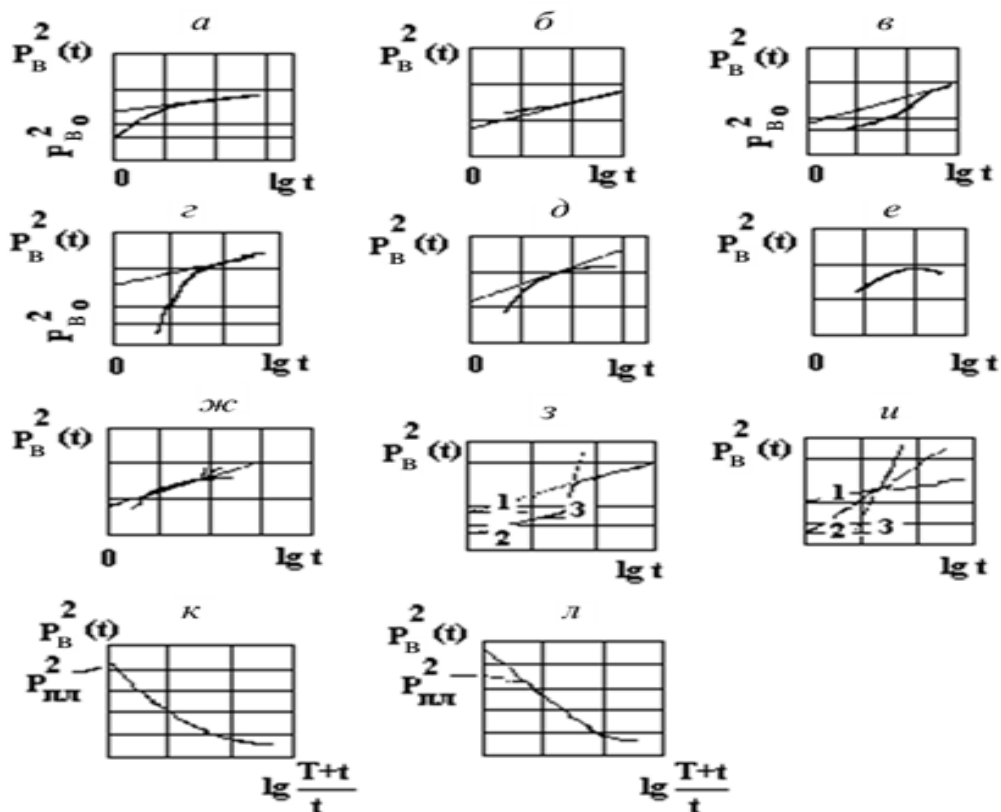


Рисунок 8.2 – Форми КВТ, залежно від впливу неоднорідності пласта, технологічних чинників і зміни властивостей пористого середовища і газу

Умовні позначення:

Номер виду КВТ	Причина зміни форми КВТ
а	– приплив газу після закриття свердловини; – порушення лінійного закону фільтрації
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 , $K_2/K_1 > 1$; кут 2 – β_2 , $K_2/K_1 < 1$
л	Форма кінцевої ділянки КВТ залежить від впливу умов на межах пласта (обробка КВТ методом Хорнера для безкінечного пласта)

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.

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 $\log[p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2(t)]$ від t .

На рисунку 8.3 наведено типові форми КВТ, отриманих у результаті дослідження свердловин на нестационарних режимах у свердловинах, що розкрили тріщинуваті і тріщинувато-пористі колектора.

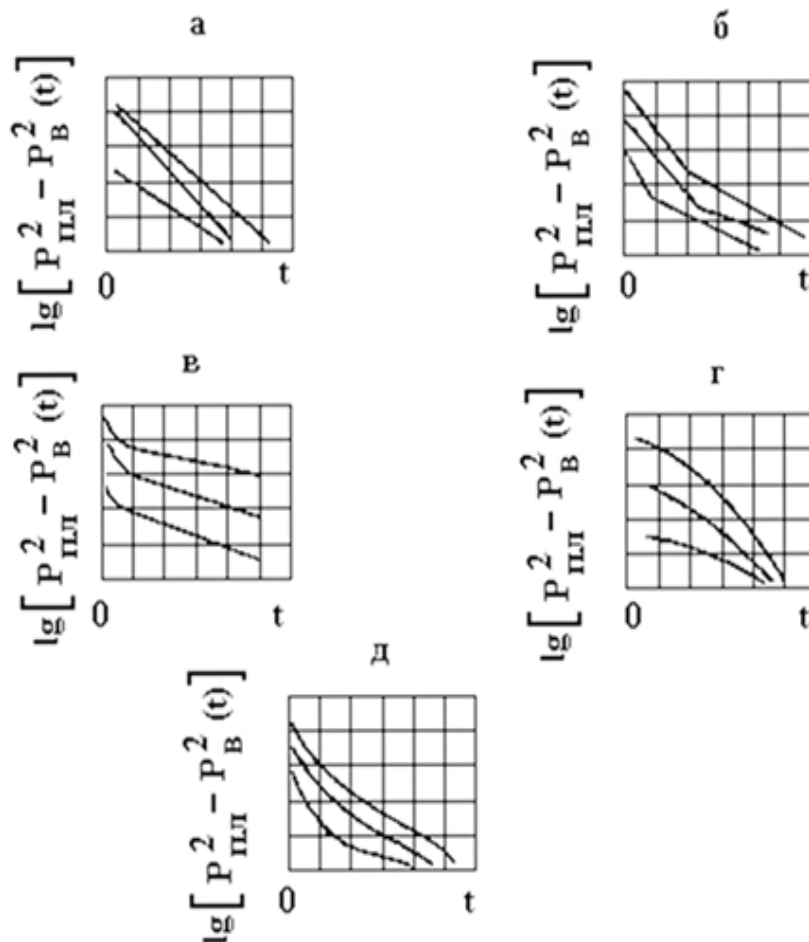


Рисунок 8.3 – Форми КВТ, що визначаються обробкою в координатах $\lg[p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2(t)]$ від t для оцінки тріщинуватості та неоднорідності продуктивного газоносного пласта

У чисто тріщинуватому пласті КВТ є прямою лінією під деяким кутом до осі часу, значення якого залежить від фільтраційних властивостей пласта (рис. 8.3, 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. 8.3, б).

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. 8.3, в).

Обробка КВТ для тріщинувато-пористих пластів за залежностями для пласта з кінцевими розмірами, представлена кривою з опуклістю до осі часу t (рис. 8.3, 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. 8.3, д).

Контрольні запитання

- 1. До якого обладнання підключають свердловину для проведення досліджень на нестационарних режимах за кривими відновлення тиску (КВТ)?*
- 2. Як проводять обробку даних при дослідженні свердловин на нестационарних режимах?*
- 3. Які параметри визначають на основі результатів дослідження свердловини на нестационарних режимах?*
- 4. 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 так:

- *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);

- ізотеру 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 К до 293 К і тисках від 2,0 МПа 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 проектування 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 підшві 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 підшви 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 необхідно встановити регулятор зворотного тиску.

Необхідною умовою винесення рідких і твердих домішок є достатність швидкості потоку, яка може бути визначена з формули:

$$V \geq 0,052 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{Q_{\min} \cdot z \cdot T}{d^2 \cdot p} \geq 4 \text{ м/с}, \quad (9.1)$$

де $Q_{\min}$ – мінімальний дебіт газу, тис. м³/добу;

z – коефіцієнт надстисливості газу;

T – температура газу в аналізованому перерізі, К;

p – тиск у цьому ж перерізі, МПа;

d – діаметр перерізу, м.

Якщо конструкція фонтанних труб ступінчаста, то необхідна швидкість потоку повинна бути нижче підшви 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 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.

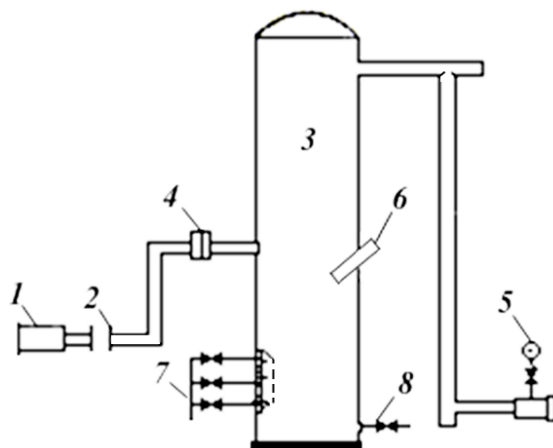


Рисунок 9.1 – Принципова схема обв'язки сепаратора зі свердловиною при одноступінчастій сепарації природного газу:

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 $300 \text{ см}^3/\text{м}^3$, 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 ($\text{см}^3/\text{м}^3$).

Для проведення досліджень на газоконденсатність контрольний сепаратор УКПГ зазвичай використовується для поточних газоконденсатних досліджень. У процесі експлуатації свердловини перед дослідженнями варто 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 потрібно 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 $p_{C_1} \leq 12 \text{ МПа}$, 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

Сирій газ

Газ сепарації

Т-01

Газ вивітрювання

Нестабільний конденсат

Водометанольний розчин

Газ сепарації

8

1 – блок вхідних від свердловин ліній; 2 – сепаратор I-го ступеня;
3 – трифазний роздільник; 4 – сепаратор II-го ступеня;
5 – теплообмінник; 6 – дросельна засувка; 7, 8 – регулятори тиску на лініях
газу та конденсату, що направляються на ГПЗ

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 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 I-го ступеня, де відбувається відділення краплинної рідини і далі він надходить у теплообмінник 3 з метою подальшого охолодження. Для попередження гідратуутворення у потік може додаватись інгібітор гідратуутворення з ємності 5. У II ступені після

досягнення відповідної температури з газоподібної суміші відокремлюється рідка фаза, що відповідає встановленим значенням $p_{\text{сп}}$ і $T_{\text{сп}}$ 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.

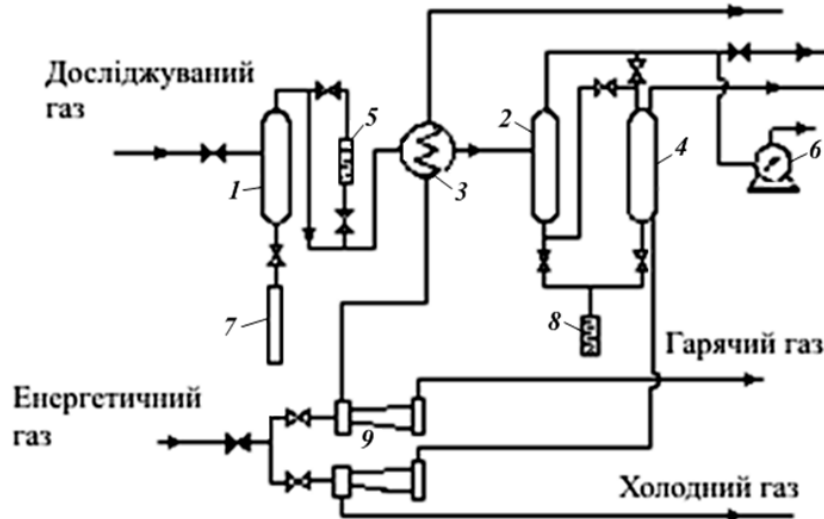


Рисунок 9.3 – Схема установки «Конденсат-2»:

1, 2 – сепаратори I-го та II-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.

Принцип роботи установки НТ-ПКП-8 такий: досліджувані 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 гідратуутворення, 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 °С). Досліджувані 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 трубою 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 м³/год; витрата газу на одну вихрову трубку 40–75 м³/год; маса приладу близько 20 кг; габаритні розміри $(250 \times 400 \times 450) \cdot 10^{-3}$ м.

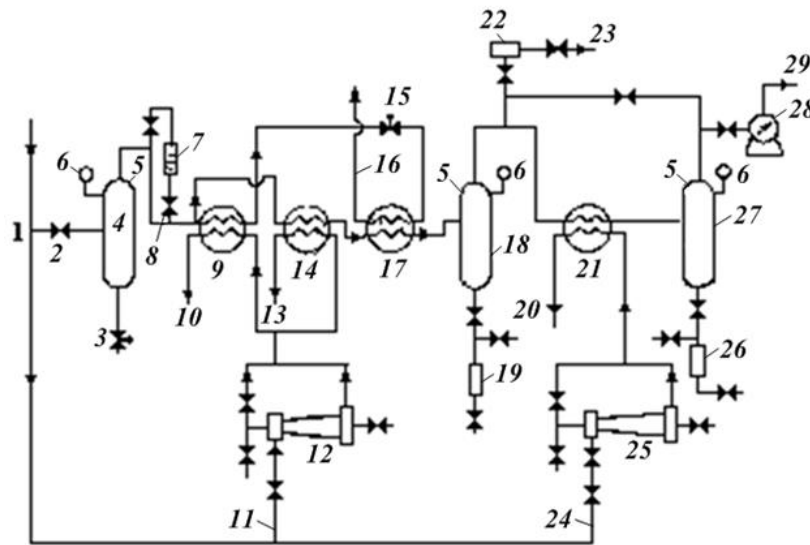


Рисунок 9.4 – Схема установки «НТ-ПКП-8»:

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

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.

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.

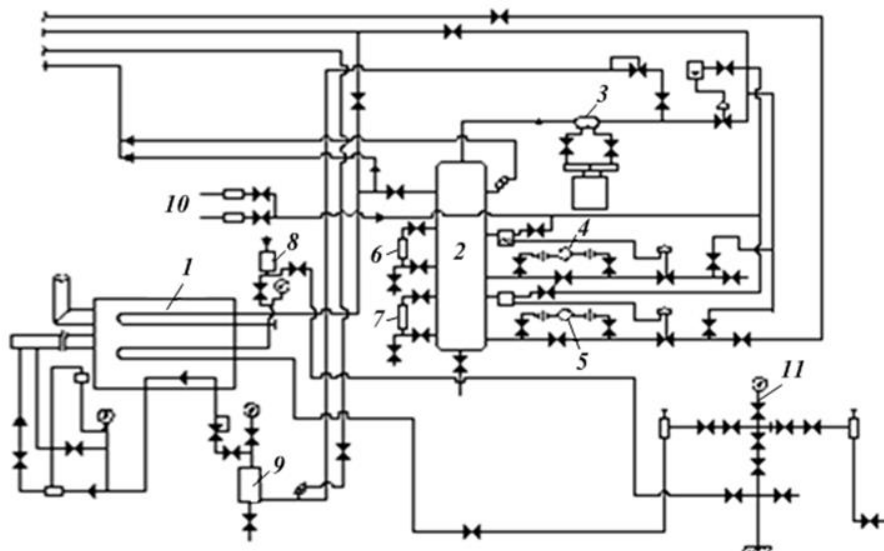


Рисунок 9.5 – Технологічна схема установки «Порта-Тест»:

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 – скруббер;
10 – компресори для повітря; 11 – свердловина

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	1,5·10 ⁶ 250 350	0,4	2,8	Неочищений газ Сірководень Вода і конденсат
Підігрівач: корпус змійовик	–	–	–	1,8	8,8	50 % ДЕГ + 50 % H ₂ O Неочищений газ –
	17	353 293	– –			
Скрубер	0,035	253 – 283	–	–	–	Неочищений газ
Лічильник конденсату	–	–	≤ 0,286	–	–	Нестабільний конденсат
Лічильник води	–	–	≤ 0,286	–	–	–

Циклонний трифазний сепаратор 2 становить 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 скруббер 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 $300 \text{ см}^3/\text{м}^3$ використовується резервуар об'ємом 20–30 м^3 і діаметром не більше 3 м, при виході конденсату $400 \text{ см}^3/\text{м}^3$ і більше об'єм

резервуара повинен бути не більшим за 50–100 м³ 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 сталевго 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).

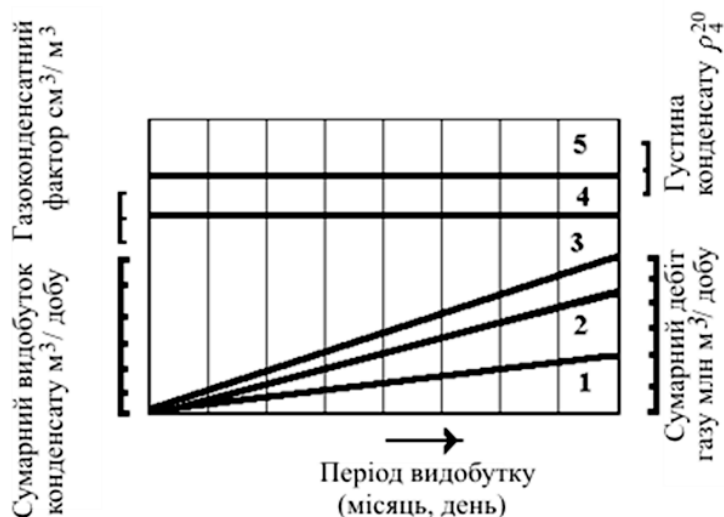


Рисунок 9.6 – Результати дослідження на газоконденсатність при одноступінчастій сепарації:

Сумарний видобуток: 1 – води; 2 – газу сепарації; 3 – конденсату;
4 – газоконденсатний фактор; 5 – густина конденсату ρ_4^{20}

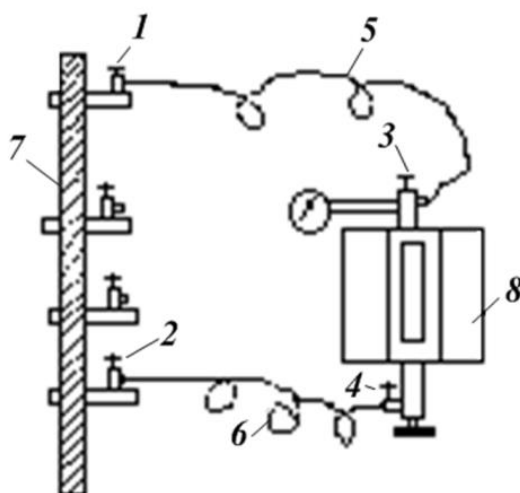


Рисунок 9.7 – Пристрій для визначення об'ємного коефіцієнта усадки сирого конденсату:

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 °С.

Таблиця 9.2 – Температурні поправки на густину стабільних конденсатів

Густина, г/см ³	Температурна поправка на 1 °С	Густина, г/см ³	Температурна поправка на 1 °С
0,690 0–0,699 9	0,000 910	0,850 0–0,858 9	0,000 699
0,700 0–0,709 9	0,000 897	0,860 0–0,869 9	0,000 686
0,710 0–0,719 9	0,000 884	0,870 0–0,879 9	0,000 673
0,720 0–0,729 9	0,000 870	0,880 0–0,889 9	0,000 660
0,730 0–0,739 9	0,000 857	0,890 0–0,899 9	0,000 647
0,740 0–0,749 9	0,000 844	0,900 0–0,909 9	0,000 633
0,750 0–0,759 9	0,000 831	0,910 0–0,919 9	0,000 620
0,760 0–0,769 9	0,000 818	0,920 0–0,929 9	0,000 607
0,770 0–0,779 9	0,000 805	0,930 0–0,939 9	0,000 594
0,780 0–0,789 9	0,000 792	0,940 0–0,949 9	0,000 581
0,790 0–0,799 9	0,000 778	0,950 0–0,959 9	0,000 670
0,800 0–0,809 9	0,000 765	0,960 0–0,969 9	0,000 554
0,810 0–0,819 9	0,000 752	0,970 0–0,979 9	0,000 541
0,820 0–0,829 9	0,000 738	0,980 0–0,989 9	0,000 528
0,830 0–0,839 9	0,000 725	0,990 0–1,000 0	0,000 515
0,840 0–0,849 9	0,000 712	—	—

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 °С. 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 клапан контейнера високого тиску, об'єм якого становить 150–200 см³. Контейнер за допомогою сталевого капіляра підключають до пробовідбірного крана конденсатозбірника. До верхнього клапана контейнера через маніфольд підключають зразковий манометр, розрахований на 1,5–2,0-кратний тиск відбору. Контейнер встановлюють у вертикальному положенні і повністю відкривають кран конденсатозбірника та нижній клапан на ньому. Клапан 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 клапан на маніфольді, потім верхній клапан і через одну хвилину закривають нижній клапан 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 відповідної 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 так:

- 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;
- трубка, що відводить газ із сепаратора, з'єднується через зрівняльну ємність з лічильником газу;
- одержання низьких температур забезпечується шляхом розширення природного газу високого тиску;

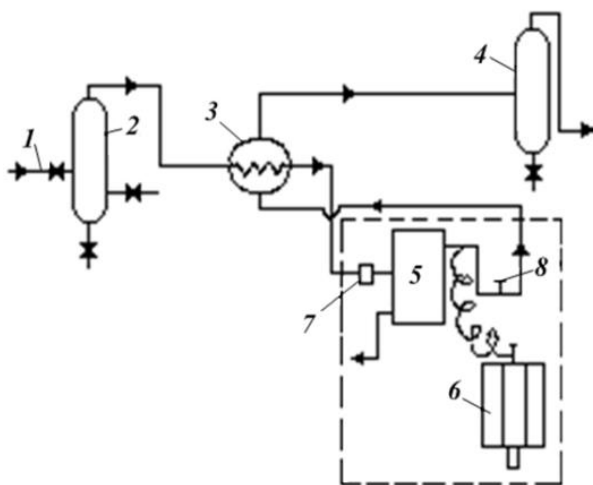


Рисунок 9.8 – Схема обв'язки дослідницької сепараційної установки та промислового обладнання технологічної лінії групового збірного пункту:

- 1 – вхід природного газу із свердловини на груповий збірний пункт;
- 2 – сепаратор I-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

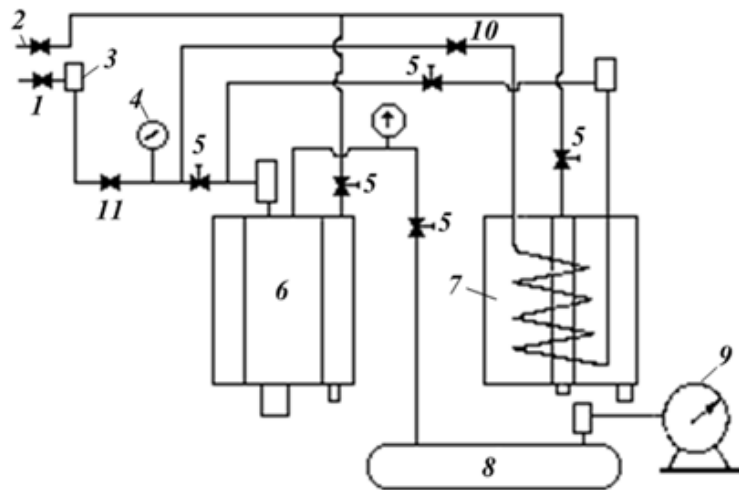


Рисунок 9.9 – Принципова схема малої сепараційної установки:

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

– 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, міняючи 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 °С;

– заміряти вихід конденсату у ВСУ і МСУ (рис. 9.8) при трьох значеннях температур;

– зберігаючи у ВСУ тиск, знизити температуру на 15–20 °С 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 лабораторних умовах здійснюють за схемою, наведеною на рисунку 9.10.

Відібрані проби сирого конденсату піддають дегазації на лабораторній установці, рисунок 9.11.

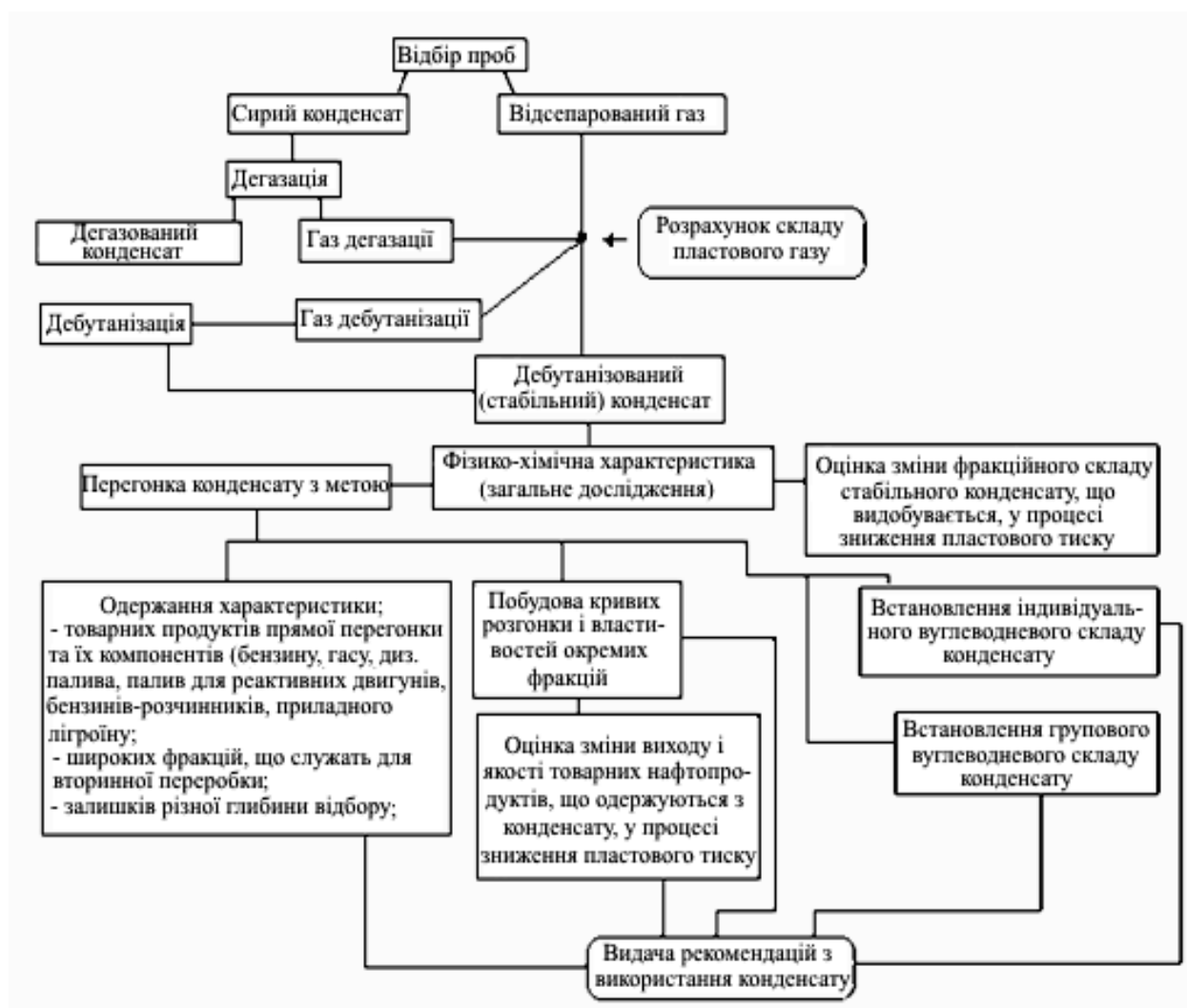


Рисунок 9.10 – Схема досліджень проб природного газу та конденсату

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 °С. Далі попередньо охолоджений до 10–15 °С конденсат із контейнера 3 разом із конденсатом із пасток 7 піддається дебутанізації на лабораторній ректифікаційній колонці.

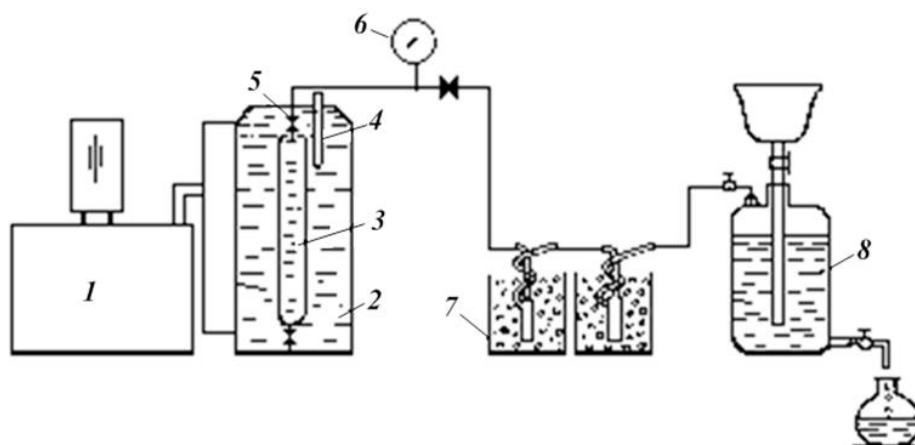


Рисунок 9.11 – Принципова схема лабораторної установки дегазації сирого конденсату:

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 ($C_{5+вищі}$) із колби та пасток переливається у мірний циліндр, де здійснюється вимірювання його об'єму і за допомогою пікнометра визначається густина при 20 °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 (A), що виділився при дегазації сирого конденсату, обчислюють за формулою:

$$A = \frac{a \cdot q}{V}, \text{ г-моль.} \quad (9.2)$$

Кількість газу дебутанізації обчислюється за формулою:

$$B = \frac{b \cdot q}{V}, \text{ г-моль.} \quad (9.3)$$

Вміст у сирому конденсаті $C_{5+\text{вищі}}$ 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:

$$D = \frac{C}{100}, \text{ г-моль} \quad (9.5)$$

– нормального пентану:

$$E = B \cdot \frac{d}{100}, \text{ г-моль} \quad (9.6)$$

– гексану та більш висококиплячих ($C_{6+\text{вис}}$):

$$F = B - (D - E). \quad (9.7)$$

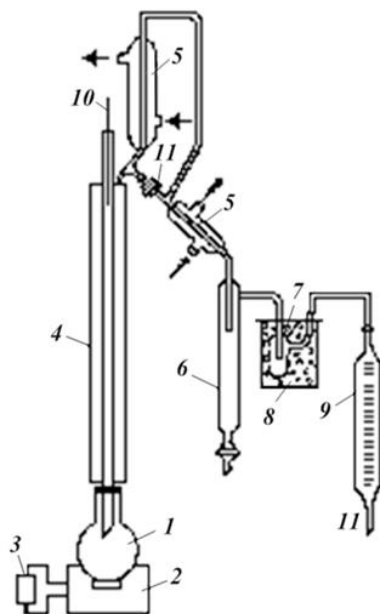


Рисунок 9.12 – Принципова схема установки дебутанізації дегазованого конденсату:

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

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 граfi 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 9.3 – Вихідні дані для обчислення складу газу та конденсату

Показники	Розмірність	Умовні позначення
Кількість сирого конденсату, що виділяється, за промисловими даними	$\text{см}^3/\text{м}^3$ відсепарованого газу	q
Об'єм контейнера, в який відібраний сирий конденсат	см^3	V
Густина $C_{5+\text{вищі}}$ при температурі 20 °C	$\text{г}/\text{см}^3$	ρ_4^{20}
Молекулярна вага	—	$C_{5+\text{вищі}}$
Кількість газу, що виділяється із сирого конденсату в об'ємі контейнера: — при дегазації — при дебутанізації	л л	а б
Вміст рідких вуглеводнів ($C_{5+\text{вищі}}$) у дебутанізованому конденсаті в об'ємі контейнера	см^3	b
Вміст у дебутанізованому конденсаті: i – пентану n – пентану	мольні % мольні %	C d

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.

Таблиця 9.4 – Обчислення складу сирого конденсату та пластового газу

Компоненти	Газ сепарації		Газ дегазації		Газ дебутанізації		Пентани та вищежачі 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

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 м³ 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):

$$K = K_1 + K_2 + K_3, \text{ г/м}^3 \quad (9.9)$$

$$K_1 = \frac{a \cdot q}{V} \cdot \frac{l_1}{100} \cdot \frac{M_1}{24,04}, \text{ г/м}^3 \quad (9.10)$$

$$K_2 = \frac{b \cdot q}{V} \cdot \frac{l_2}{100} \cdot \frac{M_2}{24,04}, \text{ г/м}^3 \quad (9.11)$$

$$K_3 = \frac{q \cdot b}{V} \cdot \rho \frac{20}{4}, \text{ г/м}^3, \quad (9.12)$$

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 $K_{\text{ус}}$ визначається як відношення виходу дегазованого конденсату до сирого конденсату із розрахунку на 1 м³ відсепарованого газу:

$$K_{\text{ус}} = \frac{q_{\text{дег}}}{q}, \text{ см}^3/\text{м}^3. \quad (9.13)$$

Вихід дегазованого конденсату з розрахунку на 1 м³ відсепарованого газу визначається за формулою:

$$q_{\text{дег}} = q \cdot \frac{b'}{V}, \text{ см}^3/\text{м}^3, \quad (9.14)$$

де b' – кількість рідких вуглеводнів ($\text{C}_{5+\text{вищі}}$) у дегазованому конденсаті в об'ємі контейнера, см³.

Враховуючи формулу (9.14), коефіцієнт усадки сирого конденсату можна визначити за формулою:

$$K_{\text{ус}} = \frac{b'}{V}, \text{ см}^3/\text{м}^3. \quad (9.15)$$

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 гама-метод (НГМ), нейтронний метод по теплових нейтронах (НМТ), нейтронний метод по надтеплових нейтронах (НМ-НТ); імпульсний нейтрон-нейтронний метод (ІННМ); метод наведеної активності (НА); гама-гама-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 ІНМ 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:

$$\frac{\Delta t}{\Delta t_0} = 1 - e^{-d_0^2/16 \cdot a_0 \cdot \tau}, \quad (9.16)$$

де Δt – різниця температур між газорідинною сумішшю, яка заповнює свердловину, і породою, що вивчається, у початковий момент часу;

Δt_0 – різниця температур між газорідинною сумішшю, яка заповнює свердловину, і породою, що вивчається, після закінчення часу τ ;

d_0 – діаметр стовбура свердловини, яка досліджується;

a_0 – температурна провідність середовища, $\text{м}^2/\text{год}$ ($a_0 = \lambda/C$);

λ – коефіцієнт теплопровідності середовища, $\text{ккал}/^\circ\text{C} \cdot \text{м} \cdot \text{год}$;

C – коефіцієнт теплоємності, $\text{ккал}/^\circ\text{C} \cdot \text{кг}$;

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 пошириться 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 реєструватися 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 запитання

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 підшовною 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:

- $\frac{dp}{dR} = \text{grad } p = \text{const}$ – постійний градієнт тиску на пласт;
- $\Delta p = p_{\text{пл}}(t) - p_{\text{виб}}(t) = \text{const}$ – постійна депресія на пласт;
- $p_{\text{виб}}(t) = \text{const}$ – постійний вибійний тиск;
- $Q(t) = \text{const}$ – постійний дебіт;

– $p_r(t) = \text{const}$ – постійний гирловий тиск;

– $v(t) = \text{const}$ – постійна швидкість руху.

При обґрунтуванні та виборі технологічного режиму роботи свердловини варто 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 необхідно 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 наявна 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 – підшовна 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 ($\text{grad } p$) визначається спеціальними дослідженнями, які уможливають отримання залежності значення $\text{grad } p$ 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:

$$\left| \frac{dp}{dR} \right|_{R=r_c} = \text{const} \quad \text{або} \quad C = \frac{q}{p_{\text{виб}}} = \text{const}.$$

Тоді із двочленної формули при максимально допустимому градієнті можна записати таке рівняння:

$$\left| \frac{dp}{dR} \right|_{R=r_c} = \psi = A_0 \cdot \frac{q}{p_{\text{виб}}} + B_0 \cdot \frac{q^2}{p_{\text{виб}}} = \text{const}.$$

Якщо $\psi = \text{const}$ 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 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.

Значення допустимих градієнтів тиску для гірських порід із різною стійкістю повинні відповідати таким величинам:

- нестійкі колектори – $\frac{dp}{dR} \leq 0,5 \text{ МПа/м}$;
- слабостійкі колектори – $0,5 \leq \frac{dp}{dR} \leq 1,0 \text{ МПа/м}$;
- середньостійкі колектори – $1,0 \leq \frac{dp}{dR} \leq 10,0 \text{ МПа/м}$;
- стійкі колектори – $10,0 \leq \frac{dp}{dR} \leq 15,0 \text{ МПа/м}$;
- високостійкі неруйнівні колектори – $\frac{dp}{dR} \geq 15,0 \text{ МПа/м}$.

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.

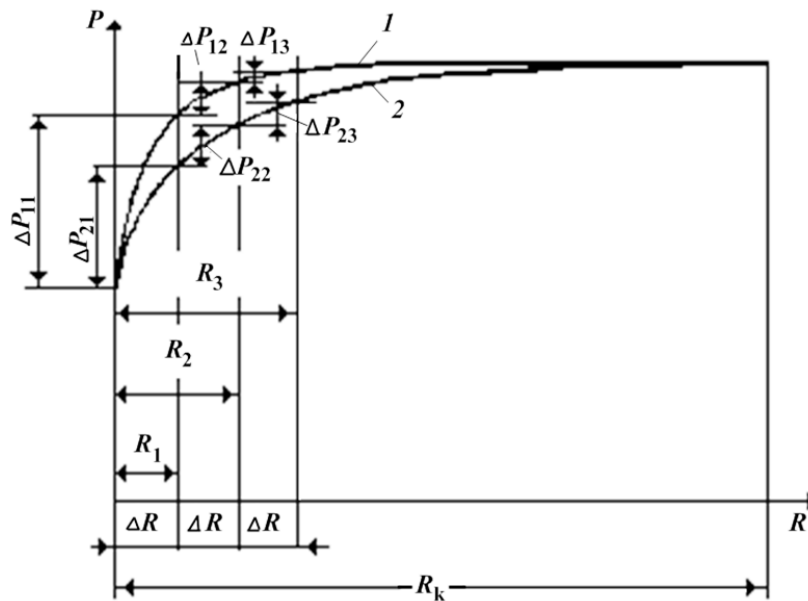


Рисунок 10.1 – Визначення градієнта тиску у продуктивних пластах різної проникності:

1, 2 – пласти різної проникності

2. При деформації продуктивного пласта, що спричиняє зниження проникності ПЗП і при обводненні свердловини підшовною водою у промисловій практиці реалізується режим постійної депресії на продуктивний пласт.

Математично цей режим записується так:

$$\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{виб}} = \text{const.}$$

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).

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 підшовної води – швидкістю просування ГВК. Зменшення депресії на пласт в умовах обводнення та зменшення товщини газоносного пласта викликає більш прогресуюче зниження дебіту свердловини.

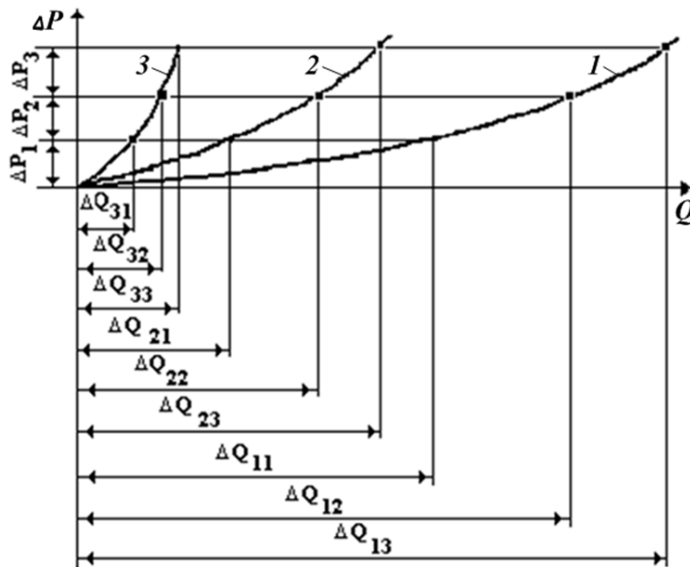


Рисунок 10.2 – Залежність дебіту свердловини від депресії на пласти з різною проникністю:

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

3. У промисловій практиці режим постійного вибірного 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: $q = \text{const}$.

У цьому випадку вибірний 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 $\Delta p = \Delta p_{\text{мах доп}}$ 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:

$$\psi = A_o \cdot \frac{q}{p_{\text{виб}}} = \text{const}$$

або

$$C = \frac{\psi}{A_o} = \frac{q}{p_{\text{виб}}} = \text{const}$$

мають місце умови постійної швидкості фільтрації у привибійній зоні свердловини.

Коефіцієнти A_o та B_o визначаються за формулами:

$$A_o = A \cdot \frac{1}{2 \cdot n \cdot R_o^2 \left[\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + \frac{1}{n \cdot R_o} \right]};$$

$$B_o = B \cdot \frac{1}{2 \cdot r_c^2 \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right)} \cdot \left[\frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C'_1 + \frac{1}{n \cdot R_o}} \right],$$

де n – кількість перфораційних отворів на 1 погонний метр колони;

R_o – 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 варто 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: $p_r = \text{const}$.

Спільне рішення двочленної формули припливу газу до свердловини та рівняння руху потоку газу по стовбуру НКТ дозволяє визначити вибірний тиск з використанням рівняння виду:

$$p_{\text{виб}}^2 = p_r^2 \cdot e^{2S} + \theta \cdot q^2.$$

Тоді з двочленної формули припливу газу до свердловини отримаємо значення дебіту для даного типу режиму експлуатації свердловини:

$$q = \frac{\sqrt{A^2 + 4 \cdot (\theta + B) \cdot (p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2) \cdot e^{2S} - A}}{2 \cdot (\theta + B)}.$$

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 зазвичай 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 $p_r < p_{\text{роб}}$ і $T_r > T_{\text{роб}}$ – 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 цей 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 вжити 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. м³/добу). Прийнято вважати, що 1,0 т нафти еквівалентна 1 000 м³.

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. м³/добу;
- середні, з дебітом від 500 тис. м³/добу до 1 000 тис. м³/добу;
- потужні, з дебітом від 1 000 тис. м³/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 слабого 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 (ротатор 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 як спостережної, нагнітальної, п'єзометричної тощо;

- відсутність нафтогазононасичених горизонтів, розкритих свердловиною, і неможливість її використання для інших цілей (поглиблення, перехід на інший об'єкт, використання як 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 підшови. Над покрівлю 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 підшві 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 вентилям 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 запитання

- 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 ПІД ЧАС ВИДОБУВАННЯ 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, розділитися у пласті на тверду і водяну фази та добре змочувати піски. Рідка смола, що закачується у пласт, обволікає частинки піску і при затвердінні 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 накієчники (косо зрізану трубу, насадку, фрезу тощо).

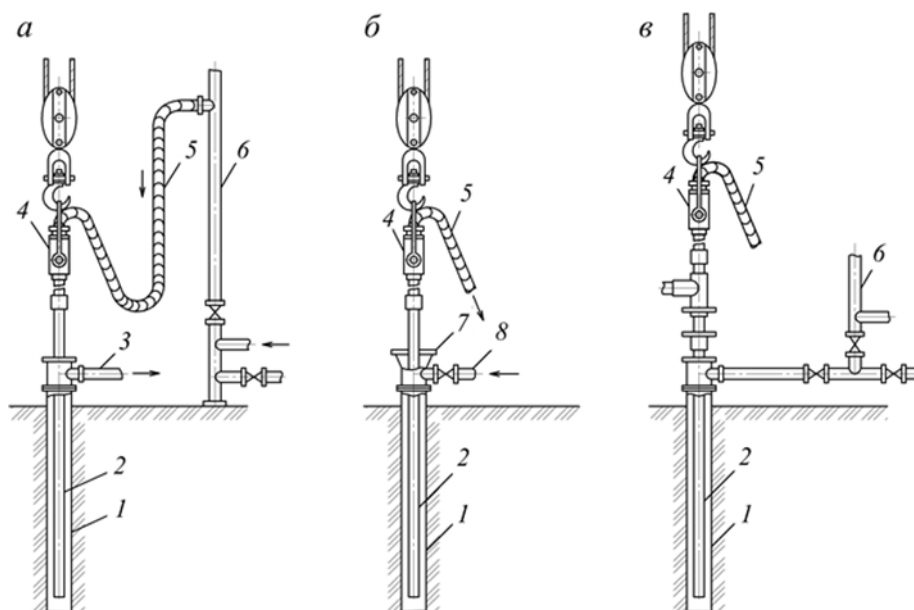


Рисунок 11.1 – Схеми обв’язки свердловин для промивання піщаних корків:

*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

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 підшви НКТ, дозволяє закачувати рідину у

затрубний простір, розмивати через підшову 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.

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. Як перетворюючі реагенти ефективного 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 °С застосовуються рідкі сорбенти, а для глибшої – тверді сорбенти. Якщо у газі підвищений вміст важких вуглеводнів, доцільніше використання методів низькотемпературної

сепарації з подачею інгібіторів гідратуутворення 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. Оскільки 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.

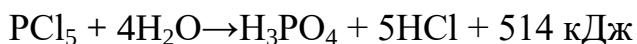
Усунення гідратів у стовбурі свердловини з використанням твердих хімічних реагентів. Гідратні корки, що частково перекривають переріз свердловини, усуваються проточним промиванням стовбура свердловини метанолом, підігрітим розчином хлористого кальцію або гарячою водою без зупинки свердловини.

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.

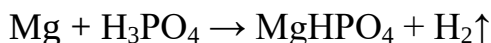
Найчастіше для усунення суцільного гідратного корка у стовбурі свердловини використовують метод отримання тепла, яке виділяється завдяки хімічній реакції твердого реагенту, що спускається у свердловину через лубрикатор і реагує при безпосередньому контакті з гідратами. Для

цього у промисловій практиці застосовують твердий пентахлорид фосфору PCl_5 та фосфорний ангідрид 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:



Одночасно з цим розчиняється магнієвий циліндричний корпус капсули у фосфорній кислоті, що утворилася внаслідок хімічної реакції:



Магній утворює зі сталевую 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 приєднаних 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 гетерогенній 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. Зокрема, 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 також поділяється на:
 - рівномірну (корозія протікає з однаковою швидкістю по всій поверхні металу);
 - нерівномірну (корозія протікає на різних ділянках поверхні з неоднаковою швидкістю);
 - вибірккову (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 металевих виробів 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 напружень).

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 металевих обладнання, що експлуатується в електролітах, у місцях нещільного контакту металу з ізоляційним матеріалом);

8) контактну корозію (виникає при контакті різномірних 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) термодифузійну 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.

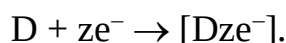
Переважна більшість корозійних руйнувань нафтогазопромислового обладнання спричинена електрохімічною корозією, яка протікає за наявності двох процесів – катодного і анодного. Виділяють три основні стадії корозійного процесу.

1. Анодний процес – перехід іонів металу у розчин і гідратація з утворенням некомпенсованих електронів на анодних ділянках за реакцією:

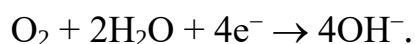


2. Процес електроперенесення – перетікання електронів по металу від анодних ділянок до катодних і відповідне переміщення катіонів і аніонів у розчині.

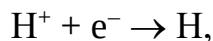
3. Катодний процес – асиміляція електронів будь-яким деполяризатором – йонами і молекулами, що знаходяться у розчині і здатні відновлюватися на катодних ділянках за реакцією:



Якщо процес деполяризації відбувається внаслідок відновлення кисню, то корозійний процес відбувається з кисневою деполяризацією:



Якщо деполяризатором є йони водню, процес іде з водневою деполяризацією:



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, сульфідів заліза, карбонату кальцію, карбонату магнію і карбонату заліза, які можуть утворювати захисні плівки на металевій поверхні; наявність абразивних частинок у потоці рідини типу піску, сульфідів заліза, кристалів солей, глини; наявність і прояв життєдіяльності бактерій; рН 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 солей 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 запитання

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 становить 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.

Варто 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:

$$\varepsilon_0 = \frac{P_1}{E}, \quad (12.1)$$

де P_1 – межа міцності на розтягування;

E – модуль Юнга,
або

$$\varepsilon = \frac{P_2}{E}, \quad (12.2)$$

де P_2 – межа міцності на стиснення;

ε – поперечне розширення.

Рівнозначність значень ε_0 і ε досягається при виконанні умов:

$$P_0 = \frac{P_1}{\nu}, \quad (12.3)$$

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:

$$\tau_{max} < S + f \cdot \sigma, \quad (12.4)$$

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:

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} = const, \quad (12.5)$$

де σ_1 і σ_3 – напруження по основних осях.

За теорією дотичних напружень граничні умови руйнування можна виразити:

– при розтягуванні

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_1}{2} \quad \text{або} \quad \tau_{max} = \frac{P_1}{2} = const; \quad (12.6)$$

– при стисненні

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_3}{2} = \frac{P_1}{2} \cdot |\sigma_3| = P_1. \quad (12.7)$$

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:

$$\sigma = \frac{1}{3} \cdot [\gamma_{\text{п}} \cdot z + 2 \cdot K_{\text{п}} \cdot z], \quad (12.8)$$

де K – коефіцієнт бічного розпору;

$\gamma_{\text{п}}$ – середня об’ємна вага гірської породи ($\gamma_{\text{п}} = 0,0025 \text{ кг/см}^2$);

z – глибина залягання продуктивного пласта, см.

Коефіцієнт бічного розпору визначається формулою:

$$K = \frac{\nu}{1-\nu}. \quad (12.9)$$

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:

$$P_n = 0,001 \cdot z. \quad (12.10)$$

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_n . 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	
		$t = 25$ °C	$t = 200$ °C	$t = 25$ °C	$t = 200$ °C
Пісковик	Модуль Юнга, $E \cdot 10^{-5}$, кГ/см^2	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/см^2	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 з формулами перерахунку модулів пружності.					

В останні десятиліття активно розвивається напрямок розробки варіантів теорії міцності на основі розрахунків *питомої потенційної енергії деформації*. При цьому у різних концепціях руйнування фундаментальну роль відводять *критичному стану* речовини. Наприклад, у дилатонній теорії утворення зародкової тріщини пов'язують із критичним подовженням міжатомних зв'язків, при якому досягається розрив дилатона за рахунок фононного накачування. У автоколивальній теорії критичний стан розглядається як аналог 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.

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 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.

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:

$$\Delta P_{доп} = 2,3 \cdot R_{кр} \cdot \left[\frac{dP}{dr} \right]_{кр} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{co}} = 2,3 \cdot R_{кр} \cdot v_{кр} \cdot \frac{\mu}{k} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (12.11)$$

де $R_{кр}$ – критичний радіус, см;

μ – в'язкість, сП;

k – проникність, Д;

$v_{кр}$ – критична швидкість, см/с;

$\left[\frac{dP}{dr} \right]_{кр}$ – критичний градієнт, $\frac{\text{кгс/см}^2}{\text{см}}$.

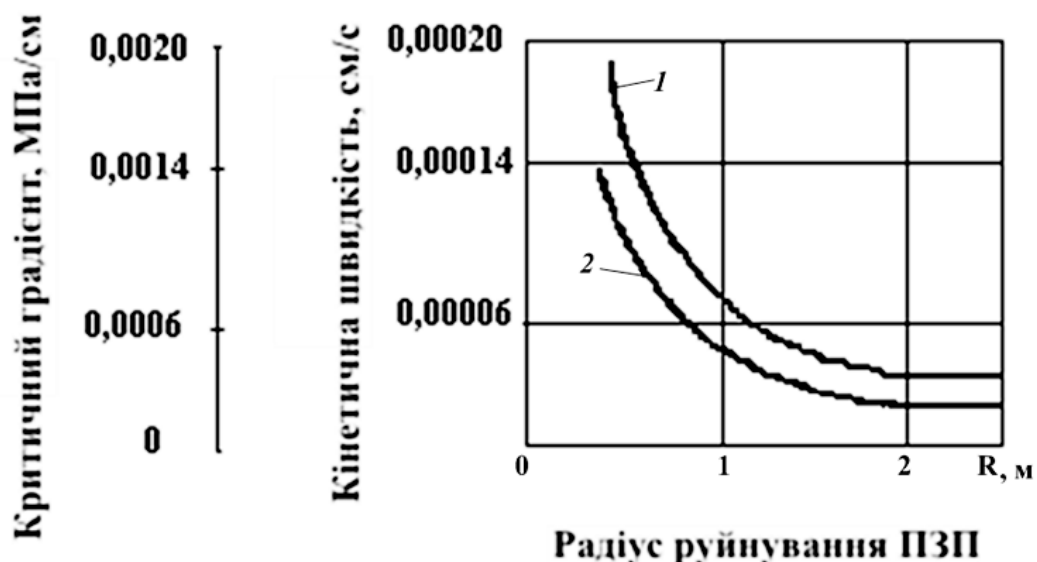


Рисунок 12.1 – Залежність критичного тиску та швидкості фільтрації від радіуса руйнування привибійної зони свердловини:

1 – критична швидкість $V_{кр}$, см/с; 2 – критичний градієнт тиску, $\left[\frac{dP}{dr} \right]_{кр}$, МПа/см

Для допустимої депресії $\Delta P_{\text{доп}}$ величина допустимого дебіту визначатиметься за формулою:

$$Q_{\text{доп}} = 54,3 \cdot \frac{\kappa \cdot h}{\mu} \cdot R_{\text{кр}} \cdot \left[\frac{dP}{dr} \right]_{\text{кр}} = 54,3 \cdot h \cdot R_{\text{кр}} \cdot v_{\text{кр}}. \quad (12.12)$$

Величину $\Delta P_{\text{доп}}$ можна визначити наближено за формулою:

$$R_{\text{кр}} = 2000 \cdot \frac{P}{\gamma_{\text{п}}} + \frac{D_{\text{к}}}{2}, \quad (12.13)$$

де P – сила зчеплення породи, кгс/см²;

$\gamma_{\text{п}}$ – об’ємна вага породи, г/см³;

$D_{\text{к}}$ – діаметр експлуатаційної колони, см.

2. Експлуатація відбувається при радіусі руйнування, рівному або більшому $R_{\text{кр}}$, 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 $R = r_{\text{с}}$.

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 $\left[\frac{dP}{dr} \right]_{\text{кр}} = \alpha$ у привибійній зоні на відстані $R_{\text{кр}}$:

$$\frac{dP}{dr} = a^* \cdot \frac{Q}{r} + b^* \cdot \frac{Q^2}{r^2}, \quad (12.14)$$

де

$$a^* = \frac{\mu_{\text{пл}} \cdot Z_{\text{пл}} \cdot P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}}{\pi \cdot \kappa \cdot H \cdot T_{\text{ст}}}; \quad b^* = \frac{\rho_{\text{ат}} \cdot Z \cdot P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}^2}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot H^2 \cdot T_{\text{ст}}^2}, \quad (12.15)$$

α – критичний градієнт тиску, що залежить від типу колектора, гірського тиску, швидкості фільтрації тощо для умови $R_{\text{кр}} = r$.

Тоді для останніх трьох випадків (типів колекторів), можна визначити значення $\left[\frac{dP}{dr} \right]_{\text{кр}} = \alpha$ за формулою:

$$\frac{b^*}{R_{\text{кр}}} \cdot Q^2 + a^* \cdot Q - \alpha \cdot R_{\text{кр}} = 0, \quad (12.16)$$

звідси критичний дебіт дорівнює:

$$Q_{\text{кр}} = \frac{\alpha^*}{2 \cdot b^*} \cdot R_{\text{кр}} \cdot \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{4 \cdot b^* \cdot \alpha}{\alpha^{*2}}} \right]. \quad (12.17)$$

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 $R_{\text{кр}}$ підставляють 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:

$$R_{кр} = \frac{2 \cdot b^* \cdot Q_{кр}}{\alpha^* \cdot \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{4 \cdot b^*}{\alpha^{*2}}} \right]}. \quad (12.18)$$

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 підшви.

При розкритті смугоподібного газового пласта свердловиною із горизонтальним стовбуром залежність між градієнтом тиску і дебітом такої свердловини можна описати формулою:

$$\alpha = \frac{a^* \cdot Q}{4 \cdot L \cdot h(R) \cdot P} + \frac{b^* \cdot Q^2}{16 \cdot L^2 \cdot h(R)^2 \cdot P}, \quad (12.19)$$

а при встановленні допустимого градієнта біля стінки свердловини залежність між градієнтом тиску і дебітом такої свердловини має вигляд:

$$\alpha = \frac{a^* \cdot Q}{4 \cdot L \cdot r_c \cdot P_{в.т}} + \frac{b^* \cdot Q^2}{16 \cdot L^2 \cdot r_c^2 \cdot P_{в.т}}, \quad (12.20)$$

де $P_{в.т}$ – допустимий вибійний тиск на стінки горизонтального стовбура біля підшви 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:

$$Q_{кр} = \left[-a_1 + \sqrt{a_1^2 - b_1} \right] \cdot 8 \cdot r_c^2 \cdot P_{в.д} \cdot \frac{L}{b^*}, \quad (12.21)$$

де

$$a_1 = \frac{a^*}{4 \cdot r_c \cdot P_{в.д}} \quad \text{і} \quad b_1 = \frac{\alpha \cdot b^*}{4 \cdot r_c^2 \cdot P_{в.д}}. \quad (12.22)$$

Інтегруючи останні рівняння з урахуванням рівняння критичного дебіту газової СГС (12.21), одержимо:

$$P_{пл}^2 - P_{в.д}^2 = A_1 \cdot \left\{ \left[-a_1 + \sqrt{a_1^2 - b_1} \right] \cdot \frac{8 \cdot r_c^2 \cdot P_{в.д} \cdot L}{b^*} \right\} + B_1 \cdot \left\{ \left[a_1 + \sqrt{a_1^2 - b_1} \right] \cdot \frac{8 \cdot r_c^2 \cdot P_{в.д} \cdot L}{b^*} \right\}, \quad (12.23)$$

де значення коефіцієнтів A_1 і B_1 визначаються за формулами:

$$A_1 = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{2 \cdot L \cdot k \cdot T_{ст}} \cdot \left[\frac{2}{h_1} \left(h_1 + r_c \cdot \ln \frac{r_c}{r_c + h_1} + \frac{R_k - h_1}{r_c + h_1} \right) \right]; \quad (12.24)$$

$$B_1 = \frac{\rho_{ат} \cdot P_{ат} \cdot z \cdot T_{пл}}{l \cdot 8 \cdot L^2 \cdot T_{ст}} \cdot \left[\frac{2}{h_1} \left(\ln \frac{r_c}{r_c + h_1} - \frac{h_1}{r_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(r_c + h_1)^2} \right], \quad (12.25)$$

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.

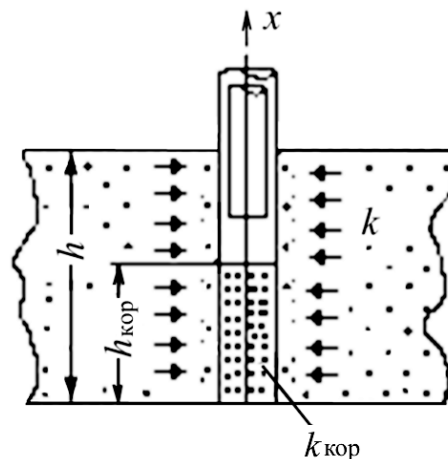


Рисунок 12.2 – Принципова схема газової свердловини з піщаним корком на вибої

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 $\bar{h} = \frac{h_{\text{кор}}}{h}$ 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.

При повному перекритті продуктивного пласта піщаним корком її дебіт можна розрахувати за формулою:

$$Q_{\text{кор}} = [P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{виб}}^2] \cdot h_{\text{кор}} \cdot t \cdot h \left(\frac{b}{a}\right)^{0,5}, \quad (12.26)$$

де $h_{\text{кор}}$ – висота піщаного корка, чисельно рівна товщині продуктивного пласта;

a і b – коефіцієнти фільтраційних опорів:

$$a = \frac{\mu \cdot z \cdot T_{\text{пл}} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{\pi \cdot h \cdot T_{\text{ст}}}, \quad b = \frac{2 \cdot \mu \cdot P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}}{\pi \cdot k_{\text{кор}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot r_c^2}. \quad (12.27)$$

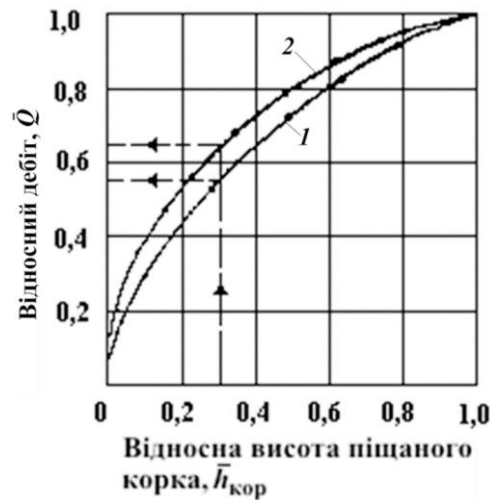


Рисунок 12.3 – Вплив висоти піщаного корка на дебіт вертикальної газової свердловини:

1 – при рівності проникностей піщаного корка і продуктивного пласта ($k_{\text{кор}} = k_{\text{пл}}$); 2 – при проникності піщаного корка $k_{\text{кор}} = 50 \cdot k_{\text{пл}}$

При неповному перекритті продуктивного пласта піщаним корком у стовбурі вертикальної свердловини її відносний дебіт можна розрахувати за формулою:

$$\bar{Q} = \frac{Q_{\text{кор}}}{Q_{\text{б.кор}}} = 1 - \left[1 - t \cdot h \cdot \left(\frac{b}{a}\right)^{0,5} \cdot \frac{h_{\text{кор}}}{\left(\frac{b}{a}\right)^{0,5} \cdot h} \right] \cdot \frac{h_{\text{кор}}}{h} \quad (12.28)$$

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.

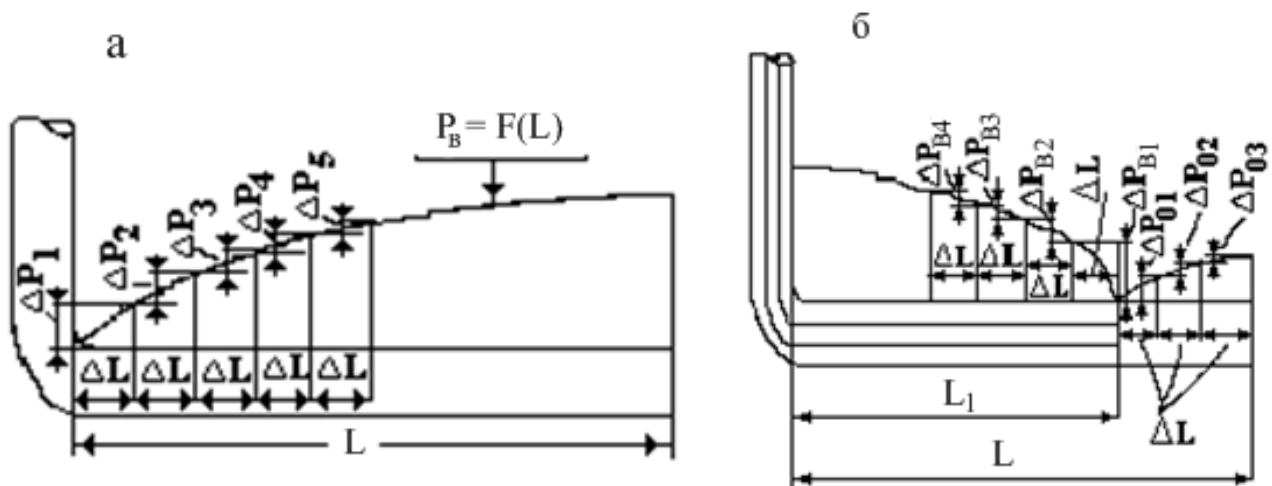


Рисунок 12.4 – Розподіл тиску та його градієнта по довжині горизонтальної частини стовбура свердловини:

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 підшови НКТ за наявності фонтанних труб значно менший від темпу зростання градієнта до вертикальної частини свердловини. Зміна градієнта тиску у горизонтальній частині свердловини обумовлюється переважно 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

$$Q_{кр} = [-a + \sqrt{a^2 + b}] \cdot 8 \cdot r_c^2 \cdot P_{виб} \cdot \frac{L}{b^*}, \quad (12.29)$$

– при наявності НКТ

$$Q_{кр} = [-a + \sqrt{a^2 + b_1}] \cdot 8 \cdot r_c^2 \cdot P_{виб} \cdot \frac{L_1}{b^*}, \quad (12.30)$$

де

$$a = \frac{a^*}{4 \cdot r_c \cdot P_{зд}}; \quad b = \alpha \cdot \frac{b^*}{4 \cdot r_c^2 \cdot P_{в,д}}; \quad b_1 = \alpha_1 \cdot \frac{b^*}{4 \cdot r_c^2 \cdot P_{в,д}}. \quad (12.31)$$

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).

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

$$-\frac{dP}{dl} = \lambda \cdot \frac{\rho_{ат}^2 \cdot Q^2}{2 \cdot D \cdot \rho \cdot F^2} + \frac{\rho_{ат}^2}{F^2} \cdot Q \cdot \frac{d(\frac{Q}{\rho})}{dl},$$

$$\frac{d(\frac{Q}{\rho})}{dl} = \frac{\frac{dQ}{dl} \cdot \rho - \frac{dP}{dl} \cdot Q}{\rho^2} \quad (12.32)$$

де ρ – густина газу, що визначається на основі рівняння стану газу,

$$\rho = \frac{\rho_{ат} \cdot T_{ст} \cdot P}{z \cdot T_{пл} \cdot P_{ат}};$$

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:

$$P_{пл}^2 - P^2 = A \cdot \frac{dQ}{dl} + B \cdot \left(\frac{dQ}{dl}\right)^2 \quad \text{і} \quad \frac{dQ}{dl} = \frac{-A + [A^2 + 4 \cdot B \cdot (P_{пл}^2 - P^2)]^{0,5}}{2 \cdot B}, \quad (12.33)$$

де P – тиск на стінці свердловини горизонтальної частини стовбура в інтервалі $0 \leq l \leq L$.

Враховуючи формули (12.32 і 12.33), розподіл тиску по стовбуру горизонтальної частини свердловини можна описати формулою:

$$\frac{dP}{dl} = \frac{8 \cdot \rho_{\text{ат}} \cdot P_{\text{ат}} \cdot Z \cdot T_{\text{пл}} \cdot Q \cdot P}{\pi^2 \cdot D^4 \cdot T_{\text{ст}} \cdot \left[\frac{16 \cdot \rho_{\text{ат}} \cdot P_{\text{ат}} \cdot Z \cdot T_{\text{пл}} \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot D^4 \cdot T_{\text{ст}}} - P^2 \right]} \cdot \left[\lambda \cdot \frac{Q}{D} + 2 \cdot \frac{dQ}{dl} \right]. \quad (12.34)$$

Розглянута система диференціальних 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:

$$Q_{\text{заг}} = Q_{0-L_1} + Q_{L-L_1}, \quad (12.35)$$

де Q_{0-L_1} – дебіт ділянки стовбура свердловини, перекритого НКТ;

Q_{L-L_1} – дебіт ділянки стовбура свердловини від підосви 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 підосви НКТ позначимо через P_{L_1} тоді отримаємо формулу для свердловини, обладнаної НКТ у горизонтальній частині стовбура:

$$\frac{dP_{L-L_1}}{dl} = \left[\frac{\lambda_1}{D} \cdot Q_{L-L_1} + 2 \cdot \frac{dQ_{L-L_1}}{dl} \right] \cdot \frac{s_1 \cdot Q_{L-L_1} \cdot P_{L-L_1}}{2 \cdot s_1 \cdot Q_{L-L_1}^2 - P_{L-L_1}^2}; \quad (12.36)$$

$$\frac{dQ_{L-L_1}}{dl} = \frac{-A + [A^2 + 4 \cdot B \cdot (P_{\text{пл}}^2 - P_{L-L_1}^2)]^{0,5}}{2 \cdot B},$$

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:

$$l = L; \quad Q_{L-L_1} = 0; \quad l = L_1; \quad P_{L-L_1} = P_{L_1} = P_{\text{під}}.$$

Там, де потік газу рухається по затрубному простору між обсадною колоною діаметром D і НКТ діаметром $d_{\text{зов}}$ в інтервалі $0 \leq l \leq L_1$ 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_{Γ} за формулою:

$$d_{\Gamma} = D - d_{\text{зов}}.$$

Після цього систему рівнянь припливу потоку газу до затрубного простору та втрат тиску у ньому буде мати наступний вигляд:

$$\frac{dP_{0-L_1}}{dl} = \left[\frac{\lambda_{затр1}}{D-d_{30B}} \cdot Q_{0-L_1} + 2 \cdot \frac{dQ_{0-L_1}}{dl} \right] \cdot \frac{s_2 \cdot Q_{0-L_1} \cdot P_{0-L_1}}{2 \cdot s_2 \cdot Q_{0-L_1}^2 - P_{0-L_1}^2};$$

$$\frac{dQ_{0-L_1}}{dl} = \frac{-A + [A^2 + 4 \cdot B \cdot (P_{пл}^2 - P_{0-L_1}^2)]^{0,5}}{2 \cdot B},$$

де P_{0-L_1} – тиск на стінці горизонтальної ділянки стовбура свердловини в інтервалі $0 \leq l \leq L_1$;

Q_{0-L} – розподіл дебіту в інтервалі $0 - L_1$;

$$s_2 = \frac{8 \cdot \rho_{ат} \cdot z \cdot T_{пл}}{\pi^2 \cdot (D - d_{30B}^2)^2 \cdot T_{ст}}.$$

Ця система рівнянь також вирішується чисельним методом, наприклад, Рунге-Кутта за наступних граничних умов:

$$l = L; \quad Q_{0-L_1} = 0; \quad l = L_1; \quad P_{L_0-1} = P_{під}.$$

Визначений у такий спосіб розподіл тиску дає величину критичного градієнта тиску біля підшви 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 ХХІ 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 намівання.

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).

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.

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 *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 подано принципові схеми боротьби із винесенням піску із видобувних нафтових і газових свердловин методом встановлення щільних 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, щільні, підвісні гравійні, металокерамічні, багат шарові піщані тощо.

Дротові, щільні, підвісні гравійні фільтри найбільш поширені у промисловій практиці, враховуючи їх доступність та простоту.

На рисунку 12.6 показані поширені щільні фільтри, які становлять трубу із горизонтальними або вертикальними прорізами. Розміри щілин і зазори дротяної обмотки для вибієвних фільтрів визначаються за результатами ситового аналізу пластового піску; вони повинні бути вдвічі більшими за діаметр зерен, маса яких становить 10 % від усієї маси піску.

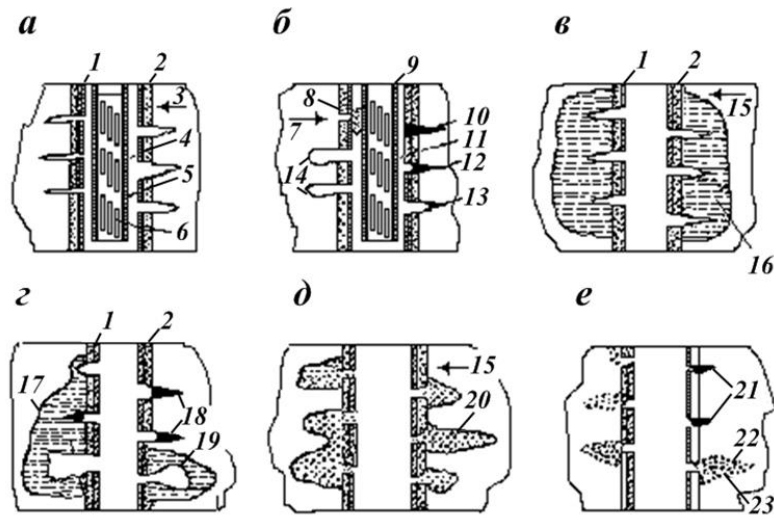


Рисунок 12.5 – Принципові схеми боротьби з винесенням піску:

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

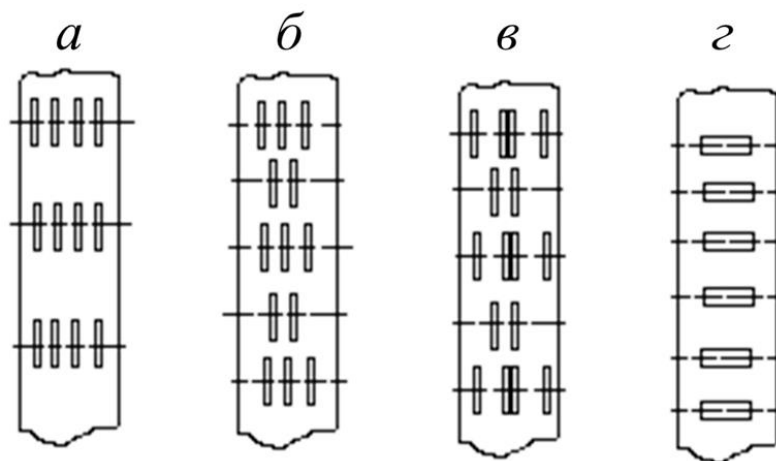


Рисунок 12.6 – Фільтри з різним розташуванням щілин:

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.

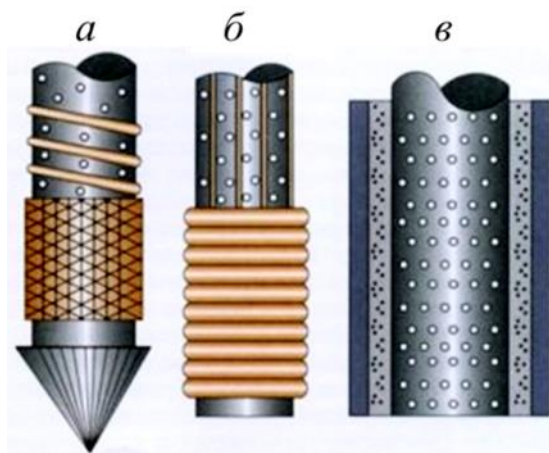


Рисунок 12.7 – Свердловинні фільтри:

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 намівання гравійних фільтрів (рис. 12.8). Сутність цієї технології полягає в тому, що спочатку роблять намів гравійних фільтрів усередині обсадної колони або у відкритому вибої свердловини з подальшою установкою гравійно-щілинних фільтрів.

Намів гравійного фільтра усередині обсадної колони проводять у два етапи.



Рисунок 12.8 – Гравійний фільтр у свердловині

На першому етапі високопроникний гравій задавлюють у перфораційні канали через обсадні труби і цементний камінь, після цього на другому етапі гравій наминають 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.

Закачування гравію здійснюється через НКТ із подальшим ущільненням гравійної набивки створенням підвищеного тиску та розходженням 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 наминання гравію, складається з подошви, фільтра для продуктивного інтервалу, надфільтрової труби, сигнального фільтра, центраторів, пакера для підвішування фільтра, перепускного пристрою (кросовера) та промивальної труби. Надфіiltroва неперфорована труба розділяє фільтр продуктивного пласта і сигнальний фільтр і призначена для створення гравійного затвора.

Сигнальний фільтр призначений для обмеження висоти наминання 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 наминання гравію.

Центратори, встановлені на корпусі фільтра, забезпечують рівномірну товщину гравійного шару навколо фільтра.

Пакер, змонтований у верхній частині обладнання для гравійного фільтра, забезпечує перехресне наминання 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 намівання 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 намівання 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 підшоною, і при прямому промиванні фільтр опускається через гравій, що розмивається, на задану глибину (рис. 12.9, а).

При реалізації наміву гравію методом зворотної циркуляції спочатку на вибій опускають фільтр із хвостовиком в інтервал перфорації, потім зворотною циркуляцією проводять намів потрібної кількості гравію у кільцевому зазорі аж до сигнального фільтра (рис. 12.9, б).

Методом перехресного наміву (рис. 12.9, в) завершується процес боротьби з винесенням піску зі свердловини.

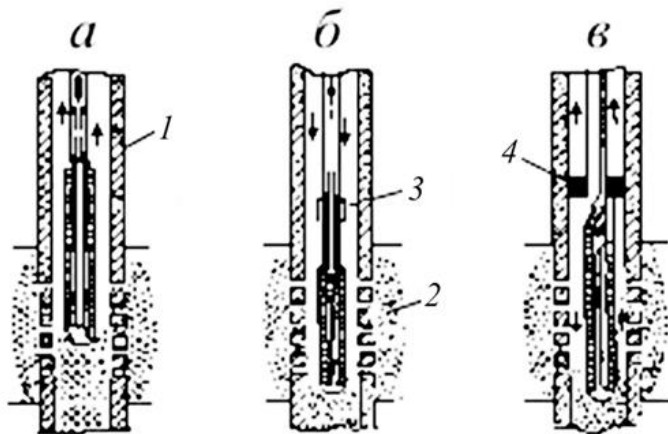


Рисунок 12.9 – Принципові схеми намівання гравію:

а – прямий розмив; б – зворотна циркуляція; в – перехресне намівання;

1 – промивальна труба; 2 – фільтр продуктивного інтервалу;

3 – сигнальний фільтр; 4 – пакер та кросовер

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.

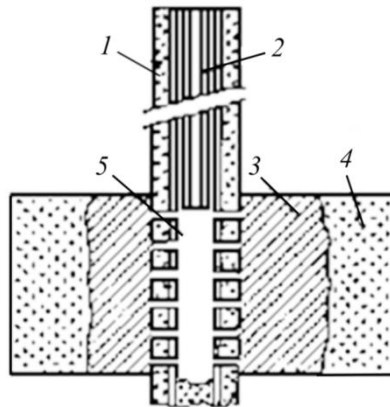


Рисунок 12.10 – Схема закріплення приви́бійної зони піщано-рідинною сумішшю:

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 приви́бійної 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 приви́бійної 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 затвердінні цементує їх. Водна фаза, яка займає поровий простір, потім, при освоєнні свердловини, видаляється.

Розглянемо технологію закріплення приви́бійної зони пласта за допомогою складів епоксидних сполук, що включають епоксидну смолу, розчинник і отверджувач.

При закачуванні такої композиції у пласт відбувається реакція затвердіння, 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 затвердіння 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;

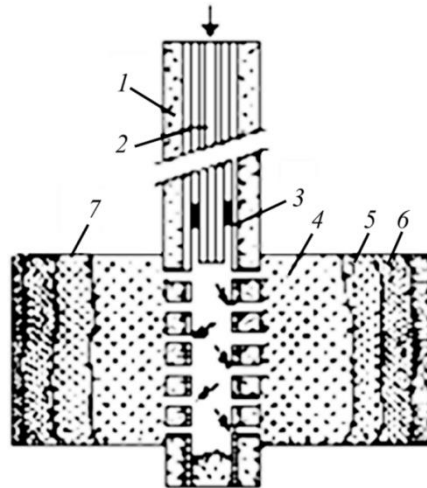


Рисунок 12.11 – Схема закріплення смолою привибійної зони пласта (ПЗП):

- 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 затвердіння 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.

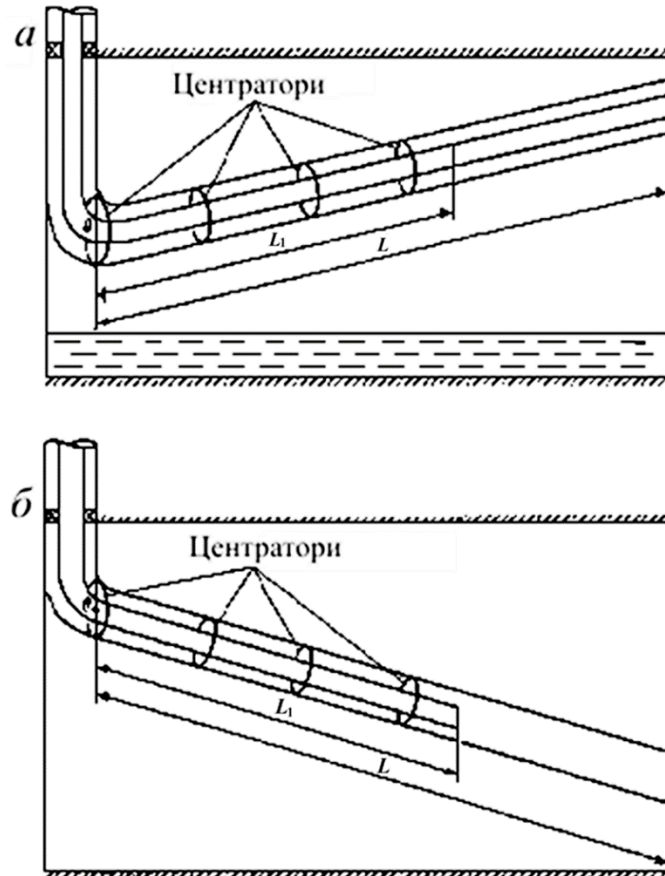


Рисунок 12.12 – Конструкції свердловин з горизонтальним стовбуром, обладнаних НКТ:

а – за відсутності підшовної води; б – за наявності підшовної 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 підшовною водою, оскільки мінімальний вибієний тиск створюється біля підшви НКТ. Якщо ймовірність обводнення свердловини підшовною водою мала, варто 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:

$$Q_{об} = Q_{0-L_1} + Q_{L-L_1}$$

і у цьому випадку дебіт свердловини буде визначатись від половини поверхні ділянки, тобто:

$$\frac{Q_{0-L_1}}{2}.$$

Контрольні запитання

1. Які основні чинники, що сприяють руйнуванню пласта у привибійній зоні?
2. Що становить 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 підшовною 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 підшовної 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 ($K_{\text{гор}} > K_{\text{вер}}$) (рис. 13.1).

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 підшовною 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 підшовною водою.

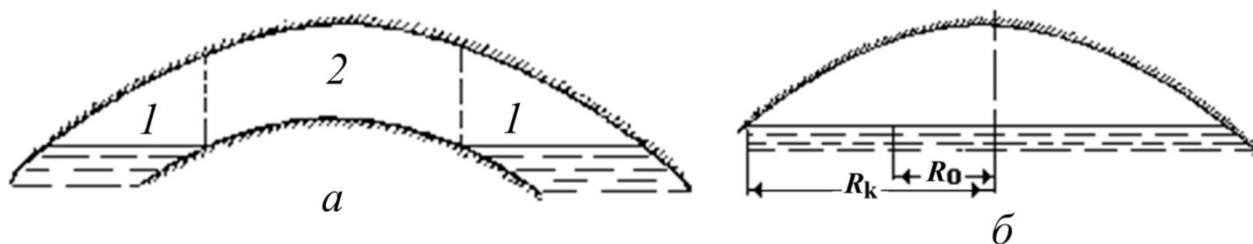


Рисунок 13.1 – Схема розташування вертикальних свердловин у зонах, коли пластова вода є підшовною:

a – поклад пластового типу; *б* – поклад масивного типу

Для обґрунтування технологічного режиму розглянемо розв'язання цього завдання наближеними методами.

1. У першому методі для визначення безводного дебіту газової свердловини використовується формула:

$$Q_{\text{б.в.гр}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h^2 \cdot \rho_v \cdot P_{\text{пл}}}{\mu \cdot P_{\text{ат}}} \cdot q^*,$$

де $Q_{\text{б.в.гр}}$ – безводний граничний дебіт вертикальної свердловини;

k – горизонтальна проникність у пластових умовах;

ρ_v – 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 $\rho = \frac{R_0}{h \cdot \left(\frac{k_{\Gamma}}{k_B}\right)^{0,5}}$,

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.

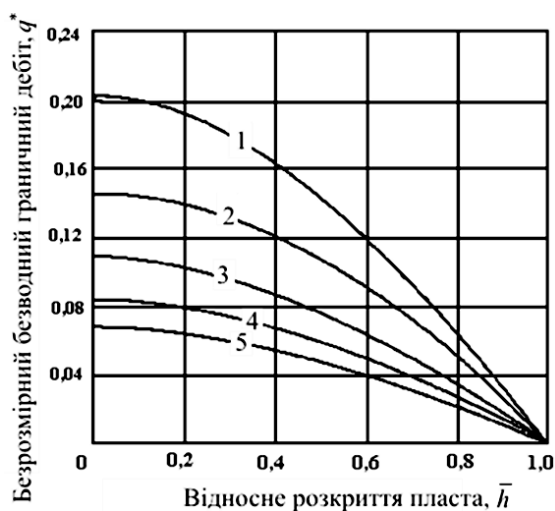


Рисунок 13.2 – Залежність безводного безрозмірного граничного дебіту q^* від відносного розкриття пласта $\bar{h}$:

$1 - \rho = 2$; $2 - \rho = 4$; $3 - \rho = 10$; $4 - \rho = 30$; $5 - \rho = 100$

Основними недоліками цього методу оцінки безводного граничного дебіту є неврахування температурної поправки, коефіцієнта надстисливості газу z , нелінійності закону фільтрації для газу тощо.

2. Другий метод оцінки безводного дебіту свердловини, який враховує величину допустимої депресії, отримано І. А. Чарним для умови $y \leq 0,4(h - h_{\text{роз}})$. Перераховані З. С. Алієвим та В. В. Бондаренком формули для газової вертикальної свердловини мають такий вигляд:

$$\Delta P_{\text{доп}} = P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}} = 0,0016 \cdot \frac{(h - h_{\text{роз}}) \cdot (1 - \bar{\rho}_v)}{\psi \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})} \cdot \frac{50 \cdot P_{\text{пл}} - (h - h_{\text{роз}}) \cdot (1 - \bar{\rho}) \cdot \rho_v}{\psi \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})},$$

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:

$$A = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}} \cdot \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 \right)}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{\text{ст}}};$$

$$B = \frac{\rho_{\text{ат}} \cdot P_{\text{ат}} \cdot z \cdot T_{\text{пл}} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + C_2 \right)}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{\text{ст}}},$$

де C_1 і C_2 – коефіцієнти недосконалості свердловини за ступенем розкриття, які обчислюються за формулами:

$$C_1(t) = \frac{h(t)}{h_{\text{роз}}} \cdot \ln \frac{h_{\text{роз}}}{h} + \frac{h(t) - h_{\text{роз}}}{h_{\text{роз}}} \cdot \ln \frac{1,6 \cdot [h(t) - h_{\text{роз}}]}{r_c}, \quad C_2(t) = \frac{h(t)}{h_{\text{роз}}},$$

де $h(t)$ – газонасичена товщина продуктивного пласта, що залежить від положення ГВК.

Параметр ψ враховує ступінь розкриття продуктивного пласта і визначається за графічною залежністю $\psi = f\left(\frac{h}{r_c} \text{ і } \bar{h} = \frac{h_{\text{роз}}}{h}\right)$ (рис. 13.3).

Варто 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.

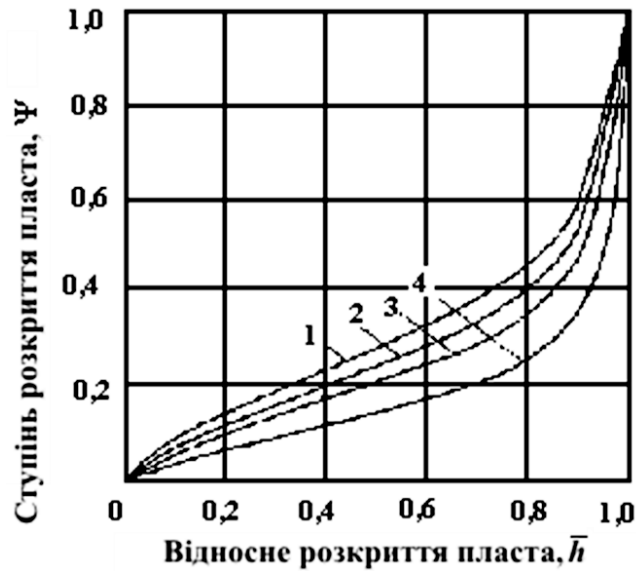


Рисунок 13.3 – Залежність параметра ψ від відносного розкриття продуктивного пласта $\bar{h}$:

$$1 - \bar{h} = 50; \quad 2 - \bar{h} = 100; \quad 3 - \bar{h} = 250; \quad 4 - \bar{h} = 1000$$

У цьому випадку безводний граничний дебіт вертикальної газової свердловини визначається за формулою:

$$Q_{\text{б.в.гр}} = \frac{a^* \cdot Q^* \cdot r_c}{2 \cdot b^*},$$

де

$$a^* = \frac{a_{\text{досл}} \cdot h}{\ln \frac{R_k}{r_c}}; \quad b^* = \frac{b_{\text{досл}} \cdot h^2}{\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k}},$$

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;

$\bar{R} = \frac{R_k}{r_c}$ – відносний радіус контуру живлення свердловини;

$K_0 = \frac{4 \cdot b^* \cdot \Delta P_{\text{доп}}^2}{(a^*)^2 \cdot r_c}$ – параметр;

$\Delta P_{\text{доп}} = [P_{\text{пл}} - P_{\text{виб.доп}}] \cdot [P_{\text{пл}} + P_{\text{в.доп}}] = 0,1 \cdot \frac{(h - h_{\text{роз}}) \cdot (\rho_v - \rho_g)}{\eta} \cdot g$ – допустима

депресія на пласт за наявності підшовної води;

де ρ_v і ρ_g – 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 підшовної води може бути представлена формулою:

$$\Delta P_{\text{доп}}^2 = \frac{2 \cdot P_{\text{пл}} \cdot g \cdot h \cdot (1 - \bar{h}) \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})}{\eta} \cong D \cdot x,$$

$$\text{де } D = \frac{2 \cdot P_{\text{пл}} \cdot h \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})}{\eta};$$

$$x = 1 - \bar{h}.$$

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:

$$Q_{\text{б.в.гр}} = a^* \cdot \bar{h} \cdot Q^* \cdot \ln \frac{\bar{R}}{2 \cdot b^*},$$

$$\text{де } Q^* = -1 + \left[1 + \frac{K_0 \cdot x}{\bar{h} \cdot \ln \bar{R} \cdot \ln(R - x - x)} \right]^{0,5};$$

$$K = \frac{4 \cdot b^* \cdot D \cdot x}{(a^*)^2 \cdot r_c},$$

$$\text{де } x = \left(\frac{K_{\text{в}}}{K_{\text{г}}} \right)^{0,5} - \text{параметр анізотропії пласта.}$$

На рисунку 13.4 наведено залежності безводного граничного дебіту для різних значень параметра анізотропії.

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 $Q_{\text{б.в.гр}}$.

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).

Основним параметром при створенні штучного непроникного екрану (переділки) є його радіус $R_{\text{п}}$. Залежно від значення $R_{\text{п}}$ безводний граничний дебіт вертикальної газової свердловин за межами екрану визначається за формулою:

$$Q_{\text{б.в.гр}} = \frac{a^* \cdot Q_{\text{п}}^* \cdot R_{\text{п}}}{2 \cdot b^*},$$

де $R_{\text{п}}$ – радіус штучно створеного непроникного екрану (переділки);

$Q_{\text{п}}^*$ – безводний безрозмірний дебіт вертикальної газової свердловини з радіусом екрану рівним $R_{\text{п}}$:

$$Q_{\text{п}}^* = \bar{h} \cdot \ln \frac{\bar{R}_{\text{п}}}{\bar{h}} \cdot \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{K_{\text{оп}} \cdot x}{\bar{h} \cdot \left(\ln \frac{\bar{R}_{\text{п}}}{\bar{h}} \right)^{0,5}}} \right],$$

$$\text{де } \bar{R}_{\Pi} = \frac{R_k}{R_{\Pi}}; \quad K_{\text{оп}} = \frac{4 \cdot b^* \cdot D}{(a^*)^2 \cdot R_{\Pi}}.$$

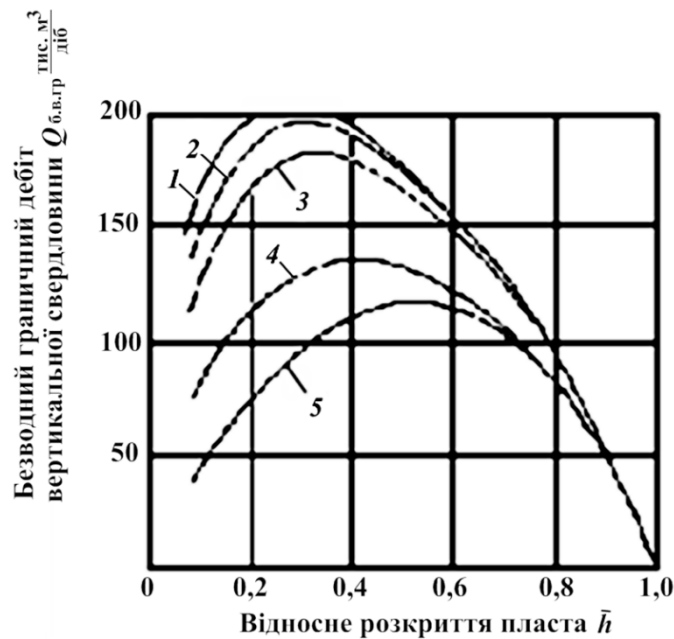


Рисунок 13.4 – Залежність безводного граничного дебіту вертикальної газової свердловини від відносного розкриття пласта за параметрами анізотропії:

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

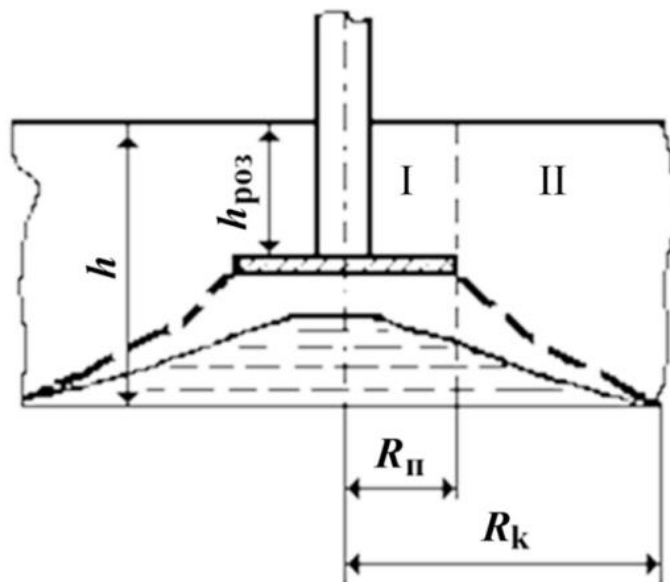


Рисунок 13.5 – Схема свердловини з непроникною переділкою між інтервалом перфорації і ГВК

Тоді приплив газу до стовбура вертикальної свердловини в межах переділки радіусом R_{Π} буде описуватися формулою:

$$P_{\Pi}^2 - P_{\text{вib}}^2 = a^* \cdot Q_{\text{гр.б.в}} \cdot \ln \frac{R_{\Pi}}{r_c} + b_1^* \cdot Q_{\text{гр.б.в}}^2 \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_{\Pi}} \right).$$

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:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = a^* \cdot Q_{б.в.гр} \cdot \left[\ln \frac{\bar{R}_\pi - x}{\bar{h}} - \frac{1}{\bar{h}} \cdot \ln \bar{R}_\pi \right] + \frac{b^* \cdot Q_{б.в.гр}^2}{R_\pi} \cdot \left[\frac{1}{\bar{h}} - \frac{1}{\bar{R}_\pi - x} - \frac{\bar{R}_\pi - 1}{\bar{h}} \right];$$

$$Q_{б.в.гр} = \frac{-a + [a^2 + 4 \cdot b \cdot \Delta P_{доп}^2]^{0,5}}{2 \cdot b},$$

де

$$a = a^* \cdot \left[\ln \frac{\bar{R}_\pi - x}{\bar{h}} + \frac{1}{\bar{h}} \cdot \ln \bar{R}_\pi \right],$$

$$b = b^* \cdot \frac{\frac{1}{\bar{h}} \cdot \frac{1}{\bar{R}_\pi - x} + \frac{R_\pi - 1}{\bar{h}}}{R_\pi}.$$

Оцінка безводного граничного дебіту вертикальної газової свердловини зі штучним екраном за наведеною методикою показує, що в інтервалі $r_c \leq R_\pi \leq 10$ цей дебіт інтенсивно зростає приблизно у 6 разів, і потім подальше збільшення радіуса екрану R_π не викликає інтенсивного збільшення $Q_{б.в.гр}$.

Об'єм екрануючої рідини, розраховується із виразу:

$$V_{е.р} = \pi \cdot h_{пер} \cdot (m \cdot a_\Gamma \cdot R_\pi^2 - r_c),$$

де $h_{пер}$ – товщина штучного екрану (переділки);

a_Γ – газонасиченість інтервалу установки екрана;

m – пористість гірських порід в інтервалі обробки.

Приймальність пластом ізолюючої рідини при створенні екрану обчислюють за формулою:

$$Q_{е.р} = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h_{пер} \cdot [1 - \exp(\alpha \cdot P_{виб} - P_{пл})]}{\alpha \cdot \mu_p \cdot \ln \bar{R}_\pi},$$

де $\mu_{е.р}$ – в'язкість екрануючої рідини;

α – параметр, що характеризує залежність проникності від тиску.

Розглянемо питання визначення безводного граничного дебіту газової свердловини з горизонтальним стовбуром (СГС), що розкрила продуктивні пласти з підшовною 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 підшовною 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 варто визначати, виходячи з величини вибійного тиску у підшві НКТ.

Розглянемо методику обчислення безводного дебіту для СГС, що розкрила повністю смугоподібний продуктивний пласт із підшовною 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.

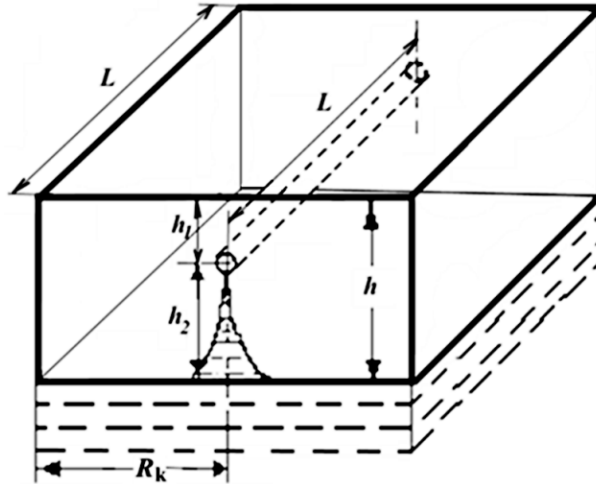


Рисунок 13.6 – Принципова схема розташування горизонтальної частини пласта та утворення конуса підшовної води

Величину безводного граничного дебіту СГС, що знаходиться на довільній відстані від покрівлі анізотропного пласта (рис. 13.6), обчислюють за формулою:

$$Q_{\text{б.в.гр}} = \sum_{i=1}^2 \frac{[a_i^2 + 4 \cdot b_i \cdot (P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{доп.виб}}^2)]^{0,5} - a_i}{2 \cdot b_i}.$$

Значення $(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{доп.виб}}^2)$ 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 підшовної води, якщо свердловина не обсаджена НКТ або обсаджена НКТ біля підшови.

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:

$$a_i = \frac{a^*}{L} \cdot \left[\frac{2}{x \cdot h_i} \cdot \left(x \cdot h_i + r_c \cdot \ln \frac{r_c}{r_c + x \cdot h_i} \right) + \frac{R_k - x \cdot h_i}{r_c + x \cdot h_i} \right];$$

$$b_i = \frac{b^*}{2 \cdot L^2} \cdot \left[\frac{2}{x \cdot h_i} \cdot \left(\ln \frac{r_c + x \cdot h_i}{r_c} - \frac{x \cdot h_i}{r_c + x \cdot h_i} \right) + \frac{R_k - x \cdot h_i}{r_c + x \cdot h_i} \right].$$

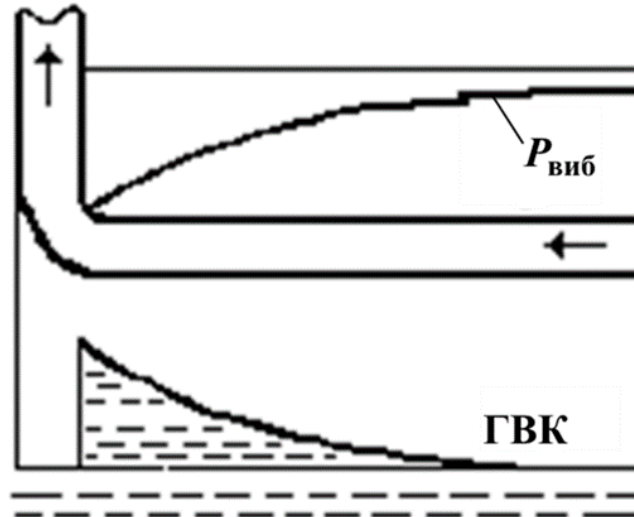


Рисунок 13.7 – Схема розкриття свердловиною з горизонтальним стовбуром газоносного пласта з підшовною водою і утворення конуса підшовної води при відсутності у стовбурі НКТ

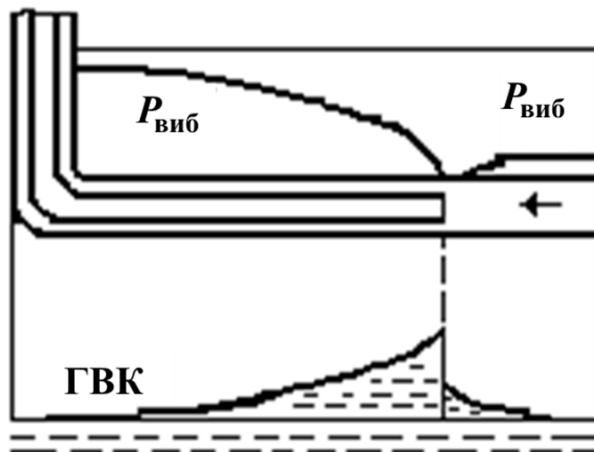


Рисунок 13.8 – Схема розкриття свердловиною з горизонтальним стовбуром газоносного пласта з підшовною водою та утворення конуса підшовної води при частковому обладнанні стовбура НКТ

При розташуванні горизонтального стовбура газової свердловини біля покрівлі продуктивного пласта (рис. 13.8) коефіцієнти a_1 і b_1 визначаються за формулами:

$$a_1 = \frac{a^*}{L \cdot r_c} \quad \text{і} \quad b_1 = \frac{b^*}{2 \cdot L^2 \cdot r_c^2}.$$

$$a_2 = \frac{a^*}{L} \cdot \left\{ \frac{2}{x \cdot (h - 2 \cdot r_c)} \cdot \left[x \cdot (h - 2 \cdot r_c) + r_c \cdot \ln \frac{r_c}{r_c + x \cdot (h - 2 \cdot r_c)} \right] + \frac{R_k - x \cdot (h - 2 \cdot r_c)}{r_c + x \cdot (h - 2 \cdot r_c)} \right\},$$

$$b_2 = \frac{b^*}{2 \cdot L^2} \cdot \left\{ \frac{2}{x \cdot (h - 2 \cdot r_c)} \cdot \left[\ln \frac{r_c + x \cdot (h - 2 \cdot r_c)}{r_c} \cdot \frac{x \cdot (h - 2 \cdot r_c)}{r_c + x \cdot (h - 2 \cdot r_c)} \right] + \frac{R_k - x \cdot (h - 2 \cdot r_c)}{(r_c + x \cdot (h - 2 \cdot r_c))^2} \right\},$$

де

$$a^* = \frac{\mu \cdot Z \cdot P_{\text{ат}}}{\kappa} \cdot \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}}; \quad b^* = \frac{\rho_{\text{ат}} \cdot Z \cdot P_{\text{ат}}}{l} \cdot \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}}.$$

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 підшовними, 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 поліакриламідів.

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 глини 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 контакт з пластовою водою вступають у реакції з утворенням газоподібних або рідких продуктів реакції. До таких матеріалів належать і зріджені гази (метан, етан, пропан і тощо), 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 свердловин 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 піноутвірних 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 запитання

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 підшовних 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/см²) із домішкою вологи і сірководню, воднева крихкість сталі зазвичай проявляється значно раніше загальної корозії.

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/м³ 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/см² і вмісті сірководню 0,1 г/м³ еквівалентна ступеню корозійних пошкоджень того ж металу при нормальному тиску і вмісті сірководню 6,5 г/м³.

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 сульфиду заліза. Сульфід має пухку структуру з розвиненою системою капілярів і добре змочується водою, оскільки 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 сульфиду може виникнути навіть тоді, коли система 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 сульфиду, 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.

Зокрема 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).

Варто відзначити роль вуглекислого газу на процес корозії нафтогазопромислового обладнання. У таблиці 14.1 наведено інформацію про середні швидкості корозії і термін експлуатації окремих елементів промислового обладнання на родовищах, у продукції, яких є вуглекислий газ.

З таблиці 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, $\text{pH} = 5$ і швидкості корозії більшій ніж $4,5 \times 10^{-3}$ м/рік;

- підвищена корозійна активність при парціальному тиску CO_2 0,33–0,70 МПа, $\text{pH} = 4,8\text{--}5,5$ і швидкості корозії $(2,5\text{--}4,5) \cdot 10^{-3}$ м/рік;
- середня корозійна активність при парціальному тиску CO_2 0,1–0,3 МПа, $\text{pH} \approx 6,5$ і швидкості корозії $(1,0\text{--}2,0) \cdot 10^{-3}$ м/рік;
- слабка корозійна активність при парціальному тиску CO_2 менше 0,1 МПа, $\text{pH} \approx 6,5$ і швидкості корозії $(0,05\text{--}0,1) \cdot 10^{-3}$ м/рік.

Таблиця 14.1 – Термін експлуатації обладнання і залежність швидкості корозії від парціального тиску CO_2

Парціальний тиск CO_2 , МПа	Швидкість корозії шлейфа, мм/рік	Термін експлуатації арматурних засувов, міс.	Різьбові з'єднання труб		Ущільнювальні кільця		Трійники та інші елементи арматури	
			Швидкість корозії, мм/рік	Термін експлуатації, міс.	Швидкість корозії, мм/рік	Термін експлуатації, міс.	Швидкість корозії, мм/рік	Термін експлуатації, 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

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:

$$Q_{\text{кр}} = \frac{V_{\text{кр}} \cdot d^2 \cdot P_{\text{гир}}}{0,052 \cdot T_{\text{гир}} \cdot z_{\text{гир}}}, \quad (14.1)$$

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:

$$\bar{P}_{nl}(t) = \frac{z \cdot [\bar{P}_{nl}(t), T_{nl}]}{\bar{\alpha}_z \cdot \Omega_{n,n} - Q_g(t)} \cdot \left[\frac{\bar{P}_{nl,n} \cdot \bar{\alpha}_z \cdot \Omega_{n,n}}{z \cdot (P_{nl,n}, T_{nl})} - \frac{P_{am} \cdot Q_z(t) \cdot T_{nl}}{T_{cm}} \right] \quad (14.2)$$

де $\bar{\alpha}_z$ – коефіцієнт газонасиченості порового простору;

$\Omega_{п.п}$ – початковий об'єм порового простору;

$\bar{P}_{пл.п}$ – середній початковий пластовий тиск;

$P_{ат}$ – атмосферний тиск;

$Q_r(t)$ – кількість видобутого природного газу за час t ;

$Q_v(t)$ – кількість видобутої пластової води за час t ;

$z(P_{пл.п}, T_{пл})$ і $z(\bar{P}_{пл}(t), T_{пл})$ – коефіцієнти надстисливості природного газу при $\bar{P}_{пл.п}$ і $\bar{P}_{пл}(t)$ відповідно.

При газовому режимі роботи покладу $Q_v(t) = 0$, тоді формула матеріального балансу набуває вигляду:

$$\bar{P}_{nl}(t) = \frac{\bar{P}_{nl,n} \cdot z[\bar{P}_{nl}(t), T_{nl}]}{z(\bar{P}_{nl,n}, T_{nl})} - \frac{P_{am} \cdot Q_z(t) \cdot T_{nl} \cdot z[\bar{P}_{nl,n}(t), T_{nl}]}{\bar{\alpha}_z \cdot T_{cm} \cdot \Omega_{n,n}} \quad (14.3)$$

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:

$$P_{пл}^2(t) - P_{виб}^2(t) = a \cdot Q_{кр} + b \cdot Q_{кр}^2 \quad (14.4)$$

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 вибірний тиск визначається за формулою:

$$P_{виб} = [P_{гир}^2 \cdot e^{2S} + \Theta \cdot Q_{кр}^2]^{0,5} \quad (14.5)$$

де $2S = \frac{0,0683 \cdot \bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} \cdot T_{cp}}$;

$$\Theta = 0,01413 \times 10^{-10} \cdot \frac{\lambda \cdot T_{cp}^2 \cdot z_{cp}^2 \cdot (e^{2S} - 1)}{d^5}; \quad (14.6)$$

λ – коефіцієнт гідравлічного опору;

$\bar{\rho}$ – відносна густина природного газу;

L – довжина НКТ.

Позначивши величину:

$$\alpha = \frac{d^5}{0,052 \cdot T_{гир} \cdot z_{гир}} \quad (14.7)$$

і вирішуючи спільно формули (14.2, 14.4, 14.5) з урахуванням (14.7) отримаємо формулу для визначення гирлового тиску $P_{\text{гир}}(t)$:

$$P_{\text{гир}}(t) = \frac{-a \cdot \alpha \cdot V_{\text{кр}} + \sqrt{(a \cdot \alpha \cdot V_{\text{кр}})^2 + 4 \cdot [e^{2 \cdot S} + (b + \theta) \cdot \alpha^2 \cdot V_{\text{кр}}^2] \cdot P_{\text{пл}}^2(t)}}{2 \cdot [e^{2 \cdot S} + (b + \theta) \cdot \alpha^2 \cdot V_{\text{кр}}^2]} \quad (14.8)$$

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:

- 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 у такий спосіб 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 гідратуутворення.

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 нафтогазовопромислового 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 солей 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 характер 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; уникнення змішування вуглеводневої продукції свердловин із тією, що містить сірководень.

До *спеціальних методів* захисту відносять: застосування інгібіторів корозії, бактерицидів, неметалевих матеріалів, лаків і фарб; обладнання установок і трубопроводів із катодним і протекторним захистом.

Найефективнішим методом захисту від корозії нафтогазовопромислового 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 потрібно 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.

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 також 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 %-м 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 гідратуутворення, або окремо.

Захист газопромислових комунікацій інгібіторами залежить переважно від ураження їх корозією і може здійснюватися введенням інгібіторів шляхом диспергування по довжині трубопроводу за допомогою конфузторних 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 запитання

- 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.

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;

– 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 приви́бійній зоні вибухових речовин. Усі ці методи можна здійснювати не тільки для відновлення проникності приви́бійної зони, але і для збільшення газовіддачі багатьох газонасичених пластів із низькою проникністю.

До нових методів інтенсифікації відносяться акустична дія великої потужності на приви́бійну 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 приви́бійної зони, створення конструкцій приви́бійної зони значних розмірів і зміцнення пухких несцементованих порід.

На початку ХХІ ст. у вітчизняній практиці застосовуються такі хімічні та фізичні методи, що відновлюють або підвищують фільтраційну характеристику вибою та приви́бійної 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 гідратування.

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 $0,1 \text{ мкм}^2$) 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 застосування 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 крейдиані 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-пісконосій 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.

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.

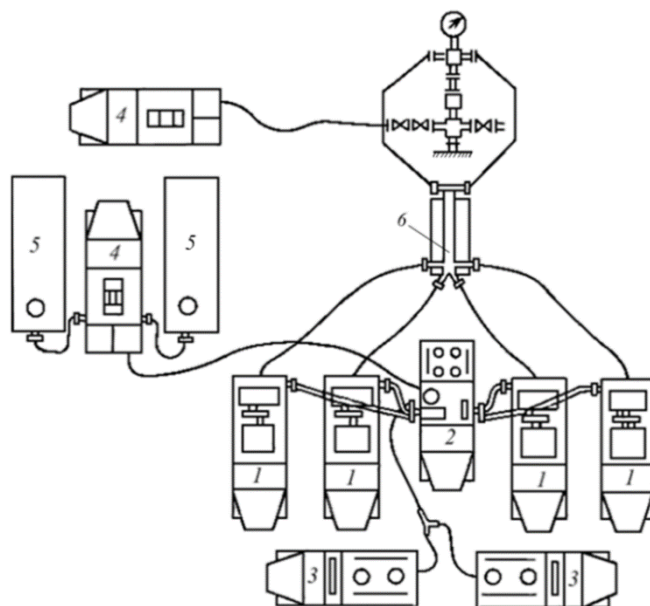


Рисунок 15.1 – Обв’язування обладнання гирла свердловини для проведення ГРП:

1 – агрегат 2АН-500; 2 – піскозмішувач ЗПА; 3 – автоцистерна 4ЦР;
4 – агрегат 3ЦА-400; 5 – ємність; 6 – змішувальний пристрій АУ-5

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-пісконосіє 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-пісконосія агрегати зупиняють. Зі зниженням тиску на гирлі до нуля стовбур промивають для видалення залишків піску з вибоєм 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 впливає 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.

Загалом 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.

Масований гідророзрив пласта (МГРП) є ефективним способом інтенсифікації у низькопроникних (до 10^{-4} мкм²) щільних газових пластах. Він відрізняється від звичайного гідророзриву тим, що в пласт закачують велику кількість рідини розриву (від 190 м³ до 1 900 м³) і розклинюючого матеріалу (від 40 т 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 мД до 0,005 мД) при товщині пласта 25 м і глибині залягання 2 400 м. На родовищі було застосовано 1 900 м³ 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 тримальну 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 оснований 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:



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 переважно 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 $\text{Fe}(\text{OH})_3$ 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:



Для видалення сірчаної кислоти додають хлористий барій у кількості 0,02–0,05 %. При цьому реакція проходить з утворенням осаду сірчаноокислого барію. Після відстою осад BaSO_4 видаляють.

Для обробки свердловини застосовують такі види соляної кислоти:

- інгібовану, тобто кислоту, препаративану на заводах-постачальниках спеціальними добавками для зниження корозійного впливу на метал;
- інгібовану синтетичну, але зі зниженою концентрацією (до 19–25 %);
- інгібовану, отриману з абгазів органічних виробництв при концентрації HCl від 18 % до 22 %.

У процесі експлуатації свердловини частина її перфорованих каналів зазвичай заглинізується. 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 зазвичай 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 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 розвинуеною природною тріщинуватістю, продуктивність яких знижена внаслідок забруднення тріщин частинками карбонатних порід і глинистого розчину при бурінні; при цьому кислота розчиняє прониклі 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 підшовних 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 розвинуеною 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 приви́бійної 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 слабкорозвиненою 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 такі операції:

- 1) інтенсивне промивання вибою і приви́бійної 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 приви́бійної 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 нетріщуватих карбонатних пластів, в яких проникність приви́бійної 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 перфоруєть у необхідному напрямку, а потім виконують зворотнє 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 витримання кислоти свердловину освоєюють 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.

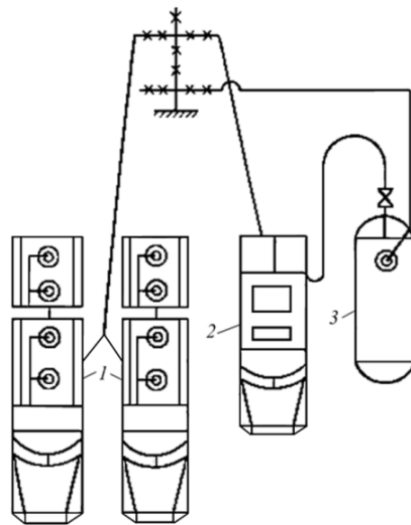


Рисунок 15.2 – Розташування та обв'язка обладнання при кислотних обробках за допомогою агрегатів Азінмаш-30:

- 1 – агрегат Азінмаш-30 з ємностями для робочої рідини;
2 – насосний агрегат; 3 – ємність для промивальної рідини*

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 кожную 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.

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 сірчанокислоного барію.

Для глушіння і промивання свердловин та закачування кислотного розчину у пласт застосовують агрегати Азінмаш-30, ЗЦА-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 м³.

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.

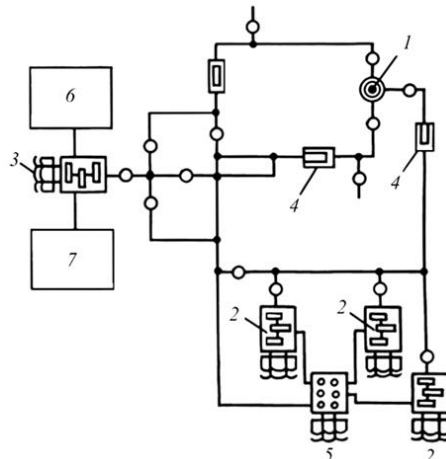


Рисунок 15.3 – Обв’язка агрегатів і гирла свердловини при застосуванні закільцьованої схеми:

*1 – гирло свердловини; 2, 3 – насосні агрегати; 4 – шламоуловлювач;
5 – піскозмішувальний агрегат; 6 – ємність; 7 – амбар*

Пісок застосовують з розміром зерен від 0,2 мм 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 %-й 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 газонасних формацій рекомендуються такі рідини:

- 0,5 – 1 %-й водний розчин хлористого кальцію;
- 0,5 – 1 %-й водний розчин словатону;
- 0,5 %-й водний розчин поліакриламідну;

- 1–2 %-й водний розчин стеароксу;
- 0,5–1 %-й водний розчин вирівнювача А;
- 0,5–1 %-й водний розчин КМЦ;
- 10 %-й водний розчин хлористого натрію з добавками 0,3–0,5 % поверхнево-активних речовин (сульфанол, дісолван);
- 5–10 %-й 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/м³.

За наявності розкритих продуктивних горизонтів, глушіння свердловин при підготовці їх до перфорації повинно проводитися за допомогою рідин, які не знижують фільтраційної характеристики приви́бійної 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 слабопроникні та стійкі колектори (типу пісковика, 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 м³ 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 обладнують 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 простріл наміченого 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 приви́бійну 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 3 500 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 порошу 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 приви́бійної зони та полегшуючи умови припливу газу до свердловини.

При торпедуванні газових свердловин як ВР застосовуються нітрогліцерин і динаміт.

Кількість вибухової речовини переважно 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 ви́бій 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 солянокисlotної 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 приви́бійної 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 ($\text{H}_2 + \text{O}_2$, $\text{CH}_4 + \text{O}_2$ 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 – підриви 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 приви́бійну 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 приви́бійній зоні пласта.

Для подолання або зниження ПФО можна використати хвильові (акустичні) впливи (АВ) на приви́бійну 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. У такий спосіб на газових і газоконденсатних свердловинах можна подолати ПФО за допомогою акустичного (вібраційного) впливу на приви́бійну 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 ($\approx 3\,000$ 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 $0,5 \times 10^{-2}$ 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 віброейсмичного впливу на приви́бійну зону свердловин

Вібровплив на приви́бійні зони свердловин здійснюється віброейсмичними низькочастотними акустичними (20 Гц – 20 кГц) та ультразвуковими методами імпульсної разової дії. Серед віброейсмичних методів найбільше застосовуються впливи на приви́бійну 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 віброейсмичних методів імпульсної дії відносяться також електричний розряд у свердловинній рідині, який становить 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 кВ до 70 кВ. Потужність сучасних розрядів до 100 мВт при струмах до 250 кА. Для потужного розряду швидкість збурення на поверхні каналу становить 5 800 м/с, у ближній зоні – 3 500 м/с. Тиск на фронті хвилі стиснення – 2 000 МПа. При електричному розряді під дією високих температурних градієнтів виникають значні термпружні 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 привибіїної зони. В іншому випадку перемінна акустична дія призводить до ще більшої кольматації привибіїної 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. Наприклад, 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 приви́бійної зони нафтогазовидобувних свердловин з метою:

- підвищення дебіту видобувних та приймальності нагнітальних свердловин;
- обробки приви́бійної 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 приви́бійну 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 приви́бійні 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:

- розколювання ПЗП;
- збільшення проникності ПЗП;
- подрібнення колюматантів, включаючи результати взаємодії хімічних реакцій;
- створення дрібнодисперсної однорідної емульсії з подрібнених колюматантів і флюїду з розчиненим газом, що полегшує винесення колюматанту;
- 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 приви́бійну зону пласта можлива лише за наявності рідкого середовища густиною $\rho > 400\text{--}500 \text{ кг/м}^3$, 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 зменшенні розмірів частинок диспергованих та емульгованих компонентів, збільшення гомогенності суміші та суттєвого підвищення стабільності у часі диспергової або емульгової 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 унеможливорює утворення відкладень та їхнє 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/м³).

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 (vaporizing gas drive process);
- шляхом досягнення змішаного 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 достатньо 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, потрібно 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.



Рисунок 15.4 – Азотна компресорна станція ТГА

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.

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 закачуванні 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.

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 достатньо 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 .

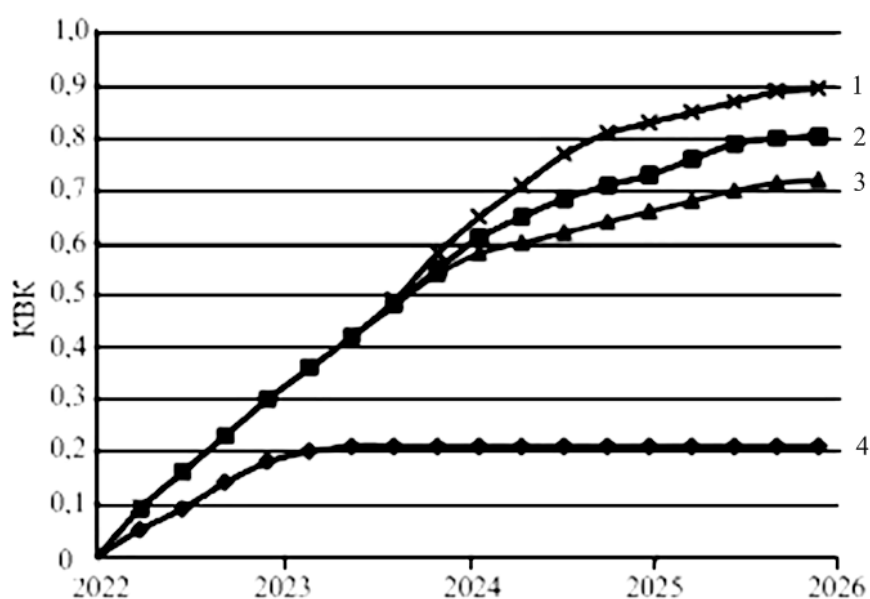


Рисунок 15.5 – Графік КВК залежно від типу закачуваних газоподібних агентів:

1 – CO_2 ; 2 – сухий природний газ; 3 – N_2 ; 4 – розробка на виснаження

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 запитання

- 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_e , і коефіцієнт міжремонтного періоду роботи свердловин K_m .

Коефіцієнт експлуатації (K_e) – відношення сумарного часу експлуатації свердловини (дів) до загального календарного часу, протягом якого оцінюється цей коефіцієнт (наприклад, місяць, рік).

Коефіцієнт міжремонтного періоду (K_m) 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-підйомальних операцій із трубами та різними інструментами наведена на рисунку 16.1.

Вежа оснащується талевою системою з гаком, до якого підвішується колона труб із ловильним інструментом, яка опускається і піднімається зі свердловини.

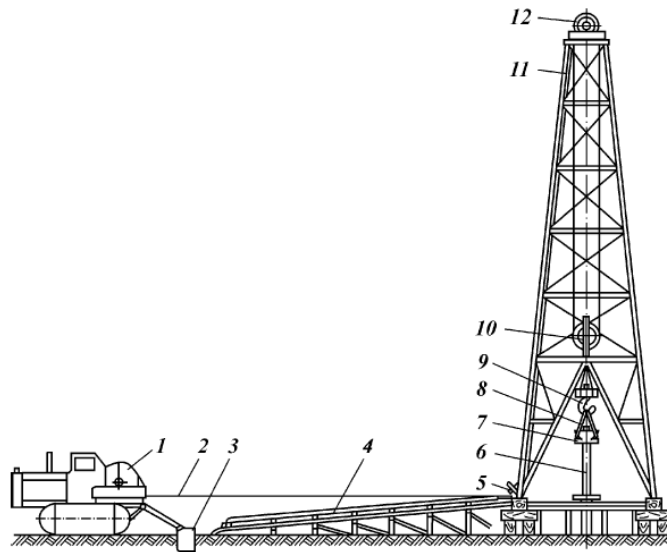


Рисунок 16.1 – Розміщення обладнання під час підземного ремонту свердловини:

- 1 – тракторний підйомник; 2 – канат; 3 – упор для трактора;
4 – містки; 5 – відтяжний ролик; 6 – труба; 7 – елеватор;
8 – штрипи; 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 т 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 підшовними 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 підшовних 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 кону 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 дренажного 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 кону 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 кона 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-стиральні 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.

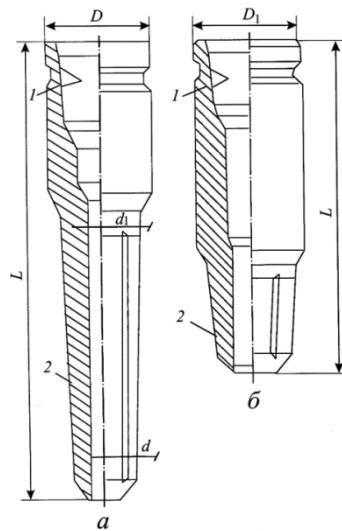


Рисунок 16.2 – Ловильні мітчики для НКТ:

*а – універсальний типу МЕУ; б – спеціальний типу МЕС;
1 – приєднувальне різьблення; 2 – ловильне різьблення*

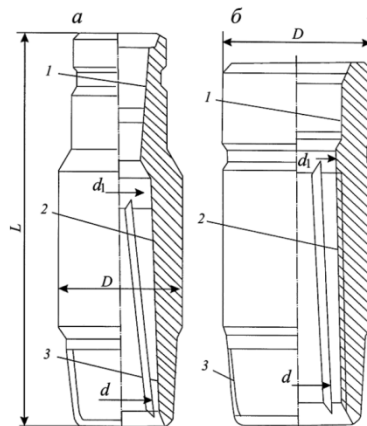


Рисунок 16.3 – Ловильні плашки:

а – не наскрізна; б – наскрізна; 1, 2, 3 – різьба, відповідно, приєднувальна до колони, ловильна, приєднувальна до воронки

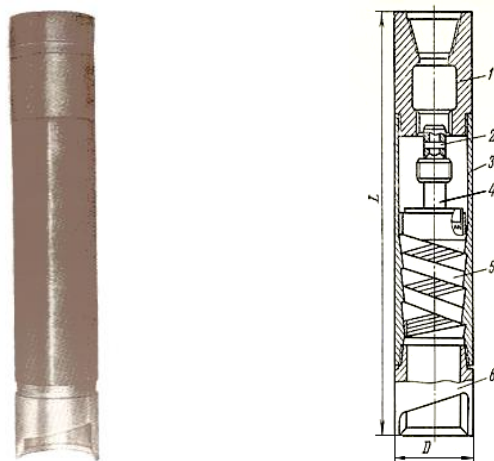


Рисунок 16.4 – Трубовловлювач типу ТНОС:

*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 %-й 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 внутрішньо-пластових 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.

Напрямок робіт, пов'язаний із охороною навколишнього середовища та раціональним використанням природних ресурсів, є однією із актуальних проблем для більшості родовищ. Це насамперед 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 низці 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-підймальних 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, парафіністих, 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.

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 підіймати 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.

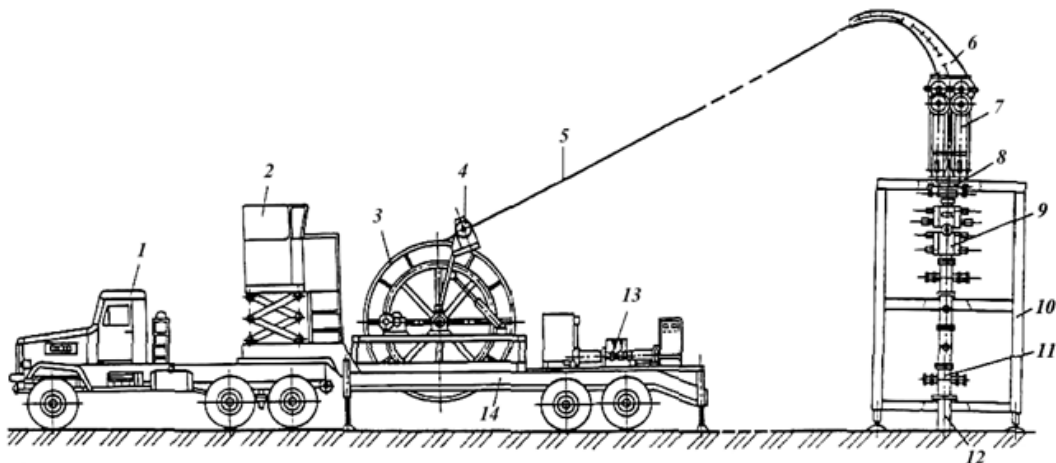


Рисунок 16.5 – Загальний вигляд та компоновка колтубінгової установки на напівпричепі в робочому положенні на свердловині:

- 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

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 $\times$ 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.

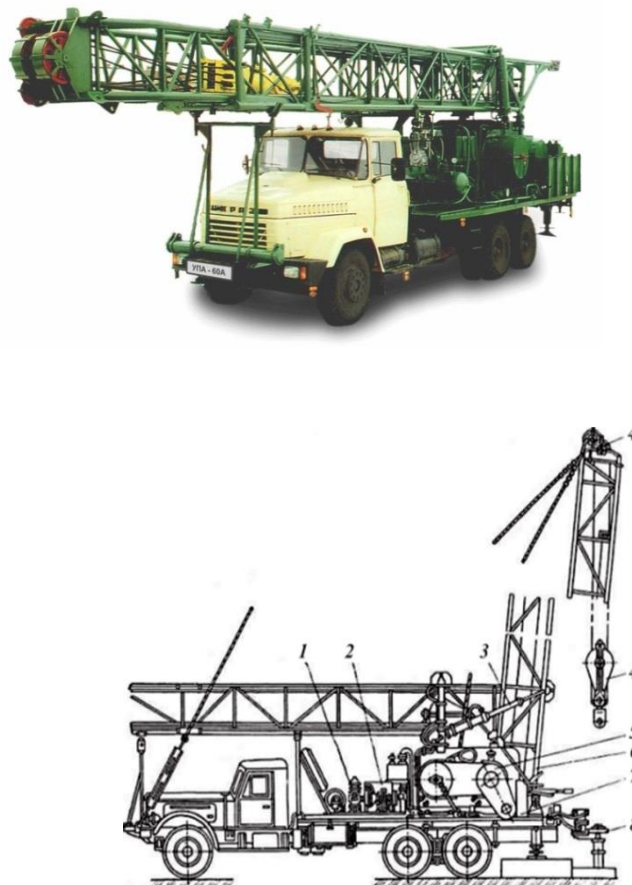


Рисунок 16.6 – Підіймальний агрегат А-50У:

- 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-підймальних 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.

Підймальна 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).

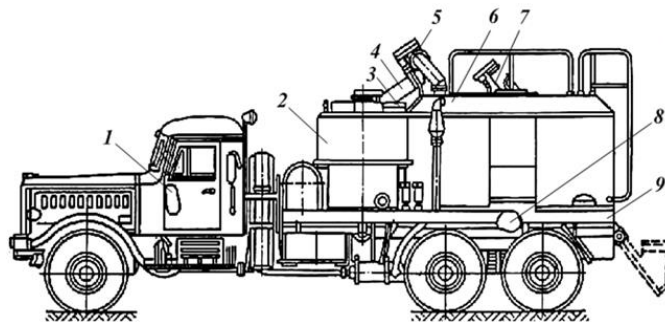


Рисунок 16.7 – Піскозмішувальний агрегат 4ПА:

- 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 м³, змонтовану на двовісному причепі МАЗ-5243Ш вантажопідйомністю понад 6 800 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).

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 паром або гарячою водою, а також для підігріву трубопроводів та іншого нафтогазопромислового обладнання.

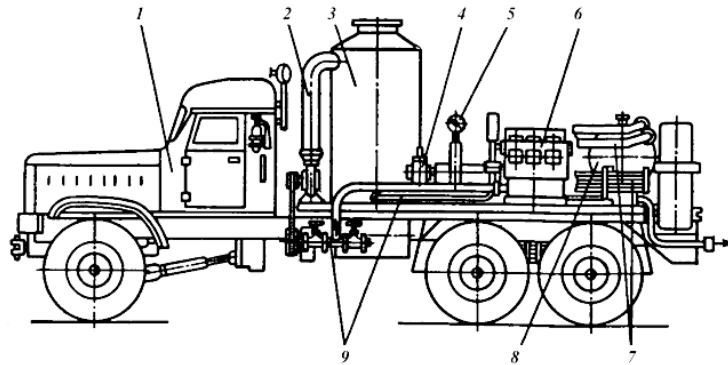


Рисунок 16.8 – Агрегат АДПМ для депарафінізації свердловин:

- 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

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 слугує вертикальний прямоточний змійниковий котел. З кабіни автомобіля здійснюється керування робочим процесом і контроль за роботою установки.

Контрольні запитання

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 котельень?

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навч. посіб. / О. І. Акульшин, О. О. Акульшин, В. С. Бойко, В. М. Дорошенко, Ю. О. Зарубін. – Івано-Франківськ : Факел, 2003. – 434 с.
2. Білецький В. С. Історія та перспективи нафтогазовидобування / В. С. Білецький, Г. І. Гайко, В. М. Орловський. – Київ : 2019. – 302 с.
3. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик. – Полтава : ТОВ «АСМІ», 2018. – 215 с.
4. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Київ : Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
5. Довідник з нафтогазової справи / [за ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука]. – Львів, 1996. – 620 с.
6. Кондрат О. Р. Технологія видобування газу : конспект лекцій / О. Р. Кондрат. – ІФНТУНГ, 2015. – 284 с.
7. Коротя М. Етапи становлення нафтогазової промисловості в Україні / Мирослав Коротя // Економічний часопис Східноєвропейського національного університету імені Лесі Українки. – 2017. – С. 76–81.
8. Орловський В. М. Технологія видобування газу і газового конденсату / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко. – Львів-Харків : Новий Світ-2000, 2023. – 359 с.
9. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів : підручник / В. Г. Суярко. – Харків : Фоліо, 2015. – 413 с.
10. Видобування нафти і газу : конспект лекцій / Я. Я. Якимечко, С. О. Овецький, Я. М. Фем'як, В. Р. Возний. – Івано-Франківськ, 2018. – 180 с.

Електронне навчальне видання

ОРЛОВСЬКИЙ Віталій Миколайович

ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
галузі знань 18 – Виробництво та технології зі спеціальності
185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

Відповідальний за випуск *О. В. Ромашко*

Редактор *О. В. Михаленко*

Комп'ютерне верстання *В. М. Орловський, І. В. Волосожарова*

План 2025, поз. 279Л

Підп. до друку 26.06.2026. Формат 60 × 84/16.

Ум. друк. арк. 12,8.

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Чорноглазівська, 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: office@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 8386 від 14.07.2025.