

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

В. М. Орловський, О. В. Бобловський

ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ

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

УДК 622.24

Орловський В. М. Технологія видобування нафти : 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, О. В. Бобловський ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2026. – 202 с.

Автори:

канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський,
асист. О. В. Бобловський

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

@ В. М. Орловський, О. В. Бобловський, 2026
@ ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2026

ЗМІСТ

Вступ	4
1 Склад і властивості нафти та газу. Фізичні властивості порід-колекторів	6
2 Поняття про нафтовий поклад та родовище. Джерела пластової енергії	13
3 Свердловина та її елементи. Привибійна зона свердловини	25
4 Гідродинамічна досконалість свердловин	38
5 Вторинне розкриття пластів. Виклик припливу й освоєння свердловин	50
6 Промислово-геофізичні та газогідродинамічні дослідження свердловин	65
7 Фонтанна експлуатація нафтових свердловин	74
8 Газліфтна експлуатація нафтових свердловин	86
9 Експлуатація свердловин глибинно-насосними установками та установками занурювальних відцентрових насосів	99
10 Інші види глибинно-насосних установок для свердловинного видобування нафти	115
11 Одночасно-роздільна експлуатація кількох пластів однією свердловиною	135
12 Встановлення параметрів продуктивності нафтових свердловин та методи її підвищення	143
13 Інтенсифікація видобутку нафти і газу. Методи підвищення нафтогазовилучення із пластів	150
14 Боротьба з ускладненнями під час експлуатації свердловин. Підземний ремонт свердловин	160
15 Різновиди підземного ремонту свердловин. Техніка для ремонту свердловин	177
16 Підземний ремонт свердловин із застосуванням гнучких труб ...	189
Список рекомендованої літератури	201

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 згорання. 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 нафти» дозволить бакалаврам під час самостійного опанування дисципліни придбати сучасні знання та підвищити якість вивчення дисципліни.

1 СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ ТА ГАЗУ. ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Склад і властивості нафти

Нафта й газ – це складна природна суміш вуглеводнів різної будови з домішками неуглеводневих компонентів. Суміші вуглеводнів з незначною часткою інших природних речовин, що як у пластових, так і в поверхневих умовах перебувають у рідкому стані, називають *нафтою*.

Фізико-хімічні властивості нафти та газу, їх товарні якості визначаються складом. Під елементним складом нафти розуміють масовий вміст у ній хімічних елементів. Основними елементами є вуглець і водень. Вміст вуглецю 83–87 %, водню 12–14 %. Значно менше інших елементів – сірки, кисню, азоту. Їх вміст рідко перевищує 3–4 %.

Вуглеводні граничного ряду:

- метан CH_4 (газ);
- етан C_2H_6 (газ);
- пропан C_3H_8 (газ, який за умови звичайної температури та невеликого тиску – рідина);
- бутан C_4H_{10} (газ, що в разі звичайної температури і невеликого тиску – рідина);
- пентан C_5H_{12} (рідина, конденсат) тощо.

За вмістом сірки нафти поділяються на класи:

- малосірчисті (вміст сірки до 0,5 %);
- сірчисті (вміст сірки від 0,51 % до 2 %);
- високосірчисті (вміст сірки більше ніж 2 %).

За вмістом смол нафти поділяються на підкласи:

- малосмолисті (вміст смоли до 18 %);
- смолисті (вміст смоли від 18 % до 35 %);
- високосмолисті (вміст смоли більше ніж 35 %).

За вмістом парафіну нафти поділяються на групи:

- малопарафіністі (вміст парафіну до 1,5 %);
- парафіністі (вміст парафіну від 1,51 % до 6 %);
- високопарафіністі (вміст парафіну більше ніж 6 %).

Поділ складних сумішей на простіші називають *фракціонуванням*.

Нафту поділяють на фракції шляхом перегонки. Фракція нафти, що має діапазон кипіння 30–205 °С – бензин, з інтервалом кипіння 200–300 °С – гас. Фракція, що залишилася, – це мазут, з якого отримують бітуми, гудрони, мастила тощо.

Залежно від фракційного складу розрізняють бензинові (легкі) та паливні (важкі) нафти.

Властивості нафти змінюються в процесі її видобутку – за умови руху по пласту, у свердловині, системах збору та підготовки, у разі контакту з іншими рідинами та газами.

Властивості нафти: густина, в'язкість, газовміст (газовий чинник), тиск насичення нафти газом, стисливість нафти та її усадка, поверхневий натяг, об'ємний коефіцієнт, температура спалаху, температура кристалізації парафіну тощо.

Нафтові гази та їхні властивості

Природні нафтові гази – суміші насичених вуглеводнів, головний складник яких – метан. У вигляді домішок у природному газі присутні азот, вуглекислий газ, сірководень, меркаптани, гелій, аргон і пари ртуті.

Фізичні властивості природного газу залежать від його складу, але в цілому близькі до властивостей метану, як основного компонента суміші.

Молекулярна маса газу: 16–20.

Густина газу: 0,68–0,73 кг/м³.

Нафтовий газ – газ, розчинений у нафті за пластових умов; виділяється при експлуатації нафтових покладів внаслідок зниження пластового тиску нижче за тиск насичення нафти. Вміст нафтового газу у нафтах (газовий чинник) коливається від 3–5 м³/т у верхніх горизонтах до 200–250 м³/т і більше у глибоких пластах. За складом нафтові гази поділяють на вуглеводневі (95–100 % вуглеводнів), вуглеводневі з домішкою вуглекислого газу (CO₂ 4–20 %), вуглеводневі з домішкою азоту (N₂ 3–5 %), вуглеводнево-азотні (N₂ до 50 %). За співвідношенням метану і його гомологів нафтові гази поділяють на – на сухі (CH₄ понад 85 %, C₂H_{5+вищі} 10–15 %) і жирні (CH₄ 60–85 %, C₂H_{5+вищі} 20–35 %). Для встановлення кількості і складу нафтового газу проби нафти, відібрані на гирлі свердловини або в пластових умовах (глибинним пробовідбірником), піддають дегазації. Через часткову дегазацію нафти у привибійній зоні і піднімальних трубах нафтовий газ, відібраний на гирлі свердловини, містить більше метану і менше його гомологів, ніж газ із глибинних проб нафти.

Нафтовий газ використовується як паливо (отримують «скраплений» пропан-бутановий газ і газовий бензин) у нафтохімічній промисловості (виробництво полімерних виробів тощо).

В попутних нафтових газах вуглеводнева фракція відіграє більшу роль, ніж у вільних. Звичайно вуглеводні складають в попутному газі 90–98 %. Лише в 35 % всіх досліджених покладів їх концентрація знижується нижче 90 %. Таким чином, поведінка газонасиченості нафт в основному обумовлюється поведінкою розчинених вуглеводнів. Тенденція до збільшення концентрації вуглеводневої фракції простежується також у попутних газах зон молодих прогинань і западин.

Співвідношення вуглеводневих компонентів у попутних газах істотно відрізняється від такого у вільних газах. В попутних газах концентрація важких вуглеводнів співвідноситься з концентрацією метану, а в деяких випадках перевершує її. Фоновий вміст важких вуглеводнів у попутних газах становить 20–40 %. Серед гомологів метану звичайно переважає етан, а вміст пропану і бутану різко підвищений порівняно з вільними газами.

Частка важких вуглеводнів у попутних газах коливається у широких межах (від 10 % до 90 %). Поведінка концентрацій кислих компонентів у попутних газах у наш час вивчена дуже слабо. Концентрація вуглекислоти звичайно вища, ніж сірководню. Вміст азоту в попутних газах може досягати значних кількостей. Так, концентрація азоту в попутних газах інколи становить 60–70 %, а азотний чинник 50–60 м³/м³. Проте загалом для попутних газів характерний низький вміст азоту. Більше 65 % всіх нафтових покладів містять попутний газ із концентрацією азоту не вище 12 %. Попутний газ епігерцинських платформ характеризується концентрацією азоту 1,5–6 % (60 % покладів). На стародавніх платформах концентрація азоту в попутних газах звичайно вища. Більше половини всіх досліджених покладів нафти містить попутний газ із концентрацією азоту 6–25 %. Цікаво відзначити, що зростання концентрації азоту в попутному газі супроводжується збільшенням частки важких вуглеводнів. При збільшенні середньої концентрації азоту в попутному газі з 8,4 % до 30,2 % відбувається зростання частки важких вуглеводнів з 12 % до 78 %. Фонова концентрація азоту в нафті складає – 7,5 м³/м³. При цьому середні концентрації азоту в нафтах стародавніх і молодих платформ і зон прогинань дещо відрізняється. Найвищими концентраціями характеризуються стародавні платформи. Для нафтогазоносних басейнів Російської платформи середні концентрації азоту в нафті складають близько 5 м³/м³.

Вміст гелію в нафтах коливається в широких межах – від 0,03 мл/л до 326 мл/л, а пружність – від 0,008 кгс/см² до 10 кгс/см². При цьому фонові значення цих параметрів складають відповідно 6–25 мл/л і 0,025–0,4 кгс/см². При збільшенні глибини залягання нафт пружність гелію росте як на палеозойських і епігерцинських платформах, так і в областях прогинання. Фіксується також збільшення пружності гелію в нафтах при зменшенні коефіцієнта положення.

Варто підкреслити залежність гелієвого чинника і пружності гелію від характеру нафтових покладів, зокрема їх прив'язки до стародавніх або молодих платформ, а в їх межах – від віку вмісних відкладів: вони вище в стародавніх геоструктурах. Поведінка концентрації і пружності гелію в нафтах у регіональному плані вивчена досить слабо. Оскільки в цьому ж напрямі зростає газовий чинник нафт, процентний вміст гелію в попутному газі змінюється несуттєво.

Фізико-хімічні властивості цих сумішей залежать від цілого ряду зовнішніх і внутрішніх умов. До зовнішніх умов необхідно віднести пластові температуру і тиск, оскільки ясно, що дві суміші однакового складу можуть різко відрізнитися одна від одної за своїми властивостями, якщо вони знаходяться в різко відмінних пластових умовах. До внутрішніх умов відносяться:

- а) хімічний склад газової суміші, тобто пропорції, в яких змішані складові компоненти;
- б) властивості цих компонентів у чистому стані за даних температури і тиску;

в) відхилення властивостей цих компонентів у суміші від їх властивостей в чистому стані, обумовлені взаємним впливом компонентів один на одного.

У розрахунках щодо нафтового попутного газу користуються відносною густиною. *Відносна густина* (англ. *relative density*) *природного газу* – безрозмірна фізична величина, що дорівнює відношенню густини природного газу до густини повітря.

Фізико-хімічні властивості пластових вод

Пластові води присутні у більшості нафтогазових родовищ і є звичайним супутником нафти. Крім пластів, у яких вода залягає разом із нафтою, зустрічаються і чисто водоносні пласти.

Відносно нафтогазоносних горизонтів пластові води поділяються на такі види:

- контурні (крайові) води – знаходяться в знижених ділянках нафтових пластів, що підпирають нафтовий поклад з боку контуру нафтоносності;
- підошовні води – в нижній частині приконтурної зони пласта; іноді вони поширені по всій структурі, включаючи і її склепінну частину;
- проміжні води, що залягають у прошарках нафтових або газових пластів;
- верхні води, що залягають вище відносно даного нафтового пласта;
- нижні води, що залягають нижче відносно даного нафтового пласта;
- змішані води, що залягають вище відносно даного нафтового пласта і надходять з кількох водоносних пластів або з вище- і нижче залягаючих водоносних пластів.

Пластова вода в нафтових і газових покладах може перебувати не тільки в чисто водяній зоні, але й у нафтовій і газовій, насичуючи разом із нафтою та газом продуктивні породи покладів. Цю воду називають *залишковою, зв'язаною або похованою*. Її кількість визначається *коефіцієнтом водонасиченості* – це частина порового простору колектора, заповненого водою.

До проникнення в осадові відклади нафти поровий простір між зернами породи був заповнений залишковою водою. У процесі формування родовищ нафти і газу проходила міграція вуглеводнів у підвищені частини структурних пасток, де відбувався розподіл рідин і газів залежно від їх густини. Вміст зв'язаної води в породах нафтових покладів коливається від часток відсотка до 70 % об'єму пор і в більшості колекторів становить 20–30 % цього об'єму. Наприклад, у газонасичених колекторах Шебелинського ГКР вміст зв'язаної води коливається в межах 20–70 %.

Основні фізичні показники пластових вод: густина, солоність, мінералізація, в'язкість, температура, електропровідність, стисливість, радіоактивність, розчинність води в нафті і газів у воді.

Фізичні властивості пластових вод суттєво залежать від її виду (вільна, зв'язана), ступеня мінералізації, присутності розчиненого газу, умов залягання (тиск і температура) та інших чинників.

Лужно-кислотні властивості пластової води – властивості пластової води газонафтового покладу, які визначаються концентрацією водневих іонів, вираженою у вигляді умовної величини рН, яка дорівнює від'ємному логарифму концентрації.

Густина пластових вод залежно від ступеня мінералізації може змінюватись від 1 000 кг/м³ (прісна вода) до 1 450 кг/м³ (при концентрації солей 643 кг/м³).

В'язкість пластових вод із підвищенням концентрації розчинених солей збільшується. Збільшення тиску призводить до незначного підвищення в'язкості.

Коефіцієнт об'ємного стиснення з підвищенням тиску зменшується, а температури – збільшується. Аналогічний в якісному плані вплив тиску і температури на коефіцієнт теплового розширення.

Пластові води надзвичайно різномірні на різних родовищах. Склад їх і мінералізація залежить від геологічного віку продуктивних пластів.

Пластові води вміщують суміш органічних і неорганічних сполук, яка складається:

- із сполук розчиненої і вільної нафти;
- хімреагентів, використаних у процесі очищення;
- парафінів, піску, продуктів корозії;
- вуглекислого газу, сірководню, м'яких вуглеводнів.

На кількість сполук впливає солоність, лужність, температура пласта, хімреагенти, які використовували при бурінні і експлуатації. Пластові води мають високу токсичність. Слаботоксичні води мають властивість накопичуватися в біоорганізмах. Особливо небезпечний злив пластових вод біля берега.

За мінералізацією пластові води поділяються на: – солонуваті з осадом 1–6 г/л; – солені, 6–150 г/л; – розсоли, 150–250 г/л.

За солевим складом пластові води поділяються на: жорсткі (хлоркалієві) і лужні (гідрокарбонати і).

Тверді (жорсткі) води мають високу мінералізацію і великий вміст хлоридів кальцію, натрію і магнію; густина їх доходить до 1,2 г/см³. З ростом мінералізації води зменшується її лужність, тому пластові води розсолевого типу мають практичну нейтральну реакцію. Мінералізація лужної пластової води менша, ніж твердої і коливається в межах 0,7–60 г/л, а її густина не більше 1,07 г/см³. Чим нижча мінералізація, тим вища лужність.

Гірські породи. Фізичні властивості порід-колекторів

Гірськими породами називаються щільні та пухкі агрегатні системи, що складають земну кору та містять однорідні або різні мінерали та уламки інших порід. Це природні агрегати однорідних або різних мінералів, що виникли за певних геологічних умов у земній корі або на її поверхні, більш чи менш стійкі за складом, які утворюють самостійні геологічні тіла.

Розрізняють такі види гірських порід:

1. *Магматичні породи* – кінцеві продукти магматичної діяльності, що виникли внаслідок застигання природного розплаву (магми – у надрах планети або лави – на її поверхні).

2. *Осадкові породи* – породи, утворені на поверхні Землі внаслідок руйнування первинних гірських порід під дією екзогенних процесів, осадження мінеральних і органічних речовин із води, життєдіяльності організмів і подальшого їх ущільнення. За своєю природою всі осадкові породи поділяються на чотири групи: уламкові, глинисті, хемогенні й органогенні. Для формування покладів вуглеводнів найбільше значення мають глинисті, піщані і карбонатні породи.

Осадкові гірські породи залягають у земній корі у вигляді пластів або шарів.

Пласти, що мають систему пор (порожнин), тріщин, каверн, по яких можуть переміщуватися рідини та гази, називають *пластами-колекторами* (піски, пісковики, тріщинуваті і кавернозні вапняки тощо). Вони перешаровуються щільними осадковими гірськими породами (флюїдоупорами), що не мають пустот, і по яких не можуть переміщатися рідини і гази (глини, щільні вапняки).

Переважна частина світових запасів нафти і газу залягають в осадкових породах.

3. *Метаморфічні породи* – породи, що утворилися з осадкових, магматичних і давніших метаморфічних внаслідок їх фізико-хімічних змін під дією високих тисків, температур і хімічних впливів. До них належать глинисті сланці, слюдяні сланці, гнейси, кварцити, грануліти, еклоїти тощо.

Розрізняють: *метанеліти* – похідні кислих осадкових і вивержених порід (аргілітів, алевролітів, пісковиків, гранітоїдних вулканітів та інтрузивних гірських порід) і *метабазити* – похідні основних осадкових і магматичних порід.

Гірські породи початкових стадій метаморфізму осадкових глинистих порід, утворені внаслідок різних фізико-хімічних чинників (аргіліти, глинисті сланці) називають *метаморфогенними* породами.

Основні фізичні характеристики порід-колекторів – густина, пористість, пустотність, проникність, характер структури пустотного простору, нафтогазоводонасиченість, поверхневі властивості, теплоємність, стисливість та інші.

Найважливішими для порід-колекторів є властивості, які визначають їх ємність і здатність віддавати та пропускати крізь себе утриману в них нафту і газ (пористість і проникність).

Пористість – відношення сумарного об'єму всіх пор зразка породи до його об'єму. Розрізняють абсолютну, відкриту і закриту, ефективну, динамічну пористість.

Проникність – це здатність породи пропускати через систему сполучених між собою пор рідини і гази або їх суміші за наявності перепаду тиску. Для кількісної оцінки користуються коефіцієнтом проникності. За одиницю вимірювання проникності прийнято Дарсі або мкм². Дарсі (англ.

Darcy unit) – одиниця проникності пористих середовищ, приблизно дорівнює 1 мкм². Середовище з проникністю 1 Дарсі дозволяє рідині з динамічною в'язкістю 1 сантипуаз (1 мПа · с, близько до в'язкості води) під градієнтом тиску 1 атмосфера/см утворювати об'ємну витрату 1 см³/с через поперечну площу в 1 см²: 1Д = 1,02 × 10⁻¹² м². Одиниця Дарсі названа на честь французького інженера-гідравліка Анрі Дарсі (1803–1858 рр.). Дарсі широко використовується в геології, гідрології, механіці ґрунтів, нафтогазовидобутку. Часто застосовуються частинні одиниці сантидарсі (сД) та мілідарсі (мД).

Пустотність – наявність у гірській породі порожнин різних розмірів і обрисів, які утворюють пори, каверни, тріщини і ін. Синонім у нафтовій і газовій геології – ємність колектора. Сумарний об'єм усіх пустот, включаючи пори і тріщини у гірській породі, виражений у відсотках до загального об'єму чи в одиницях об'єму на одиницю маси. Розрізняють пустотність абсолютну, відкриту (наявність у гірській породі сполучених між собою порожнин різних розмірів і обрисів), первинну, вторинну, загальну (повну), тріщинну (тріщинуватість), фізичну.

Нафтонасиченість пласта – вміст нафти в породі-колекторі. Виражається в частках або відсотках від об'єму порового простору. Неповне насичення нафтою всього порового простору зумовлене наявністю в ньому залишкової або зв'язаної води і газу у вільному стані. Для переважного числа порід-колекторів початкова нафтонасиченість (визначається до початку розробляння родовища) залежить від проникності (чим менша проникність, тим менша нафтонасиченість). На практиці нафтонасиченість визначають за даними геофізичних і гідродинамічних досліджень свердловин, а також на основі аналізу керна. Результати визначення нафтонасиченості використовують для підрахування запасів і контролювання за розроблянням родовища.

Контрольні запитання

1. Дайте характеристику елементного складу нафти.
2. Охарактеризуйте речовинний склад нафти.
3. Які класифікації нафти Ви знаєте?
4. Які фізико-хімічні властивості нафти?
5. Які гази належать до природних нафтових газів?
6. На які види поділяються пластові води щодо нафтогазоносних горизонтів?
7. Яку пластову воду називають зв'язаною?
8. Якими фізичними показниками характеризуються пластові води?
9. Які породи називаються колекторами? Флюїдоупорами (покришками)?
10. Якими властивостями характеризують породу-колектор?

2 ПОНЯТТЯ ПРО НАФТОВИЙ ПОКЛАД ТА РОДОВИЩЕ. ДЖЕРЕЛА ПЛАСТОВОЇ ЕНЕРГІЇ

Нафтовий поклад, нафтове родовище

Нафта і газ скупчуються в пластах-колекторах, у так званих *пастках*, що утворилися внаслідок геологічних процесів (рис. 2.1): вигинів земної кори, виклинювання пласта, запечатування пласта іншими непроникними породами.

Розрізняють такі типи пасток:

- антиклінальні;
- тектонічно екрановані;
- літологічно екрановані;
- стратиграфічно екрановані;
- комбіновані.

Скупчення нафти і газу в пастці одного або декількох гідродинамічно пов'язаних пластів-колекторів називається *покладом*.

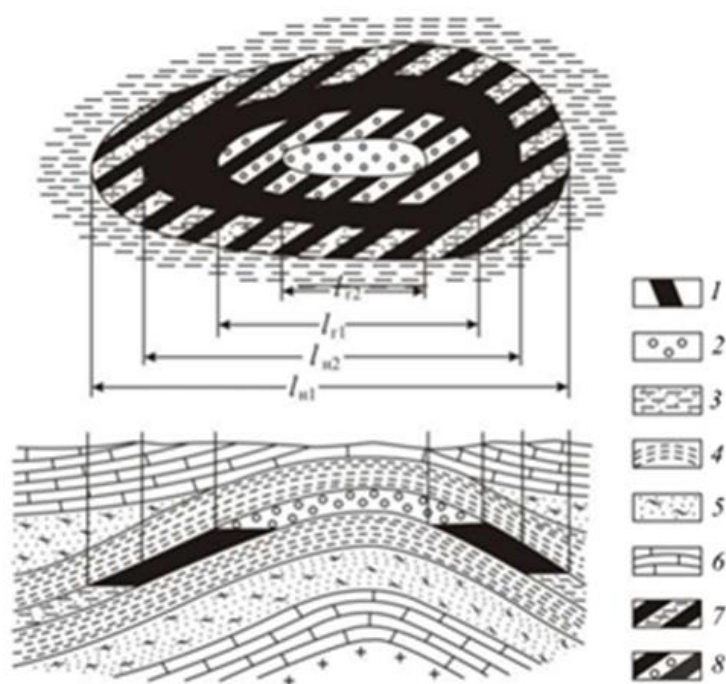


Рисунок 2.1 – Положення контурів газоносності і нафтоносності в антиклінальній складці:

1 – нафтонасичена частина; 2 – газонасичена частина;
3 – водонасичена частина; 4 – глини; 5 – алевроліти; 6 – вапняки;
7 – зона водонафтового контакту, 8 – зона газонафтового контакту;
 l_{n1} , l_{n2} – зовнішній і внутрішній контури нафтоносності; $l_{г1}$, $l_{г2}$ – зовнішній і внутрішній контури газоносності; $l_{н1}$, $l_{н2}$ – зовнішній і внутрішній контури нафтоносності

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Пласти-колектори складаються з проникних гірських порід, які перешаровуються з непроникними гірськими породами. Верхня межа пласта-колектора – *покрівля*, нижня межа – *підощва*. Складки, звернені опуклістю вгору, називають *антиклінальними*, а складки, спрямовані опуклістю вниз, – *синклінальними*.

На рисунку 2.1 показана антиклінальна складка нафтогазового пласта та розташування в ній пластових флюїдів і порід різної проникності. Найвища точка антикліналі називається *вершиною*, а центральна частина – *склепінням*. Похилі бічні частини складок (антикліналей і синкліналей) утворюють *крила*. Антикліналь, крила якої мають кути нахилу, однакові з усіх боків, називається *куолом*.

Газ, нафта і вода розташовуються всередині пастки під впливом сил гравітації залежно від їх густин. Границя між нафтою і водою називається *водогазовим контактом* (ВНК), між газом і нафтою – *газонафтовим контактом* (ГНК), а між газом і водою – *газоводяним контактом* (ГВК).

За геологічною будовою поклади бувають (рис. 2.2):

- 1) пластові;
- 2) склепінні;
- 3) літологічно екрановані;
- 4) тектонічно екрановані.

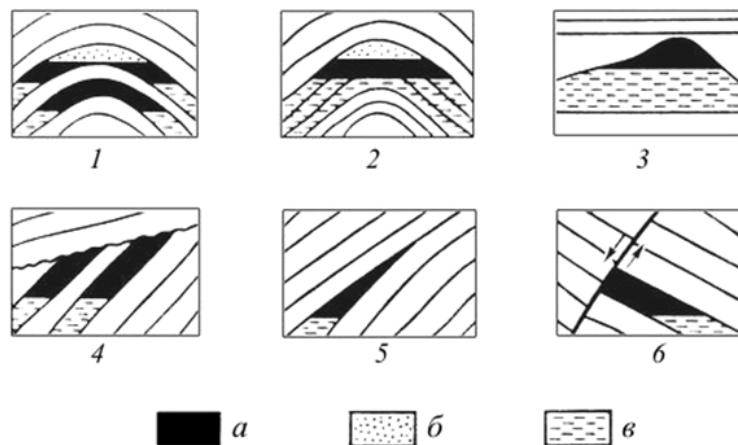


Рисунок 2.2 – Типи нафтогазових покладів:

a – нафта; *b* – газ; *v* – вода; 1–3 – в гідравлічно незамкнених пастках; 4–6 – в гідравлічно замкнених пастках; 1 – пластові склепінчасті нафтовий і газонафтовий поклади; 2 – масивний склепінчастий газонафтовий поклад; 3 – нафтовий поклад у виступі палеорельєфу (первинного або вторинного (ерозійного)); 4 – нафтовий поклад, екранований стратиграфічним неузгодженням; 5 – нафтовий поклад у пастці первинного (фаціального, літологічного) виклинювання колектора; 6 – тектонічно екранований поклад нафти

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

За флюїдом, що їх насичує поклади бувають (рис. 2.3):

- 1) нафтові;
- 2) нафтогазові;
- 3) газові;
- 4) газонафтові;
- 5) газоконденсатні.

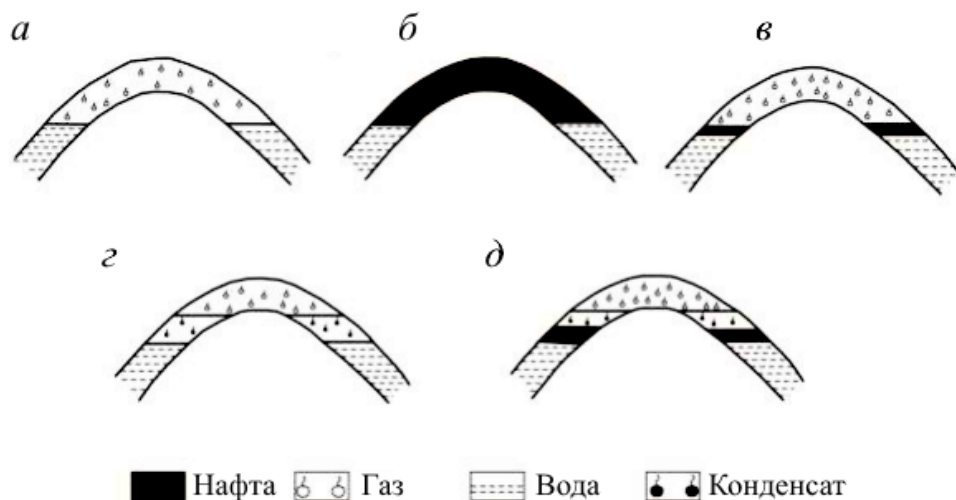


Рисунок 2.3 – Типи покладів за флюїдом, що насичує їх:

*а – газовий; б – нафтовий; в – газонафтовий; г – газоконденсатний;
д – нафто газоконденсатний*

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Сукупність покладів нафти і газу в розрізі відкладів на одній і тій же площі називається *родовищем*.

У пластових умовах рідина та газ, що насичують поровий простір колекторів, як і самі колектори, перебувають під тиском, який називається *пластовим*.

Пластовий тиск в різних точках покладів змінюється, тому його визначають як середньозважене значення (у разі однакової глибини) у всіх свердловинах даного пласта і називають *приведеним*. Пластовий тиск зазвичай відповідає гідростатичному тиску стовпа води у свердловині до глибини залягання цього пласта.

Температура нафти або газу в пластових умовах називається *пластовою температурою*. Вона зростає зі збільшенням глибини свердловини.

Підвищення температури пласта на 1 °С у метрах від гирла свердловини (по вертикалі) називається *геотермічним ступенем*. Зміна температури на кожні 100 м заглиблення в надра називається *геотермічним градієнтом*. В середньому геотермічний градієнт дорівнює 3 °С. При розрахунках дебітів свердловин потрібно враховувати, що геотермічний

градієнт може змінюватися на різних геологічних площах в доволі широких межах (0,5–6 °C/100 м).

Джерела і характеристики пластової енергії

Розподіл енергій в пластах

Енергія – це фізична величина, яка визначає здатність тіл здійснювати роботу. Робота в нафтовидобутку визначається як різниця енергій або вивільненої енергії, що необхідна для переміщення нафти у пласті і далі на поверхню. Розрізняють *природну* і, при введення із зовні (з поверхні) і *штучну* пластові енергії. Вони знаходять своє вираження у вигляді потенційної енергії, як *енергії положення*, і *енергії пружної деформації*.

Потенційна енергія положення:

$$E_{\text{п}} = M \cdot g \cdot h_{\text{ст}}, \quad (2.1)$$

де M – маса тіла (пластової або закачаної з поверхні води, нафти, вільного газу);

g – прискорення вільного падіння;

$h_{\text{ст}}$ – висота, на яку піднято тіло порівняно з довільно обраною площиною початку відліку (для рідких тіл це гідростатичний напір).

Оскільки маса тіла $M = V \cdot \rho$, $\rho \cdot g \cdot h_{\text{ст}} = p$, то енергія положення дорівнює добутку об'єму тіла V на створюваний тиск p :

$$E_{\text{п}} = V \cdot \rho \cdot g \cdot h_{\text{ст}} = V \cdot p, \quad (2.2)$$

де ρ – густина тіла.

Тобто чим більші маса тіла і висота його положення або об'єм тіла і створюваний ним тиск, тим більша потенційна енергія положення.

Потенційна енергія пружної деформації:

$$E_{\text{д}} = P \cdot \Delta l, \quad (2.3)$$

де $P = p \cdot F$ – сила, яка дорівнює добутку тиску p на площу F ;

Δl – лінійна деформація (розширення).

Оскільки приріст об'єму $\Delta V = F \cdot \Delta l$, то

$$E_{\text{д}} = p \cdot \Delta V. \quad (2.4)$$

Приріст об'єму ΔV за умови пружної деформації можна уявити, виходячи із закону Гука, через об'ємний коефіцієнт пружності середовища:

$$\beta = \frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (2.5)$$

тоді

$$E_{\text{д}} = \beta \cdot V \cdot p \cdot \Delta p. \quad (2.6)$$

Отже, чим більші пружність і об'єм V середовища (води, нафти, газу, породи), тиск p і можливе зниження тиску Δp , тим більша потенційна енергія пружної деформації. Кількість пластової води та вільного газу визначається,

відповідно, розмірами водоносної ділянки та газової шапки. Кількість розчиненого в нафті газу визначається об'ємом нафти V_H і тиском p_H насичення нафти газом (за законом Генрі) або газовмістом (газонасиченістю) пластової нафти Γ_o (об'ємна кількість розчиненого газу, вимірювана за стандартних умов, яка міститься в одиниці об'єму пластової нафти):

$$V_G = a_p \cdot p_H \cdot V_H = \Gamma_o \cdot V_H, \quad (2.7)$$

де a_p – коефіцієнт розчинності газу в нафті.

Звідси випливає, що основними джерелами пластової енергії є:

- 1) енергія напору крайових і подошовних вод;
- 2) енергія напору газу, що знаходиться в газовій шапці;
- 3) енергія розширення газу, розчиненого в нафті, що виділився з неї;
- 4) пружна енергія порід і рідин;
- 5) гравітаційна енергія (сила тяжіння).

Пластовий тиск

Основними джерелами пластової енергії є натиск крайової та подошовної вод, тиск газу газової шапки і розчиненого в нафті газу після його виділення з нафти, сила тяжіння, пружність пласта і флюїдів (нафти, води, газу), що насичують його. Ці сили проявляються одночасно або окремо.

Таким чином, енергетичні ресурси пласта характеризуються наявним у ньому тиском. Чим він вищий, тим більшу природну енергію має нафтовий поклад.

У процесі експлуатації для раціонального використання пластової енергії необхідний постійний контроль розподілу пластового тиску в покладі. Це здійснюється шляхом систематичних замірів вибійних і пластових тисків та побудовою карт ізобар.

Ізобара – це лінія, що з'єднує точки з однаковими значеннями пластових тисків, приведених до умовної вирівняної поверхні.

Під *вибійним тиском* розуміють тиск на вибої свердловини, який заміряють під час усталеної роботи свердловини. Йому відповідає динамічний рівень рідини у свердловині.

Під *пластовим тиском* ($P_{пл}$) розуміють усталений тиск у пласті між свердловинами, під час роботи всіх свердловин. Цей тиск беруть за основу для розрахунків коефіцієнта продуктивності свердловини та проникності пласта, а також він використовується у процесі аналізу розробки родовища та при гідродинамічних розрахунках. Значення $P_{пл}$ у різних точках покладу неоднакові. Вони змінюються у часі під час розробки.

За *початковий пластовий тиск* приймають статистичний вибійний тиск свердловини, яка першою розкрила пласт, що вимірюваний до відбору з пласта певної кількості пластової рідини або газу. Окремі виміри тиску в певних точках покладу, не можуть бути прийняті для всього покладу в цілому. Тому для визначення середнього $P_{пл}$ отримані виміри в перших свердловинах перераховують на середній об'єм покладу, на середину поверху нафтоносності. Якщо розміри покладу значні, то бажано мати дані про початковий $P_{пл}$ по свердловинах, розташованих в центральній його

частині, і виміри $P_{пл}$ по кожній свердловині, пробуреній у період пробної експлуатації.

У процесі вилучення з покладу нафти або газу $P_{пл}$ падає і стає нижчим за початковий (при природній розробці, без впливу на пласт). Тому, щоб визначити $P_{пл}$ на будь-яку дату розробки родовища, встановлюють поточний пластовий тиск, тобто статистичний вибірний тиск, вимірний станом на певну дату в свердловині, в якій після зупинки встановився відносний статистичний тиск. Усі інші свердловини на родовищі робочі (тобто експлуатуються), у пласті не встановлюється відносна статистична рівновага. Тому як поточний пластовий тиск вимірюють динамічний пластовий тиск.

Для спостереження за процесом розробки пласта необхідно систематично вимірювати пластовий тиск в експлуатаційних свердловинах. Такі вимірювання проводять глибинними манометрами. На практиці використання таких вимірювань по стовбуру свердловини дозволяє визначити дійсну густину рідини і газу при даних тисках і температурах з урахуванням наявності розчиненого у водонафтовій суміші газу.

При фонтанному або компресорному способі експлуатації (коли неможливо застосовувати глибинний манометр) $P_{пл}$ визначають розрахунковим шляхом.

Пластова температура

У надрах родовищ температура зростає з глибиною, починаючи від так званого «нейтрального шару» з постійною температурою. Продуктивні пласти мають природну (початкову) температуру, значення якої залежить від закономірностей зміни температури по розрізу родовища.

Початкова температура продуктивних пластів впливає на фазовий стан вуглеводнів у пластових умовах, на в'язкість пластових рідин і газів, а, отже, на умови їх фільтрації. При розробці покладів природні температурні умови можуть змінюватись в наслідок нагнітання в пласти великих об'ємів різних агентів з більшою чи меншою від початкової пластової температурою.

Вимірювання температури проводять як в обсаджених колонами свердловинах, так і в не обсаджених. Перед вимірюванням свердловина повинна перебувати в спокої (зупиненою) протягом 20–25 діб, щоб у ній відновився порушений бурінням або експлуатацією природний температурний режим. Однак, у промислових умовах вимірювання температури нерідко відбувається через 4–6 год після зупинки свердловини. У процесі буріння температуру зазвичай вимірюють у свердловинах, тимчасово зупинених з технічних причин.

В експлуатаційних свердловинах температуру вимірюють після підйому насоса; ці виміри є надійними лише для інтервалу глибин залягання продуктивного (експлуатаційного) пласта. Для отримання надійних даних про температури в інших інтервалах пласта свердловину необхідно зупинити (задавити глинистим розчином) на більш-менш тривалій термін (іноді на 20 діб). З цією метою зручніше використовувати простоючі або тимчасово законсервовані експлуатаційні свердловини. При вимірюванні температури необхідно враховувати газопроявлення і пов'язане з цим можливе зниження природної температури.

Дані замірів температур можуть бути використані для визначення геотермічного ступеня та геотермічного градієнта.

Геотермічний ступінь – інтервал глибини земної кори в метрах, на якому температура підвищується на 1 °С або відстань, на яку потрібно заглибитися по вертикалі в надра Землі (нижче зони постійних температур), щоб температура виросла на 1 °С. У різних районах Земної кулі геотермічний ступінь коливається в межах 5–150 м; у середньому дорівнює 33 м. Геотермічний ступінь – це величина, обернена до геотермічного градієнта. Визначається за формулою:

$$G = \frac{H-h}{T-t}, \quad (2.8)$$

де G – геотермічний ступінь, м/°С;

H – глибина вимірювання температури, м;

h – глибина шару з постійною температурою, м;

T – температура на глибині вимірювання, °С;

t – середня річна температура повітря на поверхні, °С.

Природна геотермічна характеристика родовища слугує фоном для виявлення під час розробки всіх вторинних аномалій температури. Процес вивчення природного теплового режиму родовища охоплює температурні вимірювання у свердловинах, побудову геотерм і геотермічних розрізів свердловин, визначення значень геотермічного градієнта та геотермічного ступеня, визначення температури в покрівлі продуктивних пластів, побудову геолого-геотермічних профілів і геотермічних карт.

Для отримання природної геотермічної характеристики, вимірювання температури повинні проводитися до початку або на початку розробки покладів на можливо більшій кількості свердловин, рівномірно розміщених по площі родовища.

Вимірювання температури проводять з певним кроком, що дорівнює одиницям метрів у продуктивних інтервалах розрізу і десяткам метрів в іншій його частині зверху вниз по стовбуру свердловини високоточним самописним електричним та іншими приладами, а також максимальним ртутним термометром.

За даними температурних досліджень будують термограму, тобто криву, яка відображатиме зростання природної температури порід зі збільшенням глибини. Такі термограми називають *геотермами*.

Геотермічний градієнт (G) – фізична величина, що описує приріст температури гірських порід в градусах Цельсія на певній ділянці земної товщі. Математично виражається зміною температури, що припадає на одиницю глибини. В геології при розрахунку геотермічного градієнта за одиницю глибини прийнято 100 метрів. У різних ділянках та на різних глибинах геотермічний градієнт непостійний і визначається складом гірських порід, їх фізичним станом, теплопровідністю, щільністю теплового потоку, близькістю до інтрузій та іншими чинниками. Зазвичай геотермічний градієнт коливається від 0,5–1 °С до 20 °С та в середньому становить близько 3 °С на 100 метрів. Найбільший геотермічний градієнт, що дорівнює 150 °С

на 1 км, зареєстрований у штаті Орегон (США); найменший – у ПАР (6 °С на 1 км). Геотермічний градієнт визначається за формулою:

$$\Gamma = \frac{(T-t)100}{H-h}. \quad (2.9)$$

Таким чином, залежність між геотермічним ступенем та геотермічним градієнтом виражається співвідношенням:

$$\Gamma = \frac{100}{G}. \quad (2.10)$$

Рух підземних вод і пластових флюїдів. Приплив рідини і газу до свердловин

Кінетичні енергії руху нафти і газу значно менші, ніж кінетичні енергії руху підземних вод. Кінетичні енергії руху підземних вод розраховують за класичними формулами, а початкові кінетичні енергії нафти і газу в пастках приймають рівними нулю.

У процесі експлуатації свердловини рух пластової рідини здійснюється в трьох системах: пласт-свердловина-колектор, які діють незалежно один від одного, одночасно вони взаємопов'язані між собою.

Приплив рідини у свердловини відбувається під дією різниці між пластовим тиском і тиском на вибої свердловини. Різниця між пластовим тиском і вибійним тиском називається *депресією на пласт*.

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}}. \quad (2.11)$$

Оскільки рух рідини у пласті відбувається з дуже малими швидкостями, то він підпорядковується *лінійному закону фільтрації – закону Дарсі*. За умови постійної товщини пласта та відкритого вибою свердловини рідина рухається до вибою по радіальних напрямках, що сходяться. Тут говоримо про плоскорадіальну форму потоку пластової рідини. Якщо свердловина тривалий час працює при постійному вибійному тиску, то швидкість фільтрації та тиск у всіх точках пласта перестає змінюватися в часі і потік є сталим.

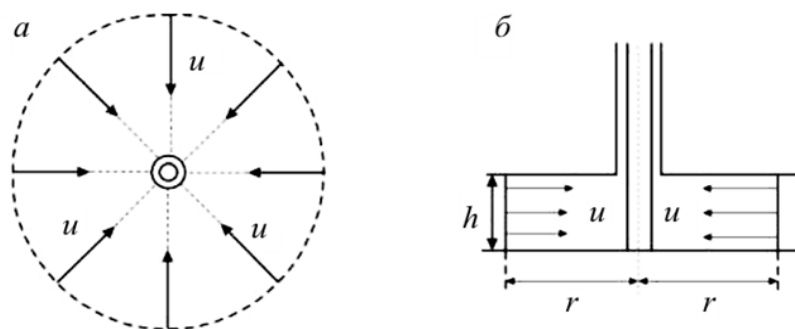


Рисунок 2.4 – Схема плоскорадіального потоку рідини у пласті:

а – горизонтальний переріз; б – вертикальний переріз

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Для сталого плоскорадіального потоку однорідної рідини за законом Дарсі дебіт свердловини можна визначити за формулою:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (2.12)$$

де Q – дебіт свердловини;

k – проникність пласта;

h – товщина пласта;

$P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск;

$P_{\text{виб}}$ – вибійний тиск у свердловині;

μ – в'язкість рідини;

R_k – радіус контуру живлення (дорівнює половині відстані між сусідніми свердловинами);

r_c – радіус свердловини.

Аналіз наведеної формули показує, що на дебіт свердловини впливають:

1) проникність пласта – чим більша проникність, тим вищий дебіт свердловини;

2) товщина пласта – чим вона більша, тим вищий дебіт свердловини;

3) депресія на пласт – чим більша депресія, тим вищий дебіт свердловини;

4) в'язкість рідини – чим вона більша, тим нижчий дебіт свердловини;

5) відношення радіуса контуру живлення до радіуса свердловини – чим більший цей показник, тим вищий дебіт свердловини.

Режими роботи нафтових покладів

Під *режимом роботи нафтових покладів* розуміють характер проявів рушійних сил у покладах, що забезпечують просування нафти в пластах до вибоїв експлуатаційних свердловин.

Показником ефективності розробки покладу є *коефіцієнт нафтовіддачі* – відношення кількості витягнутої з покладу нафти до загальних її запасів у пласті.

Залежно від виду енергії, під впливом якої нафта і газ витісняються із пласта, розрізняють такі види режимів експлуатації нафтових родовищ:

1) водонапірний;

2) газонапірний;

3) розчиненого газу;

4) пружній;

5) гравітаційний;

6) змішані.

Водонапірний режим (рис. 2.5, а) – рух нафти в пласті до свердловин відбувається під впливом напору крайової контурної або підшовної води, яка в процесі розробки покладів намагається просунути в зону зниженого тиску – до вибоїв свердловини. Ефективність напору крайових вод тим вища

і тим активніше живлення пласта (підруслові води річок, атмосферні опади тощо), чим більша проникність порід і менша в'язкість пластової рідини. У цьому випадку вода, яка надходить у пласт, повністю заміщує відібрану з нього нафту та газ. При цьому режимі видобувається 50–70 %, а іноді і більше від загальної кількості нафти, що міститься в надрах до початку розробки покладу. Коефіцієнт нафтовіддачі для пластів з водонапірним режимом може бути в межах 0,5–0,7 і більше.

Газонапірний режим (режим газової шапки) (рис. 2.5, б) – рух нафти в пласті відбувається за рахунок напору газу, що розширюється та зосереджується в склепінчастій частині покладу (газовій шапці). У чистому вигляді газонапірний режим проявляється при гідродинамічній ізоляції. Хоча запаси енергії газової шапки чималі, ефективність роботи покладу тут нижча, ніж за умови водонапірного режиму через погану здатність газу до витиснення. Крім того, дебіти свердловин потрібно обмежувати внаслідок прориву в них газу з газової шапки. Коефіцієнт нафтовіддачі для покладів нафти з газонапірним режимом коливається в межах 0,5–0,6.

Режим розчиненого газу (рис. 2.5, в). У процесі експлуатації покладів у режимі розчиненого газу, коли пластовий тиск стає меншим за тиск насичення нафти газом, відбувається виділення бульбашок газу з нафти, які розподіляються рівномірно по всьому поровому простору і, розширюючись, витісняють нафту з пласта. Коефіцієнт нафтовіддачі в цьому режимі становить 0,2–0,4.

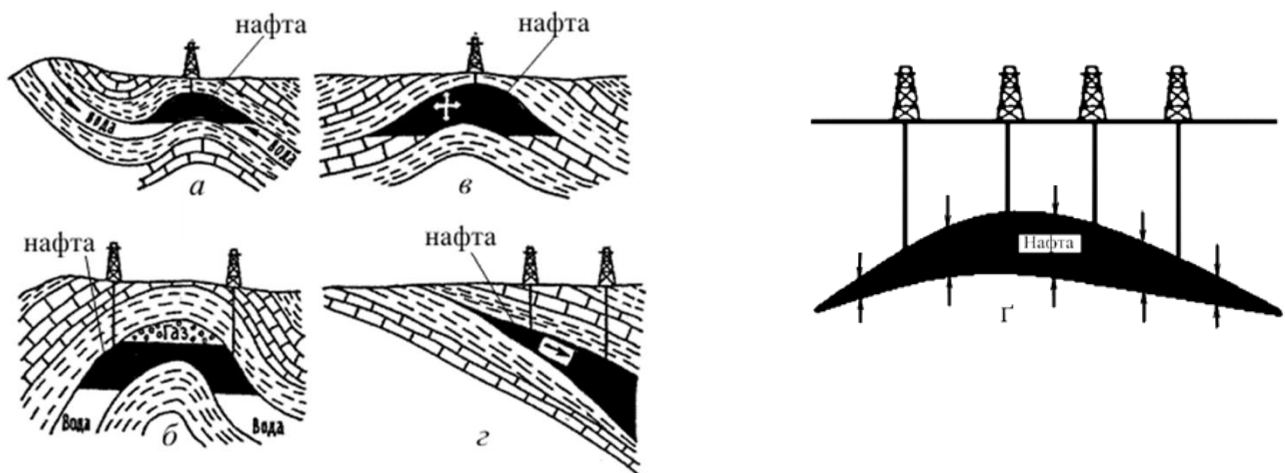


Рисунок 2.5 – Природні режими роботи пластів:

а – водонапірний; *б* – газонапірний; *в* – розчиненого газу;

г – гравітаційний; *r* – пружний

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Пружний режим (рис. 2.5, r) – реалізується завдяки пружному розширенню гірських порід і рідин, які знаходяться в них. При зниженні тиску об'єм пластової рідини збільшується, а об'єм порового простору зменшується за рахунок розширення скелета породи-колектора. Усе це обумовлює витіснення рідини з пласта у свердловину. Стисливість порід-

колекторів і рідин невелика, але за умови значних об'ємів пласта, особливо його водоносної частини, за рахунок пружних сил у свердловини можуть бути витіснені великі об'єми рідини, зокрема за рахунок просідання поверхні та витісненні рідини із водоносних колекторів у нафтогазові. Цей режим проявляється в гідродинамічно-ізолюваних покладах, якщо пластові тиски вищі за тиск насичення нафти газом. Коефіцієнт нафтовіддачі – 0,5–0,6.

Гравітаційний режим (рис. 2.5, з) – нафта рухається по пласту до вибоїв свердловин під дією сили тяжіння. Цей режим проявляється в тому випадку, коли в колекторах тиск знизився до атмосферного, а в нафті не міститься розчинений газ. У цьому випадку нафта стікає у свердловини тільки під дією гравітаційної сили (сили тяжіння). При гравітаційному режимі видобуток нафти з пласта ведеться в основному механізованим способом доти, доки експлуатаційні витрати окупаються вартістю видобутої нафти. Коефіцієнт нафтовіддачі – 0,1–0,2.

Змішані режими. Режим, коли можливе одночасне проявлення енергій розчиненого газу, пружності і напору води, називають *змішаним*. Його часто розглядають як витіснення газованої нафти (суміші нафти і вільного газу) водою за умови зниження $P_{\text{виб}}$ нижче тиску насичення ($P_{\text{н}}$). Тиск на контурі нафтоносності може дорівнювати $P_{\text{н}}$ або бути вищим за нього. Такий режим проходить кілька фаз: спочатку проявляється енергія пружності нафти і породи, потім підключається енергія розширення розчиненого газу і далі – енергія пружності та напору водонапірної ділянки. До такого складного режиму належать також поєднання газо- і водонапірного режимів (газоводонапірний режим), який іноді спостерігається в нафтогазових покладах з водонапірною ділянкою. Особливістю такого режиму є двобічна течія рідини: на поклад нафти одночасно наступає водо-нафтовий (ВНК) та газо-нафтовий контакти (ГНК). Нафтовий поклад умовно ділиться на зону, що розробляється при газонапірному режимі, і зону, що розробляється при водонапірному режимі.

Режими роботи нафтових покладів мають також додаткові характеристики. Розрізняють режими з *рухомими контурами нафтоносності* (водонапірний, газонапірний, напірно-гравітаційний, змішаний) і з *нерухомими контурами нафтоносності* (пружний, розчиненого газу, гравітаційний з вільною поверхнею нафти).

Водо-, газонапірний і змішаний режими називають *режимами витіснення* (*напірними режимами*), а інші – *режимами виснаження* (*виснаження пластової енергії*).

Названі режими розглянуті з огляду їх природного проявлення (природні режими). Природні умови покладу лише сприяють розвитку певного режиму його роботи. Конкретний режим можна встановити, підтримати або змінити на інший шляхом зміни темпів відбору і сумарного відбору рідини, введенням додаткової енергії в поклад тощо. Наприклад, надходження води відстає від відбору рідини, що супроводжується подальшим зниженням тиску в покладі. В цьому випадку за умови введення додаткової енергії ми підтримаємо водонапірний режим. Створювані режими

роботи покладу шляхом введення додаткової енергії називають *штучними* (водо- і газонапірними).

Контрольні запитання

1. *Порівняйте поняття «поклад» і «родовище».*
2. *Що означає аббревіатура ГНК і ВНК?*
3. *Що таке геотермічний ступінь, геотермічний градієнт?*
4. *Які сили обумовлюють рух нафти і газу в пласті?*
5. *Що таке пластовий тиск, які чинники визначають його величину?*
6. *Що таке вибійний тиск?*
7. *Що означає термін депресія свердловини?*
8. *Від чого залежить дебіт свердловини?*
9. *Порівняйте водонапірний режим і режим розчиненого газу.*
10. *Які режими роботи нафтових покладів характеризуються рухомими та нерухомими контурами нафтоносності?*
11. *Які режими роботи нафтових покладів називаються режимами витіснення та режимами виснаження?*

3 СВЕРДЛОВИНА ТА ЇЇ ЕЛЕМЕНТИ. ПРИВИБІЙНА ЗОНА СВЕРДЛОВИНИ

Коротка характеристика свердловин

Згідно з правилами розробки нафтових і газових родовищ свердловини поділяються на декілька категорій за наступними признаками:

- призначенням;
- конструкцією;
- профілем;
- видом;
- глибиною (довжиною).

За призначенням свердловини поділяються на опорні, параметричні, структурні, пошукові, розвідувальні, видобувні, нагнітальні, спостережні (контрольні і п'єзометричні), оціночні, спеціальні (водозабірні, поглинальні тощо), свердловини дублери.

Видобувні свердловини призначені для підйому пластової продукції (нафта, газ, вода) на денну поверхню.

Нагнітальні свердловини призначені для нагнітання в пласт води, газу, пари, повітря тощо.

Видобувні, нагнітальні, оціночні і спостережні свердловини складають так званий *експлуатаційний фонд*. Експлуатаційний фонд містить, крім основного фонду видобувних і нагнітальних свердловин, також резервний фонд свердловин.

До спеціальних відносяться свердловини для: скидання промислових (стічних) вод; ліквідації відкритих фонтанів нафти і газу; закачування і відбирання газу в підземних газосховищах; добування технічної, мінеральної або питної води тощо.

За *конструкцією* свердловини поділяються на одноколонні і багатоколонні; одновибійні і багатовибійні; одnogирлові, двогирлові і багатогирлові; свердловини з відкритим вибоєм і свердловини із закритим вибоєм (обсажені і перфоровані свердловини, або свердловини з вибійним фільтром).

За *профілем* розрізняють свердловини вертикальні, похилі (похило-скеровані), горизонтальні і свердловини складної просторової форми.

За *видом* свердловини поділяють на *діючі* (які знаходяться в експлуатації); *простоючі* (які знаходяться в капітальному (текучому) ремонті чи в очікуванні ремонту; знаходяться в облаштуванні чи освоєнні після буріння або капітального ремонту); *законсервовані*; *ліквідовані* або які *очікують ліквідації*.

За *глибиною* свердловини поділяють на неглибокі (невеликої довжини), середньої глибини (довжини), глибокі (великої довжини) і надглибокі (наприклад, з довжиною до 15 км).

Основними елементами свердловини є: гирло, стовбур, вибій, зумпф. Верхня частина свердловини, що знаходиться на поверхні землі, називається *гирлом*.

Циліндрична гірська виробка, пройдена в гірських породах і обмежена стінками називається *стовбуром свердловини*.

Частина свердловини, що формується відкритим продуктивним горизонтом, називається *вибоєм*.

Нижня частина свердловини, пробурена нижче підшви нижнього продуктивного горизонту, називається *зумпфом (кишенею)*.

Частина пласта, що прилягає до вибою свердловини (від осі свердловини за радіусом), називається *привибійною зоною свердловини (ПЗС) або привибійною частиною пласта (ПЧП) привибійною зоною пласта – ПЗП*). Інколи вживаний в технічній літературі термін «привибійна зона пласта» – ПЗП є недопустимим.

Кожна свердловина за призначенням, конструкцією і профілем споруджується за самостійним технічним проектом відповідно до проектного технічного документу на розробку родовища (покладу).

За призначенням усі свердловини відповідають певним вимогам, які не можуть бути змінені, або відмінені. В окремих випадках у процесі розробки родовища може відбуватись зміна свердловини за призначенням, наприклад, переведення з видобувних нафтових – у нагнітальні і навпаки; з нафтових і нагнітальних – у контрольні; з газових – у контрольні або нафтові. В той же час нафтові, нагнітальні, контрольні та інші за призначенням свердловини не можуть використовуватись як газові або газонагнітальні (паронагнітальні, повітронагнітальні).

Основною характеристикою для кожного виду свердловин є їх конструкція.

Під *конструкцією свердловини* розуміють схему її облаштування, в якій вказується кількість обсадних колон, діаметри і глибина їх спуску, інтервали тампонування, вибійні пристрої що спущені в свердловину та місця їх установки. Таким чином, конструкція залежить від призначення свердловини і визначається геологічними, технічними і технологічними чинниками. Вона повинна забезпечувати довготривалу і безперебійну експлуатацію свердловини та здійснювати всі необхідні технологічні процеси, дослідні і ремонтні роботи, та використовувати всі види занурюваного обладнання.

Вимоги до конструкції свердловин

Залежно від призначення свердловини її конструкція може суттєво змінюватись, але вона завжди повинна задовольняти деяким загальним вимогам, які зводяться до такого:

1. Надійне роз'єднання пройдених порід та їх герметизація, що впливає з вимог охорони надр та навколишнього середовища та досягається за рахунок міцності і довговічності кріплення, герметичності обсадних

колон, міжколонних та за колонних просторів, а також за рахунок ізоляції флюїдонасичених горизонтів.

2. Отримання максимальної кількості гірничо-геологічної та фізичної інформації за розрізом, що розкривається свердловиною.

3. Можливість оперативного контролю за можливим міжколонним або за колонним перетіканням флюїдів.

4. Тривала безаварійна робота за умови безпечного проведення робіт на всіх етапах життя свердловини.

5. Конструкція повинна мати певний діаметр обсадних труб, що особливо відноситься до експлуатаційної колони.

6. Бути стабільною (не змінювати своїх первісних характеристик упродовж тривалого часу або після проведення певних технологічних операцій).

7. Ефективне фіксування конструкції у стовбурі свердловини.

8. Можливість аварійного глушіння свердловини.

9. Можливість трансформації одного виду свердловини в інший за рахунок максимальної уніфікації за типорозмірами обсадних труб та стовбура свердловини.

Крім перерахованих, конструкція свердловини повинна відповідати певним технологічним вимогам, основними з яких є:

1. Гарна гідравлічна характеристика (мінімум опорів).

2. Максимально можливе використання пластової енергії в процесі підйому продукції на денну поверхню за рахунок вибору оптимального діаметра експлуатаційної колони та конструкції вибою.

3. Можливість проведення всіх видів досліджень відомими та перспективними глибинними приладами.

4. Проведення всіх технологічних операцій у свердловині, у тому числі й за впливом на продуктивний горизонт.

5. Застосування різних способів експлуатації з використанням ефективного обладнання, у тому числі з великими навантаженнями на стінку свердловини (колони).

Типові конструкції вибоїв свердловин

Частина свердловини, що розкрила продуктивний пласт, називається вибоєм. Цей елемент свердловини є важливим, оскільки протягом терміну експлуатації свердловини (а це десятки років) вибій визначає її ефективність і повинен задовольняти перемінним умовам розробки, забезпечуючи:

– механічну міцність привибувальної зони без її руйнування;

– можливість вибіркового впливу на різні частини розкритого інтервалу продуктивного горизонту як за рахунок спрямованого вторинного розкриття, так і за рахунок гідродинамічних або фізико-хімічних обробок;

– максимально можливий коефіцієнт гідродинамічної досконалості свердловини.

Залежно від властивостей продуктивного пласта і технологій вироблення запасів вуглеводнів, що істотно відрізняються, можна використовувати одну з наступних типових конструкцій вибоїв свердловин, представлених на рисунку 3.1:

1. Свердловина із перфорованим вибоєм.
2. Свердловина із вибійним хвостовиком.
3. Свердловина із вибійним фільтром.
4. Свердловина із відкритим вибоєм.

Незалежно від конструкції вибою після розкриття продуктивного горизонту у свердловині проводиться цикл геофізичних, а в продуктивному горизонті ще й гідродинамічних досліджень; за отриманою інформацією вирішується низка важливих завдань.

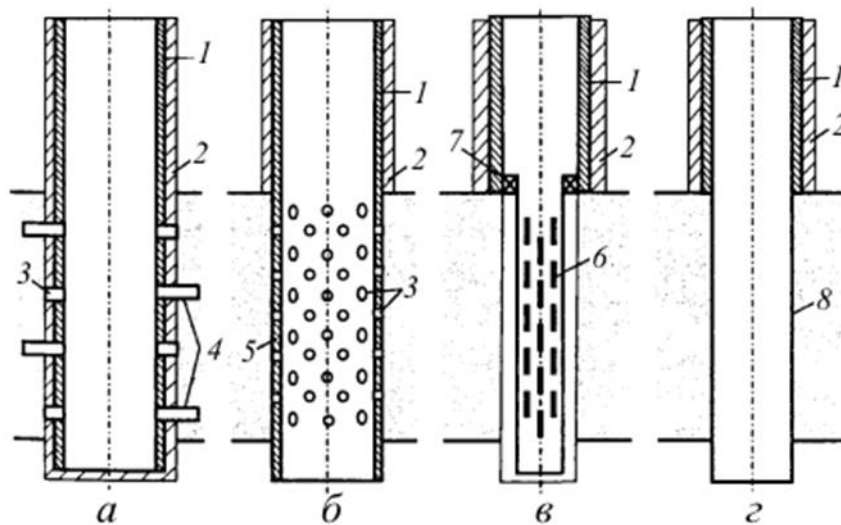


Рисунок 3.1 – Типові конструкції вибоїв свердловин:

a – 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
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

1. Свердловини з перфорованим вибоєм (рис. 3.1, *a*) є найбільш поширеними у нафтовидобувній промисловості в силу цілого ряду переваг, до основних з яких можна віднести:

- надійна ізоляція пройдених гірських порід;
- можливість додаткового розкриття перфорацією тимчасово законсервованих нафтонасичених інтервалів у розрізі свердловини;
- простота поінтервального впливу на привибійну зону у разі складної її будови;
- суттєве спрощення технології буріння, оскільки буріння під експлуатаційну колону ведеться долотом одного розміру до проектної позначки.

Після розбурювання стовбура до проектної позначки у свердловину спускають обсадну колону, яку цементують, а потім перфорують. У разі міцних колекторів така конструкція вибою буде довгостійкою.

2. Свердловини із вибійним хвостовиком (рис. 3.1, б) призначені для продуктивних горизонтів, представлених міцно зцементованими (дуже міцними) колекторами. Свердловина буриться до проектної позначки, потім до неї спускається обсадна колона, нижня частина якої на товщину продуктивного горизонту має отвори. Після спуску обсадної колони проводиться її цементування вище покрівлі продуктивного горизонту; при цьому простір між стінкою і обсадною колоною на товщину продуктивного горизонту залишається вільним. Приплив у таку свердловину аналогічний припливу у досконалу свердловину, але вибій тут закріплений, що виключає зменшення діаметра свердловини навіть при частковому обваленні привибійної зони.

3. Свердловини із вибійним фільтром (рис. 3.1, в) призначені для слабощементованих (пухких) колекторів. До покрівлі продуктивного горизонту свердловину бурять з діаметром, що відповідає діаметру експлуатаційної колони. Потім у свердловину спускають обсадні труби і проводять цементування. Продуктивний горизонт розбурюють долотом меншого діаметра до підшви. Перекриття продуктивного горизонту здійснюється фільтром, що закріплюється у нижній частині обсадної колони на спеціальному сальнику. Фільтр призначений для запобігання надходженню піску у свердловину. Відома велика кількість фільтрів, що відрізняються не тільки за конструкцією, але й за матеріалом, з якого вони виготовляються.

4. Свердловини з відкритим вибоєм (рис. 3.1, г) призначені для однорідних стійких (міцних) колекторів. Нижня частина свердловини (до покрівлі продуктивного горизонту) не відрізняється від нижньої частини для свердловин з вибійним фільтром. Продуктивний горизонт розбурюється долотом меншого діаметра до підшви; при цьому стовбур свердловини проти продуктивного пласта залишається відкритим.

Така конструкція має найкращу гідродинамічну досконалість, але має обмежене поширення в силу низки недоліків, основними з яких є:

- обмеженість або навіть неможливість експлуатації продуктивних горизонтів складної будови;

- невелика товщина продуктивного горизонту;

- неможливість експлуатації свердловини з доволі великими депресіями внаслідок руйнування продуктивного горизонту (обвали ПЗС).

На основі описаних типових конструкцій вибоїв свердловин не виключається можливість створення їх модифікацій відповідно до особливостей продуктивного горизонту в кожному конкретному випадку (тобто обґрунтування конструкції вибою свердловини індивідуалізоване).

Фізичні процеси, що відбуваються у привибійній зоні свердловини в період відкриття, виклику притоку, освоєння та експлуатації

Розрізняють первинне і вторинне розкриття продуктивного горизонту. Під *первинним розкриттям* розуміється процес розбурювання продуктивного горизонту долотом. *Вторинне розкриття* – процес зв'язку внутрішньої порожнини свердловини з продуктивним горизонтом (перфорація свердловини).

Оскільки процеси і первинного, і вторинного розкриття є процесами тимчасовими, то за час розкриття у привибійній зоні свердловини (ПЗС) можуть відбуватися різні фізичні та хімічні перетворення. Ми зупинимось, в основному, на фізичних процесах, що протікають у ПЗС у період первинного та вторинного розкриття, виклику припливу, освоєння та експлуатації.

До основних чинників, що визначають коефіцієнт проникності (α отже, і коефіцієнт рухливості) ПЗС у часі, належать:

1. *Кольматація* – процес забруднення ПЗС механічними частинками, що містяться в рідинах з можливим подальшим їх набуханням. Якщо ж у ПЗС потрапляють лише фільтрати різних розчинів, то в цьому випадку можливе набухання частинок цементуючого матеріалу теригенної гірської породи або частинок скелета породи.

2. Проникнення в ПЗС фільтратів різних розчинів та рідин, що використовуються в період первинного, вторинного розкриття, виклику припливу та освоєння.

3. Термодинамічна нестійкість вибійних умов з боку свердловини та привибійної зони.

4. Оплавлення поверхонь перфораційних каналів у процесі перфорації.

У таблиці 3.1 подані основні чинники, що визначають забруднення ПЗС; процеси, які у ПЗС, а також основні наслідки цих процесів.

Аналіз даної таблиці показує, що в процесі розкриття продуктивного горизонту, виклику припливу, освоєння та експлуатації в ПЗС відбуваються суттєві зміни, що впливають на продуктивність свердловини.

При технологічно обґрунтованому режимі буріння з використанням глинистої промивальної рідини на стінці свердловини утворюється глиниста кірка. Проникнення в ПЗС фільтратів через глинисту кірку відбувається як за рахунок різниці тисків у свердловині та пласті (репресії), так і за рахунок капілярних сил та осмотичного тиску.

Динаміка насичення ПЗС фільтратами розчинів і рідинами в період «первинного розкриття-освоєння» показана на рисунку 3.2.

Діаметр зони проникнення фільтратів і рідин може досягати певних величин, а процесі розформування цієї зони є доволі складним і тривалим.

Таблиця 3.1 – Чинники забруднення привибійної зони свердловини

Основні чинники, що визначають забруднення ПЗС	Процес, що протікає в ПЗС	Наслідок процесу, що протікає в ПЗС
1	2	3
Кольматація	Насичення порового простору ПЗС частинками глинистого або цементного матеріалу. Набухання глинистих і цементних частинок або зерен скелета породи. Адгезія набряклих частинок поверхню фільтраційних каналів. Облітерація.	1. Зниження проникності ПЗС та коефіцієнта рухливості. 2. Зміна структури фільтраційних каналів. 3. Закупорювання фільтраційних каналів механічними частинками. 4. Складність виклику припливу при освоєнні свердловини.
Проникнення в ПЗС фільтратів промивальної рідини, цементного розчину, рідин глушіння та освоєння.	Зміна фазових проникностей. Зміна властивостей поверхні твердого тіла. Адсорбція хімічних реагентів із фільтрату промивальної рідини. Дифузійне «перемішування» різних фільтратів та рідин з можливим утворенням твердих осадів. Утворення водонафтових емульсій. Зміна рН середовища. Окислення нафти.	1. «Нерухливість» однієї з рідин. 2. Зниження проникності ПЗС та коефіцієнта рухливості. 3. Зміна фільтраційних властивостей системи. 4. Закупорка фільтраційних каналів та зміна структури порового простору. 5. Складність виклику припливу при освоєнні свердловини.
Термодинамічна нестійкість вибійних умов з боку свердловини та привибійної зони.	Зміна властивостей дисперсійного середовища та дисперсної фази промивальної рідини та цементного розчину. Зміна властивостей рідин промивання, глушіння та освоєння. Зміна властивостей пластових флюїдів. Утворення емульсії. Фазові перетворення в системі. Виділення газу з нафти. Розчинення газу у фільтратах та рідинах. Випадіння асфальто-смолопарафінових компонентів нафти в поровому просторі. Утворення та випадіння солей.	1. Зниження проникності ПЗС та коефіцієнта рухливості. 2. «Нерухливість» однієї з рідин (зазвичай нафти). 3. Закупорка фільтраційних каналів та зміна структури порового простору. 4. Складність виклику припливу при освоєнні свердловини.
Пошкодження поверхонь перфораційних каналів у процесі перфорації.	Утворення мережі мікротріщин, покритих фільтраційними кірками з тонкодисперсних матеріалів. Оплавлення поверхні каналів. Задири.	Підвищення опору при течії продуктів через перфораційні канали; зниження проникності ПЗС та коефіцієнта рухливості.
Деформаційні процеси у гірських породах	Зміна напруженого стану гірських порід із ПЗС при бурінні. Змикання природних тріщин і зниження об'єму фільтраційних пор. Зміна фізичних властивостей породи. Порушення герметичності кріплення свердловини.	1. Деформація породи на вибої та виникнення зони техногенної тріщинності. 2. Зниження проникності ПЗС. 3. Зміна пористості породи в ПЗС. 4. Виникнення перетоків флюїдів у розрізі свердловини.

За умовами утворення зони проникнення фільтратів (при відкритті пласта на глинистому розчині) та різних технологічних рідин і заміщення ними пластового флюїду привибійні зони можна розділити на три категорії:

1. ПЗС, проникність якої дорівнює проникності глинистої кірки на стінці свердловини. У цьому випадку фільтрація зі свердловини в ПЗС відбувається так, ніби глиниста кірка відсутня.

2. ПЗС, проникність якої вища за проникність глинистої кірки на стінці свердловини. У такі пласти фільтрат проникає переважно у процесі буріння в період до повного формування глинистої кірки. Діаметр зони проникнення фільтрату промивальної рідини може бути оцінений в 1–2 діаметри свердловини і залежить тільки від часу формування глинистої кірки.

3. ПЗС, проникність якої нижча проникності глинистої кірки. У такі пласти фільтрат надходить у процесі буріння і простою необсаджених свердловин, а радіус зони проникнення фільтрату може досягати значних величин.

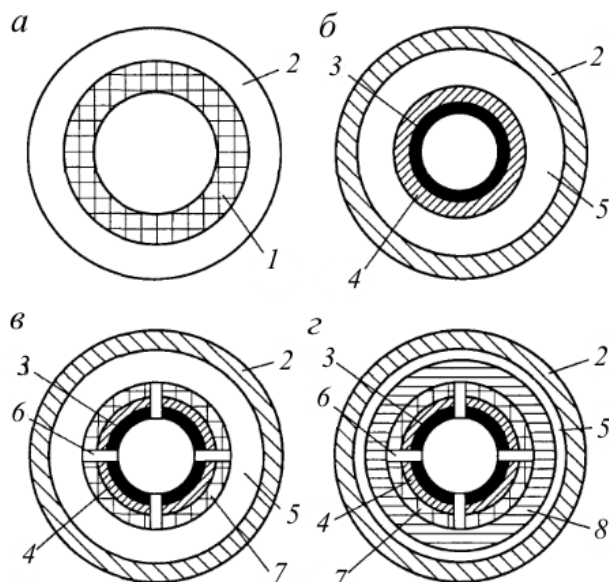


Рисунок 3.2 – Динаміка насичення ПЗС фільтратами розчинів та рідинами:

а–г – фази: а – первинного відкриття, б – цементування обсадної колони, в – вторинного відкриття (перфорація), г – освоєння; 1 – глиниста кірка; 2 – фільтрат промивальної рідини; 3 – обсадна колона; 4 – цементне кільце; 5 – фільтрат цементного розчину; 6 – перфораційний отвір; 7 – рідина глушіння; 8 – рідина освоєння

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Оскільки за інших рівних умов об'єм фільтрату або рідин, що надходять у ПЗС, є функцією часу, то ефективність виклику припливу, освоєння і експлуатації свердловини залежить від того, скільки часу пройшло з моменту первинного відкриття до моменту виклику притоку. На практиці необхідно організувати процес будівництва свердловини так, щоб цей час був

мінімально можливим. Чим довше свердловина очікує спуску обсадної колонії та її цементування, перфорації та виклику притоку, тим вірогідніше і значніше забруднення привибійної зони і тим довшим і малоуспішнішим буде процес виклику притоку та освоєння.

У процесі буріння свердловині гірські породи піддаються як стискаючим, так і розтягуючим напруженням. Напружений стан плоского елемента гірської породи під дією стискаючих та розтягуючих зусиль у взаємно перпендикулярних площинах характеризується різницею відносних деформацій, яка за певних умов може викликати зсув породи.

Зі збільшенням часу розкриття продуктивного горизонту та виклику припливу (освоєнням свердловини) часткова зміна проникності ПЗС у процесі об'ємної повзучості може призвести до зниження коефіцієнта продуктивності свердловини.

Таким чином, на момент вторинного розкриття пласта перфорацією ПЗС може бути ущільненою або розпушеною, що позначається на якості гідродинамічного зв'язку пласта зі свердловиною. Якість зв'язку залежить також від властивостей флюїдів, що перебувають у ПЗС, та їх взаємодії як між собою, так і з гірською породою.

Фільтрація флюїдів (навіть малої в'язкості) у місцях різкого звуження фільтраційних каналів може супроводжуватися їх закупорюванням колоїдними частинками або продуктами окислення флюїду, що фільтрується, – *облітерацією*. Облітерація залежить від властивостей твердої поверхні, за якою фільтрується флюїд, від температури (зі зростанням температури схильність до облітерації зростає), від коливальних процесів у системі (при вібраційному впливі на систему облітерація не виникає). Таким чином, облітерація може бути однією з причин погіршення фільтраційних характеристик ПЗС та відсутності припливу.

До основних причин зниження проникності привибійної зони у процесі експлуатації свердловин можна віднести такі.

1. Для видобувних свердловин:

- проникнення рідини глушіння (прісної чи мінералізованої води) або промивальної рідини у процесі підземного ремонту;
- проникнення пластової води в ПЗС (в обводнених свердловинах) при зупинках свердловин;
- набухання частинок глинистого цементу теригенного колектора при насиченні його прісною водою;
- утворення водонафтової емульсії;
- випадіння та відкладення асфальто-смоло-парафінових складових нафти або солей із попутно-видобуваної води при зміні термобаричних умов;
- проникнення в ПЗС механічних домішок та продуктів корозії металів при глушінні чи промиванні свердловини.

2. Для нагнітальних свердловин:

- набухання глинистих порід при контакті з прісною водою, що закачується, а також з розчинами певних хімічних реагентів;
- зміна в процесі закачування мінералізованої води на прісну з утворенням та відкладенням солей;
- кольматація ПЗС твердою фазою промивальної рідини при ремонтних та інших роботах у свердловині;
- підвищена залишкова нафтонасиченість у привибійних зонах свердловин, які до переведення під нагнітання води працювали як видобувні.

Істотним чинником зниження ефективності вироблення запасів і кінцевого коефіцієнта нафтовіддачі є обводнення видобувних свердловин, що призводить до зниження фазової проникності для нафти. На сьогодні немає рекомендацій з оцінки розмірів ПЗС, що значною мірою ускладнює розробку раціональної технології первинних обробок ПЗС з метою інтенсифікації видобутку нафти, але, головним чином, це позначається на повторних обробках.

Притік рідини у свердловину. Привибійна зона свердловини

Розглянемо задачу припливу рідини у свердловину у круговому шарі, схема якого представлена на рисунку 3.3.

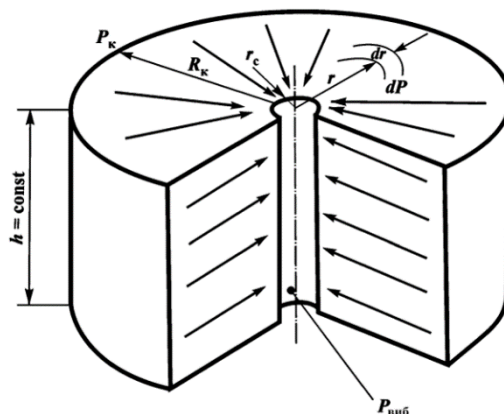


Рисунок 3.3 – Схема привибійної зони свердловини

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Для розв'язання задачі введемо такі припущення:

1. Пласт круговий, у центрі якого розташована єдина досконала свердловина.
2. Пласт однорідний і ізотропний постійної товщини.
3. Процес течії флюїду ізотермічний ($\mu = \text{const}$).
4. Рух рідини плоско-радіальний і відповідає закону Дарсі.
5. У процесі фільтрації відсутні будь-які фізичні та хімічні реакції.

Запишемо рівняння Дарсі:

$$Q = k \frac{F \Delta P}{\mu l}, \quad (3.1)$$

де Q – об’ємна витрата рідини, м³/с;

F – поверхня фільтрації, м²;

ΔP – перепад тисків, Н/м²;

μ – в’язкість флюїду, Н · с/м²;

l – шлях течії флюїду, м;

k – коефіцієнт пропорційності, який враховує не тільки середовище, в якому здійснюється фільтрація, але й усі процеси взаємодії між флюїдом, що фільтрується, і твердою поверхнею середовища, м².

Для схеми на рисунку 3.3 позначимо:

R_k – радіус контуру живлення, м;

r_c – радіус свердловини, м;

h – товщина пласта, м;

P_k – тиск на контурі живлення, Н/м²;

$P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої свердловини, Н/м².

Виділимо на відстані r від осі свердловини елемент пласта товщиною dr (рис. 3.3). Перепад тисків на цьому елементі позначимо через dP . Поверхня фільтрації для виділеного елемента:

$$F = 2\pi r h. \quad (3.2)$$

Запишемо рівняння Дарсі для схеми, що розглядається:

$$Q = k \frac{2\pi r h dP}{\mu dr},$$

після поділу змінних отримаємо:

$$Q \frac{dr}{r} = \frac{2\pi k h}{\mu} dP. \quad (3.3)$$

Межами інтегрування рівняння (3.3) є:

по P : від P_k до $P_{\text{виб}}$;

по r : від R_k до r_c .

Таким чином, маємо:

$$Q \int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r} = \frac{2\pi k h}{\mu} \int_{P_{\text{виб}}}^{P_k} dP. \quad (3.4)$$

Після інтегрування отримуємо:

$$Q = \frac{2\pi k h (P_k - P_{\text{виб}})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (3.5)$$

Рівняння (3.5) називається *рівнянням Дююї* та описує приплив рідини в свердловину для схеми на рисунку 3.3 при прийнятих припущеннях.

Як видно з (3.5), розподіл тиску у пласті навколо працюючої свердловини є логарифмічним, що представлено на рисунку 3.4.

Тиск на контурі живлення P_k є пластовим статичним тиском $P_{\text{пл.ст}}$, надалі просто $P_{\text{пл}}$ ($P_{\text{пл.ст}}$ – статичний пластовий тиск – тиск, який існує в системі до моменту відбору продукції, тобто коли $Q = 0$).

Тиск навколо працюючої свердловини у будь-якій точці пласта (між тиском на вибої свердловини і тиском на контурі живлення) називається *динамічним пластовим тиском* $P_{\text{пл.дин}}$. Динамічний пластовий тиск на стінці свердловини називатимемо *вибійним тиском* $P_{\text{виб}}$.

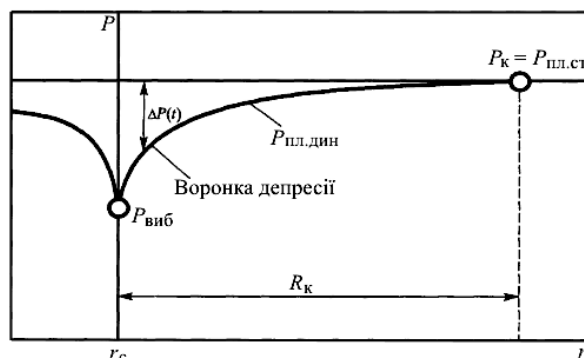


Рисунок 3.4 – Розподіл тиску в пласті навколо працюючої свердловини
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Різниця між статичним та динамічним пластовими тисками називається *депресією* ΔP :

$$\Delta P = P_{\text{пл.ст}} - P_{\text{пл.дин}},$$

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}}. \quad (3.6)$$

Якщо лінію розподілу тиску повернути навколо осі свердловини, отримаємо *воронку депресії*. З рисунка 3.4 видно, що депресія (втрати енергії при русі продукції від контуру живлення до стінки свердловини) істотно зростає на певній відстані від стінки свердловини.

Під *привибійною зоною свердловини* (ПЗЗ) будемо розуміти зону, прилеглу до стін свердловини, в якій істотно зростають фільтраційні опори руху продукції. До теперішнього часу не існує жодних рекомендацій щодо чисельного визначення радіусу цієї зони, що в значній мірі ускладнює оцінку ефективності різних методів штучного впливу на привибійні зони свердловин і порівняння їх між собою.

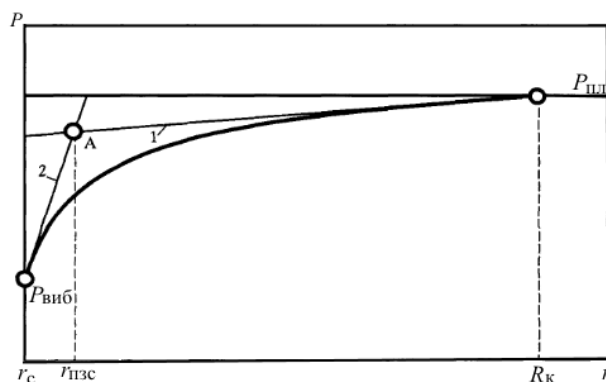


Рисунок 3.5 – Перший варіант визначення радіусу ПЗЗ
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Розглянемо деякі варіанти чисельної оцінки розмірів ПЗС. Перший з них базується на апроксимації ліній логарифмічної залежності $P = f(r)$ прямими лініями 1 і 2, які перетинаються в точці A (рис. 3.5). Ця точка і дає розміри (радіус) привибійної зони свердловини – $r_{\text{ПЗС}}$. Можливі й інші методи, наприклад, можна розбити сумарні втрати енергії при русі продукції від контуру живлення до стінки свердловини порівну, тобто щоб площі S_1 , і S_2 були рівні (рис. 3.6). Межа цих площ і буде чисельно визначати радіус ПЗС. Для оцінки розмірів ПЗС можна запропонувати й інші методи.

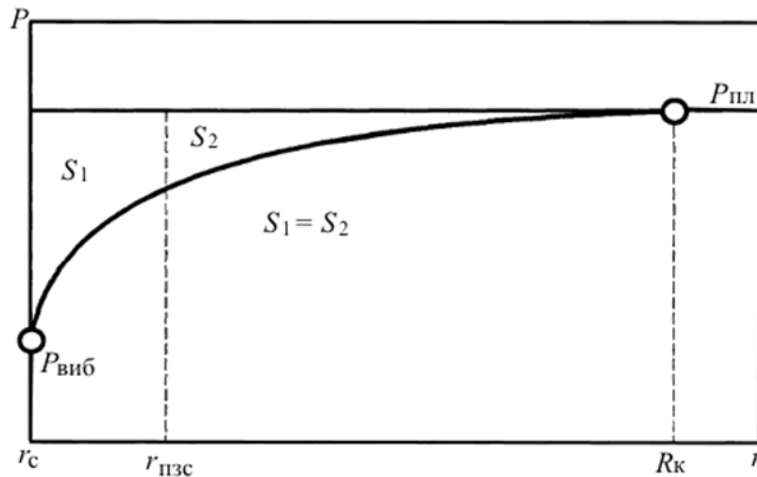


Рисунок 3.6 – Другий варіант визначення радіусу ПЗС

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0baabcd049/content>

Важливо знати: який би метод оцінки розмірів ПЗС не використовувався, при виникненні необхідності порівняння результатів, що залежать від розмірів ПЗС, в обох випадках для порівняння необхідно використовувати один і той же метод розрахунку розмірів (радіуса) ПЗС.

Контрольні запитання

1. Як поділяються свердловини за призначенням?
2. Які свердловини складають експлуатаційний фонд?
3. Як поділяються свердловини за конструкцією?
4. Як поділяються свердловини за видом?
5. Що називається привибійною зоною свердловини, привибійною зоною пласта?
6. Що розуміють під конструкцією свердловини?
7. Які бувають конструкції вибоїв свердловин?
8. В яких випадках свердловини обладнують вибійним хвостовиком?
9. В яких випадках свердловини обладнують вибійним фільтром?
10. В яких випадках свердловини закінчують відкритим вибоєм?
11. Що розуміють під кольматацією привибійної зони пласта?
12. Що розуміють під первинним і вторинним розкриттям продуктивного горизонту?

4 ГІДРОДИНАМІЧНА ДОСКОНАЛІСТЬ СВЕРДЛОВИН

Гідродинамічна досконалість свердловин

Процес фільтрації продукції в пористому середовищі супроводжується певними фільтраційними опорами, які є невідомими. У привибійній зоні свердловини виникають додаткові фільтраційні опори, пов'язані, по-перше, з наявністю самої свердловини і, по-друге, з конкретним її виконанням.

Для порівняння свердловин між собою та оцінки кожної конкретної свердловини вводяться поняття *гідродинамічно досконалої* свердловини та *гідродинамічно недосконалих* свердловин.

На рисунку 4.1 наведено схеми гідродинамічно досконалої та гідродинамічно недосконалих свердловин.

Під *гідродинамічно досконалою* будемо розуміти таку свердловину, яка розкрила продуктивний горизонт на всю його товщину H і в якій відсутні будь-які елементи кріплення (обсадна колона, цементний камінь, вибійні пристрої), тобто свердловина з відкритим вибоєм. При фільтрації продукції в таку свердловину фільтраційні опори обумовлені лише характеристикою продуктивного горизонту та є мінімально можливими (рис. 4.1, *а*). Більшість реальних свердловин належать до гідродинамічно недосконалих.

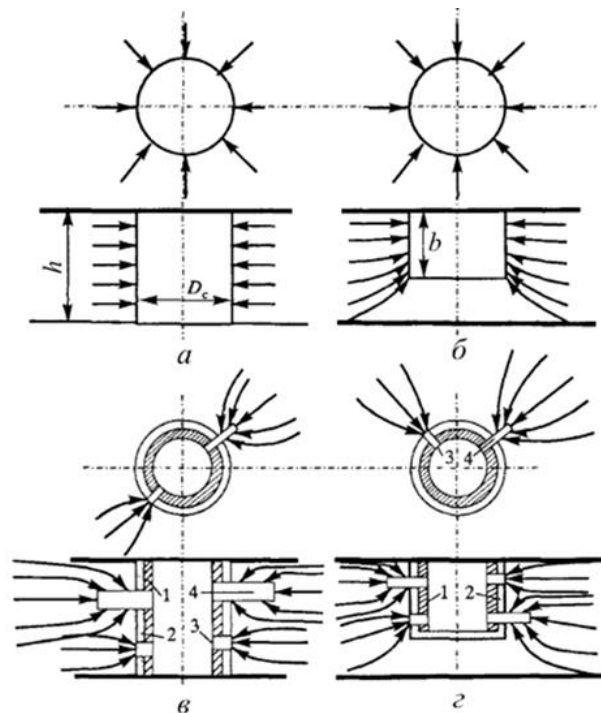


Рисунок 4.1 – Схеми свердловин:

а – гідродинамічно досконалої; *б* – *г* – гідродинамічно недосконалих;
б – за ступенем розкриття; *в* – за характером розкриття;
г – за ступенем і характером розкриття; 1 – обсадна колона;
2 – цементний камінь; 3 – перфораційний отвір; 4 – перфораційний канал
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6bcd049/content>

Серед гідродинамічно недосконалих свердловин виділяють:

- недосконалість за ступенем розкриття – НСР (рис. 4.1, б);
- недосконалість за характером розкриття – НХР (рис. 4.1, в);
- недосконалість за ступенем та характером розкриття – НСХР (рис. 4.1, г).

У таких свердловин у привибійній зоні виникають додаткові фільтраційні опори, що визначаються видом недосконалості.

1. Для свердловин, недосконалих за ступенем (рівнем) розкриття.

Недосконалими за рівнем розкриття називаються свердловини, які розкривають продуктивний горизонт не на всю товщину.

Введемо такі позначення:

h – товщина продуктивного горизонту, м;

D_c – діаметр свердловини по долоту, м;

b – частина товщини продуктивного горизонту, відкритого свердловиною, м;

δ – відносне розкриття:

$$\delta = \frac{b}{h}, \quad (4.1)$$

a – безрозмірна товщина пласта:

$$a = \frac{h}{D_c}. \quad (4.2)$$

Як видно із рисунка 4.1, б, додаткові фільтраційні опори для таких свердловин пов'язані з викривленням ліній течії (тобто геометрії течії) і можуть бути враховані введенням їх у рівняння Дюпюі.

Для досконалої свердловини маємо:

$$Q_c = \frac{(P_{пл} - P_{виб})}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (4.3)$$

де μ – в'язкість флюїду, Н·с/м²;

k – коефіцієнт пропорційності, який враховує не тільки середовище, в якому здійснюється фільтрація, але й усі процеси взаємодії між флюїдом, що фільтрується, і твердою поверхнею середовища, м²;

R_k – радіус контуру живлення, м;

r_c – радіус свердловини за долотом $r_c = D_c/2$.

Знаменник виразу (4.3) і є фільтраційним опором R_ϕ при течії вуглеводневої продукції до досконалої свердловини, тобто:

$$R_\phi = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} \quad (4.4)$$

З урахуванням цього виразу (4.3) запишемо у вигляді:

$$Q_c = \frac{(P_{пл} - P_{виб})}{R_\phi}. \quad (4.5)$$

Позначимо додаткові фільтраційні опори через $R_{дод}$. За аналогією з (4.4) запишемо:

$$R_{дод} = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_1, \quad (4.6)$$

де C_1 – деякий коефіцієнт, що враховує зростання фільтраційних опорів за рахунок зміни геометрії течії продукції до недосконалої за ступенем розкриття свердловини.

Дебіт недосконалої за ступенем розкриття свердловини позначимо через $Q_{н/св}$:

$$Q_{н.с.р} = \frac{(P_{пл} - P_{виб})}{R_{\phi} + R_{дод}} = \frac{(P_{пл} - P_{виб})}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_K}{r_c} + \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_1}$$

або

$$Q_{н.с.р} = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{виб})}{\mu \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + C_1 \right)}. \quad (4.7)$$

Вираз (4.7) може бути використаний для розрахунку дебіту недосконалих за ступенем розкриття свердловин. При цьому додаткові фільтраційні опори враховуються коефіцієнтом C_1

$$C_1 = f(\delta, a), \quad (4.8)$$

що визначаються за спеціальними графіками (наприклад, за графіками В. І. Щурова).

2. Для свердловин, недосконалих за характером розкриття.

Недосконалими за характером розкриття називаються свердловини, які розкривають пласт на всю товщину, але свердловина обсаджена та проперфорована.

Введемо такі позначення:

n – щільність перфорації на один погонний метр, отв/м;

l' – середня довжина перфораційного каналу, м;

d' – діаметр перфораційного каналу, м;

– параметр $n \cdot D_c$;

– безрозмірна довжина перфораційного каналу:

$$l = l' / D_c \quad (4.9)$$

– безрозмірний діаметр перфораційного каналу:

$$d = d' / D_c. \quad (4.10)$$

Додаткові фільтраційні опори для таких свердловин пов'язані зі зміною геометрії течії продукції внаслідок перфораційних отворів і каналів. За аналогією з виразом (4.6) запишемо:

$$R_{дод} = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_2, \quad (4.11)$$

де C_2 – деякий коефіцієнт, що враховує зростання фільтраційних опорів внаслідок зміни геометрії течії продукції через наявність перфораційних отворів та каналів.

Дебіт недосконалої за характером розкриття свердловини позначимо через $Q_{н.х.р}$. Тоді за аналогією з (4.7) запишемо:

$$Q_{н.х.р} = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{виб})}{\mu \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + C_2 \right)}. \quad (4.12)$$

При цьому коефіцієнт додаткових фільтраційних опорів за рахунок недосконалості характеру розкриття C_2

$$C_2 = f(n, D_c, l, d), \quad (4.13)$$

визначається за спеціальними графіками.

3. Для свердловин, недосконалих за ступенем та характером розкриття.

У цьому випадку на фільтраційну картину течії продукції до недосконалої за ступенем розкриття свердловини накладається фільтраційна картина течії продукції до перфорованих отворів та перфораційних каналів. На рисунку 4.2 показана така картина течії продукції до недосконалої за ступенем та характером розкриття свердловини. Видно, що в області I течія плоско-радіальна і справедливим залишається рівняння Дюпюї у вигляді $Q = \frac{2\pi kh(P_K - P_{\text{виб}})}{\mu \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}}$; в області II фільтраційна картина істотно відрізняється від такої в області I, що викликане недосконалістю свердловини як за ступенем,

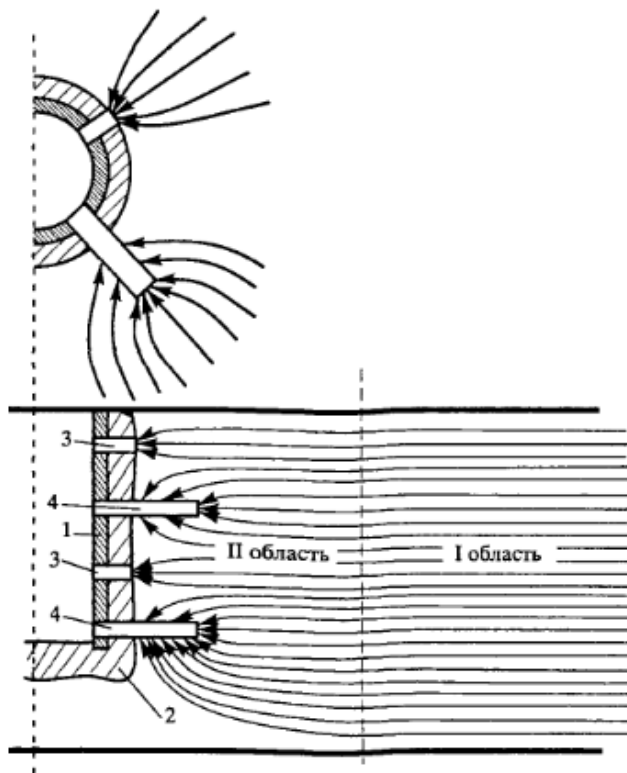


Рисунок 4.2 – Схема фільтраційної картини течії продукції до недосконалої за ступенем і характером розкриття свердловини:

I – область, в якій фільтрація підпорядковується закону Дарсі – плоско-радіальна фільтрація; II – область порушення закону Дарсі, в якій виникають додаткові фільтраційні опори, що враховуються коефіцієнтами C_1 і C_2 ; 1 – обсадна колона; 2 – цементний камінь; 3 – перфораційний отвір; 4 – перфораційний канал

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

так і за характером розкриття та появою додаткових фільтраційних опорів, що враховуються коефіцієнтами, C_1 і C_2 . Суть питання у тому, яким чином такого виду недосконалої взаємопов'язані з коефіцієнтами C_1 і C_2 . Для відповіді це питання реальну фільтраційну картину, представлену на рисунку 4.2 замінимо схематизованою, яка представлена на рисунку 4.3. Схематизацію течії продукції виконаємо, ввівши фіктивну свердловину, недосконалу за рівнем розкриття, радіус якої $r_{ф.с}$. У цьому випадку розглядається течія продукції:

– в межах від R_k до $r_{ф.с}$ – як течія до свердловини, недосконалої за ступенем розкриття (додаткові фільтраційні опори, що враховуються коефіцієнтом C_1);

– в межах від $r_{ф.с}$ до r_c – як течія до свердловини, недосконалої за характером розкриття (додаткові фільтраційні опори враховуються коефіцієнтом C_2).

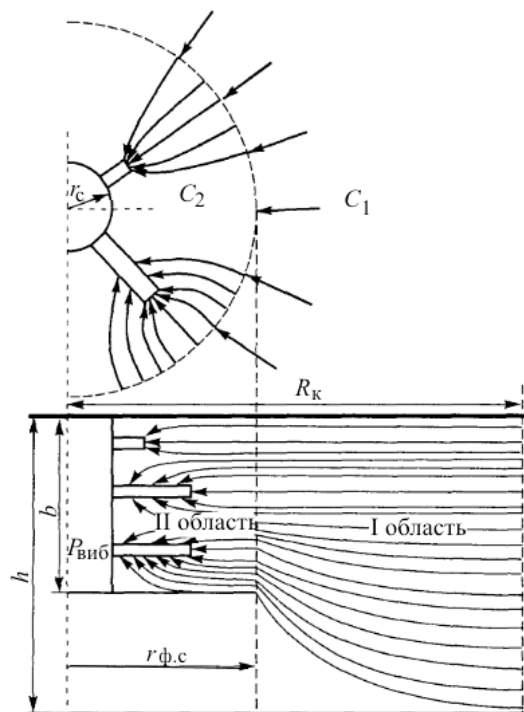


Рисунок 4.3 – Схематизована фільтраційна картина течії продукції до недосконалої за ступенем і характером розкриття свердловини:

I – область додаткових фільтраційних опорів до недосконалої за ступенем розкриття функціональної свердловини, що враховуються коефіцієнтом C_1 ;

II – область додаткових фільтраційних опорів до недосконалої за характером розкриття свердловини, що враховуються коефіцієнтом C_2 ;

r_c ; $r_{ф.с}$; R_k – відповідно радіус реальної свердловини, радіус фіктивної свердловини та радіус контуру живлення; b – відкрита частина пласта товщиною

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Для наведеної схеми фільтраційні опори в I області (від R_K до $r_{\phi.c}$) складаються з:

– фільтраційного опору R_ϕ , який за аналогією з (4.4) є таким:

$$R_\phi = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_K}{r_{\phi.c}}; \quad (4.14)$$

– додаткового фільтраційного опору, який за аналогією з (4.11) такий:

$$R_{\text{дод}} = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_1. \quad (4.15)$$

Для II області (від $r_{\phi.c}$ до r_c) фільтраційні опори складаються з:

– фільтраційного опору R'_ϕ , який за аналогією з (4.4) такий:

$$R'_\phi = \frac{\mu}{2\pi kb \cdot \delta} \cdot \ln \frac{r_{\phi.c}}{r_c}, \quad (4.16)$$

де відповідно до (4.1)

$$b = h \cdot \delta.$$

Тоді з урахуванням цього виразу (4.16) запишемо у вигляді:

$$R'_\phi = \frac{\mu}{2\pi kh \cdot \delta} \cdot \ln \frac{r_{\phi.c}}{r_c}, \quad (4.17)$$

– додаткового фільтраційного опору, який за аналогією з (4.11) такий:

$$R'_{\text{дод}} = \frac{\mu}{2\pi kh \cdot \delta} \cdot C_2. \quad (4.18)$$

Дебіт недосконалої за ступенем і характером розкриття свердловини $Q_{\text{н.с.х.р}}$ для схематизованої картини течії (рис. 4.3) з урахуванням виразів (4.15; 4.16; 4.17; 4.18) такий:

$$Q_{\text{н.с.х.р}} = \frac{(P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_K}{r_{\phi.c}} + \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_1 + \frac{\mu}{2\pi kh \cdot \delta} \cdot \ln \frac{r_{\phi.c}}{r_c} + \frac{\mu}{2\pi kh \cdot \delta} \cdot C_2}. \quad (4.19)$$

Для реальної фільтраційної картини запишемо:

$$Q_{\text{н.с.х.р}} = \frac{(P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})}{\frac{\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + C \right)}, \quad (4.20)$$

де $\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}$ – фільтраційні опори під час руху продукції від R_K до r_c ;

$\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C$ – додаткові фільтраційні опори за рахунок недосконалості свердловини за ступенем та характером розкриття, що визначаються коефіцієнтом C .

Прирівнюючи праві частини виразів (4.20) і (4.19), отримаємо:

$$\ln \frac{R_K}{r_c} + C = \ln \frac{R_K}{r_{\phi.c}} + C_1 + \frac{1}{\delta} \ln \frac{r_{\phi.c}}{r_c} + \frac{1}{\delta} \cdot C_2,$$

звідки знаходимо коефіцієнт C :

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot C_2 + \frac{(1-\delta)}{\delta} \cdot \ln \frac{r_{\phi.c}}{r_c}. \quad (4.21)$$

Таким чином, коефіцієнт додаткових фільтраційних опорів при течії продукції до недосконалої за ступенем і характером розкриття свердловини

не є простою сумою коефіцієнтів C_1 і C_2 , а залежить не тільки від цих коефіцієнтів, але і від відносного розкриття пласта та радіусів фіктивної ($r_{ф.с}$) і реальної (r_c) свердловин. Приймаючи, наприклад, $r_{ф.с} = 10 r_c$ отримаємо:

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot C_2 + 2,3 \frac{(1-\delta)}{\delta}. \quad (4.22)$$

Резюмуючи, відзначимо, що розглянуті види недосконалості свердловин враховують лише зміну геометрії течії продукції порівняно до течії для досконалої свердловини.

Коефіцієнт гідродинамічної досконалості. Приведений радіус свердловини

Будь-яка гідродинамічна недосконалість свердловини призводить до зниження дебіту, як це видно з виразів (4.7; 4.12 і 4.20). В загальному випадку дебіт недосконалої свердловини $Q_{н.с}$ запишемо як:

$$Q_{н.с} = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{виб})}{\mu \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + C \right)}. \quad (4.23)$$

Коефіцієнтом гідродинамічної досконалості свердловини φ назвемо відношення дебіту недосконалої свердловини $Q_{н.с}$ до дебіту досконалої свердловини Q_c , що обчислюється з виразу:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_K - P_{виб})}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}}, \quad (4.24)$$

$$\varphi = \frac{Q_{н.с}}{Q_c}, \quad (4.25)$$

або з урахуванням (4.23) та (4.24):

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln \frac{R_K}{r_c} + C}, \quad (4.26)$$

звідки

$$C = \frac{(1-\delta)}{\delta} \ln \frac{R_K}{r_c}. \quad (4.27)$$

Підставляючи в (4.26) вираз для C з (4.21), отримаємо:

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln R_K + C_1 + \frac{1}{\delta}(C_2 - \ln r_c) - \frac{(1-\delta)}{\delta} \ln r_{ф.с}}. \quad (4.28)$$

Отриманий вираз дозволяє оцінити внесок кожного виду гідродинамічної недосконалості свердловин в зниження дебіту досконалої свердловини. Так, для свердловини, недосконалої за ступенем розкриття ($C_2 = 0$, $r_{ф.с} = r_c$), коефіцієнт гідродинамічної досконалості $\varphi_{н.с.р}$ з (4.28)

$$\varphi_{н.с.р} = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln \frac{R_K}{r_c} + C_1}. \quad (4.29)$$

Для свердловини, недосконалої за характером розкриття ($C_1 = 0, \delta = 1$), коефіцієнт гідродинамічної досконалості $\varphi_{н.х.в.}$ (4.28)

$$\varphi_{н.х.р} = \frac{\ln \frac{R_K}{r_c}}{\ln \frac{R_K}{r_c} + C_2}. \quad (4.30)$$

Ще раз підкреслимо, що залежності (4.28; 4.29 і 4.30) характеризують, як впливає на дебіт досконалої свердловини зміна лише геометрії течії продукції, і не враховують будь-яких фізичних явищ, що відбуваються як у часі після первинного розкриття (до виклику припливу і освоєння), так і при фільтрації продукції в розглядуваних випадках.

Врахування гідродинамічної недосконалості свердловини може бути виконано іншим шляхом. Введемо поняття приведеного радіусу свердловини $r_{пр}$. *Приведений радіус свердловини* – це радіус такої фіктивної досконалої свердловини, дебіт якої $Q_{ф.с}$ дорівнює дебіту реальної недосконалої свердловини $Q_{р.н.с}$.

Запишемо:

$$Q_{ф.с} = \frac{2\pi kh(P_K - P_{виб})}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}}, \quad (4.31)$$

$$Q_{р.н.с} = \frac{2\pi kh(P_K - P_{виб})}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}} + C. \quad (4.32)$$

Прирівнюючи праві частини виразів (4.31) та (4.32), отримуємо:

$$\ln \frac{R_K}{r_c} + C = \ln \frac{R_K}{r_{пр}}, \quad (4.33)$$

звідки

$$C = \ln \frac{r_c}{r_{пр}}$$

або

$$r_{пр} = \frac{r_c}{e^C}. \quad (4.34)$$

Отже, приведений радіус свердловини пов'язує між собою радіус реальної свердловини з коефіцієнтом геометричної недосконалості C .

Чисельна величина приведеного радіусу свердловини може бути визначена за результатами дослідженнями свердловини на нестационарному режимі.

В окремих випадках чисельна величина приведеного радіусу свердловини може бути визначена за результатами дослідження свердловини на нестационарному режимі.

В даний час геометрична досконалість свердловин розраховується за результатами експериментального визначення приведеного радіусу $r_{пр}$, що суттєво підвищує точність, оскільки відповідає необхідність визначення коефіцієнтів C_1 , і C_2 за спеціальними графіками при завідомо недостовірній інформації.

Більш складним випадком врахування втрат енергії при русі продукції, коли втрати залежать не тільки від коефіцієнта C , але і від величини скін-ефекту S , що характеризує втрати енергії внаслідок зміни проникності з часом за рахунок забруднення або очищення привибійної зони свердловини (дренуємого об'єму).

Запишемо дебіт недосконалої свердловини $Q_{н.с}$, що працює на стаціонарному режимі з урахуванням її приведенного радіусу, а також при проявленні скін-ефекту:

$$Q_{н.с} = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{виб})}{b\mu \left(\ln \frac{R_K}{r_{пр}} + S \right)}, \quad (4.35)$$

де $r_{пр}$ – приведений радіус свердловини, що розраховується за формулою (4.34);

b – об'ємний коефіцієнт нафти;

S – величина скін-ефекту.

Введемо поняття ефективного радіусу свердловини $r_{еф}$, під яким будемо розуміти радіус такої фіктивної досконалої свердловини, дебіт якої дорівнює дебіту недосконалої свердловини з приведеним радіусом і додатковими спротивами течії продукції у свердловину внаслідок зміни проникності через скін-ефект S :

$$Q_{ф.с} = \frac{2\pi kh (P_{пл} - P_{виб})}{b\mu \ln \frac{R_K}{r_{еф}}}. \quad (4.36)$$

Прирівнюючи дебіти свердловин за формулами (4.35) і (4.36), одержимо:

$$\ln \frac{R_K}{r_{пр}} + S = \ln \frac{R_K}{r_{еф}}, \text{ звідки знаходимо } r_{еф} \text{ або } S:$$

$$r_{еф} = r_{пр} / e^S, \quad (4.37)$$

$$S = \ln \frac{r_{пр}}{r_{еф}}. \quad (4.38)$$

Отже, рівняння Дюпюї принципово можна використовувати не лише для розрахунку дебіту реальних недосконалих свердловин, але і для оцінки скін-ефекту у привибійній зоні.

Оцінка ефективності наступних робіт після первинного розкриття пласта

У видобуванні вуглеводнів, процеси первинного і вторинного розкриття пластів, виклику припливу пластового флюїду та освоєння свердловини є тимчасовими. Природно, що у привибійній зоні свердловини (ПЗС) з часом відбуваються певні фізичні та фізико-хімічні явища, що змінюють властивості ПЗС. Як можна врахувати ці зміни, які передусім впливають на дебіт свердловини?

Після первинного розкриття в необсаджений свердловині проводиться дослідження пластовипробувачем, наприклад методом пробних відкачок (дослідження на стаціонарних режимах), на основі якого можуть бути розраховані комплексні (фільтраційні) характеристики привибійної зони (коефіцієнт провідності $\varepsilon = kh/\mu$, коефіцієнт рухливості k/μ , проникність системи k). За необхідності можна розрахувати і деякі інші характеристики (коефіцієнт пружності і коефіцієнт п'єзопровідності ПЗС).

Розгляд цього питання проведемо на прикладі досконалої свердловини. Позначимо експериментально дебіт свердловини після первинного розкриття, який визначається Q_1 :

$$Q_1 = 2\pi \left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 \cdot \frac{\Delta P_1}{b_1 \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} = 2\pi \varepsilon_1 \frac{\Delta P_1}{b_1 \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)}, \quad (4.39)$$

де ΔP_1 , – виміряна депресія на пласт.

При відомих ($Q_1, \Delta P_1, R_K, b_1$ і r_c із (4.39) розраховуємо:

$$\varepsilon_1 = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 = \frac{Q_1}{\Delta P_1} \cdot \frac{b_1 \cdot \ln(R_K/r_c)}{2\pi}, \text{ потім } \left(\frac{k}{\mu}\right)_1 \text{ і } k_1.$$

Якщо свердловина недосконала за ступенем розкриття дебіт свердловини дорівнює Q'_1 :

$$Q'_1 = \frac{2\pi}{b_1} \cdot \left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 \cdot \frac{\Delta P'_1}{\ln(R_K/r_c) + C_1}, \quad (4.40)$$

де C_1 – коефіцієнт додаткових спротивів за рахунок зміни геометрії течії до недосконалої за ступенем розкриття свердловини, що визначається за спеціальними графіками.

Після завершення усіх робіт у свердловині (спуск і цементування обсадної колони, перфорація (вторинне розкриття), виклик притоку і освоєння), які відбуваються протягом певного часу, інколи значного, коефіцієнт провідності привибійної зони свердловини може змінитись і стати рівним:

$$\varepsilon_2 = (kh/\mu)_2, \text{ або } \varepsilon_2 = a \cdot \varepsilon_1, \quad (4.41)$$

де a – числовий коефіцієнт, що враховує зміну провідності ПЗС внаслідок різних процесів, що протікають в ПЗС після первинного дослідження (розкриття) до моменту вторинного дослідження ($a \leq 1$).

Зміна провідності принципово можлива шляхом зміни проникності системи, в'язкості продукції і товщини пласта. Зміна провідності, пов'язана зі зміною проникності, оцінюється скін-ефектом S .

Вторинне дослідження свердловини методом пробних відкачок проводять після освоєння свердловини. При цьому дебіт свердловини може бути розрахований за наступним рівнянням:

$$Q_2 = 2\pi \left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 \cdot \frac{\Delta P_2}{b_2 \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_{\text{еф}}}\right)} = 2\pi \varepsilon_2 \frac{\Delta P_2}{b_2 \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_{\text{еф}}}\right)}, \quad (4.42)$$

де $r_{\text{еф}}$ – ефективний радіус свердловини.

Ефективний радіус свердловини – радіус такої фіктивної досконалої свердловини, дебіт якої дорівнює дебіту недосконалої свердловини з додатковими спротивами течії продукції у свердловину внаслідок зміни геометрії течії (коефіцієнт C) та внаслідок зміни проникності ПЗС через скін-ефект (коефіцієнт S).

Ефективний радіус свердловини можна розрахувати із залежності (4.37) або (4.42). Підставляючи $r_{\text{еф}}$ з (4.37) і ε_2 з (4.41) в (4.42), одержимо:

$$Q_2 = a\varepsilon_1 \cdot \frac{2\pi\Delta P_2}{b_2 \cdot \ln\left(\frac{R_K \cdot e^S}{r_{\text{пр}}}\right)}, \quad (4.43)$$

де Q_2 , ΔP_2 – експериментально виміряні, відповідно, дебіт свердловини і депресія;

S – числова величина скін-ефекту.

Інтегральну оцінку ефективності робіт, що проводяться після первинного розкриття пласта, можна виконати, порівнюючи дебіти Q_1 і Q_2 :

$$\eta = \frac{Q_2}{Q_1} = a \cdot \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} \cdot \frac{\ln(R_K/r_c)}{(\ln(R_K/r_{\text{пр}}) + S)} \cdot \frac{b_1}{b_2}. \quad (4.44)$$

Враховуючи, що $(\ln R_K/r_{\text{пр}})/(\ln R_K/r_c)$ величина зворотна коефіцієнту досконалості φ , запишемо попереднє рівняння в наступному вигляді:

$$\eta = a \frac{1}{\left(\frac{1}{\varphi} + \frac{S}{\ln(R_K/r_{\text{пр}})}\right)} \cdot \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}. \quad (4.45)$$

Одержаний вираз (4.45) може бути використаний для інтегральної оцінки процесів, що відбуваються в системі за час від попереднього дослідження до наступного.

Якщо в (4.42) підставимо вираз $r_{\text{еф}}$ з (4.37), а ε_2 – із (4.41), одержимо:

$$Q_2 = a\varepsilon_1 \cdot \frac{2\pi\Delta P_2}{b_2 \cdot \ln\left(\frac{R_K \cdot e^{(C+S)}}{r_c}\right)}. \quad (4.46)$$

Знаходимо коефіцієнт η :

$$\eta = \frac{Q_2}{Q_1} = a \cdot \frac{1}{\left(1 + \frac{C+S}{\ln(R_K/r_c)}\right)} \cdot \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} \cdot \frac{b_1}{b_2}. \quad (4.47)$$

Одержані вирази (4.45) і (4.47) враховують всі зміни у привибійній зоні свердловини за період часу від первинного розкриття (первинного дослідження) до введення в експлуатацію (коли проводиться вторинне дослідження). Вони можуть бути використані не тільки для оцінки зміни геометрії течії, що враховується коефіцієнтами φ і C , але і для кількісної оцінки змін у ПЗС внаслідок процесів, що протікають у ній.

Контрольні запитання

- 1. Яку свердловину називають гідродинамічно досконалою?*
- 2. Яку свердловину називають гідродинамічно недосконалою?*
- 3. Яку свердловину називають недосконалою за ступенем розкриття?*
- 4. Яку свердловину називають недосконалою за характером розкриття?*
- 5. Яку свердловину називають недосконалою за ступенем та характером розкриття?*
- 6. Що розуміють під коефіцієнтом гідродинамічної досконалості свердловини?*
- 7. Що розуміють під первинним розкриттям пласта?*
- 8. Що розуміють під вторинним розкриттям пласта?*
- 9. Що розуміють під первинним дослідженням свердловини?*
- 10. Що розуміють під вторинним дослідженням свердловини?*
- 11. Що розуміють під скін-ефектом?*

5 ВТОРИННЕ РОЗКРИТТЯ ПЛАСТІВ. ВИКЛИК ПРИПЛИВУ Й ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН

Вторинне розкриття пластів

Розглянемо основні методи перфорації свердловин з перфорованим вибоєм.

За принципом дії технічних засобів та технологій, що застосовуються для перфорації свердловин, усі методи можна розділити так:

1. Вибухові.
2. Гідродинамічні.
3. Механічні.
4. Хімічні.

До *вибухових методів* належать кульова, торпедна та кумулятивна перфорація (рис. 5.1).

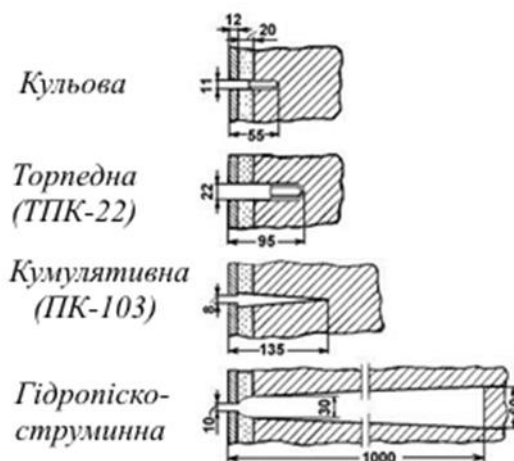


Рисунок 5.1 – Види перфорації обсадних колон

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Кульова перфорація здійснюється так званим кульовим перфоратором, в якому є комори з вибуховою речовиною, детонатором та кулею діаметром 12,5 мм. Внаслідок практично миттєвого згоряння заряду тиск на кулю досягає 2 тис. МПа; під впливом цього тиску куля пробиває обсадну колону, цементний камінь і може впроваджуватися в породу, утворюючи перфораційний канал довжиною до 150 мм, діаметр якого дорівнює 12 мм. В кульових перфораторах інших конструкцій, тиск під час вибуху значно нижчий від 2 тис. МПа і становить 0,6–0,8 МПа, але час його дії на кулю довший, що підвищує початкову швидкість вильоту кулі та її пробивну здатність. Довжина перфораційних каналів досягає 350 мм. Існують кульові перфоратори з горизонтальними та вертикальними стволами.

Торпедна перфорація здійснюється розривними снарядами з діаметром 32 мм або 22 мм. Після пострілу при попаданні снаряда в гірську породу відбувається вибух внутрішнього заряду снаряда та додатковий вплив на

гірську породу у вигляді утворення системи тріщин. Довжина перфораційних каналів при торпедній перфорації сягає 160 мм. Торпедна перфорація здійснюється апаратами з горизонтальними стволами.

Кумулятивна (безкулева) перфорація здійснюється шляхом фокусування продуктів вибуху заряду спеціальної форми зазвичай конічної (рис. 5.2, 5.3). Заряд конічної форми облицьований тонким мідним листовим покриттям. При підриві заряду мідне облицювання заряду розплавляється, змішується з газами і у вигляді газометалевого фокусованого струменя прорізає канал у колоні, цементному камені та гірській породі. Тиск у струмені сягає 0,3 млн. МПа, а швидкість її – 8 км/с. Утворюється перфораційний канал довжиною до 350 мм і діаметром до 14 мм. Кумулятивні перфоратори поділяються на корпусні та безкорпусні (стрічкові); снаряди в них розміщуються завжди горизонтально.

Нині кумулятивна перфорація є найпоширенішою, оскільки дозволяє в широкому діапазоні регулювати характеристики зарядів, підбираючи найкращі для кожного конкретного продуктивного горизонту.

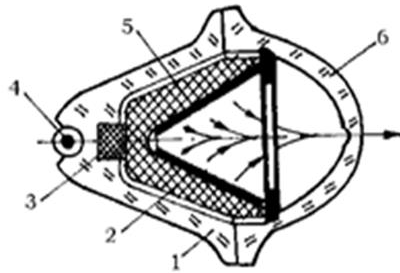


Рисунок 5.2 – Будова кумулятивного заряду:

1 – скляний корпус; 2 – основний заряд (шашка); 3 – додатковий детонатор;
4 – детонувальний шнур; 5 – кумулятивна виїмка, обкладена мідним шаром;
6 – скляна кришка

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Проте, усім вибуховим методам притаманні певні недоліки, деякі з яких є дуже суттєвими. Оскільки при вибуху створюється високий тиск і виникає ударна хвиля, в обсадній колоні і особливо в цементному камені виникають порушення, пов'язані з тріщиноутворенням, порушенням зв'язку цементного каменю з гірськими породами і обсадною колоною та втрата герметичності за колонного простору. У процесі експлуатації свердловини це призводить до за колонних перетоків.

Перфораційні канали, утворювані при вибухових методах, мають ущільнені стінки, а самі канали засмічені як продуктами вибуху, так і різними руйнівними деталями (герметизуюча гума, фрагменти стрічки стрічкових перфораторів тощо). При успішній кульовій перфорації в кінці перфораційного каналу знаходиться куля, що знижує ефективність фільтрації флюїду. При невдалій кульовій перфорації кулі застряють у колоні чи цементному камені. У будь-якому випадку при вибухових методах

перфорації на внутрішній поверхні обсадної колони утворюються задири, що ускладнюють або унеможливають проведення дослідницьких робіт у свердловині вимірювальними приладами.

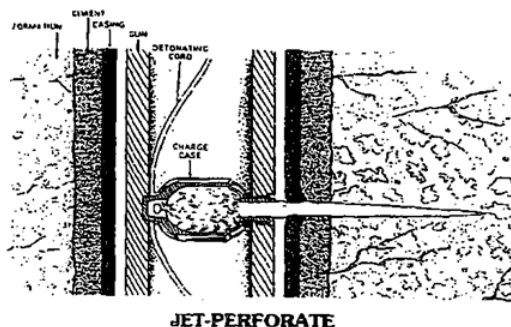


Рисунок 5.3 – Дія кумулятивного струменя

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Серед можливих *гідродинамічних методів* вторинного розкриття найефективнішою на сьогодні є *гідропіскоструминна перфорація*.

Гідропіскоструминна перфорація (ГПП) відноситься не тільки до методів вторинного розкриття, але і до ефективних методів штучного впливу на привибійні зони свердловин з метою управління продуктивністю або прийомистістю. Основою гідропіскоструминної перфорації є використання кінетичної енергії рідинно-піщаних струменів, що формуються в насадках спеціального апарату – гідропіскоструминного перфоратора. Високошвидкісні (до 100 м/с) рідинно-піщані струмені мають абразивну дію, що дозволяє спрямовано та ефективно діяти на обсадну колону, цементний камінь і гірські породи, створюючи в них канали різної орієнтації. Гідропіскоструминний перфоратор закріплюється на нижньому кінці колони НКТ і спускається у свердловину на задану глибину. На поверхні використовується спеціальне обладнання: гирлова арматура, насосні та піскозмішувальні агрегати тощо. Рідинно-піщана суміш закачується в НКТ насосним агрегатом під високим тиском.

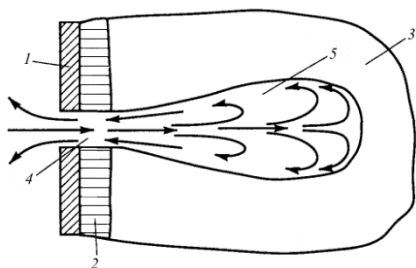


Рисунок 5.4 – Схема утворення грушоподібної каверни в породі при гідропіскоструминній перфорації:

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

1 – обсадна колона; 2 – цементний камінь; 3 – гірська порода;
4 – круглий отвір; 5 – грушоподібна каверна

При фіксованому положенні гідропіскоструминного перфоратора у свердловині в обсадній колоні і цементному камені утворюються великі отвори, а в породі – грушоподібні каверни, форма яких показана на рисунку 5.4. Форма та розміри каверни залежать не тільки від міцності гірської породи, але і від швидкості рідинно-піщаних струменів; вмісту в рідині піску, його кількості і розмірів піщинок; тривалості впливу та фільтрації рідини. На початку каверна формується досить ефективно; у міру розширення каверни швидкість активного струменя в каверні знижується, а зворотний потік рідини гальмує активний струмінь і різко знижує ефективність формування каверни. Каверна зазвичай заповнена піском.

Перфорація здійснюється спеціальним піскоструминним апаратом, наприклад, АП-6м, що спускається у свердловину на НКТ (рис. 5.5).

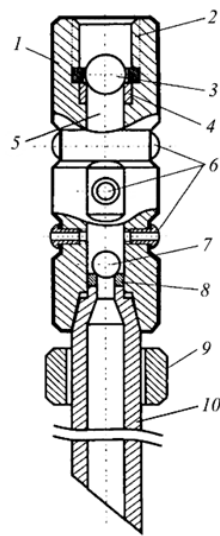


Рисунок 5.5 – Принципова схема апарату для гідропіскоструминної перфорації АП-6м:

1 – корпус перфоратора; 2 – різьба для з'єднання з НКТ; 3 – куля опресувального клапана; 4 – сідло опресувального (верхнього) клапана; 5 – канал; 6 – насадки; 7 – нижня куля малого діаметра; 8 – сідло нижнього шарового клапана; 9 – центратор; 10 – хвостовик

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Перфоратор на бічній поверхні корпусу 1 має шість отворів, в які вкручені шість насадок 6. Насадки виготовляються із спеціальних сплавів, стійких до дії рідинно-піщаної суміші (до стирання), діаметр прохідного отвору яких становить 3; 4,5 та 6 мм.

Перфоратор може бути використаний не тільки для перфорації, але і для різання труб; різання щілин (горизонтальних, вертикальних або гвинтових) тощо.

Після спуску перфоратора у свердловину та обв'язки наземного обладнання система має бути опресована тиском, що перевищує робочий в 1,5 рази. Перед опресовуванням у НКТ кидається верхня куля великого

діаметру (50 мм) 3, яка сідає на сідло 4. Після опресування системи закачуванням рідини в затрубний простір (пряме промивання) куля виносить на гирло та витягується. Потім в НКТ скидається куля малого діаметра 7, яка сідає в сідло 8, відсікаючи хвостовик 10 від порожнини перфоратора і НКТ. Перфоратор готовий до роботи.

Підготовлена рідинно-піщана суміш закачується в НКТ і, виходячи з насадок, здійснює перфорацію. Звичайна концентрація піску в рідині становить 80–100 кг/м³.

Основними вимогами до робочої рідини є:

- певна густина (щоб у процесі ГПП не виникало фонтанних проявів);
- певна в'язкість (щоб у процесі закачування не було осідання піску в будь-якому елементі системи);
- певна фільтраційна здатність (щоб у кавернах, що утворюються, не було сильного її поглинання гірською породою);
- доступність у необхідних кількостях та її прийнятна вартість.

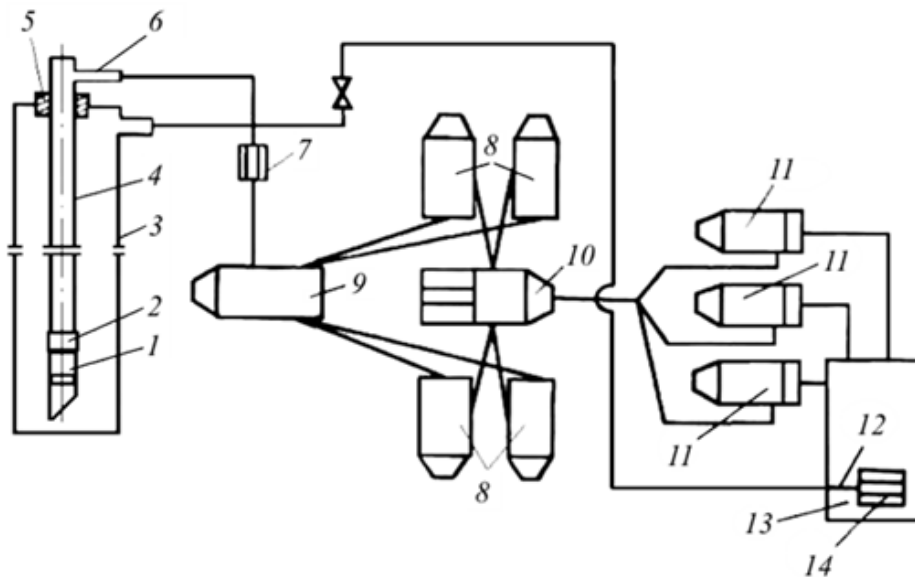


Рисунок 5.6 – Схема об'язки обладнання при проведенні гідропіскострумінної перфорації у свердловині:

1 – гідропіскострумінний перфоратор; 2 – муфта-репер; 3 – обсадна колона; 4 – колона НКТ; 5 – сальник для ущільнення гирлової частини свердловини; 6 – зворотний клапан; 7 – фільтр для піску; 8 – високонапірні насосні агрегати; 9 – блок маніфольду; 10 – піскозмішувач; 11 – насосні агрегати низького тиску; 12 – викидна лінія у ємність; 13 – ємність для рідини; 14 – сито для уловлювання шламів

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Зазвичай для ГПП використовують воду або нафту, 5 % розчин інгібованої соляної кислоти та інші рідини, що застосовуються у процесі

нафтовидобутку; за необхідності рідина обважнюється спеціальними домішками: бентонітова глина, крейда тощо.

Об'єм робочої рідини залежить від схеми проведення процесу:

- закільцьована схема, при якій рідинно-піщана суміш використовується багаторазово (при необхідності її добавляють до системи);
- з відділенням піску та повторним використанням рідини;
- зі скиданням рідини та піску (наземне обладнання безперервно в процесі ГПП готує рідинно-піщану суміш).

Перша (закільцьована) схема краща, хоча у цьому випадку необхідно здійснювати ретельний та безперервний контроль за якістю рідинно-піщаної суміші. Очевидно, що вибір схеми проведення ГПП визначається економічними показниками, наприклад, собівартістю процесу.

Залежно від схеми процесу, що реалізується, витрата рідини змінюється (за інших рівних умов) від 10 м³ до 100 м³, а витрата піску від 1 т до 10 т.

Гідропіскоструминна перфорація дозволяє отримувати перфораційні канали з чистою поверхнею та не змінювати проникність на стінках каверни (на відміну від вибухових методів перфорації, при яких стінки перфораційних каналів у гірській породі переущільнені).

При проведенні ГПП необхідно дотримуватися жорстких вимог регламентуючих документів щодо забезпечення життєдіяльності персоналу та дотримання екологічних нормативів.

У процесі проведення ГПП внаслідок високих тисків нагнітання рідинно-піщаної суміші та значних гідравлічних опорів колона НКТ схильна до значних навантажень. Найбільш небезпечним перетином у колоні НКТ є верхній переріз (на гирлі свердловини). Необхідно перед здійсненням процесу провести перевірку верхнього різьбового з'єднання на розривне навантаження.

Механічний метод перфорації є порівняно новим і здійснюється перфоратором свердлярної дії, який становить, по суті, електричний дріль. Цей перфоратор становить корпус з електромотором. Свердло розташоване в корпусі горизонтально. У зв'язку з цим вихід свердла визначається діаметром корпусу, що у ряді випадків є недостатнім.

При цьому методі вторинне розкриття здійснюється свердлінням отворів діаметром 14–16 мм; при свердлінні обсадної колони тиск на цементний камінь малий, і він не пошкоджується. При відповідному виході свердла просвердлюється не тільки обсадна колона і цементний камінь, але й частина гірської породи. Поверхня такого каналу гладка, а гірська порода не ущільнена. Відсутні задирки і на внутрішній поверхні обсадної колони.

Як показало промислове використання свердлярних перфораторів, вони не пошкоджують цементного каменю, не порушують герметичності за колонного простору, дозволяють ефективно розкривати продуктивні горизонти поблизу водонафтового потоку, уникаючи передчасного обводнення свердловин, яке неминуче при вибухових методах. Недоліком

свердлярного перфоратора є обмежений вихід свердла. Це не завжди забезпечує ефективне розкриття, особливо при ексцентричному розташуванні обсадної колони в цементному камені, що характерно для похило-спрямованих свердловин.

До *хімічних методів* перфорації можна віднести такі, при яких вторинне розкриття відбувається за рахунок хімічної реакції, наприклад, металу з кислотою.

При хімічному методі обсадна колона довжиною рівною товщині продуктивного горизонту або необхідному інтервалу розкриття, просвердлюється відповідно до обраної щільності перфорації перед спуском у свердловину. Зроблені в ній отвори закривають, наприклад, магнієвими пробками, з довжиною, що дорівнює сумі товщин обсадної колони і цементного кільця. Потім обсадну колону спускають у свердловину і цементують. Після схоплювання цементного розчину у свердловину закачують розрахункову кількість розчину соляної кислоти, яку продавлюють до інтервалу перфорації. Взаємодія солянокислотного розчину з магнієвими пробками призводить до їх розчинення; при цьому розкриваються просвердлені в обсадній колоні отвори та утворюються отвори в цементному камені. В результаті цього створюється хороший гідродинамічний зв'язок привибійної зони з порожниною свердловини.

Кожен з розглянутих методів вторинного розкриття має свої переваги і недоліки, іноді істотні.

Фізичні основи виклику припливу і освоєння

Виклик припливу – технологічний процес зниження протитиску на вибої непрацюючої свердловини, ліквідації репресії на пласт і створення депресії, під дією якої починається фільтрація флюїду з пласта в свердловину.

Освоєння свердловини – 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.

Розглянемо схему, подану на рисунку 5.7. Свердловина заповнена до гирла рідиною глушіння. Тиск, що створюється стовпом цієї рідини на вибій свердловини, такий:

$$P_{\text{виб}} = \rho_{\text{гл}} \cdot g \cdot L_c \cdot \cos\alpha + P_1, \quad (5.1)$$

де $P_{\text{виб}}$, P_1 – відповідно тиск на вибої та гирлі, Па;

$\rho_{\text{гл}}$ – густина рідини глушіння, кг/м³;

L_c – довжина свердловини, м;

α – кут відхилення свердловини від вертикалі, град.

Якщо $P_{\text{виб}} > P_{\text{пл}}$, то на пласт діє репресія ΔP_r :

$$\Delta P_r = P_{\text{виб}} - P_{\text{пл}}, \quad (5.2)$$

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, Па.

Під впливом цієї репресії частина рідини глушіння може поглинатися пластом. Процес зниження протитиску на пласт може бути здійснений різними технічними засобами; при цьому можливі наступні послідовно реалізовані варіанти зміни вибійного тиску:

1. Зростання вибійного тиску до максимальної величини $P_{\text{виб.мах}}$ – перша фаза виклику припливу, при якій поглинання пластом рідини глушіння зростає.

2. Зниження вибійного тиску до величини пластового тиску ($P_{\text{виб}} = P_{\text{пл}}$) – друга фаза виклику припливу, при якій поглинання пластом рідини глушіння знижується до нуля.

3. Зниження вибійного тиску нижче за величину пластового і створення певної депресії – третя фаза виклику припливу:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}}, \quad (5.3)$$

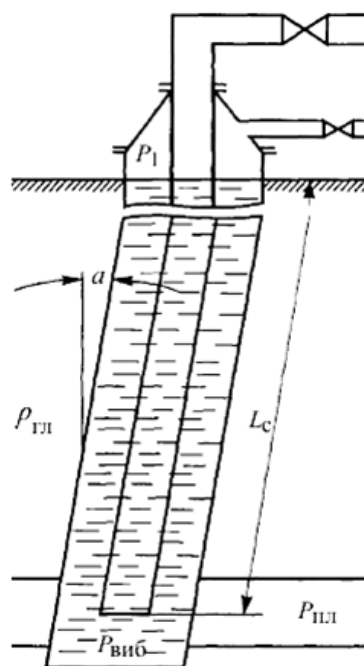


Рисунок 5.7 – Схема свердловини, заглишеної рідиною глушіння
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6bcd049/content>

Таким чином, перша та друга фази – фази поглинання, а третя – фаза припливу. Фізичні основи виклику припливу та освоєння свердловини полягають у дослідженні ступеня та характеру зміни протитиску на пласт, що пов'язано з необхідністю проведення низки гідродинамічних розрахунків технологічних процесів виклику припливу та освоєння.

Відомо кілька методів і багато способів виклику припливу і освоєння. Вибір того чи іншого з них залежить від низки критеріїв.

Критерії вибору методу виклику припливу

Можливості і технічна реалізація методів виклику припливу та освоєння свердловин істотно різняться. Вибір оптимального методу для конкретних умов залежить від наступних критеріїв:

1. Величина пластового тиску:

- з нормальним пластовим тиском (тиск дорівнює гідростатичному, обчисленому при густині води $\rho_v = 1\ 000\ \text{кг/м}^3$);
- зі зниженим пластовим тиском (тиск нижчий гідростатичного) або з аномально низьким пластовим тиском (АНПТ);
- з підвищеним пластовим тиском (тиск вищий гідростатичного) або з аномально високим пластовим тиском (АВПТ).

При виборі методу виклику припливу свердловин, що розкрили поклади з АНПТ або АВПТ, зазначений критерій варто розглядати як визначальний.

2. Коефіцієнт проникності привибійної зони свердловини, насиченої різними флюїдами:

- з низькою проникністю;
- з гарною проникністю.

При цьому необхідно враховувати зміну проникності протягом усього періоду від первинного розкриття до початку виклику припливу.

3. Механічна міцність колектора:

- пухкі, слабощементовані породи;
- міцні, добре зцементовані породи.

4. Фільтраційні характеристики привибійної зони (коефіцієнти рухливості k/μ та гідропровідності kh/μ).

5. Наявні технічні засоби зниження вибійного тиску.

Врахування вищенаведених основних критеріїв при виборі методу виклику припливу дозволить отримати найкращий техніко-економічний ефект.

Методи та способи виклику припливу і освоєння свердловин

Методи виклику припливу і освоєння свердловин можна класифікувати наступним чином:

- I. Метод полегшення стовпа рідини у свердловині (рідини глушіння).
- II. Метод зниження рівня.
- III. Метод «миттєвої» депресії.

Загальна характеристика та умови ефективного застосування

Загальна характеристика методів виклику припливу і освоєння зводиться до розгляду зміни вибійного тиску в функції часу, а умови ефективного застосування визначаються сукупністю параметрів, що відображають геологічні, технологічні, технічні та організаційні чинники з урахуванням відомих критеріїв.

Розглянемо усі відомі методи (рис. 5.8):

I. *Метод полегшення стовпа рідини у свердловині* (рис. 5.8, а): реалізується різними способами, але найбільшого поширення набули промивання. При промиванні свердловини в період часу $0 - t_1$ (досягнення рівнем розділу рідин підшви НКТ) виникає 1-ша фаза – фаза зростання поглинання пластом рідини глушіння. Внаслідок цього відбувається додаткова зміна фільтраційних характеристик ПЗС. Саме тому вибору рідини глушіння має приділятися особлива увага, виходячи з вимоги збереження фільтраційних характеристик ПЗС. У період часу $t_1 - t_2$ (2-га фаза – зниження поглинання) об'єм поглинання пластом рідини знижується. Таким чином, у період часу $0 - t_2$ рідина глушіння поглинається пластом. Об'єм поглиненої рідини $V_{\text{погл.}}$ в цей період можна розрахувати, знаючи коефіцієнт приймальності $K_{\text{пр.}}$, величину пластового тиску $P_{\text{пл}}$ і характер зміни вибійного тиску $P_{\text{виб}}(t)$, тобто:

$$V_{\text{погл}} = f(K_{\text{пр.}}, P_{\text{пл}}, P_{\text{виб}}(t), t). \quad (5.4)$$

У період $t > t_2$ (реалізується 3-тя фаза – фаза припливу рідини з пласта за рахунок створення депресії ΔP).

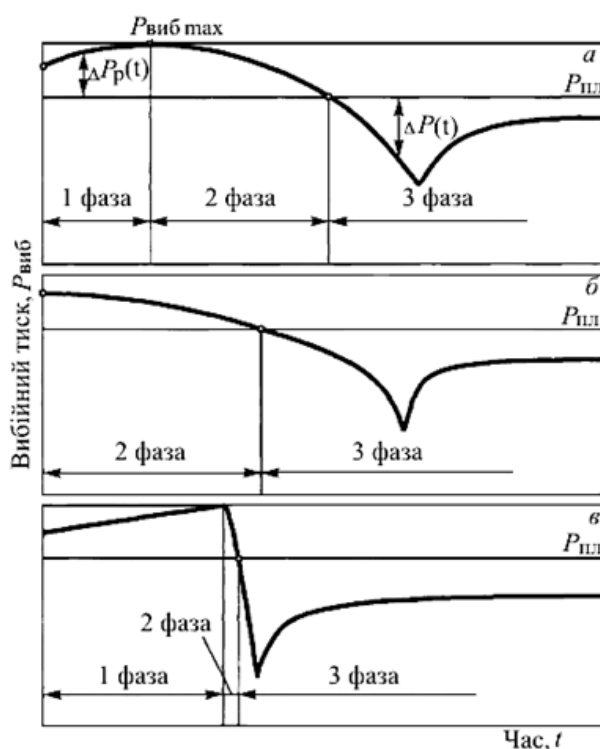


Рисунок 5.8 – Зміна вибійного тиску в часі:

а – метод полегшення стовпа рідини; б – метод зниження рівня;

в – метод «миттєвої» депресії

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babc049/content>

II. *Метод зниження рівня* (рис. 5.8, б).

Особливістю даного методу є відсутність першої фази, що надає йому перевагу, завдяки меншому «забрудненню» ПЗС у період виклику припливу.

III. Метод «миттєвої» депресії (рис. 5.8, в).

Особливістю цього методу є короткочасність 2-ї фази ($t_1 - t_2$).

Способи виклику припливу та освоєння

До першого методу (*полегшення стовпа рідини у свердловині*) відносяться:

1. Промивання (пряме, зворотне, комбіноване), які здійснюються різними рідинами.

2. Закачування газоподібного агента (газліфт).

3. Закачування пінних систем

До другого методу (*зниження рівня*) відносяться:

1. Тартання желонкою.

2. Свабування.

3. Зниження рівня глибинним насосом. Цей метод широко поширений тоді коли передбачається експлуатація свердловини глибинним насосом.

До третього методу («миттєвої» депресії) відносяться:

1. Спосіб падаючого корка.

2. Задавлювання рідини глушіння в пласт.

Метод *полегшення стовпа рідини у свердловині* реалізується заміною важкої рідини на більш легку шляхом промивання. Розрізняють декілька способів промивання:

– пряме промивання – закачування рідини здійснюється в затрубний простір, а вихід – через колону НКТ.

– зворотне промивання – закачування рідини здійснюється в НКТ, а вихід – через затрубний простір.

– комбіноване промивання – перемикання з прямого промивання на зворотне або навпаки.

Не залежно від способу промивання компоновка обладнання, що спускається у свердловину, включає:

1) насосно-компресорні труби (НКТ);

2) насосно-компресорні труби з циркуляційним клапаном і пакером.

При обох варіантах спуск обладнання може здійснюватись або на всю глибину (довжину) свердловини, або на меншу глибину (довжину). Схеми деяких можливих компоновок і варіантів промивання показано на рисунку 5.9.

Суть *компресорного способу* полягає у закачуванні в свердловину компримованого газу, що дозволяє зменшити густину утвореної газорідинної суміші в широкому діапазоні, розширюючи можливість виклику припливу і освоєння свердловини. Спосіб є надзвичайно ефективним, але вимагає наявності джерел газу (використання повітря з цією метою не допустиме).

Для реалізації способу у свердловину спускають насосно-компресорні труби з перепускним пристроєм установленим на деякій (граничній $H_{гр}$) глибині нижче статичного рівня рідини. Розглянемо процес виклику припливу і освоєння на прикладі прямого закачування газу.

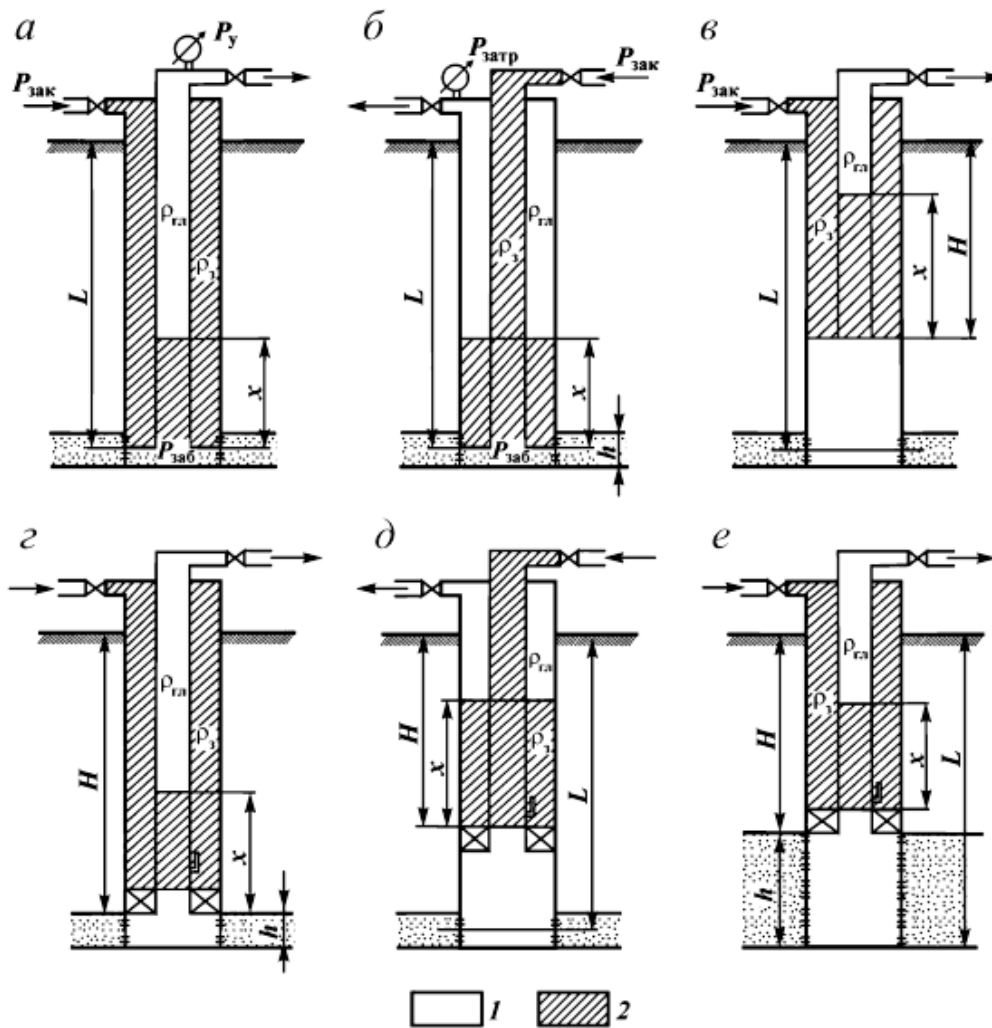


Рисунок 5.9 – Схеми компоновок деяких варіантів промивання:

а, б, в – безпакерна схема; г, д, е – пакерна схема; а, в, г, е – пряме закачування; б, д – зворотнє закачування; 1 – рідина глушіння; 2 – рідина закачування

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Компримований газ, що закачується в затрубний простір, впливає на статичний рівень рідини. Через перепускний пристрій газ перетікає в насосно-компресорні труби, призводячи до підвищення в них стовпа рідини над перепускним пристроєм (приймаємо, що поглинання рідини пластом не відбувається). Після досягнення в затрубному просторі межю розділу «рідина-газ» перепускного пристрою газ через нього поступає в НКТ, загазовуючи рідину. В результаті густина газорідинної суміші, що утворюється в НКТ, знижується, її рівень піднімається до гирла і починається перелив. Вибійний тиск знижується нижче пластового, утворюється депресія і свердловина починає працювати.

Якщо при цьому вибійний тиск не знижується нижче пластового, проводять продування газом тієї частини НКТ в якій знаходиться газорідинна суміш, викидаючи її з НКТ, а потім знижують тиск газу, що подається. При

цьому вибійний тиск суттєво знижується і починається приплив рідини з пласта.

Сутність способу зводиться до розрахунку процесу руху газу і рідини в НКТ і в затрубному просторі, основне питання полягає у визначенні граничної глибини установки перепускного пристрою $H_{гр}$, при відомому робочому тиску компресора P_k .

Метод виклику припливу і освоєння з допомогою пін. Піна – двофазна система, яка складається з розчину піноутворюючої поверхнево-активної речовини (ПАР) і газу (повітря). В нафтопромисловій практиці для виклику припливу і освоєння свердловини використовуються піни на основі водного розчину ПАР (наприклад сульфанола) і повітря (газу). Особливістю піни є можливість регулювання в широких межах її густини.

Одержання піни можливе за двома технологіями:

1) приготування піни на поверхні з наступним її закачуванням у свердловину (*в наш час широко застосовується*);

2) приготування піни в свердловині шляхом закачування в свердловину окремо розчину ПАР і газу.

Для приготування піни на поверхні використовують спеціальний пристрій – аератор, на вхід якого подають розчини ПАР і газ, а на виході одержують піну.

Тартання желонкою – не лише спосіб виклику припливу й освоєння, але й історичний спосіб експлуатації свердловин з дуже низькими пластовими тисками. Здійснюється желонкою, що становить відрізок товстостінної труби (зазвичай бурильної) в нижній частині якої розміщений зворотний клапан. Спускається в свердловину на канаті за допомогою лебідки. Об'єм желонки невеликий, тому процес виклику припливу тартанням досить повільний. Желонку зазвичай спускають в обсадну колону. Робота проводиться при відкритому гирлі, що являє деяку небезпеку, особливо при фонтанних проявах.

Свабування – спосіб зниження рівня у свердловині зі спущеною колоною НКТ. Сваб становить трубу невеликого діаметра, на зовнішній поверхні якої закріплені еластичні ущільнювальні манжети, зовнішній діаметр яких співрозмірний із внутрішнім діаметром НКТ. В нижній частині сваба встановлений зворотний клапан. Ущільнювальні манжети мають чашоподібну форму; при підйомі сваба вони розширюються за рахунок тиску стовпа рідини над свабом, ущільнюючи зазор між зовнішнім діаметром манжет і внутрішнім діаметром НКТ. Сваб спускається в НКТ на лебідці. Глибина його занурення під рівень рідини визначається міцністю каната і потужністю приводу лебідки.

Свабування більш продуктивний спосіб і може здійснюватись з використанням фонтанної арматури зі спеціальним лубрикатором (тобто свердловина герметизується і викид не можливий).

Спосіб падаючого корка – суть способу полягає в тому, що колона НКТ, що спускається в свердловину, в нижній частині закривається спеціальним корком з нафторозчинного матеріалу. Під дією власної ваги

колона НКТ спускається у свердловину до глибини, яка визначається з рівності сил опорів і власної ваги колони. При необхідності збільшення глибини спуску колони НКТ, в неї заливається певна кількість води, яка утримується в НКТ за рахунок корка. Після спуску колони до розрахункової глибини, всередину НКТ кидають важкий предмет, який вибиває корок. Оскільки стовп води в НКТ суттєво менший за стовп рідини глушіння у свердловині, після падіння корка в підшву НКТ виникає достатньо великий перепад тисків, під дією якого рідина глушіння із свердловини перетікає в НКТ, приводячи до швидкого зниження вибійного тиску і виклику припливу.

Задавлювання рідини глушіння в пласт – коли вся або більша частина рідини глушіння задавлюється в пласт за рахунок підключення компресора, тиск якого впливає на рівень рідини глушіння.

Коли розрахунковий об'єм рідини глушіння поглинутий пластом, компресор відключають і тиск в газонаповненій частині свердловини різко знижується (стравлювання тиску газу в атмосферу). При цьому суттєво знижується і вибійний тиск, викликаючи надходження флюїдів із пласта в свердловину.

Кожному з розглянутих способів притаманні свої умови застосування для різних характеристик колекторів, що освоюються. Так, наприклад, метод «миттєвих» депресій не може бути застосований для освоєння низькопрониклих пухких колекторів.

Особливості освоєння нагнітальних свердловин, пробурених у нафтонасиченій частині покладу

Категорія таких свердловин досить різноманітна і визначається системою розміщення свердловин на покладі (рядна чи площова) та прийнятою системою заводнення. При одній із систем внутрішньоконтурного заводнення бурять ряд свердловин для нагнітання води. Протягом деякого часу всі свердловини, пробурені в нафтонасиченій частині, експлуатуються як видобувні з максимально можливим дебітом, щоб знизити пластовий тиск поблизу них для зниження тиску нагнітання води, коли свердловини переведуть у розряд нагнітальних. Після цього періоду експлуатації, свердловини внутрішньоконтурного ряду через одну освоюють під нагнітання; одна свердловина ряду працює як нагнітальна, а сусідня – як видобувна з максимально можливим дебітом. Таким чином внутрішньоконтурний ряд представлений чергуванням нагнітальних і видобувних свердловин. Всі видобувні свердловини нагнітального ряду працюють до появи в них води, що нагнітається в сусідні нагнітальні свердловини. При цьому передбачається, що після освоєння видобувних свердловин цього ряду під нагнітання води, в нафтонасиченій частині покладу формується лінійний фронт води, що нагнітається, яка переміщується в напрямку рядів видобувних свердловин і заміщує відібрану з покладу нафту.

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

- 1) такі, що легко і швидко освоюються;
- 2) такі, що трудно і довго освоюються.

До першої групи відносяться 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 відносяться 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 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 часток.

За звичай освоєння нагнітальних свердловин ведеться багатьма з описаних способів, але жорстко контрольованим параметром залишається кількість зважених часток.

Контрольні запитання

1. Назвіть основні методи перфорації свердловин?
2. Які види перфорації відносяться до вибухових методів?
3. Поясніть метод кульової перфорації.
4. Поясніть метод торпедної перфорації.
5. Поясніть метод кумулятивної перфорації.
6. Поясніть метод піскоструминної перфорації.
7. Що розуміють під технологічним процесом – виклик припливу?
8. Що розуміють під технологічним процесом – освоєння свердловин?
9. Який тиск називається аномально низьким пластовим тиском?
10. Який тиск називається аномально високим пластовим тиском?
11. Який тиск називається нормальним пластовим тиском?
12. Які бувають коефіцієнти проникності привибійної зони свердловини?
13. Які бувають методи виклику припливу і освоєння свердловин?
14. Як здійснюється виклику припливу з допомогою промивання?
15. Як здійснюється виклику припливу з допомогою закачування газоподібного агента?
16. Як здійснюється виклику припливу з допомогою закачування пінних систем?
17. Як здійснюється виклику припливу з допомогою тартання желонкою?
18. Як здійснюється виклику припливу з допомогою свабування?
19. Як здійснюється виклику припливу з допомогою компресорного способу?

6 ПРОМИСЛОВО-ГЕОФІЗИЧНІ ТА ГАЗОГІДРОДИНАМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Загальна характеристика методів дослідження свердловин і пластів

Дослідження нафтових і газових свердловин та продуктивних пластів включає комплекс методів, які різняться за технологічним і технічним виконанням. Дослідження свердловин починаються у процесі буріння: вимірювання зенітного кута (викривлення стовбура свердловини) і азимуту (інклінометрія), кавернометрія, відбір та аналіз бурового шламу, відбір та аналіз кернів.

Важливими є також геофізичні методи дослідження свердловин – електрометричні, радіоактивні, акустичні тощо. *Електричні методи* проводяться в необсажених металевою обсадною колоною свердловинах і дають змогу виділити в розрізі нафто-, газо- і водонасичені горизонти, визначити їх товщину і фізико-хімічні властивості (пористість, проникність). Певним недоліком таких методів є те, що вони характеризують тільки відносно вузьку привибійну зону пласта.

Радіоактивні методи проводяться як у процесі буріння свердловин, так і під час експлуатації свердловин. Вони, доповнюючи електричні, дозволяють вивчити літологію порід, товщину нафтогазонасичених пропластків та їх характеристику (пористість, проникність, нафтогазонасиченість), розміщення водонафтогазових контактів, наявність заколонних перетоків рідин і газів.

Основними методами дослідження свердловин у процесі їх експлуатації є *газогідродинамічні методи*. Ці методи теоретично достатньо повно обґрунтовані в так званих «обернених задачах» підземної гідрогазомеханіки. Фактично ці методи вивчають характер припливу рідини і газу до свердловин і ґрунтуються на вимірюванні їх дебітів, вибійних тисків, термодинамічних умов фільтрації свердловинної продукції у привибійній зоні і при підйомі її на поверхню.

Особливістю газогідродинамічних методів дослідження є можливість отримати більш достовірну інформацію про геологічну будову нафтових родовищ у цілому та запобігти значним помилкам, які можуть бути допущені при використанні прямих методів дослідження, наприклад, при визначенні фізичних параметрів продуктивних пластів за керновим матеріалом.

Геофізичні методи дослідження свердловин

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС) (англ. geophysical explorations in wells) – комплекс методів розвідувальної геофізики, що використовуються для вивчення властивостей гірських порід у навколосвердловинному та міжсвердловинному просторах, а також для контролю технічного стану свердловин. ГДС виконуються для вивчення

геологічної будови розрізу, виділення продуктивних пластів (насамперед, на нафту і газ), визначення колекторських властивостей пластів.

Геофізичні дослідження свердловин поділяються на дві великі групи методів – методи каротажу та методи свердловинної геофізики. *Каротаж*, також відомий як *промислова* або *бурова геофізика*, призначений для вивчення порід, що безпосередньо примикають до стовбура свердловини (радіус дослідження 1–2 м). Часто терміни каротаж та ГДС ототожнюються, проте ГДС включає також методи, що служать для вивчення міжсвердловинного простору, які називають свердловинною геофізикою.

Дослідження проводяться за допомогою геофізичного обладнання. При геофізичному дослідженні свердловин застосовуються всі методи розвідувальної геофізики.

Геофізичні дослідження, що проводяться для вивчення геологічного розрізу свердловин, називаються *каротажем*, який здійснюється електричними, електромагнітними, магнітними, акустичними, радіоактивними (ядерно-геофізичними) та іншими методами. При каротажі за допомогою приладів, що опускаються в свердловину на каротажному кабелі, вимірюються геофізичні характеристики, які залежать від однієї чи сукупності фізичних властивостей гірських порід та їх розташування в розрізі свердловини.

До свердловинних приладів входять каротажні зонди (пристрої, що містять джерела і приймачі досліджуваного поля), сигнали яких по кабелю безперервно або дискретно передаються на поверхню і реєструються наземною апаратурою у вигляді кривих чи цифрових масивів інформації.

Застосовуються також способи каротажу пристроями, які в процесі буріння опускаються в свердловину на бурильних трубах.

При *електричному каротажі* вивчають питомий електричний опір, дифузійно-адсорбційну і штучно викликану електрохімічну активності порід тощо.

Для визначення питомого опору застосовують бокове каротажне зондування (вимірювання триелектродними градієнт-зондами різної довжини), боковий каротаж (вимірювання зондами з фокусуванням струму), мікрокаротаж і боковий мікрокаротаж.

Відмінність у дифузійно-адсорбційній активності порід використовується в каротажі спонтанної поляризації, а здатність порід поляризуватися під дією електричного струму – в каротажі викликаної поляризації, що оснований на різниці потенціалів, які виникли на поверхні контактів руд (наприклад, сульфідних), вугілля з іншими гірськими породами.

При *електромагнітному каротажі* вивчається питома електрична провідність (індукційний каротаж), магнітне сприймання (каротаж магнітного сприймання – КМС) і діелектрична проникність (діелектричний каротаж – ДК) гірських порід індукційними зондами на різних частотах 1 кГц (КМС), 100 кГц і 40 МГц (ДК).

При *магнітному каротажі* вимірюється магнітне сприймання порід і характеристики магнітного поля.

Акустичний каротаж базується на реєстрації швидкості, амплітуди та інших параметрів пружних хвиль ультразвукового і звукового діапазону.

При *радіоактивному (ядерно-геофізичному) каротажі* у свердловинах вимірюють характеристики йонізуючого випромінювання. Широко використовується вивчення характеристик нейтронного і гамма-випромінювання, які виникають у породах при опромінюванні їх стаціонарним джерелом нейтронів (нейтрон-нейтронний каротаж і нейтронний гамма-каротаж) або джерелами гамма-випромінювання (гамма-гамма-каротаж). Модифікації радіоактивного каротажу застосовуються з імпульсними джерелами нейтронів (імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж, імпульсний нейтронний гамма-каротаж) і гамма-випромінювання (імпульсний гамма-гамма-каротаж). Природне гамма-випромінювання порід досліджується в гамма-каротажі.

В *активаційному радіоактивному каротажі* вивчаються характеристики випромінювання штучних радіоактивних ізотопів, що виникають в породах при опромінюванні їх джерелом йонізуючого опромінювання.

Ядерно-магнітний каротаж базується на спостереженні за зміною електрорушійної сили, яка виникає в котушці зонда в результаті вільної прецесії протонів в імпульсному магнітному полі.

Газовий каротаж забезпечує вивчення фізичними методами вмісту і складу вуглеводневих газів і бітумів у промивальній рідині, а також параметрів, що дають характеристику режиму буріння.

Іноді здійснюють дослідження, що ґрунтуються на визначенні механічних властивостей порід у процесі буріння (*механічний каротаж*).

При *контролі технічного стану свердловини* вимірюють її Zenітний кут і азимут (інклінометрія), середній діаметр (кавернометрія) і відстань від осі приладу до стінки свердловини (профілометрія), температуру (термометрія), питомий електричний опір промивальної рідини (резистометрія), визначають висоти підняття цементу в затрубному просторі свердловини і його якість (контроль цементування) за даними кривих акустичного та гамма-гамма-каротажу та ін.

При *розробці родовища* реєструють швидкості переміщення рідини в свердловині (витратометрія), в'язкість наповнюючої рідини (віскозиметрія), вміст води в свердловині (вологометрія), тиск по стовбуру (барометрія) та ін. Відбір проб флюїдів з пласта (випробування пластів) виконується випробувачами пластів, які на каротажному кабелі опускаються в свердловину на задану глибину. Після цього блок відбору (підшва) притискується до стінки свердловини і кумулятивною перфорацією створюється дренажний канал між пластом і приладом для подачі флюїду в приймальну ємність приладу. Взірці порід зі стінок свердловин відбирають стріляючими ґрунтоносками і керновідбірниками свердлильної дії.

При *аналізі проб* визначається вміст нафти, газу і води, а також компонентний склад газу, що дає можливість оцінити нафтогазоносність пласта, літологію, наявність вуглеводнів, а іноді і коефіцієнт пористості породи.

Геофізичні дослідження застосовують при пошуках і розвідці нафти і газу (*промислова геофізика*) і води (*геофізичні дослідження гідрогеологічних свердловин*). Одержані дані забезпечують розчленування розрізу свердловин на пласти, визначення їх літології і глибини залягання, виявлення корисних копалин (нафти, газу тощо), кореляцію розрізів свердловин, оцінку параметрів пластів для підрахунку запасів (ефективну товщину, вміст корисних копалин), визначення об'єму покладу нафти, газу тощо.

Геофізичні дослідження – основний спосіб геологічної документації розрізів свердловин, що дає великий економічний ефект за рахунок скорочення відбору керн і кількості випробувань пластів. Підвищення ефективності геофізичних досліджень пов'язано з розробкою і впровадженням нових методів, а також з удосконаленням методики і техніки досліджень; впровадженням комп'ютерних методів обробки та інтерпретації даних, утворенням цифрових каротажних лабораторій, керованих комп'ютером, комплексних геолого-геохімічно-геофізичних інформаційно-вимірвальних і обробляючих комплексів, високоточних і термобаростійких комплексних свердловинних приладів та ін.

Геолого-технологічні дослідження (ГТД) є складовою геофізичних досліджень нафтових і газових свердловин. Вони призначені для здійснення суцільного технологічного контролю стану свердловини на всіх етапах її будівництва, з метою вивчення геологічного розрізу, виділення пластів-колекторів та оцінки характеру їх насичення, а також досягнення високих техніко-економічних показників буріння.

При проведенні ГТД на свердловині встановлюються сучасні комп'ютеризовані станції, наприклад, «GeoTech 1.0/1.1/1.2/1.3», що включають в себе автоматизовану систему збору даних з відповідним ліцензованим програмним забезпеченням, подвійним комплектом датчиків, високоточні хроматографічні газоаналізатори та блоки підготовки газу, лабораторію з комплектом необхідних геологічних приладів, посуду та хімреагентів, необхідних для проведення аналізів керну, шламу, а також комплект обладнання для двохстороннього зв'язку, відеонагляду та передачі даних технологічних параметрів замовнику в on-line режимі.

Геохімічні дослідження проводяться з метою виявлення в процесі буріння інтервалів перспективних на насичення вуглеводнями.

Геохімічні дослідження (газовий каротаж) включають відбір газоповітряної суміші на виході промивальної рідини з гирла свердловини і розділення газової суміші на компоненти хроматографом (наприклад, типу «Хромопласт» (ГХ-П001.2М) в інтервалі 1 хвилини.

При аналізі кривих газопоказів видно зони в яких у промивальній рідині міститься нафта. При використанні промивальної рідини на вуглеводневій основі для проведення аналізу та оцінки характеру

нафтогазонасичення використовуються показники та коефіцієнти якості газу GQR.

Газогідродинамічні методи дослідження свердловин, їхня характеристика і задачі

Задачі газогідродинамічних досліджень газових, газоконденсатних і нафтових свердловин полягають в отриманні надійної інформації про фільтраційні та інші характеристики порід-колекторів у продуктивних відкладах, необхідної для підрахунку запасів вуглеводнів, обґрунтуванні параметрів розробки, технологічного режиму експлуатації свердловин, вибору наземного обладнання, оцінюванні ефективності робіт з інтенсифікації припливу вуглеводнів та оперативному регулюванні процесів розробки родовищ.

Реалізація газогідродинамічних досліджень можлива тільки після створення у свердловині депресії чи репресії на пласти і полягає в реєстрації зміни в часі тисків (вибійного, трубного, затрубного) та об'ємів припливу чи приймальності флюїду.

Розрізняють дві групи газогідродинамічних методів дослідження: перша полягає у вивченні *процесу усталеної фільтрації (метод стаціонарного відбору або закачування)*, друга – вивченні *процесу неусталеної фільтрації (методи відновлення тиску або рівня у свердловині)*. У комплексі ці методи дозволяють визначити значення пластового і вибійного тисків, температури, розрахувати фільтраційно-ємнісні характеристики пласта (проникність, провідність), коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони, визначити скін-фактор, радіус зони дренавання, наявність границь чи непроникної частини пласта та відстані до них, визначити коефіцієнти гідравлічного опору пласта.

Для проведення газогідродинамічних досліджень свердловин використовуються дослідницькі лабораторії на автомобільній базі (наприклад платформа ГАЗ-66), з лебідками ЛС-7 для спуску глибинних приладів на проволочі діаметром 2,0 мм, з високоточними глибинними та гирловими манометрами-термометрами, лубрикаторними установками УЛГП-700, УЛГП-350 (лубрикатор та перевентор). Для проведення досліджень з довготривалою реєстрацією тисків на вибоях свердловин в умовах корозійно-агресивного середовища можуть використовуватись сучасні пересувні лабораторії на автомобільній базі (КАМАЗ-4310) з лебідками ЛСГ-25 під проволочку діаметром 3,0 мм (довжина понад 6000 м) та комплекти необхідного допоміжного обладнання.

Проведення газогідродинамічних досліджень газовий та нафтових свердловин згідно з пунктом 33 розділу IV «Правил розробки нафтових і газових родовищ» (Наказ № 118 від 15.03.2017) є обов'язковим при введенні свердловин в пробну експлуатацію, а подальші заміри регламентуються проектами дослідно-промислової розробки та проектами розробки і зазвичай проводяться один раз на півроку.

Газогідродинамічні дослідження свердловин у комплексі є промислово-геофізичними, газоконденсатними і лабораторними дослідженнями дозволяють вивчити:

- геометричні параметри пластів і покладів, підземних сховищ газу; характер зміни загальної і ефективної товщини пласта за площею та розрізом; межі пластів, форми покладу і екранів, непроникних прошарків, положення контактів «газ – нафта» за наявності нафтової облямівки, «газ – вода» і їх зміни під час розробки;

- колекторські, механічні і фільтраційні властивості пластів: пористість, проникність, п'єзопровідність, водонасиченість, газонасиченість, робочі та максимально допустимі дебіти, стисливість пласта, пластовий, вибійний і гирловий тиски та температури по площі і розрізу пласта і їх зміни в процесі розробки з урахуванням конструкції свердловин, режимів покладів та експлуатації свердловин;

- фізико-хімічні властивості газів і рідин, в'язкості, густини, тиски початку конденсації і максимальної конденсації, склад газу, конденсату, нафти, коефіцієнти надстисливості газу й усадки конденсату і нафти, вологості газу, характеристики пластової та конденсаційної води, агресивні властивості газу, конденсату і води, умови утворення гідратів та характер їх змін при інших тисках і температурах;

- стан і зміни у процесі експлуатації стовбура і вибою свердловин родовища;

- характер зміни фазового стану під час руху газу у пласті, стовбурі свердловини і наземних спорудах у процесі розробки родовища;

- умови накопичення і виносу рідини і твердих домішок з вибою свердловини.

Більша частина перелічених параметрів та характер їх змін визначаються за допомогою газогідродинамічних досліджень свердловин при стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації газу і конденсатної суміші.

Параметри пласта, що визначаються за допомогою геофізичних і лабораторних методів дослідження свердловин і взірців породи, характеризують ділянку, що безпосередньо прилягає до стовбура свердловини, і дають можливість вивчити її прошарковий розподіл по товщі пласта. Газогідродинамічні методи дозволяють вивчити середні параметри як привибійної зони, так і більш віддалені ділянки пласта. Теоретичною основою сучасних газогідродинамічних методів дослідження свердловин і визначення параметрів пласта є розв'язання обернених задач підземної гідрогазодинаміки. Газогідродинамічні дослідження проводять після освоєння та в процесі експлуатації свердловин. Зміст і об'єм досліджень визначаються їх етапністю. Вони розділяються на первинні, поточні, спеціальні і комплексні.

На різних етапах вивчення родовищ (освоєння, дослідно-промислова експлуатація, розробка) вимоги, що висуваються до газогідродинамічних досліджень, різні:

1. *Первинні дослідження* проводяться в усіх розвідувальних і експлуатаційних свердловинах. Ці дослідження є основними й обов'язковими, вони дозволяють визначити: параметри пласта, його продуктивну характеристику; встановити режим експлуатації свердловини та зв'язок між дебітом, вибійним і гирловим тисками і температурою; кількістю рідких та твердих домішок при різних режимах роботи; пластовий тиск, вплив ступеня і характеру розкриття на продуктивність і коефіцієнти фільтраційних опорів. При первинних дослідженнях свердловин визначаються:

- статичний тиск на гирлі свердловини;
- пластовий тиск визначений розрахунковим шляхом за гирловими вимірюваннями або вимірюваннями за допомогою глибинних манометрів;
- вибійні тиски на різних режимах роботи свердловини, аналогічно як і пластовий тиск, за даними вимірювань тиску в трубному і затрубному просторах або за допомогою вимірювання глибинним манометром чи комплексом;
- дебіт свердловини за даними діафрагмового вимірювача критичної течії або дифманометра докритичної течії в замірнювальному пункті;
- процеси відновлення і стабілізації тиску і дебіту, фіксовані самописним манометром (дифманометром), а в разі його відсутності – через певні проміжки взірцевими манометрами. Для добре проникних колекторів на початку відновлення і стабілізації тисків вимірювання проводяться через 30, 60 і 120 с, надалі частота реєстрації тиску зменшується і виконується через кожні 600, 1 800 та 3 600 с. У низькопроникних колекторах процеси відновлення і стабілізації тиску продовжуються декілька діб. У цих випадках кінцеві ділянки відновлення і стабілізації тиску фіксуються з частотою 1 доба і більше. Роботи свердловини на кожному режимі та час відновлення тиску між режимами вибираються попередньо за даними «продування» свердловини і можуть бути скореговані в бік зменшення чи збільшення часу.

2. *Поточні дослідження* проводяться на експлуатаційних свердловинах, переведених з розвідувальних у процесі розробки родовища.

Головне завдання поточних досліджень – отримання інформації про всі або про частину параметрів, що визначалися у процесі первинних досліджень для аналізу і контролю за розробкою. Об'єм поточних досліджень визначається конкретними умовами кожного родовища, необхідністю виявлення характеру зміни кожного з контрольованих параметрів під час процесу розробки. Поточні дослідження дозволяють установити сталість режиму експлуатації свердловини, процеси очищення або забруднення привибійної зони свердловини, відкладення солей у трубах, процес корозії свердловинного обладнання, характер розподілу пластового тиску по площі і по товщині пласта, про рух води в покладі, характер виносу конденсату, ефективність введення інгібітору і робіт з інтенсифікації.

Обсяг поточних досліджень регламентується «Правилами розробки нафтових, газових і газоконденсатних родовищ», затвердженими Держгіртехнаглядом і залежить від стадії розробки родовища. Найбільший об'єм поточних досліджень припадає на стадію дослідно-промислової експлуатації родовища. Після введення родовища в розробку на повну потужність (період стабільного видобутку), оцінювання запасів методом падіння пластового тиску, вивчення продуктивної характеристики покладу в різних його частинах, свердловини з близькими параметрами групуються для проведення тільки контрольних досліджень в обмеженому колі свердловин. Обов'язково поточні дослідження виконуються після проведення ремонтно-профілактичних робіт та інтенсифікації.

3. *Спеціальні дослідження* проводяться для визначення різних параметрів, обумовлених специфічними характеристиками родовища. До числа спеціальних досліджень відносять роботу з контролю за положенням контактів «газ – вода», «газ – нафта» в спеціально вибраних свердловинах, вивчення ступеня виснаження окремих пластів, можливостей перетікання газу, нафти і води з одного пласта в інший у процесі розробки при їх спільному (сумісному) розкритті; встановлення цементних мостів, інтенсифікацію видобутку шляхом глинокислотної обробки (ГКО), додаткової перфорації тощо.

4. *Комплексні дослідження* свердловин включають: газогідродинамічні методи при стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації газу; промислові геофізичні дослідження продуктивного розрізу; визначення ефективної товщини пласта; зв'язку між продуктивними пластами, їх пористістю, проникністю, насиченістю; зміни газонасиченості у процесі розробки родовищ на основі промислових та лабораторних досліджень.

Ці дослідження дозволяють визначити неоднорідності продуктивного розрізу і використати цю інформацію при прогнозуванні видобутку флюїдів; оцінити можливість обводнення свердловини і ступінь виснаження всього експлуатаційного об'єкта, прогнозувати втрати і вилучення конденсату, важливі поліпшення або погіршення продуктивності свердловин у процесі розробки родовищ.

Розвиток газогідродинамічних методів відбувається в напрямку розв'язання обернених задач фільтрації флюїду та газонафтових сумішей при стаціонарних і нестаціонарних режимах, при лінійному і нелінійному законах опору. Тому доцільним є розподіл методів на дві групи: дослідження свердловин при стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації.

Контрольні запитання

- 1. На якому етапі починаються дослідження свердловин?*
- 2. Які методи входять до геофізичних методів дослідження свердловин?*
- 3. Для чого використовуються геофізичні дослідження свердловин?*
- 4. Які параметри вимірюють при контролі технічного стану свердловини?*
- 5. Які задачі газогідродинамічних досліджень газових, газоконденсатних і нафтових свердловин?*
- 6. Які розрізняють групи газогідродинамічних методів дослідження свердловин?*
- 7. Яке обладнання використовують для проведення газогідродинамічних досліджень свердловин?*
- 8. На які етапи поділяються дослідження свердловин?*

7 ФОНТАННА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

Фонтануванням свердловини називають явище піднімання рідини з вибою на поверхню за рахунок пластової енергії, а спосіб експлуатації – фонтанним.

Кількість видобутої із свердловин рідини за певний проміжок часу називається *дебітом рідини свердловини*. У промисловій практиці дебіт прийнято вимірювати у кубічних метрах за добу.

При фонтанному способі рідина і газ піднімаються по стовбуру свердловини від вибою на поверхню тільки під дією пластової енергії нафтового пласта. Фонтанний спосіб найбільш економічний і, як природний, його застосовують на енергетично не виснажених родовищах. Цей спосіб видобутку займає незначну частку як за кількістю свердловин, так і за об'ємом видобутку нафти.

Якщо свердловини не можуть фонтанувати – їх переводять на один з механізованих способів видобутку нафти: газліфтний або насосний з витрачанням додаткової, штучно введеної у свердловину енергії.

Баланс енергії у видобувній свердловині. Класифікація способів експлуатації

Залежно від способу піднімання видобутої нафти у свердловинах розрізняють: фонтанний, газліфтний та насосні способи експлуатації. Піднімання флюїдів у стовбурі свердловини може відбуватися за рахунок пластової енергії ($E_{пл}$), або за рахунок пластової ($E_{пл}$) та штучно підведеної з поверхні у свердловину ($E_{шт}$) енергій. З пласта на вибій свердловини надходять флюїди, які володіють потенціальною енергією, що зумовлена дією сил гідродинамічного тиску. У стовбурі свердловини енергія витрачається на подолання сили маси гідродинамічного стовпа суміші ($E_{ст}$), сил тертя вздовж шляху ($E_{т}$), місцевого ($E_{м}$) й інерційного ($E_{ін}$) опорів, які пов'язані з рухом, а також на транспортування продукції свердловини від гирла до пункту збирання і підготовки ($E_{тр}$). Рівняння балансу енергії в діючій свердловині можна записати у вигляді:

$$E_{пл} + E_{шт} = E_{ст} + E_{т} + E_{м} + E_{ін} + E_{тр}. \quad (7.1)$$

В загальному балансі енергія $E_{м}$ на подолання місцевих опорів становить дуже малу величину і нею можна знехтувати. Тоді рівняння балансу енергій у свердловині набуде такого вигляду:

$$E_{пл} + E_{шт} = E_{ст} + E_{т} + E_{ін} + E_{тр}. \quad (7.2)$$

При $E_{шт} = 0$ рідина і газ піднімаються стовбуром свердловини від вибою на поверхню лише під дією пластової енергії, якою володіє нафтовий поклад. Такий спосіб експлуатації свердловин називають *фонтанним*, причому фонтанування можливе як за рахунок природної енергії рідини E_p ,

так і за рахунок природної енергії стисненого газу E_r . Тому фонтанний спосіб є найекономічнішим. Як природний спосіб, він притаманний лише щойно відкритим та енергетично не виснаженим родовищам. Тривалість періоду фонтанування свердловин можна значно продовжити якщо підтримувати в покладі пластовий тиск шляхом нагнітання води або газу.

При $E_{шт} > 0$ і $E_{пл} \geq 0$ спосіб експлуатації свердловини називають *механізованим*. Отже, якщо свердловини не можуть фонтанувати, їх переводять на механізовані способи видобування нафти: газліфтний або насосні, які характеризуються штучним введенням безпосередньо у свердловину додаткової енергії.

При газліфтному способі видобування нафти, для піднімання рідини на поверхню у свердловину подають (або нагнітають за допомогою компресорів) стиснений газ, тобто подають енергію розширення стисненого газу.

У насосних свердловинах піднімання рідини на поверхню здійснюється за допомогою штангових свердловинних насосів (ШСН) або занурених електровідцентрових насосів (ЕВН), які опускають у свердловину. На промислах також в незначній мірі застосовують й інші види свердловинних насосів – електрогвинтові (ЕГН), гідропоршневі (ГПН), електродіафрагмові (ЕДН) тощо.

Типи фонтанних свердловин, види й умови фонтанування

Аналогічно до рівняння балансу енергії у видобувній свердловині (7.1) запишемо рівняння балансу тисків у фонтанній свердловині

$$p_v - p_r = p_{гст.ф} + \Delta p_r + \Delta p_{ін} \quad (7.3)$$

де p_v – вибійний тиск (береться на рівні середини інтервалу продуктивного пласта), Па;

p_r – тиск на гирлі (викиді) свердловини (гирловий тиск), Па;

$p_{гст.ф}$ – гідростатичний тиск стовпа флюїдів у свердловині (у загальному випадку нафти, води, газу), Па;

Δp_r – втрата тиску на гідравлічний опір (тертя), Па;

$\Delta p_{ін}$ – втрата тиску на інерційний опір (можна знехтувати через малу величину), Па.

Види фонтанування і типи фонтанних свердловин

Залежно від співвідношення тисків вибійного p_v і гирлового p_r із тиском насичення нафти газом p_n (від місцезнаходження початку виділення газу з нафти) можна виділити два види фонтанування і відповідні їм три типи фонтанних свердловин.

Першому типу свердловин відповідає *артезіанське фонтанування* ($p_v > p_n, p_r \geq p_n$), коли фонтанування відбувається за рахунок гідростатичного напору (рис. 7.1, а). У свердловині рухається негазована (без вільного газу) рідина – відбувається переливання рідини (аналогічно артезіанським

водяним свердловинам). У затрубному просторі між насосно-компресорними трубами 1 та обсадною експлуатаційною колоною труб 2 міститься рідина. Газ із нафти виділяється за межами свердловини у викидній трубі.

Другому типу свердловин відповідає газліфтне фонтанування з початком виділення газу у стовбурі свердловини ($p_v \geq p_n, p_g < p_n$) (рис. 7.1, б). У пласті рухається негазована рідина, а у свердловині – газорідинна суміш (рис. 7.1, б). Якщо тиск біля підосви НКТ $p_1 \geq p_n$, то в затрубному просторі на гирлі міститься газ і затрубний тиск зазвичай невеликий (0,1...0,5 МПа). Оскільки $p_1 \geq p_n > p_g$, то в міру піднімання нафти тиск знижується, збільшується кількість вільного газу, газ розширюється, зростає газовміст потоку, тобто фонтанування відбувається за принципом роботи газорідинного піднімача.

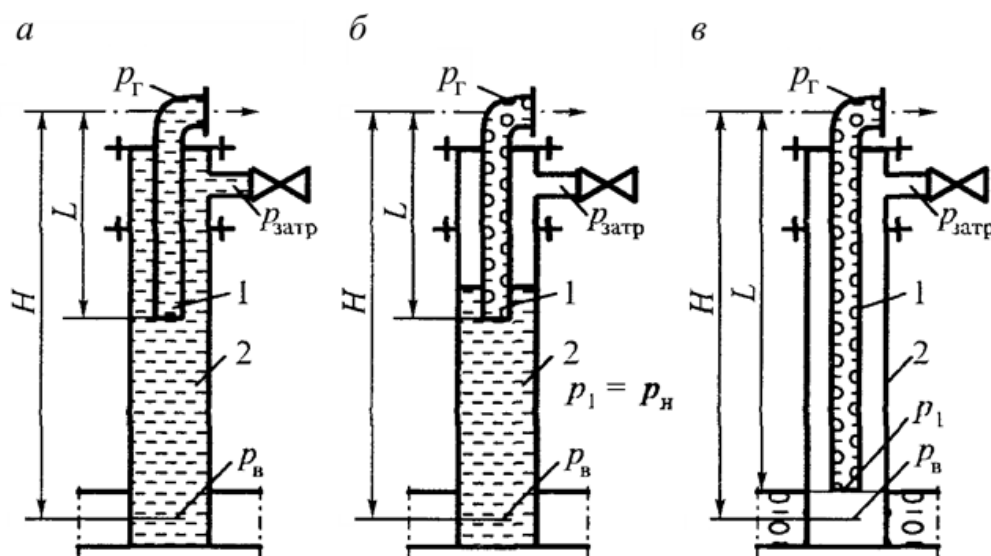


Рисунок 7.1 – Типи фонтанних свердловин і види фонтанування:

а – артезіанське; б – газліфтне з початком виділення газу у свердловині; в – газліфтне з початком виділення газу в пласті; 1 – насосно-компресорна колона труб; 2 – обсадна експлуатаційна колона труб

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Третьюму типу свердловин відповідає газліфтне фонтанування з початком виділення газу в пласті ($p_v < p_n, p_g < p_n$) (рис. 7.1, в). У пласті рухається газувана рідина, на вибій і до підосви НКТ надходить газорідинна суміш. Після початку припливу основна маса газу захоплюється потоком рідини і надходить у НКТ. Частина газу виділяється (сепарується) і надходить в затрубний простір, де газ барботує у відносно нерухомій рідині. У затрубному просторі накопичується газ, рівень рідини знижується і сягає підосви НКТ. З часом настає стабілізація і при $p_v < p_n$ рівень рідини завжди встановлюється біля підосви НКТ. Затрубний тиск газу зазвичай високий, майже сягає значення тисків p_1 і p_v . При витіканні газу із затрубного простору через канали негерметичності в різьбових з'єднаннях НКТ, обсадної колони

труб, обладнання гирла рівень перебуватиме вище подошви НКТ. Чим менша витрата і в'язкість рідини, більша витрата газу через подошву і зазор між НКТ та експлуатаційною колоною, тим більше газу сепарується в затрубний простір.

Ускладнення в роботі фонтанних свердловин

Існує кілька причин ускладнень, які виявляються на значній кількості родовищ, що розробляються. До таких ускладнень відносяться:

- відкладення у підйомному обладнанні або викидних лініях, а також у привибійній зоні свердловини (ПЗС) асфальтенів, смол, парафінів та церезинів;
- утворення піщаних корків на вибої свердловини та у підйомнику;
- відкладення солей у різних елементах системи;
- пульсації в роботі фонтанної свердловини;
- відкрите (нерегульоване) фонтанування при пошкодженні гирлової арматури або за рахунок утворення грифонів.

Парафінові відкладення

Нафта, що складається із суміші легких і важких вуглеводнів, за пластових умов знаходиться зазвичай у термодинамічній рівновазі. При зміні термобаричних умов у привибійній зоні і в свердловині, пов'язаних зі зниженням тиску і температури, порушується фазова рівновага і з суміші вуглеводнів виділяються газоподібні і тверді компоненти. Найважливішою характеристикою утворення твердої фази є температура кристалізації парафіну, що характеризує появу в суміші вуглеводнів перших мікрокристалів парафіну.

При зниженні тиску вільний газ, що виділяється з нафти, знижує її розчинну здатність і утворює межі розділу, які сприяють утворенню твердої фази у вигляді мікрокристалів парафіну та церезину, а також мікроагрегатів асфальтенів та смол. Мікрокристали і мікроагрегати твердої фази, що утворилися, можуть залишатися у зваженому стані і виноситися потоком суміші. В іншому випадку мікрокристали парафіну і церезину, а також мікроагрегати асфальтенів і смол відкладаються у вигляді нашарування твердої фази на внутрішній поверхні шорстких насосно-компресорних труб, особливо в муфтових з'єднаннях. У подальшому цей процес розвивається знижуючи внутрішній переріз підйомника з відповідним зниженням дебіту свердловини. Встановлено, що глибина початку відкладень парафіну збігається з глибиною початку виділення газу. У подальшому під терміном «парафін» будемо розуміти тверді компоненти нафти, що формують відкладення.

Характерні профілі відкладень парафіну всередині підйомника показано на рисунку 7.2. Механізм і характер формування відкладень парафіну залежать від сукупності наступних чинників: тиску насичення в підйомнику $P'_{нас}$, газонасичення нафти (газовий фактор), температурного

режиму роботи свердловини, вмісту парафіну в нафті, температури кристалізації парафіну, тиску на гирлі свердловини, обводнення продукції, стану внутрішньої поверхні підйомника (його шорсткість), типу цієї поверхні (гідрофільна або гідрофобна), характеру роботи свердловини (робота з постійним дебітом або в пульсуючому режимі) тощо.

Відкладення парафіну в підйомнику призводять до порушення нормальної роботи свердловини: зниження її дебіту та коефіцієнта корисної дії процесу підйому.

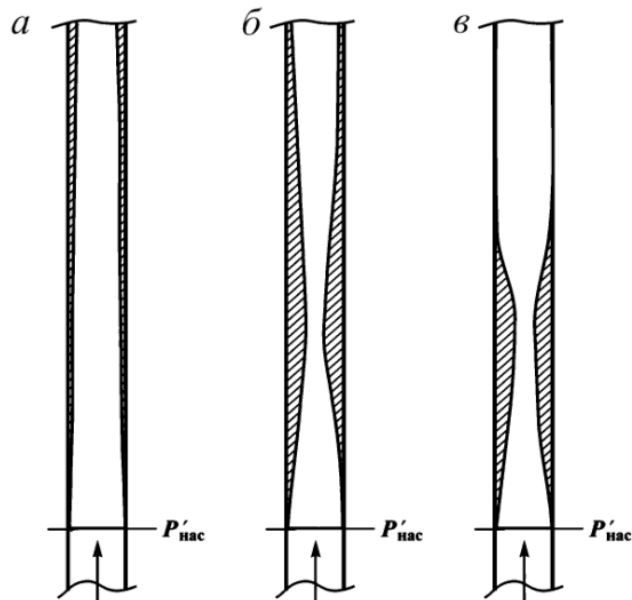


Рисунок 7.2 – Типові профілі відкладень парафіну в підйомнику:

а – з постійним збільшенням відкладень до гирла свердловини;

б – з частковим зривом відкладень потоком суміші до гирла свердловини;

в – з повним зривом відкладень до гирла свердловини

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Існують два принципові підходи до боротьби з цим небажаним явищем:

1. Запобігання відкладенням парафіну (превентивний підхід).
2. Різні методи видалення парафіну, що відкладається.

Перший підхід є кращим і базується на створенні умов у процесі роботи свердловини, що попереджують формування відкладень парафіну або полегшують їх зрив із внутрішньої поверхні підйомника.

Цей підхід включає такі методи: зниження шорсткості внутрішньої поверхні НКТ шляхом нанесення на неї скла, емалі, епоксидної смоли або спеціальних лаків; використання спеціальних хімічних реагентів, які називаються інгібіторами парафіновідкладень. Сутність такого методу полягає не тільки в гідрофілізації внутрішньої поверхні підйомника за рахунок адсорбції на ній хімічних реагентів, але і в адсорбції цих реагентів на кристалах парафіну, що утворилися, і формуванні на них тонкої гідрофільної

плівки, яка перешкоджає росту кристалів парафіну, їх злипанню та відкладенню твердої фази на стінах НКТ. Сьогодні застосовуються інгібітори парафіновідкладень на базі водорозчинних і нафторозчинних ПАВ.

Другий підхід є поширеним і поділяється на декілька методів:

1. *Механічні* – використання різних за формою та конструкцією скребків, що спускаються в підйомник або на дроті за допомогою спеціальних автоматизованих лебідок, що встановлюються на гирлі свердловини, або так званих автоматичних літаючих скребків. Конструктивно скребок влаштований таким чином, що при спуску напівкруглі за формою пластинчасті ножі складені і скребок вільно спускається в НКТ. При підйомі ножі розкриваються, їх діаметр стає рівним внутрішньому діаметру НКТ і вони зрізають парафін, що відклався, який потоком продукції виноситься за межі гирла свердловини.

2. *Теплові* – прогрів колони НКТ перегрітою парою, що закачується у свердловину за допомогою спеціальної паропересувної установки. Така технологія називається пропарюванням НКТ. Серед інших методів: прокачування гарячої нафти; використання спеціальних нагрівачів кабелів, що спускаються всередину НКТ. При подачі на кабель напруги він розігрівається, а парафін, що відклався, розплавляється і виноситься потоком продукції за межі гирла.

3. *Хімічні* – використання різних розчинників парафінових відкладень, що закачуються у свердловину.

Піщані корки

Ці проблеми зазвичай пов'язані або з фільтрацією в пухких слабо цементованих колекторах, або з неприпустимим зниженням вибійного тиску та руйнуванням навіть добре цементованих теригенних колекторів. В обох випадках (за відсутності відповідного обладнання вибоїв свердловин) у процесі експлуатації на вибої свердловини може утворюватись піщаний корок. З гідродинамічної точки зору його утворення пов'язане з недостатньою швидкістю висхідного потоку продукції в інтервалі вибій–підшва фонтанного ліфта. Піщинки, що надходять з привибійної зони, в даному випадку осаджуються, формуючи на вибої піщаний корок. З часом розміри та щільність корка зростають, що призводить до різкого зниження дебіту свердловини аж до її зупинки.

Запобігти утворенню піщаного корка можна використанням спеціальних хвостовиків, які являють собою насосно-компресорні труби меншого, ніж підйомник, діаметра, що спускаються до нижніх перфораційних отворів. Швидкість руху флюїду у хвостовику має бути більшою за швидкість осадження піщинок. При утворенні піщаних корків засобом їх руйнування та винесення є промивання з використанням гідромоніторних насадок. Ефективними для видалення піщаних корків є струменеві насоси. Експлуатація піскоутворювальних свердловин зазвичай потребує періодичного очищення.

Відкладення солей

Розробка нафтових родовищ на сучасному етапі характеризується необхідністю вилучення величезної кількості попутних вод, які мають різне походження, різний хімічний склад і т. п. Основною причиною відкладень солей є перенасичення вод неорганічними солями. Ці причини солевідкладення поділяються на дві групи:

– гідрогеохімічні умови продуктивних горизонтів – речовинний склад та фізичні властивості порід-колекторів, термобаричні умови, хімічний склад та мінералізація пластових вод;

– склад вод, що закачуються в пласт з метою підтримання пластового тиску, та геолого-промислові умови розробки.

Геохімічні дослідження показують, що не залежно від складу вод, що закачуються для підтримання пластового тиску (ППТ), вони насичуються сульфатами і карбонатами під впливом гідрогеохімічних умов продуктивних горизонтів. При цьому утворюються нові за складом води хімічно несумісні з пластовими водами, які в процесі змішування утворюють осади; з іншого боку – ці води пересичуються і сприяють накопиченню осадів при термобаричних і гідродинамічних умовах, що мають місце у видобувних свердловинах та депресійних зонах.

На родовищах, де в осадовій товщі відсутні соленосні відкладення і мінералізація вод невисока, у складі солей, що випадають в нафтопромисловому обладнанні, переважають карбонати кальцію. Присутність соленосних товщ в розрізі родовища зазвичай сприяє високій мінералізації пластових вод і зумовлює випадання осадів, основними компонентами яких є сульфат барію або кальцію, іноді їх суміш.

Несумісність пластової води з водою, що закачується, також може бути причиною пересичення вод, які добуваються попутно. Дослідження показують, що кількість осадів, які випадають при змішуванні вод, залежить від співвідношення об'ємів пластової і закачуваної води, досягаючи максимуму при їх співвідношенні приблизно 0,8. Однією з причин відкладення солей можуть, також, слугувати водорозчинні компоненти нафти, зокрема, нафтенові кислоти та їх солі. Передбачається, що при змішуванні води з нафтою і турбулізації потоку в процесі підйому водорозчинні компоненти нафти переходять у воду і служать причиною відкладення солей. Відомі й інші причини утворення солей.

В цілому механізм утворення відкладень солей складний і є сукупністю процесів пересичення вод, що добуваються попутно, зародкоутворення, росту кристалів та перекристалізації.

Найкращою гарантією для безаварійної експлуатації свердловин є запобігання відкладенню солей. Для цього використовуються відповідні інгібітори солевідкладень, які закачуються в привибійну зону свердловини.

До сучасних інгібіторів відкладення солей ставляться вимоги не тільки високої інгібуючої здатності, але і швидкої та найбільш повної адсорбції на поверхні породи при закачуванні та повільної і повної десорбції в процесі експлуатації свердловин. Підбір інгібітора відкладення солей, з урахуванням

його адсорбційно-десорбційної здатності, дозволяє забезпечити раціональне винесення реагента з привибійної зони свердловини і збільшити час та ефективність запобігання попередження солевідкладень.

Основні методи боротьби з відкладеними солями базуються на використанні різних хімічних розчинників (зазвичай кислотних розчинів), за допомогою яких відбуваються промивання; в результаті – відкладені солі розчиняються і продукти реакції видаляються із свердловини.

Пульсації

Пульсації у роботі фонтанних свердловин небажані, оскільки вони викликають нераціональну витрату енергії, знижують ККД підйому продукції і часто приводять до припинення фонтанування, тому свердловина починає працювати в періодичному режимі. Найбільш реальним і дієвим методом попередження пульсацій є створення умов роботи фонтанної свердловини, при яких тиск біля підшви більший або дорівнює тиску насичення, а коефіцієнт природної сепарації вільного газу біля підшви дорівнює нулю.

При технологічній неможливості експлуатації фонтанних свердловин на такому режимі ефективною є установка на розрахунковій глибині підйомника пускового клапана, який періодично перепускає газ із затрубного простору в НКТ, не допускаючи відтиснення рівня рідини в затрубному просторі до підшви підйомника.

Відкрите фонтанування

Такий вид фонтанування відноситься до аварійних ситуацій і в даний час досить рідкісний. Для попередження відкритого фонтанування навіть при непередбачуваному аварійному порушенні гирлової арматури використовують відсікачі, які встановлені в свердловині і які при порушенні заданого технологічного режиму її роботи відсікають продукцію пласта і її надходження до підйомника. Існує багато різних конструкцій відсікачів.

Серйозною аварією є виникнення грифону. Грифон утворюється при втраті герметичності між стінками свердловини та цементним каменем (обсадною колоною). При цьому пластова продукція надходить на поверхню даним каналом, часто з виникненням пожежі на поверхні, що може призвести до втрати самої свердловини.

Обладнання нафтових свердловин при фонтанній експлуатації

Різноманітні умови розробки нафтових родовищ та експлуатації свердловин визначають певні, досить жорсткі вимоги до обладнання фонтанних свердловин. Не менш жорсткі вимоги до обладнання диктуються законами охорони надр, довкілля, техніки безпеки та забезпечення умов життєдіяльності працюючого персоналу.

Обладнання фонтанних свердловин складається з наступних елементів: колонна головка, фонтанна арматура та маніфольди.

Колона головка призначена для обв'язування гирла свердловини з метою герметизації міжтрубних просторів, обв'язування обсадних колон та

установки фонтанної арматури. Залежно від кількості обсадних колон, спущених у свердловину, випускаються одно-, дво-, три-, чотири- і п'ятиколонні головки, які повинні задовольняти наступним вимогам:

- надійна герметизація міжтрубних просторів;
- можливість контролю за тиском у всіх міжтрубних просторах;
- швидке та надійне кріплення підвіски обсадних колон;
- універсальність (можливість використання різних обсадних колон);
- швидкий та зручний монтаж;
- мінімально можлива висота;
- висока надійність (у процесі експлуатації свердловини колонна головка не підлягає ремонту).

Колонні головки випускаються на різний тиск від одиниць МПа до десятків МПа. У процесі буріння на колонній головці монтується превентори. Перед експлуатацією свердловини превентори демонтують і на колонну головку встановлюють фонтанну арматуру.

Фонтанна арматура призначена:

- для підвішування однієї або двох колон НКТ;
- герметизації та контролю простору між колонами НКТ та внутрішньою поверхнею експлуатаційної обсадної колони (затрубний простір);
- проведення різних технологічних операцій при виклику припливу, освоєнні, експлуатації, дослідженні та ремонті;
- направлення продукції свердловини на вимірювальну установку;
- регулювання режиму роботи свердловини та проведення глибинних досліджень шляхом спуску приладів у підйомник;
- закриття свердловини (при необхідності).

Фонтанні арматури випускаються для найрізноманітніших умов експлуатації і розрізняються як за конструкцією, так і за міцнісними характеристиками:

- за робочим тиском;
- за розмірами прохідного стовбура;
- за конструкцією фонтанної ялинки: хрестові (АФК) і трійникові (АФТ);
- за кількістю рядів НКТ, що спускаються в свердловину: однорядні та дворядні;
- за типом запірних пристроїв: із засувками або кранами;
- за типом з'єднання елементів арматури: фланцеві та різьбові.

По суті, фонтанна арматура (рис. 7.3, 7.4, 7.5) складається з трубної головки і фонтанної ялинки. *Трубна головка* призначена для закріплення в ній колон НКТ (одної або двох) і становить хрестовину з двома бічними відводами і встановленою на ній перехідною котушкою, в якій закріплюється на різьбі колона НКТ (рис. 7.3, а). При підвішуванні двох колон НКТ колона більшого діаметру закріплюється в трійнику з одним бічним відводом, а

колона меншого діаметра – у котушці, встановленій на цьому трійнику (рис. 7.3, б). Фонтанні ялинки бувають хрестового та трійникового типів.

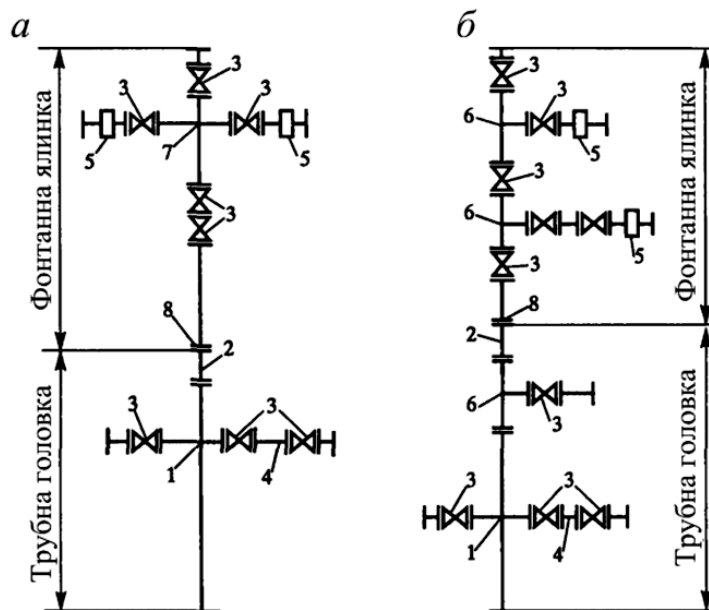


Рисунок 7.3 – Принципові схеми фонтанної арматури:

- a* – хрестова; *б* – трійникова; 1 – хрестовина з двома бічними відводами;
 2 – перехідна котушка для підвищення НКТ; 3 – засувка або кран;
 4 – котушка; 5 – штуцерна колодка; 6 – трійник; 7 – хрестовина;
 8 – фланець

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babc049/content>

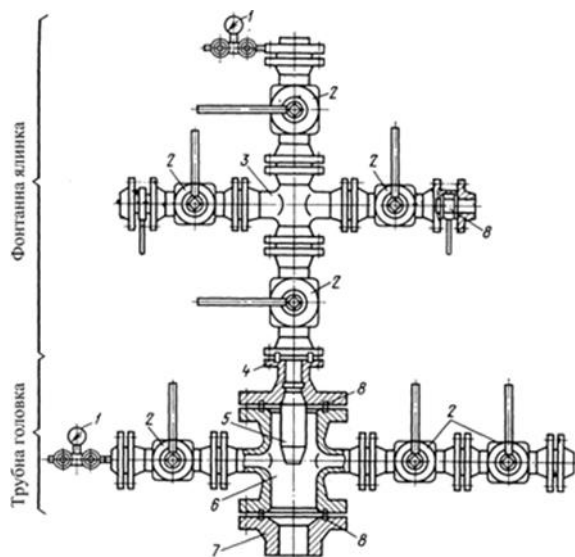


Рисунок 7.3 – Фонтанна арматура хрестового типу:

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

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babc049/content>

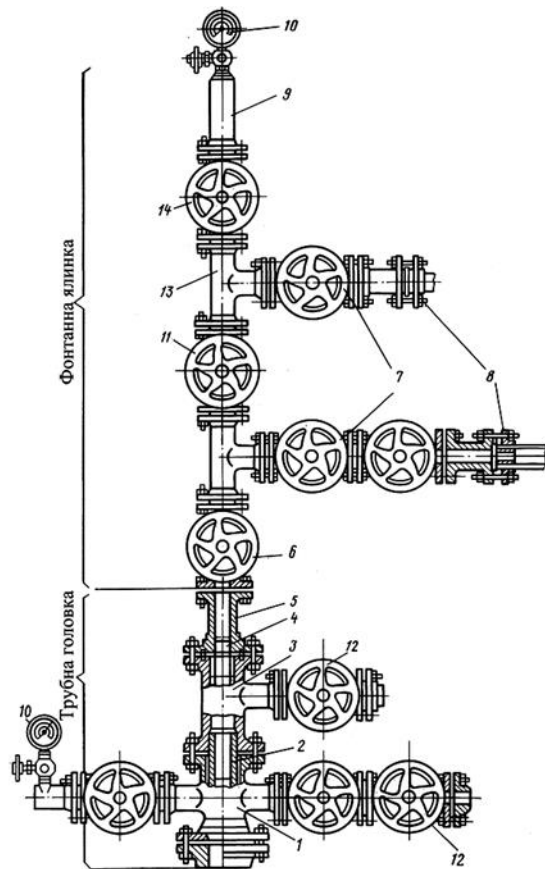


Рисунок 7.3 – Фонтанна арматура трійникового типу

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

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Кожен тип фонтанної ялинки застосовується для певних експлуатаційних умов. Фонтанна ялинка хрестової арматури має два бічні відводи, один з яких може бути робочим, а другий – запасним. Фонтанна ялинка трійникової арматури має верхній та нижній відводи (викиди). Робочим викидом завжди є верхній, а нижній – запасним.

У шифрі фонтанної арматури вказується тип, прохідний діаметр викиду (мм), робочий тиск (МПа). Якщо арматура обладнана кранами, це також вказується у шифрі. Наприклад, АФТ-65Кр-14 – арматура фонтанна, трійникового типу, кранова з прохідним діаметром викиду 65 мм, на робочий тиск 14 МПа.

Важливим елементом фонтанної арматури є штуцерні колодки, що встановлюються на викидах і призначені для розміщення штуцерів, за допомогою яких регулюється режим роботи фонтанної свердловини. Існує багато типів та конструкцій штуцерів як регульованих, так і нерегульованих.

Більш надійними та простими є нерегульовані штуцери, які використовуються на більшості фонтанних свердловин.

Маніфольди призначені для обв'язування викидів фонтанних свердловин (арматури фонтанних свердловин) зі збірними колекторами, які транспортують продукцію свердловин на пункт збору та підготовки. Маніфольди передбачають встановлення на них штуцерів, вентилів для відбору проб продукції свердловин, запірних пристроїв та запобіжних клапанів. Основні вузли маніфольдів уніфіковані з вузлами та деталями фонтанної арматури і на кінцях мають фланці під труби діаметром 80 мм.

Контрольні запитання

1. *Який спосіб експлуатації свердловин називають фонтанним?*
2. *Що називають дебітом рідини свердловини?*
3. *Назвіть види фонтанування і типи фонтанних свердловин.*
4. *Що розуміють під артезіанським фонтануванням?*
5. *Що розуміють під газліфтним фонтануванням?*
6. *Назвіть типи газліфтних свердловин?*
7. *Які ускладнення бувають в роботі фонтанних свердловин?*
8. *Назвіть причини парафінових відкладень в нафтопромисловому обладнанні.*
9. *Назвіть причини утворення піщаних корків у підйомнику.*
10. *Назвіть причини відкладення солей в нафтопромисловому обладнанні.*
11. *Чому небажані пульсації у роботі фонтанних свердловин?*
12. *Назвіть причини відкритого фонтанування свердловин.*
13. *З яких елементів складається обладнання фонтанних свердловин?*
14. *Яке призначення колонної головки?*
15. *Яке призначення фонтанної арматури?*
16. *З яких елементів складається фонтанна арматура?*
17. *Яке призначення трубної головки?*
18. *Яке призначення фонтанної ялинки?*
19. *Яке призначення маніфольда?*

8 ГАЗЛІФТНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

У міру виснаження пластової енергії фонтанування свердловин припиняється і виникає потреба в механізованому видобутку нафти. Підйом продукції свердловин на денну поверхню за допомогою потенційної енергії газу називається газліфтним способом експлуатації. Таким чином, як робочий агент використовується газ, що відбирається, наприклад, з газового покладу (природний газ) або попутно видобутий (нафтовий газ). Раніше як робочий агент використовували повітря (ерліфт). Зараз повітря з цією метою не використовується через такі причини:

- окислення нафти із втратою її якості;
- утворення стійкої водонафтової емульсії (при видобутку обводненої нафти), руйнування якої в процесі підготовки нафти утруднене; кисень повітря за рахунок окисних процесів утворює на поверхні глобул води міцні оболонки, які перешкоджають їх коалесценції та укрупненню;
- при певному співвідношенні вуглеводневих газів з повітрям утворюється вибухова суміш (гримучий газ), яка надзвичайно небезпечна в пожежному відношенні;
- компресори, що використовуються для компримування повітря, у разі порушення системи мащення можуть вибухати.

Вперше підйом нафти стисненим газом здійснив В. Г. Шухов у 1897 р. в Баку. Сьогодні газліфтна експлуатація реалізується у двох напрямках:

- з використанням стисненого газу, що отримується на компресорних станціях – *компресорний газліфт*;
- з використанням стисненого газу, що відбирається з газового покладу – *безкомпресорний газліфт*.

Компресорний газліфт відноситься до механізованого способу експлуатації свердловин; до механізованого способу належать і всі види насосної експлуатації свердловин. Компресорний газліфт має ряд переваг і недоліків порівняно з насосним видобутком.

До основних переваг відносяться:

- можливість експлуатації високодебітних свердловин;
- доволі просте обладнання, що спускається в свердловину;
- легке регулювання роботи свердловини.

Водночас компресорний газліфт має і суттєві недоліки:

- відносно низький ККД процесу підйому, особливо обводненої продукції, що становить у ряді випадків всього кілька відсотків;
- необхідність будівництва компресорної станції, що здорожує видобуток нафти;
- зазвичай високі питомі витрати енергії на підйом одиниці продукції.

Сьогодні на більшості нафтових родовищ розробка ведеться з підтриманням пластового тиску, а основний видобуток нафти здійснюється механізованим способом, переважно, насосним, тому газліфтний спосіб не має широкого поширення. Газліфтний спосіб може бути

конкурентоспроможним для розробки нафтових об'ємів газів і газоконденсатних родовищ та для видобутку нафти з шельфових родовищ.

Принцип дії, схеми і область застосування газліфту

Принцип дії газліфту полягає у введенні в свердловинну продукцію стисненого газу. Цей спосіб не відрізняється від принципу роботи фонтанної газліфтною свердловини, за винятком того, що основна кількість газу підводиться із зовні, а не виділяється з нафти при зниженні тиску. Основним джерелом потенційної енергії газу у цьому випадку є попутний або природний газ.

Розрізняють два типи газліфтною експлуатації:

1. Безперервний газліфт.
2. Періодичний газліфт.

Безперервний газліфт реалізується тоді, коли продуктивність свердловини висока. При низькій продуктивності свердловини застосовується періодичний газліфт за двома основними схемами: газліфт з перепускним клапаном та газліфт з камерою накопичення.

Класифікація газліфтних свердловин може бути виконана за декількома ознаками:

1. За характером введення робочого агента:
 - пряме закачування;
 - зворотне закачування.
2. За кількістю колон НКТ:
 - однорядний підйомник;
 - дворядний підйомник;
 - півторарядний підйомник (ліфт Саундерса).
3. За типом використовуваною енергією робочого агента:
 - компресорний;
 - безкомпресорний.

Безкомпресорний газліфт здійснюється за рахунок стисненого газу, що відбирається, наприклад, з газового покладу та розподіленого по газліфтних свердловинах. Якщо в розрізі нафтової свердловини є газовий пропласток (або газова шапка), то цей газ може використовуватися для підйому нафти всередині самої свердловини. Така система називається *внутрішньосвердловинним газліфтом*.

4. За використанням глибинним обладнанням:
 - безпакерна система;
 - пакерна система;
 - система з використанням пускових та робочого клапанів;
 - система, коли газ вводиться в підйомник через підшву НКТ (відсутні пускові та робочі клапани).

Основні схеми газліфтних свердловин наведено на рисунку 8.1.

Однорядний підйомник (рис. 8.1, а) широко використовується при експлуатації свердловин з нормальними умовами (у свердловинній продукції відсутні механічні домішки), при хорошій якості робочого агента і його підготовки (у газі відсутні кородуючі компоненти, механічні домішки, низький вологовміст). В іншому випадку при прямому закачуванні можлива корозія не тільки підйомника (який при необхідності може бути замінений на новий), але і обсадної колони (заміна якої неможлива). Крім того, принциповими недоліками однорядного підйомника є (при $H_{\text{п}} < L_c$):

- можливість утворення піщаного корка на вибої внаслідок недостатньої швидкості висхідного потоку в інтервалі вибій–підшва для виносу піску;

- достатньо високий пусковий тиск, оскільки необхідно витиснути рівень рідини в затрубному просторі при пуску свердловини до підшви підйомника;

- можливість роботи підйомника з пульсаціями.

Усунення деяких недоліків такої схеми можливе наступним чином: підйомник спускається до вибою, а на розрахунковій глибині (глибині спуску підшви) встановлюється муфта з робочими отворами, кількість і площа поперечного перерізу яких повинні забезпечити пропуск розрахункового об'єму закачуваного газу при перепаді тисків не більше 0,15 МПа. При такій схемі запобігається утворенню піщаного корка і підйомник працює без пульсацій. Переваги однорядного підйомника пов'язані з незначною його металоємністю, з простотою та невисокою вартістю підземного ремонту (порівняно з іншими схемами газліфтних підйомників). Однорядний підйомник може використовуватись для експлуатації свердловин з широким діапазоном дебітів, оскільки можливе регулювання роботи свердловини зміною діаметра підйомника, що утруднено або навіть неможливо в інших схемах газліфта.

На сьогодні замість муфти з робочими отворами застосовують робочий (кінцевий) клапан, що встановлюється на розрахунковій глибині.

Таким чином, однорядні підйомники в силу певних переваг отримали доволі широке застосування для експлуатації видобувних свердловин.

Дворядний підйомник (рис. 8.1, б) призначений для експлуатації свердловин з винесенням піску, коли продукція представлена корозійно-активними компонентами, а також при недостатньо високій якості підготовки закачуваного газу (підвищений вологовміст газу і вміст у ньому кородуючих компонентів). При такій конструкції у свердловину спускають два ряди труб: зовнішній – більшого діаметра, який називається *повітряними трубами* і внутрішній – підйомник меншого діаметра. При прямому закачуванні компримований газ закачується в кільцевий простір між повітряними трубами та підйомником. Повітряні труби зазвичай спускають до вибою, а підйомник – на глибину, яка відповідає робочому тиску газу. Дворядна схема за необхідності дозволяє легко змінювати занурення під динамічний рівень, змінюючи глибину спуску підйомника (внутрішнього ряду труб). Для такої

схеми зазвичай знижується пусковий тиск. З іншого боку, такі системи суттєво більш металоємкі та дорогі, збільшено час підземного ремонту, а також суттєво обмежено можливості регулювання роботи свердловини зміною (збільшенням) діаметра підйомника.

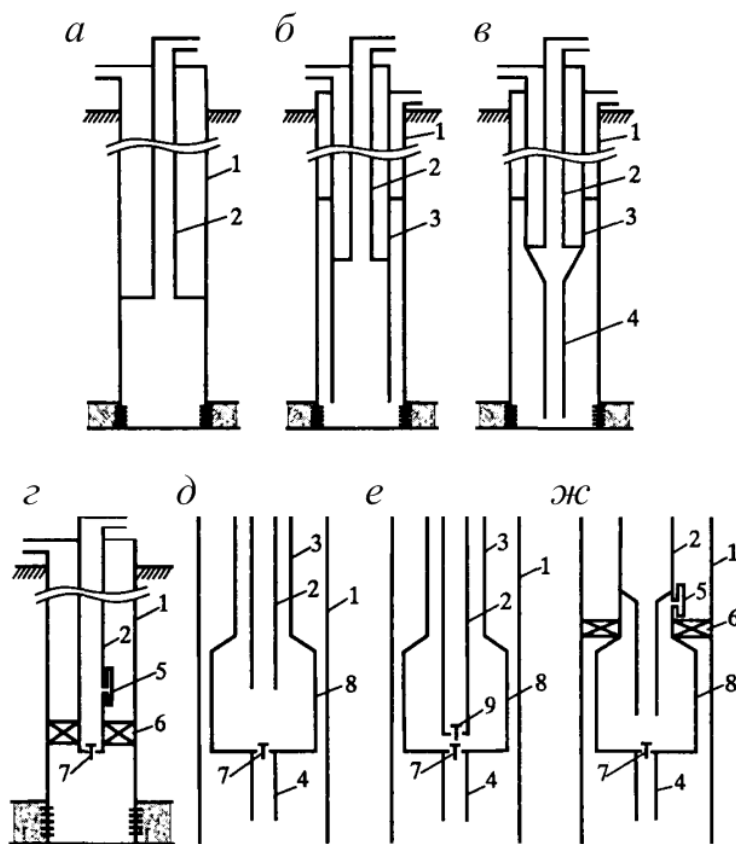


Рисунок 8.1 – Принципові схеми газліфтних свердловин:

а – однорядний підйомник; *б* – дворядний підйомник; *в* – півторарядний підйомник; *г* – однорядний підйомник з перепускним клапаном та пакером; *д* – дворядний підйомник з камерою накопичення; *е* – дворядний підйомник з камерою накопичення та додатковим зворотним клапаном на підйомнику; *ж* – однорядний підйомник з камерою накопичення, перепускним клапаном та пакером; 1 – обсадна колона; 2 – підйомник; 3 – повітряні труби; 4 – хвостовик; 5 – перепускний клапан; 6 – пакер; 7 – зворотний клапан (відсікач свердловини); 8 – камера накопичення; 9 – зворотний клапан на підйомнику

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Півторарядний підйомник (рис. 8.1, *в*), по суті, не відрізняється від дворядного, за винятком того, що нижня частина повітряних труб компонується з труб меншого діаметра (так званий хвостовик); при цьому створюються кращі умови виносу піску і запобігається утворення на вибої піщаного корка. Крім недоліків дворядного підйомника, у півторарядному підйомнику через наявність хвостовика в більшості випадків неможливо

збільшувати глибину спуску підйомника, хоча металомісткість такої системи дещо менша від дворядної.

Розглянуті вище схеми підйомників застосовуються зазвичай для реалізації безперервного газліфту. Варто зазначити, що для цих схем робочий тиск закачуваного газу передається на вибій свердловини.

На рисунку 8.1, *г, д, е, ж* подані різні схеми періодичного газліфта, деякі з яких реалізуються при використанні пакета і перепускного клапана (рис. 8.1, *г, ж*), інші (рис. 8.1, *д, е*) – без пакера та перепускного клапана, але обов'язковим елементом таких схем є зворотний клапан, що запобігає передачі тиску закачуваного газу на вибій свердловини. У безпакерних схемах на гирлі свердловини встановлюється автомат подачі газу з програмним керуванням. У схемах з пакером та перепускним клапаном роль автомата подачі газу виконує сам перепускний клапан сильфонного типу.

Однорядний підйомник з пакером і перепускним клапаном (рис. 8.1, *г*) призначений для періодичної експлуатації свердловин, що працюють без ускладнень. Принцип роботи такого підйомника наступний. Коли перепускний клапан 5 закритий, тиск під зворотним клапаном 7 з боку свердловини більший від тиску над зворотним клапаном 7 з боку підйомника 2 і клапан 7 відкривається. Продукція з пласта надходить у підйомник 2, внаслідок чого рівень рідини в ньому зростає. Разом з цим зростає і тиск на сильфон перепускного клапана, який спрацьовує від тиску в підйомнику. У затрубному просторі діє тиск газу, що закачується. При досягненні заданого перепаду тисків (між тиском газу в затрубному просторі і тиском рідини в підйомнику) перепускний клапан відкривається, газ надходить в підйомник, зворотний клапан 7 закривається, і відбувається викид рідини, що накопичилась, з підйомника на поверхню. Перепад тиску на сильфон знижується, і перепускний клапан закривається. Під дією тиску біля підошви підйомника зворотний клапан 7 відкривається, і рідина із свердловини надходить в підйомник, приводячи до зростання рівня рідини в ньому. Цикл повторюється.

Дворядний підйомник з камерою накопичення (рис. 8.1, *д*) принципово відрізняється від класичного дворядного підйомника наявністю в нижній частині так званої камери накопичення 8, до якої прикріплений хвостовик 4. У місці кріплення хвостовика до камери заміщений розміщений зворотний клапан 7. Коли в міжтрубному просторі (між колонами 2 і 3) і в підйомнику 2 немає тиску газу, що закачується, клапан 7 відкривається і рідина зі свердловини надходить в камеру накопичення і піднімається в підйомник і міжтрубний простір. Після підйому рівня рідини на розрахункову величину, розташований на гирлі автомат подачі газу, відповідно до заданої програми включається, і стислий газ подається в міжтрубний простір. Зворотний клапан 7 закривається, відсікаючи від свердловини об'єм рідини, що накопичився, і відтісняючи її рівень до підошви підйомника 2. Газ, що надходить через підошву в підйомник, викидає рідину на поверхню, тиск газу падає, і автомат подачі газу відсікає його подачу. Відкривається зворотний клапан 7 і цикл повторюється.

Основним недоліком даної схеми є підвищена витрата газу для продування підйомника. Зазначений недолік усувається встановленням зворотного клапана 9 на підшві підйомника (рис. 8.1, е). У цьому випадку після витіснення накопиченої рідини з міжтрубного простору і камери накопичення, коли газ починає прориватися в підйомник через клапан 9, тиск газу в міжтрубному просторі падає, і автомат припиняє подачу газу.

На рисунку 8.1, ж представлена схема **однорядного підйомника з пакером, перепускним клапаном і камерою накопичення**, принцип дії якого не відрізняється від принципу дії для схеми на рисунку 8.1, з.

Таким чином, різноманіття схем газліфтних підйомників дозволяє ефективно експлуатувати свердловини з різними дебітами та різними експлуатаційними умовами.

Пуск газліфтної свердловини

Розглянемо процес пуску газліфтної свердловини на прикладі однорядного підйомника (рис. 8.2) при прямому закачуванні газу. При подачі компримованого газу в затрубний простір газ відтісняє статичний рівень вниз; при цьому підвищується вибійний тиск.

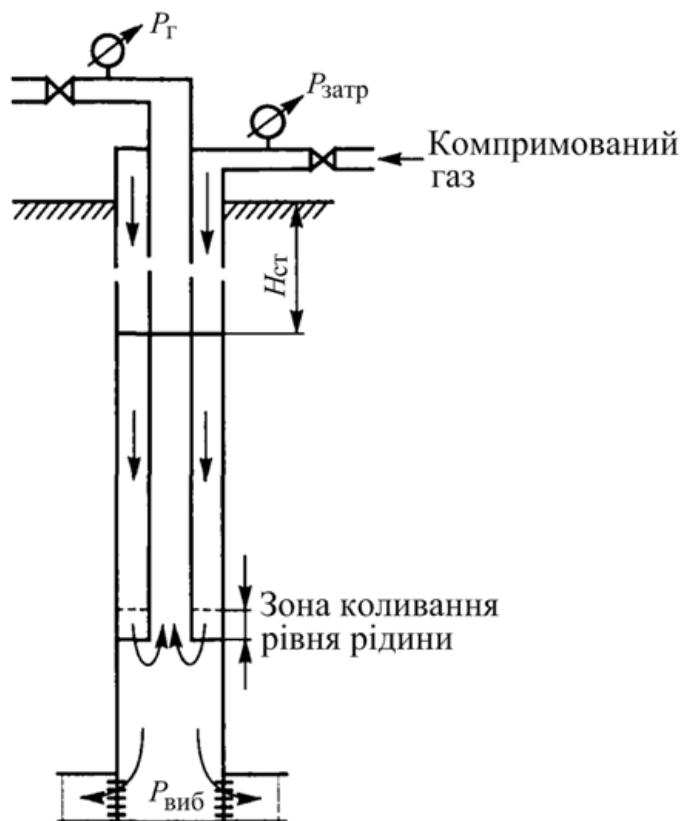


Рисунок 8.2 – Процес пуску газліфтної свердловини

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Частина рідини із затрубного простору надходить у підйомник, інша частина – може поглинатися пластом. У міру зростання тиску газу об’єм рідини, що поглинається пластом зростає (завдяки збільшенню репресії). В момент досягнення рівнем рідини підосви тиск газу стає максимальним, і газ починає прориватися через підосву, насичуючи рідину в підйомнику. Густина газорідинної суміші, що утворюється, знижується, і за певної витрати газу суміш досягає гирла та починає вилитися. Після прориву газу в підосву тиск газу знижується, що призводить до зниження вибійного тиску та надходження рідини з пласта в свердловину. Рідина надходить у підйомник і затрубний простір, перекриваючи підосву і надходження газу в підйомник. Рівень рідини у затрубному просторі протягом певного часу підвищується. Починаючи з моменту перекриття підосви підйомника рідиною тиск газу в затрубному просторі збільшується. Через певний час тиск газу стає достатнім для відтиснення рівня рідини до підосви, після чого газ проривається у підйомник, і цикл повторюється. Таким чином, при стаціонарній роботі системи біля підосви підйомника періодично відбувається описаний процес, що призводить до деякої зміни тиску закачування газу.

Залежність зміни тиску в часі у процесі пуску та нормальної роботи газліфтної свердловини показана на рисунку 8.3.

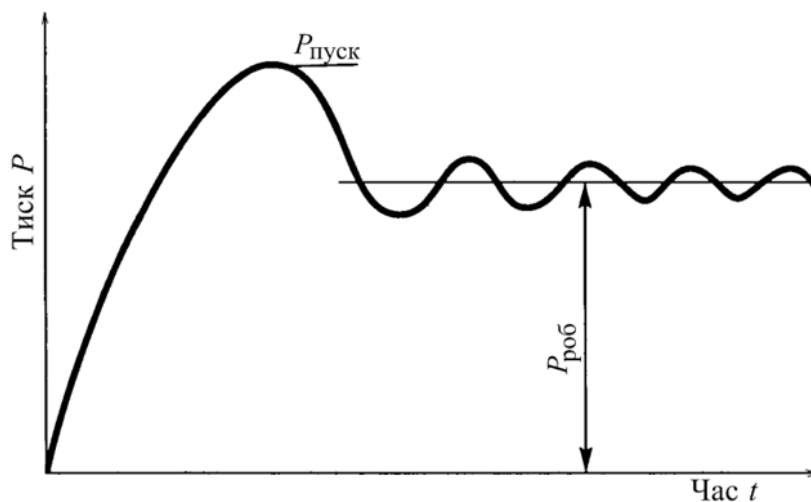


Рисунок 8.3 – Залежність зміни тиску під час пуску і роботи газліфтної свердловини

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Максимальний тиск закачуваного газу, що відповідає відтисненню рівня рідини до підосви підйомника, називається *пусковим тиском* $P_{\text{пуск}}$. Середній за величиною тиск, що встановлюється за нормальної роботи газліфтної свердловини, називається *робочим тиском* $P_{\text{роб}}$.

Обладнання газліфтних свердловин

На поверхні газліфтна свердловина обладнується гирловою арматурою, яка принципово не відрізняється від арматури фонтанної свердловини і має аналогічне призначення (рис. 8.4). У деяких випадках використовують спрощену і легшу гирлову арматуру, що дозволяє здійснювати пряме і зворотне закачування газу. Оскільки в лінії газопостачання спостерігаються коливання тиску газу, а подача газу у свердловину повинна здійснюватися при постійному робочому тиску, на гирлі свердловини встановлюють регулюючу апаратуру. Ця апаратура представлена зазвичай клапаном-регулятором тиску з мембранним виконавчим механізмом, що регулює і підтримує постійний тиск після себе. Якщо використовується централізована система газопостачання, то вся регулююча та запірні арматура, а також газові витратоміри встановлюються на спеціальних газорозподільчих пунктах (ГРП). При централізованій системі газопостачання значно підвищується її надійність.

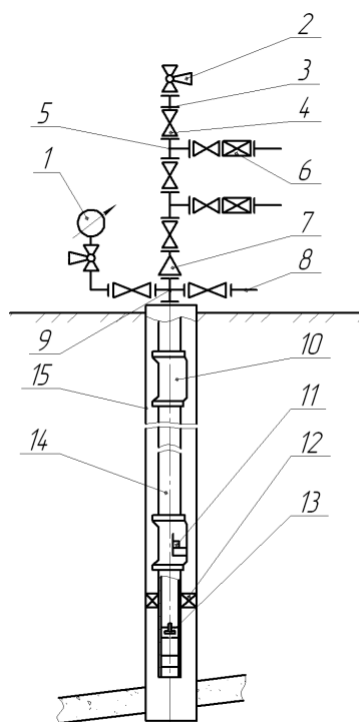


Рисунок 8.4 – Схема конструкції газліфтної свердловини з однорядним підйомником :

1 – манометр; 2, 4 – запірний пристрій; 3 – фланець; 5 – трійник;
6 – дросель; 7 – перевідник трубної головки; 8 – відвід; 9 – хрестовина;
10 – свердловинна камера; 11 – газліфтний клапан; 12 – пакер;
13 – приймальний клапан; 14 – колона НКТ; 15 – експлуатаційна колона

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Найважливішим елементом обладнання газліфтних свердловин є газліфтні клапани, що розміщуються на колоні насосно-компресорних труб у спеціальних ексцентричних камерах (мандрелях). Для встановлення та підйому газліфтних клапанів з мандрелей застосовується спеціальна канатна техніка, що складається з гирлового лубрикатора, гідравлічної лебідки з барабаном для сталевго дроту діаметром від 1,8 до 2,4 мм, а також посадкового (знімного) інструменту (екстрактора).

Гирловий лубрикатор (рис. 8.5) становить конструкцію, яка встановлюється на фланець буферної засувки газліфтної арматури 1 і складається з превентора 2 з ручним приводом 3, лубрикатора 4, сальникового пристрою 5, направляючого ролика 6, дроту (каната) 7, натяжного ролика 8 та датчика натягу дроту 9.

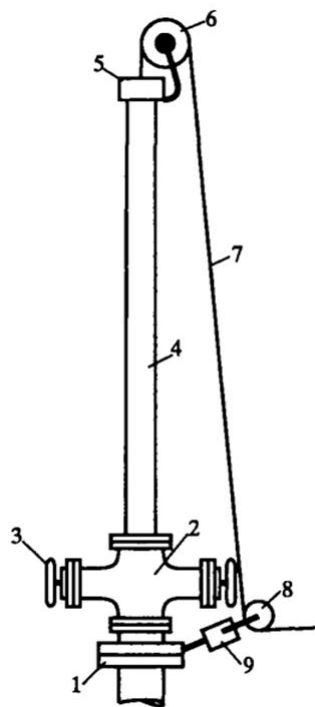


Рисунок 8.5 – Гирловий лубрикатор газліфтної свердловини:

1 – фланець буферної засувки газліфтної арматури; 2 – превентор;
 3 – ручний привід превентора; 4 – лубрикатор; 5 – сальник; 6 – ролик;
 7 – дріт; 8 – натяжний ролик; 9 – датчик напруження дроту (канату)
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Превентор 2 має еластичні ущільнюючі елементи, за допомогою яких можна перекрити свердловину навіть за наявності дроту. На превенторі закріплений лубрикатор 4, на верхньому кінці якого розташований сальник 5, що ущільнює дріт 7, який вводиться в лубрикатор через напрямний ролик 6 і йде на лебідку через натяжний ролик 8. Натяжний ролик 8 механічно пов'язаний з датчиком натягу дроту 9, в якому сила натягу дроту

перетворюється на електричний сигнал, що передається по кабелю на індикатор (на рис. 8.5 не показаний).

Індикатор фіксує натяг дроту під час проведення операцій з канатною технікою.

Ексцентричні камери (мандрелі) призначені для розміщення в них газліфтних клапанів (рис. 8.6). Мандрелі мають посадкові кишені, в яких газліфтні клапани, що спускаються з поверхні на дроті, ущільнюються верхнім і нижнім еластичними нафтостійкими кільцями і фіксуються стопорними пружинними засувками. Із зовнішнього боку мандрелі мають отвори, розташовані між ущільнюючими кільцями, які слугують для підведення закачуваного газу до клапана. Ексцентричні камери виготовлені таким чином, що прохідний переріз НКТ та їх співвісність зберігаються.

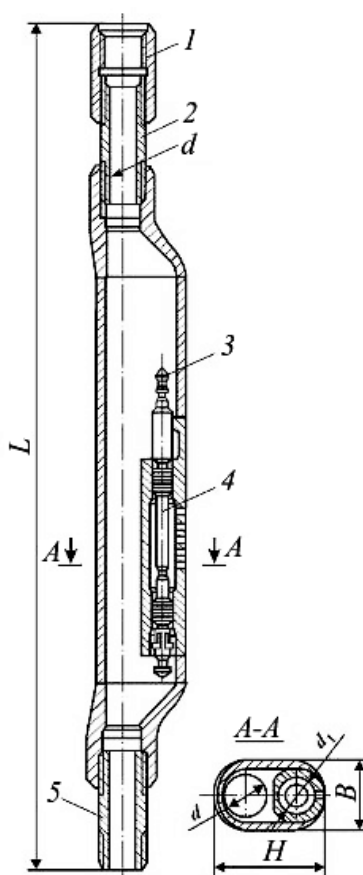


Рисунок 8.6 – Свердловинна камера з розміщеним в ній газліфтним клапаном:

*1 – муфта; 2, 5 – патрубок; 3 – кулачковий фіксатор;
4 – газліфтний клапан*

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babc049/content>

Екстрактор – інструмент, що дозволяє завести в мандрель газліфтний клапан, а також витягти його з мандреля. Для орієнтації екстрактора у верхній частині мандреля встановлена спеціальна направляюча втулка, що

дозволяє направити інструмент в посадкову кишеню. Екстрактор має підпружинені шарнірні з'єднання, які дозволяють точно завести клапан у посадкову кишеню мандреля. На нижньому кінці екстрактора є захоплюючий пружинний пристрій, який звільняє (захоплює) головку газліфтного клапана, що знаходиться в кишені. Екстрактор спускається всередину колони НКТ на дроті.

Гідравлічна лебідка має систему гідрообладнання у вигляді клапанних та золотникових пристроїв, систему управління лебідкою, а також систему контролю (індикатор натягу дроту та показчик глибини). Лебідка двошвидкісна, з приводом масляного шестеренчастого насоса від двигуна автомобіля.

Газліфтна експлуатація реалізується в замкнутому технологічному циклі, при якому відпрацьований газ низького тиску збирається та дотискується для подальшого використання. Для цього на промислі є система газопостачання та газорозподілу.

Газопостачання і газорозподіл при газліфтній експлуатації

Основним джерелом газу при газліфтній експлуатації є газ газових родовищ, а також газ, що видобувається попутно. У процесі підйому нафти газ, що виконує роль робочого агента, насичується важкими газоподібними вуглеводнями, а також містить певну кількість рідкої фази (відпрацьований газ). У замкнутому технологічному циклі відпрацьований газ має бути відповідним чином підготовлений перед подачею на компримування. Підготовка цього газу, в основному, полягає в підігріванні та видаленні рідкої фази. Природний газ газових родовищ перед подачею в свердловини проходить спеціальну обробку з видалення з нього конденсату і вологи; в іншому випадку в системі газопостачання та газорозподілу утворюються кристалогідрати, що порушують нормальну роботу системи. Для відділення конденсату та осушення газу використовуються різні системи: газопереробні заводи з установками низькотемпературної сепарації газу; абсорбційні установки для виділення із газу бензинових фракцій; установки з осушування газу від вологи з використанням твердих адсорбентів; установки з очищення газу від сірководню, механічних домішок тощо. Обов'язковим елементом підготовки газу є його підігрівання у безполум'яних газових печах.

Основні операції з підготовки природного газу:

1. На гирлі газових свердловин введення в газ інгібіторів гідратоутворення (хлористий кальцій, метанол, гліколи).
2. Охолодження газу з частковим зниженням тиску з метою відокремлення рідини (низькотемпературна сепарація газу).
3. Дроселювання газу для зниження тиску до раціональної величини.
4. Підігрівання газу у газових печах.
5. Пропускання газу через апарати високого тиску (фільтри-пилловловлювачі) для відділення механічних домішок. Ця операція є

надзвичайно відповідальною, інакше можлива ерозія газліфтних клапанів, регулюючої та контрольної-вимірювальної апаратури.

У системі газорозподілу газ охолоджується, і відбувається випадання конденсату, який надходить у спеціальні конденсатосбірники, що періодично очищуються. Підігрів газу є ефективним засобом запобігання ускладненням в системі газорозподілу, зумовлених гідратоутворенням. Для підігріву газу використовуються різні печі – як стаціонарні, так і пересувні (пересувні підігрівачі газу ППГ). Підігрівачі газу встановлюються біля газових свердловин, часто – вздовж газопроводу, а також перед газорозподільчим пунктом (ГРП).

Газорозподільчий пункт є одним з основних елементів системи газорозподілу і в ньому зосереджено управління і контроль за роботою групи газліфтних свердловин. До ГРП підводять дві газові лінії: лінія пускового (високого) та лінія робочого тиску. Регулювання робочих параметрів кожної газліфтної свердловини (тиску та витрати) здійснюється на ГРП, в якому для цього встановлюються одна або кілька газорозподільчих батарей блочного виконання. Кожна газорозподільна батарея (ГРБ) розрахована на підключення певної кількості свердловин, наприклад ГРБ-14 (батарея розрахована на підключення 14 газліфтних свердловин). Газорозподільча батарея має регулюючу та вимірювальну апаратуру для кожної підключеної свердловини, яка дозволяє встановлювати та підтримувати оптимальний режим роботи кожної свердловини.

На ГРП при необхідності в газ, що закачується, можна вводити інгібітори, наприклад, інгібітори корозії, парафіноутворення тощо, різні ПАР та інші реагенти, що покращують процес експлуатації газліфтних свердловин і запобігають можливим ускладненням. При цьому на ГРП встановлюють спеціальні дозувальні насоси, що здійснюють дозовану подачу необхідних інгібіторів або реагентів в газову лінію кожної газліфтної свердловини.

Таким чином, газліфтна експлуатація свердловин вимагає розгалуженої інфраструктури газопостачання та газорозподілу, що позначається на собівартості видобутку нафти цим способом.

У процесі розробки відбувається зміна параметрів пластової системи, що призводить до зміни початкового розрахункового режиму роботи газліфтних свердловин. Коригування розрахункового режиму можливе на основі точної інформації про зміни у пластовій системі, яку одержують за результатами дослідження свердловини. Технологія дослідження газліфтних свердловин базується на вимірюванні тиску та об'єму закачуваного газу.

Контрольні запитання

1. На якому етапі виникає потреба в механізованому видобутку нафти?
2. У чому полягає принцип дії газліфту?
3. Назвіть типи газліфтної експлуатації свердловин.
4. Як класифікуються газліфтні свердловини за характером введення робочого агента?
5. Як класифікуються газліфтні свердловини за кількістю колон НКТ?
6. Як класифікуються газліфтні свердловини за типом використовуваної енергії робочого агента?
7. За рахунок якої енергії здійснюється безкомпресорний газліфт?
8. При яких умовах використовується однорядний підйомник?
9. При яких умовах використовується дворядний підйомник?
10. В чому відмінність півторарядного підйомника від інших типів підйомників?
11. Як відрізняється пусковий тиск газліфтної свердловини від робочого?
12. Яке призначення гирлового лубрикатора газліфтної свердловини?
13. Який газ є джерелом газу при газліфтній експлуатації?

9 ЕКСПЛУАТАЦІЯ СВЕРДЛОВИН ГЛИБИННО-НАСОСНИМИ УСТАНОВКАМИ ТА УСТАНОВКАМИ ЗАНУРЮВАЛЬНИХ ВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСІВ

Припинення або відсутність фонтанування свердловин змусило шукати інші способи підйому нафти на поверхню. Спочатку застосовували тартальні способи, при яких рідина піднімалася механічними пристроями: колодязний видобуток, підйом желонкою, поршнювання. Ці методи є попередниками свердловинної насосної установки.

На теперішній час розроблено і застосовується багато типів свердловинних насосів.

Різні за принципом дії і конструкції глибинно-насосні установки набули широкого поширення не тільки, для видобутку нафти, але і для експлуатації водяних, гідротермальних та інших свердловин. Різноманітність глибинно-насосних установок потребує їх класифікації.

Класифікація глибино-насосних установок

Можна виділити такі основні ознаки класифікації глибинно-насосних установок.

1. За принципом дії глибинного насоса:

- плунжерні (поршневі);
- відцентрові;
- гвинтові;
- струменеві;
- вібраційні (звукові);
- діафрагмові;
- роторно-поршневі тощо.

2. За типом передачі енергії глибинному насосу від приводного двигуна:

- штангові;
- безштангові.

Штангові глибинно-насосні установки (ШГНУ) поділяються на:

- балансирні;
- безбалансирні.

За типом використовуваного приводу ШГНУ поділяються на:

- механічні;
- гідравлічні;
- пневматичні.

Безштангові глибинно-насосні установки (БГНУ) поділяються за типом використовуваного приводу:

- з електроприводом;
- з гідроприводом.

За місцем розташування використовуваного приводу БГНУ можуть бути:

- з приводом, розташованим на поверхні;
- з приводом, розташованим у свердловині.

3. За призначенням глибинні насоси поділяються на такі:

а) подача:

- для експлуатації низькодебітних свердловин;
- для експлуатації середньодебітних свердловин;
- для експлуатації високодебітних свердловин;

б) висота підйому (напір):

- для експлуатації неглибоких свердловин;
- для експлуатації свердловин середньої глибини;
- для експлуатації глибоких свердловин.

Сфери застосування глибинонасосних установок

У світовій практиці нафтовидобування отримали поширення такі глибинно-насосні установки:

1. Штангові глибинно-насосні установки (ШГНУ).
2. Установки занурювальних відцентрових насосів з електроприводом (УЗВН).
3. Установки гідравлічних поршневіх насосів (УГПН).
4. Установки з гвинтовими насосами та електроприводом (УГН).
5. Установки з діафрагмовими насосами та електроприводом (УДН).
6. Установки із струменевими насосами (УСН).

Не всі з перерахованих глибинно-насосних установок відіграють однакову роль у видобутку нафти.

Установки ШГНУ призначені для експлуатації низько- і середньодебітних свердловин, а установки УЗВН – для експлуатації середньо- і високодебітних свердловин. Інші установки (УГПН, УГН, УДН, УСН) як за фондом видобувних свердловин, так і за видобутком нафти сьогодні не можуть конкурувати з ШГНУ і УЗВН і призначені для певних категорій свердловин.

Зупинимося на розподілі свердловин на низько-, середньо- і високодебітні. Класифікація свердловин за дебітом пов'язана переважно з висотою підйому рідини, оскільки із зростанням висоти підйому рідини можлива подача більшості глибинно-насосних установок досить швидко знижується (а отже, і знижується можливий дебіт свердловини, який визначається в даному випадку можливою подачею насосної установки). Взаємозв'язок висоти підйому рідини та подачі установки як для ШГНУ, так і для УЗВН може бути виражений рівнянням гіперболи:

$$Q = A/H, \quad (9.1)$$

де Q – подача установки (дебіт свердловини), м³/доб;

A – постійна числова величина, що має розмірність $\text{м}^4/\text{доб}$ і вибирається з практичних міркувань;

H – висота підйому рідини, м.

Ця залежність може бути використана в певних обмежених межах за подачею і висотою підйому. Наприклад, для ШГНУ такі обмеження обумовлені фактичною працездатністю колони штанг, що використовується для передачі плунжеру глибинного насоса поворотного-поступального руху від наземного приводу (станка-качалки), а для УЗВН – характеристиками $Q-H$ занурювальних відцентрових насосів. Звичайно для різних глибинно-насосних установок границі подачі і висоти підйому різні. Тому, щоб уникнути неоднозначності границь між низько-, середньо- і високодебітними свердловинами для різних глибинно-насосних установок, проведемо поділ на категорії свердловин для ШГНУ. Виходячи з цього, надалі залежність (9.1) буде використана в таких межах: за подачею $Q \leq 100 \text{ м}^3/\text{добу}$, за висотою підйому $H \leq 3\,000 \text{ м}$.

Для сучасного обладнання ШГНУ можна прийняти постійну величину A , що дорівнює $4 \times 10^4 \text{ м}^4/\text{добу}$, і з використанням цієї величини визначити межу між середньо- і високодебітними свердловинами:

$$Q = 4 \times 10^4 / H. \quad (9.2)$$

Виходячи з меж використання виразу (9.2), до *високодебітних свердловин* відносяться свердловини з дебітом більшим від $100 \text{ м}^3/\text{добу}$, незалежно від висоти підйому, і з висотою підйому більшою від $3\,000 \text{ м}$, незалежно від дебіту. До *низькодебітних* будемо відносити такі свердловини, дебіт яких не більший від $5,0 \text{ м}^3/\text{добу}$ при висоті підйому меншій від $3\,000 \text{ м}$. Свердловини, які не потрапляють до груп високо- і низькодебітних, відносять до *середньодебітних*.

За висотою підйому рідини усі свердловини умовно можуть бути розділені на наступні категорії:

1. Неглибокі – при висоті підйому до 450 м .
2. Середньої глибини – при висоті підйому рідини від 450 м до $1\,350 \text{ м}$.
3. Глибокі – при висоті підйому понад $1\,350 \text{ м}$.

На рисунку 9.1 показані області і межі різних категорій свердловин за дебітом і висотою підйому. Техніко-економічні розрахунки і та практика використання ШГНУ і УЗВН показали, що приведені сфери застосування глибиннонасосного обладнання є достатньо обґрунтованими і дозволяють зробити такі принципові висновки:

1. Штангові глибинно-насосні установки призначені переважно для експлуатації низько- і середньодебітних неглибоких і середньої глибини свердловин, хоча можуть залишатися рентабельними при експлуатації високодебітних і глибоких свердловин (у певних межах).

2. Установки занурювальних відцентрових електронасосів призначені, в основному, для експлуатації середньо- і високодебітних свердловин різної глибини.

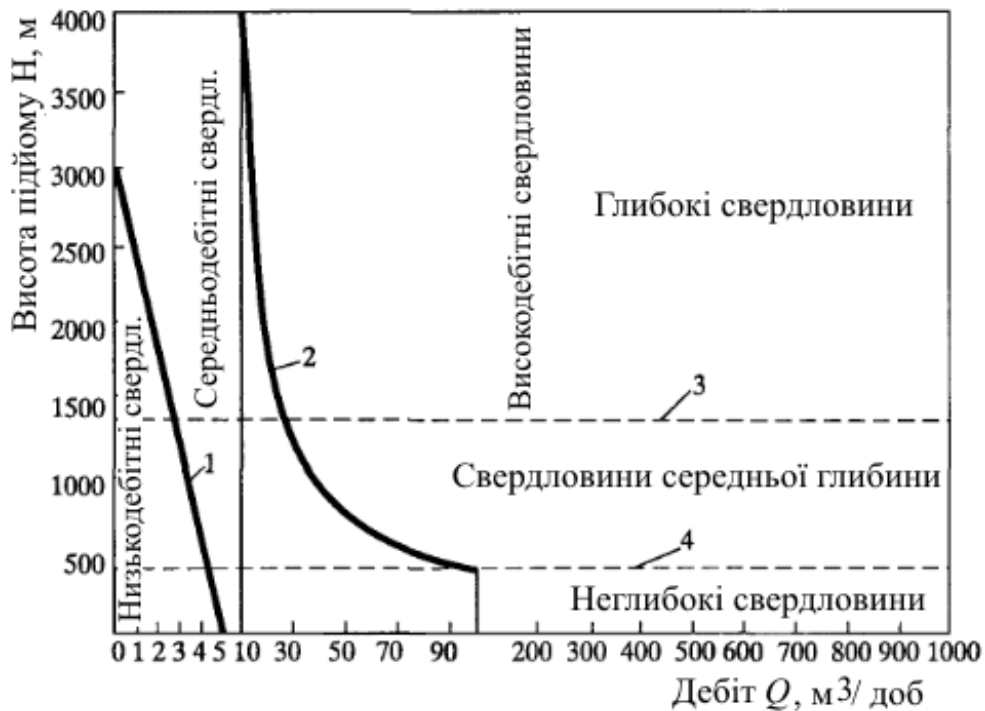


Рисунок 9.1– Области і межі різних категорій свердловин за дебітом та висотою підйому:

1 – межа між низько- та середньодебітними свердловинами;

2 – межа між середньо- та високодебітними свердловинами;

3 – межа між свердловинами глибокими та середньої глибини

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Експлуатація свердловин штанговими глибино-насосними установками

При експлуатації свердловин штанговими глибино-насосними установками використовуються різні плунжерні насоси. До теперішнього часу створено велику кількість плунжерних насосів, що відрізняються не тільки конструкціями, але і областю їх застосування в різних експлуатаційних умовах.

Класифікація плунжерних глибинних насосів

Усі відомі плунжерні глибинні насоси можуть бути класифіковані за декількома ознаками.

1. За конструкцією:

1.1. Насоси прості (з одним плунжером постійного діаметра).

1.2. Насоси диференційні (з двома і більше плунжерами різних діаметрів).

1.3. Трубні насоси (циліндр спускається у свердловину на колоні НКТ, а плунжер – на колоні штанг).

1.4. Вставні насоси (циліндр і плунжер спускаються разом на колоні штанг).

1.5. Насоси з нерухомим циліндром і плунжером, що рухається.

- 1.6. Насоси з циліндром, що рухається, і нерухомим плунжером.
2. За характером всмоктування продукції:
 - 2.1. Всмоктування під час ходу вгору.
 - 2.2. Всмоктування під час ходу вниз.
 - 2.3. Всмоктування під час ходу вгору і вниз.
3. За принципом дії:
 - 3.1. Одиної дії.
 - 3.2. Подвійної дії.
4. За призначенням:
 - 4.1. Для видобутку рідини за звичайних умов.
 - 4.2. Для видобутку рідини із значним вмістом вільного газу.
 - 4.3. Для видобутку в'язких рідин.
 - 4.4. Для видобутку великих об'ємів рідини.
 - 4.5. Для видобутку рідини із вмістом механічних домішок (піску).

На рисунку 9.2 показані основні схеми глибинних плунжерних насосів. Кожен з приведених на рисунку насосів має свою область застосування, а в цілому, асортимент розроблених насосів задовільняє основні ускладнюючі чинники, що виникають у процесі видобутку нафти.

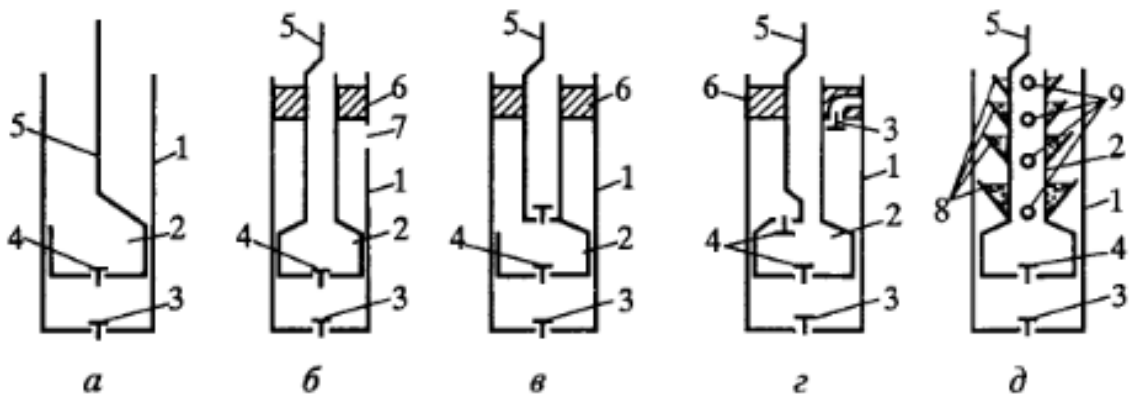


Рисунок 9.2 – Принципові схеми глибинних плунжерних насосів:

а – насос звичайний (простий); *б* – насос для відкачування в'язких рідин;
в – насос для відкачування рідини із значним вмістом вільного газу; *г* – насос високої продуктивності; *д* – насос для видобутку рідини з механічними домішками; 1 – циліндр; 2 – плунжер; 3 – всмоктуючий клапан; 4 – нагнітальний клапан; 5 – колона штанг; 6 – ущільнювач; 7 – отвір в циліндрі насоса; 8 – полиці-ніскоприймачі; 9 – отвір у порожнинній штанзі
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Відповідно до класифікаційних ознак насос на рисунку 9.2, *а* класифікується так: 1.1, 2.1, 3.1, 4.1, що означає: насос простий, всмоктування здійснюється при ході вгору, насос одиної дії, призначений для відкачування рідини в звичайних умовах.

Насос на рисунку 9.2, б класифікується так: 1.2, 2.1, 3.1, 4.3: насос диференційний, всмоктування при ході вгору, одинарної дії, призначений для добування в'язких рідин.

Насос на рисунку 9.2, в класифікується так: 1.2, 2.1, 3.1, 4.2: насос диференційний, всмоктування при ході вгору, одинарної дії, для добування рідини зі значним вмістом вільного газу (насос ступінчастого стиснення).

Насос на рисунку 9.2, г класифікується так: 1.2, 2.3, 3.2, 4.4: насос диференційний, всмоктування при ході вгору і вниз, подвійної дії, для добування великих об'ємів рідини (насос високої продуктивності).

Насос на рисунку 9.2, д класифікується так: 1.1, 2.1, 3.1, 4.5: насос простий, всмоктування при ході вгору, одинарної дії, для видобутку рідини із вмістом механічних домішок.

Штангові глибинно-насосні установки

У вітчизняній та зарубіжній нафтовій промисловості широко розповсюджене видобування нафти за допомогою штангових глибинно-насосних установок (ШГНУ). Цей метод відіграє провідну роль порівняно з іншими методами нафтовидобування. Це зумовлене насамперед простотою конструкції та невибагливістю в експлуатації верстата-качалки. На території України розташована значна кількість нафтових свердловин, обладнаних ШГНУ (за допомогою ШГНУ видобувається близько половини всієї нафти), причому спостерігається тенденція до зростання кількості відмов та аварійних станів, що пояснюється насамперед тривалим терміном їх експлуатації (20–30 років).

Штангова глибинно-насосна установка (ШГНУ) застосовується для видобутку нафти з низько- і середньодобітних свердловин. Сучасні ШГНУ дозволяють експлуатувати свердловини глибиною до 3 500 м. Штангова насосна установка складається з наземного і підземного обладнання (рис. 9.3).

Особливість штангової глибинної насосної установки (ШГНУ) полягає в тому, що у свердловині встановлюють плунжерний (поршневий) насос, який приводиться в дію поверхневим приводом за допомогою колони штанг. ШГНУ містить таке обладнання:

- наземне – верстат-гойдалка, який складається з електродвигуна, кривошипа, шатуна, балансира, гирлового сальника, гирлової обв'язки і трійника;

- підземне – штанговий свердловинний насос з нерухомим приймальним клапаном на нижньому кінці циліндра і нагнітальним клапаном на верхньому кінці поршня-плунжера, насосні штанги і насосно-компресорні труби (НКТ).

ШГНУ призначені для відкачування зі свердловин рідин з температурою не більше за 130 °С, обводненістю не більше ніж 99 % за об'ємом, в'язкістю до 0,3 Па · с, вмістом механічних домішок до 350 мг/л, вільного газу на прийомі не більше ніж 25 %.

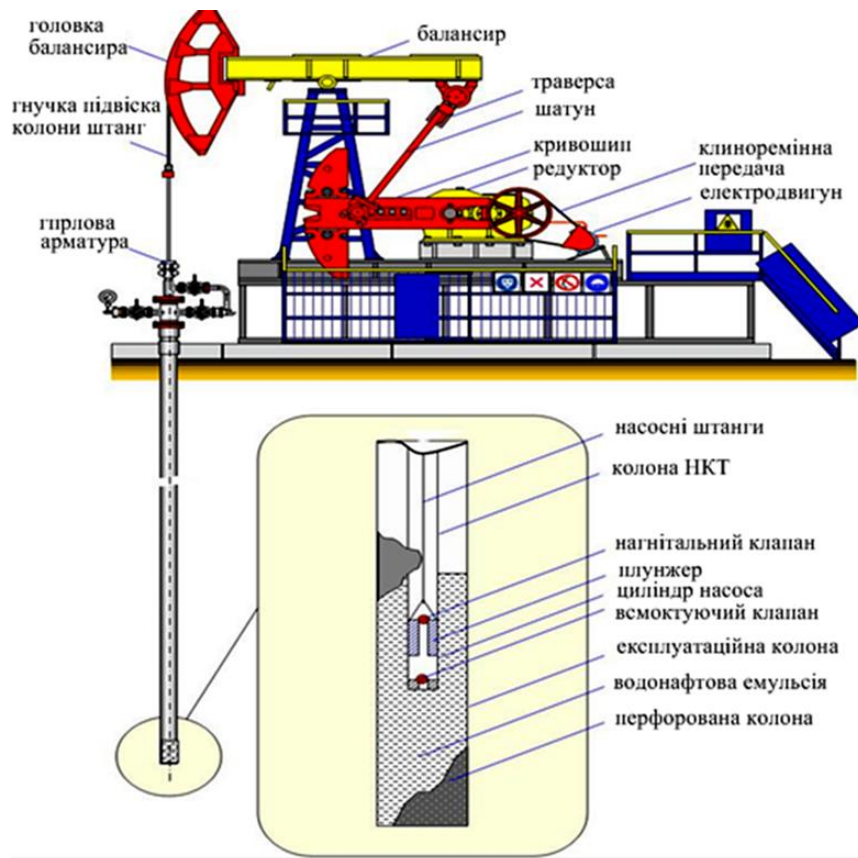


Рисунок 9.3 – Штангова глибинна насосна установка

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Верстат-гойдалка надає штангам зворотньо-поступального руху. Існує значна кількість конструкцій верстатів-гойдалок, відмінних між собою за кінематичною схемою. Одна з поширених конструкцій верстата-гойдалки наведена на рисунок 9.4.



Рисунок 9.4 – Типова наземна частина ШГНУ

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Верстат-гойдалка має гнучку канатну підвіску для з'єднання з верхнім кінцем полірованого штока і поворотну головку балансира для проходу спуско-підіймальних механізмів при підземному ремонті.

Балансир гойдається на поперечній осі, закріпленій в підшипниках, і з'єднується з двома масивними кривошипами за допомогою двох шатунів, що розташовані по обидві сторони редуктора. Кривошипи з рухомими противагами можуть переміщуватися відносно осі обертання головного вала редуктора на певну відстань вздовж кривошипів. Противаги використовуються для зменшення нерівномірності навантаження на привідний електродвигун при робочому циклі верстата-гойдалки.

Редуктор з постійним передавальним числом має трансмісійний вал, на одному кінці якого передбачено трансмісійний шків, з'єднаний клиноремінною передачею з малим шківом електродвигуна, а на іншому кінці цього валу міститься гальмівний барабан. Опорний підшипник балансира закріпленій на металевій основі-піраміді.

Всі елементи верстата-гойдалки – піраміда, редуктор, електродвигун – закріплюються на бетонному фундаменті. Верстат-гойдалка оснащений гальмівним пристроєм для утримування балансира і кривошипів в будь-якому необхідному положенні. Точка з'єднання шатуна з кривошипом може міняти свою віддаль відносно центру обертання перестановкою пальця кривошипа в інший отвір. Це дозволяє ступінчасто змінювати амплітуду качань балансира, тобто довжину ходу штанг.

Підземна частина ШГНУ представлена штанговим насосом, що складається з довгого циліндра (довжина становить 2–4 м), на нижньому кінці якого закріплено нерухомий приймальний клапан, який відкривається при ході вниз. Циліндр підвішується на трубах. В циліндрі переміщується поршень (плунжер), виконаний у вигляді довгої обробленої труби. Плунжер має нагнітальний клапан, що відкривається при ході вгору. Плунжер підвішується на штангах. Довжина ходу плунжера залежно від виконання може коливатися, в основному, в межах від 800 мм до 4 500 мм, діаметр плунжера – від 29 мм до 57 мм. Маса насоса сягає від 36 кг до 135 кг. При вказаній довжині, обмежених діаметрах та значній довжині штангової колони, яка зв'язана з плунжером, така насосна установка володіє значно меншою жорсткістю, ніж звичайні поршневі насоси такої ж продуктивності.

Робота штангового насоса (рис. 9.5) проходить в кілька етапів. Спочатку, при русі плунжера 4 вверх, під дією тиску на прийомі насосу відкривається приймальний клапан 2 і рідина з пласта заповнює циліндр насоса. При цьому нагнітаючий клапан 5 закритий і стовп рідини рухається вгору на висоту довжини ходу плунжера. При русі точки підвісу штанг вниз відбувається стискання штанг і вага стовпа рідини передається на труби. Під час ходу плунжера вниз приймальний клапан 2 закривається, а нагнітаючий клапан 5 відкривається. Таким чином, плунжер з відкритим нагнітаючим клапаном заглиблюється в рідину. В цей момент приймальний клапан залишається закритим і не допускає перетоку рідини з циліндра насоса назад у пласт.

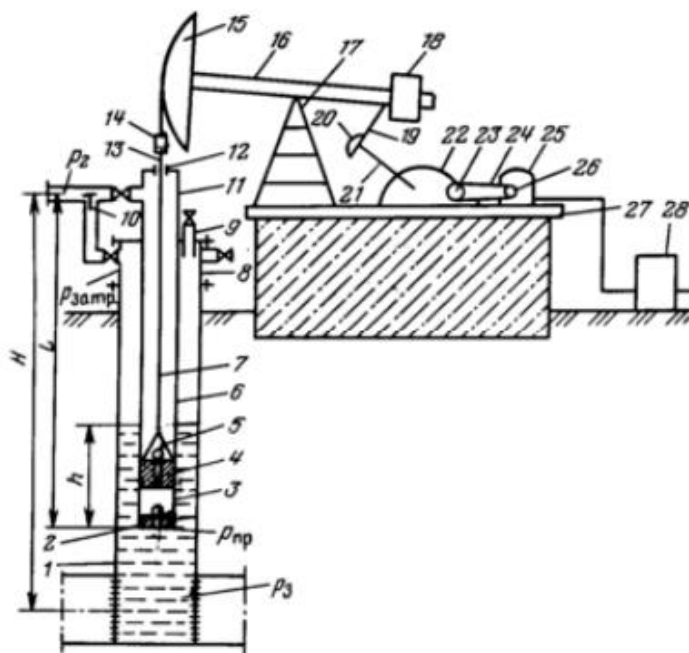


Рисунок 9.5 – Схема штангової глибинно-насосної установки:

- 1 – експлуатаційна колона; 2 – приймальний клапан; 3 – циліндр насоса; 4 – плунжер; 5 – нагнітаючий клапан; 6 – насосно-компресорні труби; 7 – насосні штанги; 8 – хрестовина; 9 – гирловий патрубков; 10 – зворотній клапан для пропуску газу; 11 – трійник; 12 – гирловий сальник; 13 – гирловий шток; 14 – канатна підвіска; 15 – головка балансира; 16 – балансир; 17 – стійка; 18 – балансирна противага; 19 – шатун; 20 – кривошипна противага; 21 – кривошип; 22 – редуктор; 23 – ведений шків; 24 – клиноремінна передача; 25 – електродвигун; 26 – ведучий шків; 27 – рама; 28 – блок управління

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

При черговому ході вгору нагнітаючий клапан 5 під дією тиску рідини над плунжером закривається. Плунжер підіймає 4 рідину на висоту, яка визначається довжиною ходу. Накопичена над плунжером рідина досягає гирла свердловини і через трійник подається в нафтозбірну мережу. Більш детально схема глибинного насоса наведена на рисунку 9.6.

Стрілками показаний перетікання нафти при: *a* – русі штоку вгору, коли рідина всмоктується в підплунжерний простір з зовнішнього середовища і одночасно піднімається на «крок» вгору; *б* – русі штоку вниз, коли рідина перетікає в надплунжерний простір. Варто зауважити, що в першому випадку вага стовпа рідини припадає на верхній нагнітальний клапан і штанги, а в другому – на приймальний клапан і корпус насоса, безпосередньо з'єднаного з колоною насосно-компресорних труб. Внаслідок великої протяжності цих об'єктів (до 3×10^3 м) та ваги стовпа рідини, що припадає на них ($>1 \times 10^3$ кг), наявне розтягування колони НКТ та штанг.

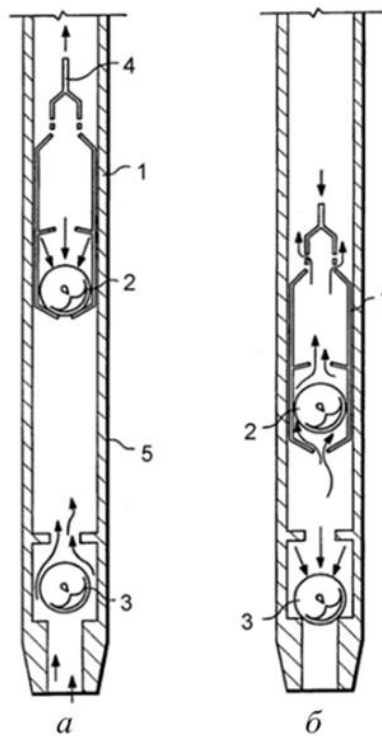


Рисунок 9.6 – Робочі фази глибокого насоса:

*а – рух штанги вгору; б – рух штанги вниз; 1 – плунжер;
2 – нагнітальний кульковий клапан; 3 – приймальний кульковий клапан;
4 – штанга; 5 – корпус насоса*

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babc049/content>

Варто зазначити, що колона штанг працює в дуже складних умовах, пов'язаних не стільки з тривалим контактом зі свердловинною продукцією (а вона може бути і корозійно активною), скільки із складними та змінними в часі навантаженнями (розтягуючими, стискуючими, згинальними та крутними). Розрахунок колони штанг з урахуванням всіх діючих навантажень є складним фізичним завданням. Одним з основних технологічних питань є подача свердловинної штангової насосної установки.

Принципова схема УЗВН та її елементи

Установки електричних занурювальних відцентрових насосів (УЗВН) відносяться до класу безштангових установок і відіграють визначальну роль за об'ємом видобування нафти. Вони призначені для експлуатації видобувних свердловин різної глибини з різними властивостями продукції, що видобувається: безводна малов'язка і середньої в'язкості нафта; обводнена нафта; суміш нафти, води і газу. Природно, що й ефективність експлуатації свердловин УЗВН може значно розрізнятися, тому що властивості відкачуваної продукції впливають на вихідні характеристики установки.

Крім того, УЗВН мають незаперечні переваги перед штанговими установками не тільки за рахунок перенесення приводного електродвигуна на

вибій та ліквідації колони штанг, що суттєво підвищує ККД системи, але і за рахунок значного діапазону робочих подач (від кількох десятків до кількох сотень м³/добу) та напорів (від кількох сотень до кількох тисяч метрів) за порівняно високого напруцювання установки на відмову.

Установка занурювальних відцентрових насосів є складною технічною системою і, незважаючи на широко відомий принцип дії відцентрового насоса, є сукупністю оригінальних за конструкцією елементів. Принципову схему УЗВН наведено на рисунку 9.7. Установка складається з двох частин: наземної та занурювальної. Наземна частина включає автотрансформатор 1; станцію керування 2; іноді кабельний барабан 3 та обладнання гирла свердловини 4. Занурювальна частина включає колону НКТ 5, на якій занурювальний агрегат спускається у свердловину; броньований трижильний електричний кабель 6, по якому подається напруга живлення занурювального електродвигуна і який кріпиться до колони НКТ спеціальними затискачами 7.

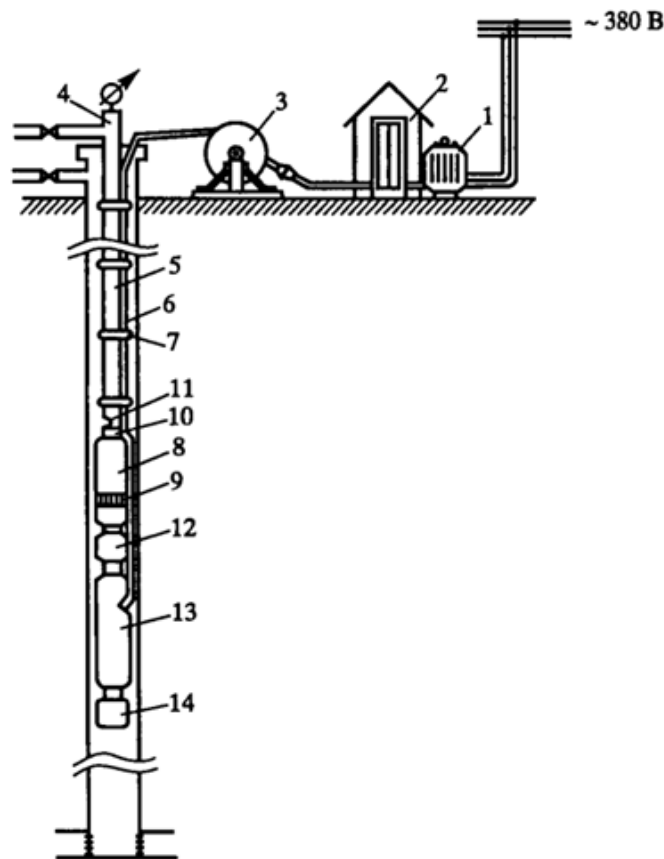


Рисунок 9.7 – Принципова схема УЗВН:

- 1 – автотрансформатор; 2 – станція керування; 3 – кабельний барабан;
 4 – обладнання гирла свердловини; 5 – колона НКТ; 6 – броньований електричний кабель; 7 – затискачі для кабелю; 8 – занурювальний багатоступінчастий відцентровий насос; 9 – приймальна сітка насоса; 10 – зворотний клапан; 11 – зливальний клапан; 12 – вузол гідрозахисту (протектор); 13 – занурювальний електродвигун; 14 – компенсатор
- <https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Занурювальний агрегат складається з багатоступінчастого відцентрового насоса 8, обладнаного приймальною сіткою 9 і зворотним клапаном 10. Часто в комплект занурювальної установки входить зливальний клапан 11, через який зливається рідина з НКТ під час підйому установки. У нижній частині насос обладнаний вузлом гідрозахисту (протектором) 12, який з'єднаний з занурювальним електродвигуном 13. У нижній частині електродвигун 13 має компенсатор 14.

Занурювальний відцентровий насос конструктивно є сукупністю ступенів невеликого діаметра, що складаються з робочих коліс і направляючих апаратів, які розміщуються в корпусі насоса (трубі). Робочі колеса, що виготовляються з чавуну, бронзи або пластичних матеріалів, кріпляться на валу насоса з ковзаючою посадкою за допомогою спеціальної шпонки. Верхня частина збірки робочих коліс (валу насоса) має опорну п'яту (підшипник ковзання), що закріплюється в корпусі насоса. Кожне робоче колесо спирається на торцеву поверхню направляючого апарата. Нижній кінець насоса має підшипниковий вузол, що складається з радіально-упорних підшипників. Вузол підшипників ізольований від відкачуваної рідини і в деяких конструкціях вал насоса ущільнюється спеціальним сальником. Занурювальний відцентровий насос виконується у вигляді окремих секцій з великим числом ступенів у кожній секції (до 120), що дозволяє створювати насос з необхідним напором.

Промисловістю випускаються насоси звичайного та зносостійкого виконання. Насоси зносостійкого виконання призначені для відкачування із свердловин рідин з певною кількістю механічних домішок (вказується в паспорті насоса). За поперечними габаритами (діаметром корпусу) насоси випускаються кількох груп, які відповідають номінальному діаметру обсадних колон (в дюймах) видобувних свердловин: 5, 5А, 6.

За робочими параметрами (подача Q , напор H) випускається широка гама насосів, що дозволяє використовувати їх для експлуатації свердловин різних категорій. Кожен занурювальний відцентровий насос має свій шифр, в якому відображені діаметр експлуатаційної колони, подача і напор при роботі в оптимальному режимі. Наприклад, насос ЭЦН6-500-750 – електричний відцентровий насос для обсадних колон діаметром 6", з оптимальною подачею 500 м³/доб при напорі 750 м.

Занурювальний електричний двигун (ЗЕД) – двигун спеціальної конструкції і є асинхронним двополюсним двигуном змінного струму з короткозамкненим ротором. Двигун заповнений малов'язким мастилом, яке виконує функцію змащування підшипників ротора і відведення тепла до стінок корпусу двигуна, який омивається потоком свердловинної продукції.

Верхній кінець валу електродвигуна підвішено на п'яті ковзання. Ротор двигуна секційний; секції зібрані на валу двигуна, виготовлені з пластин трансформаторного заліза і мають пази, в які вставлені алюмінієві стрижні, закорочені з обох боків секції струмопровідними кільцями. Між секціями вал спирається на підшипники. По всій довжині вал електродвигуна має отвір для циркуляції мастила всередині двигуна, що здійснюється через паз

статора. У нижній частині двигуна є масляний фільтр. Секції статора розділені немагнітними пакетами, в яких розташовані радіальні опорні підшипники. Нижній кінець валу також закріплений у підшипнику.

Довжина та діаметр двигуна визначають його потужність. Швидкість обертання валу ЗЕД залежить від частоти струму; при частоті змінного струму 50 Гц синхронна швидкість становить 3000 об/хв. Занурювальні електродвигуни маркуються із зазначенням потужності (в кВт) і зовнішнього діаметра корпусу (мм), наприклад, ЗЕД 65-117 – занурювальний електродвигун потужністю 65 кВт і зовнішнім діаметром 117 мм. Необхідна потужність електродвигуна залежить від подачі та напору занурювального відцентрового насоса і може досягати сотень кВт.

Сучасні занурювальні електродвигуни комплектуються системами датчиків тиску, температури та інших параметрів, що фіксуються на глибині спуску агрегата, з передачею сигналів електричним кабелем на поверхню (станцію керування).

Вузол гідрозахисту розміщується між насосом і двигуном і призначений для захисту електродвигуна від попадання в нього відкачуваної продукції і змащення радіально-упорного підшипника насоса (за необхідності). Основний об'єм вузла гідрозахисту, що являє собою еластичну ємність, заповнену рідким мастилом. Через зворотний клапан зовнішня поверхня ємності приймає тиск продукції свердловини на глибині спуску занурювального агрегату. Таким чином, всередині еластичної ємності, заповненої рідким мастилом, тиск дорівнює тиску занурення. Для створення надлишкового тиску всередині цієї ємності на валу протектора є турбінка. Рідке мастило через систему каналів під надлишковим тиском надходить у внутрішню порожнину електродвигуна, що запобігає попаданню свердловинної продукції всередину електродвигуна.

Компенсатор призначений для компенсації об'єму мастила всередині двигуна при зміні температурного режиму електродвигуна (нагрівання та охолодження) і являє собою еластичну ємність, заповнену рідким мастилом і розташовану в корпусі. Корпус компенсатора має отвори, що сполучають зовнішню поверхню еластичної ємності із свердловиною. Внутрішня порожнина ємності пов'язана з електродвигуном, а зовнішня із свердловиною. При охолодженні мастила об'єм його зменшується, і свердловинна рідина через отвори в корпусі компенсатора входить в зазор між зовнішньою поверхнею еластичної ємності та внутрішньою стінкою корпусу компенсатора, створюючи тим самим умови повного заповнення внутрішньої порожнини занурювального електродвигуна мастилом. При нагріванні мастила в електродвигуні об'єм його збільшується, і мастило перетікає у внутрішню порожнину ємності компенсатора; при цьому свердловинна рідина із зазору між зовнішньою поверхнею ємності і внутрішньою поверхнею корпусу видавлюється через отвори у свердловину.

Усі корпуси елементів занурювального агрегату з'єднуються між собою фланцями зі шпильками. Вали занурювального насоса, вузла

гідрозахисту та занурювального електродвигуна з'єднуються між собою шліцевими муфтами.

Таким чином, занурювальний агрегат УЗВН є комплексом складних електричних, механічних і гідравлічних пристроїв високої надійності, що вимагає від персоналу високої кваліфікації.

Як вже зазначено, на викиді занурювального насоса встановлюються зворотний та зливний клапани.

Зворотний клапан розміщується в головці насоса і призначений для запобігання зливу рідини через насос з колони НКТ під час зупинки занурювального агрегата. Зупинки занурювального агрегата відбуваються з багатьох причин: відключення електроенергії при аварії на силовій лінії; відключення через спрацювання захисту ЗЕД; відімкнення під час періодичної експлуатації тощо. При зупинці (знеструмленні) занурювального агрегата стовп рідини з НКТ починає стікати через насос у свердловину, розкручуючи вал насоса (а отже, і вал занурювального електродвигуна) у зворотному напрямку. Якщо в цей період відновлюється подача електроенергії, ЗЕД починає обертатися у прямому напрямку, долаючи величезну силу. Пусковий струм ЗЕД у цей момент може перевищити допустимі межі, і, якщо не спрацює захист, електродвигун виходить із ладу. Щоб запобігти цьому явищу і скоротити простої свердловини, занурювальний насос обладнають зворотним клапаном.

З іншого боку, наявність зворотного клапана під час підйому занурювального агрегату не дозволяє рідині стікати з колони НКТ. При підйомі установки колона НКТ заповнена свердловинною продукцією, яка виливається на гирлі, погіршуючи умови роботи бригади підземного ремонту та порушуючи умови забезпечення безпеки життєдіяльності, протипожежного та екологічного захисту, що є неприпустимим. Тому занурювальний насос обладнають зливним клапаном.

Зливний клапан розміщується в спеціальній муфті, яка з'єднує між собою насосно-компресорні труби і зазвичай становить бронзову трубку, один кінець якої запаятий, а інший, відкритий кінець, на різьбі вкручується в муфту зсередини. Зливний клапан розташовується горизонтально до вертикальної колони НКТ. При підйомі установки із свердловини в колону НКТ скидається невеликий вантаж, який обламає бронзову трубку зливного клапана, і рідина з НКТ під час підйому зливається в затрубний простір.

Електричний кабель призначений для подачі напруги живлення на клеми занурювального електродвигуна. Кабель трижильний, з гумовою або поліетиленовою ізоляцією жил і зверху покритий металеву бронєю. Поверхнєве бронювання кабелю здійснюється сталеву оцинкованою профільованою стрічкою, що оберігає струмопровідні жили від механічних пошкоджень при спуску та підйомі установки. Випускаються круглі і плоскі кабелі. Плоский кабель має менші радіальні розміри. Кабелі маркуються так: КРБК, КРБП, КПБК, КПБП – кабель з гумовою ізоляцією, броньований, круглий; кабель з гумовою ізоляцією, броньований, плоский; кабель з

поліетиленою ізоляцією, броньований, круглий; кабель з поліетиленою ізоляцією, броньований, плоский.

Жили мідні, з різним перетином; наприклад, КПБП 3×16: кабель з поліетиленою ізоляцією, броньований, плоский, трижильний з площею поперечного перетину кожної жили 16 мм².

Кабель кріпиться до колони НКТ у двох місцях: над муфтою і під муфтою. В даний час переважно використовуються кабелі з поліетиленою ізоляцією.

Автотрансформатор призначений для підвищення напруги, що подається на клема занурювального електродвигуна. Напруга мережі становить 380 В, а робоча напруга електродвигунів залежно від потужності змінюється приблизно від 400 В до 2 000 В. За допомогою автотрансформатора напруга промислової мережі 380 підвищується до робочої напруги кожного конкретного занурювального електродвигуна з урахуванням втрат напруги у підвідному кабелі. Типорозмір автотрансформатора відповідає потужності занурювального електродвигуна, що використовується.

Станція керування призначена для керування роботою і захисту УЗВН та може працювати в ручному і автоматичному режимах. Станція оснащена необхідними контрольно-вимірювальними системами, автоматами, різними реле (максимальні, мінімальні, проміжні, реле часу тощо). При виникненні нештатних ситуацій спрацьовують відповідні системи захисту, і установка відключається.

Станція керування виконана в металевій шафі, може встановлюватися на відкритому повітрі, але зазвичай розміщується у спеціальній будці.

Створено установки занурювальних відцентрових електронасосів, що спускаються в свердловину на кабель-канаті (без використання колони НКТ). Такі установки мають певні переваги порівняно з класичною УЗВН, але мають і великі недоліки: необхідність використання складного шліпсового пакера, на який діє навантаження від ваги самої установки і від продукції, що піднімається, оскільки підйом продукції відбувається по обсадній колоні; більш важкі умови роботи занурювального агрегату, що знаходиться під тиском системи нагнітання; складність боротьби з твердими відкладами (парафін, солі) в обсадній колоні; більш важчі умови роботи кабель-каната який знаходиться під тиском на викиді насоса. Сьогодні ці установки для видобутку нафти не використовуються.

Контрольні запитання

1. Як класифікуються глибинно-насосні установки за принципом дії глибинного насосу?
2. Як класифікуються глибинно-насосні установки за типом передачі енергії глибинному насосу від приводного двигуна?
3. Як поділяються штангові глибинно-насосні установки за конструкцією?
4. Як поділяються ШГНУ за типом використовуваного приводу?
5. Як поділяються безштангові глибинно-насосні установки за типом використовуваного приводу?
6. Як поділяються глибинні насоси за подачею?
7. Як поділяються глибинні насоси за висотою підйому (напором)?
8. Яке призначення установок занурювальних відцентрових насосів?
9. З яких основних елементів складаються УЗВН?
10. Якого виконання випускаються промисловістю УЗВН?

10 ІНШІ ВИДИ ГЛИБИННО-НАСОСНИХ УСТАНОВОК ДЛЯ СВЕРДЛОВОГО ВИДОБУВАННЯ НАФТИ

Сучасні методи розробки нафтових родовищ та інтенсифікації видобутку нафти, ускладнення умов експлуатації свердловин вимагає розробки нових технічних засобів підйому продукції свердловин та технологій їх застосування. До таких засобів можна віднести гвинтові, гідропоршневі, вібраційні, діафрагмові, струменеві та ін. свердловинні глибинно-насосні установки.

Установки струменевих насосів

Одним з перспективних видів видобувного обладнання є установки струменевих насосів (УСН). Струменеві апарати набули широкого застосування в різних галузях, що пов'язано з простотою їх конструкції, відсутністю рухомих частин, надійністю і здатністю працювати в дуже складних умовах: при високому вмісті у відкачуваній рідині механічних домішок і вільного газу, в умовах підвищених температур і агресивності інжектваної продукції.

Роботи зі створення струменевих насосних установок для експлуатації свердловин відносяться до 70-х років ХХ століття. На сьогодні струминна техніка широко застосовується для видобування нафти на родовищах в США, Росії, Україні та ін.

Нафтовидобувні компанії в США застосовують струменеві насоси для випробування пластів і освоєння свердловин (Trico Industries, Dresser Industries, National Supply та ін.), при видобутку нафти з високим газовим фактором і механічними домішками (Trico Industries, Dresser Industries, National Supply та ін.), при експлуатації горизонтальних свердловин із застосуванням суцільної колони труб (Jet Production Systems), для підйому важких нафт на морських родовищах, для експлуатації віддалених свердловин і з великим вмістом у продукції сірководню, для очищення свердловин від піщаних корків (Nowaco) тощо.

Установки струменевих насосів застосовуються з наземним та занурювальним силовим приводом; при цьому струменевий насос може бути стаціонарним або вставним. Установки струменевих насосів з наземним приводом можуть бути двотрубними та однотрубними з використанням пакера. Установки струменевих насосів із занурювальним силовим приводом зазвичай однотрубні без пакера. Кожна з цих систем має переваги, недоліки та свою область раціонального застосування. Особливе місце займають струменеві насосні установки із занурювальним приводом, як які використовуються установки занурювальних відцентрових насосів (УЗВН). Такі установки отримали назву *тандемних установок*: вони мають ряд істотних переваг перед будь-якими іншими способами механізованої експлуатації свердловин.

Наземне обладнання установок струменевих насосів виготовляється як для однієї свердловини (індивідуальний привід), так і для групи (куща) свердловин (груповий привід) і містить зазвичай блок силових насосів, ємність для робочої рідини та гідроциклонний апарат для її очищення від механічних домішок. Сепарація газу з видобутої рідини відбувається у спеціальній ємності, або у ємності, що поєднує функції газосепаратора та ємності для зберігання робочої рідини. В останньому випадку до компоновки наземного обладнання входить підпірний насос, який проводить рециркуляцію очищеної робочої рідини через гідроциклон.

Гирло свердловини обладнується чотириходовим клапаном, що дозволяє змінювати схему циркуляції робочої рідини у свердловині при спуску та підйомі струменевого насоса.

Джерелом робочої рідини може бути вода із системи підтримування пластового тиску (ППТ).

Схема і принцип дії струменевого насоса

У класичному розумінні струменевий насос не є насосом, оскільки він не створює надлишкового напору на виході. У ньому відбувається подвійне перетворення гідравлічної енергії: спочатку потенційна енергія робочої рідини у соплі перетворюється в кінетичну енергію, за рахунок чого в потік робочої рідини підмішується потік, що інжектуються. Змішаний потік робочої та інжектованої рідин, проходить через камеру змішування і надходить у дифузор, де відбувається перетворення кінетичної енергії змішаного потоку на потенційну енергію.

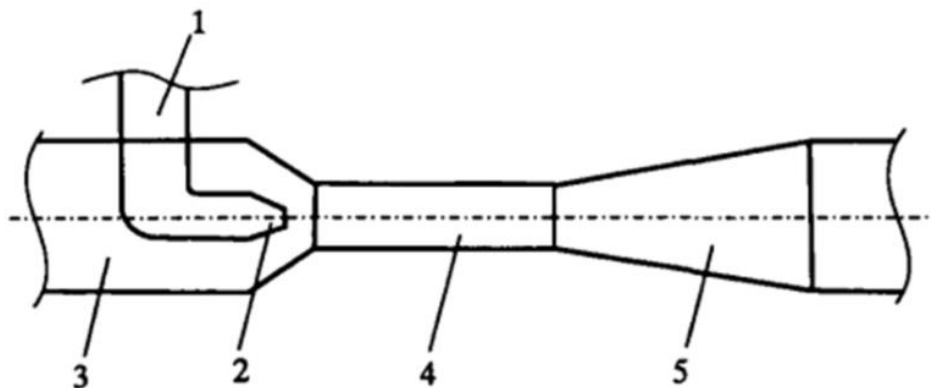


Рисунок 10.1 – Принципова схема струменевого насоса:

1 – канал підведення робочого агента; 2 – активне сопло; 3 – канал підведення рідини, що інжектуються; 4 – камера змішування; 5 – дифузор
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

На рисунку 10.1 показана принципова схема струменевого насоса. Насос складається з таких елементів: каналу підведення робочого агента 1, активного сопла 2, каналу підведення рідини, що інжектуються 3 (в області сопла цей канал часто називають приймальною камерою), камери змішування 4 і дифузора 5. Принцип роботи струменевого насоса полягає в

наступному: робочий агент, що має значну потенційну енергію, підводиться до активного сопла 2, в якому відбувається перетворення частини потенційної енергії в кінетичну. Струмінь робочого агента, що витікає із сопла 2, знижує тиск у приймальній камері (об'єм між початком камери змішування і зрізом сопла), внаслідок чого частина інжектваної рідини (продукція свердловини) підмішується до робочого агента і надходить у камеру змішування 4. У камері змішування робочий агент і рідина, що інжектуються перемішуються, вирівнюються їх швидкості та тиски, і змішаний потік надходить у дифузор 5. У дифузорі відбувається плавне зниження кінетичної енергії змішаного потоку та зростання його потенційної енергії. На виході із дифузора змішаний потік повинен мати потенційну енергію, достатню для підйому його на поверхню.

На тепер струменеві насоси все більше використовуються для експлуатації свердловин з ускладненими умовами.

Установки струменевих насосів з поверхневим силовим приводом

В таких УСН силове обладнання та обладнання для підготовки робочої рідини встановлюється на поверхні. При цьому може використовуватись однетрубна або двотрубна система. При однетрубній системі використовується пакер, який відокремлює всмоктувальну лінію від нагнітальної. При такій компоновці занурювального обладнання можливі два варіанти роботи струменевого насоса:

1. Робоча рідина під тиском поверхневого силового насоса подається до сопла струменевого насоса через затрубний простір, а змішаний потік піднімається на поверхню по колоні НКТ (пряма схема). Така схема найменш сприятлива, оскільки високий тиск робочої рідини діє на внутрішню стінку обсадної колони, нерідко призводячи до порушення її герметичності в різьбових з'єднаннях.

2. Робоча рідина під тиском силового насоса подається до сопла струменевого насоса через колону НКТ, а змішаний потік піднімається на поверхню по затрубному простору (зворотна схема).

На рисунку 10.2 показана схема стаціонарної частини занурювального обладнання установки струменевого насоса, що спускається на колоні НКТ разом із пакером. Ця частина включає колону НКТ 1, корпус струменевого насоса 2, пакер 8 і приймальний патрубок 9. У корпусі струменевого насоса 2 виконані радіальні канали 3, що сполучають порожнину посадкового конуса 4 з каналами підведення рідини, що інжектуються 5, а також розміщений дифузор 6, сполучений радіальними отворами 7 із затрубним простором свердловини. Підпакерний простір з'єднаний з насосом патрубком 9.

Ефективна експлуатація свердловин установками струменевих насосів залежить від герметичності основних елементів занурювального обладнання. При будь-якій компоновці занурювального обладнання утворюється три суміжні порожнини з різними тисками рідин, що рухаються в них: підпакерна порожнина, порожнина НКТ і порожнина затрубного простору. При цьому кожна з порожнин пов'язана із занурювальним струменевим насосом. Так для однетрубної зворотної схеми УСН з пакером по колоні НКТ

до струменевого насоса рухається робоча рідина під високим тиском; у підпакерному просторі – рідина, що інжектуються, низького тиску; у затрубному просторі – змішаний потік робочої та рідини, що інжектуються, тиск у якому визначається гідравлічними опорами та вагою гідростатичного стовпа змішаного потоку. Виходячи з викладеного, герметичність елементів занурювального обладнання є однією з важливих умов нормальної роботи УСН. Тому контроль герметичності системи є основною операцією під час запуску УСН в роботу.

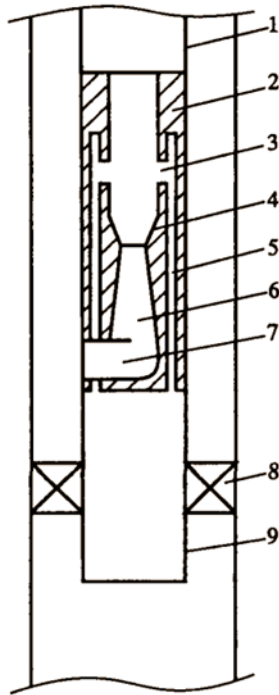


Рисунок 10.2 – Схема станціонарної частини занурювального обладнання установки струменевого насоса:

1 – колона НКТ; 2 – корпус насоса; 3 – радіальні канали;

4 – посадковий конус; 5 – канали підведення рідини, що інжектуються;

6 – дифузор насоса; 7 – радіальні отвори; 8 – пакер;

9 – приймальний патрубок

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Тандемні установки струменевих насосів із зануреним силовим приводом

Широко застосовувані для видобування нафти установки занурювальних електричних відцентрових насосів (УЗВН) можна використовувати як силові приводи струменевих насосів, формуючи так звані тандемні установки «Відцентровий насос – струменевий насос». Під тандемними розуміють такі установки для експлуатації свердловин, глибинний насосний агрегат яких представлений принаймні двома насосами з різним або однаковим принципом дії.

Принципова схема тандемної установки «Відцентровий насос – струменевий насос»

Схема тандемної установки «Відцентровий насос – струменевий насос», призначена для підвищення ефективності та оптимізації підйому продукції свердловини за рахунок максимального використання енергії газу, що виділяється з нафти, та для підвищення дебіту. На рисунку 10.3 наведено принципову схему тандемної установки «Відцентровий насос – струменевий насос». Установка включає занурювальний агрегат УЗВН 1, що спускається на колоні НКТ 3, на викиді якого встановлено струменевий насос, що включає корпус 2, сопло 4, приймальну камеру 5, зворотний клапан 6, камеру змішування 7 і дифузор 8.

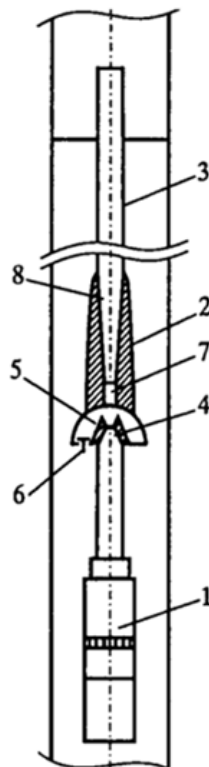


Рисунок 10.3 – Принципова схема тандемної установки «Відцентровий насос – струменевий насос»

1 – занурювальний агрегат УЗВН; 2 – корпус струменевого насоса;

3 – колона НКТ; 4 – сопло; 5 – приймальна камера; 6 – зворотний клапан;

7 – камера змішування; 8 – дифузор

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Принцип роботи тандемної установки наступний. Продукція свердловини, що відкачується занурювальним відцентровим насосом, подається до сопла 4 струменевого насоса, де швидкість потоку зростає. Струмінь, що витікає із сопла, потрапляє в приймальну камеру 5, знижуючи в ній тиск. При цьому відкривається зворотний клапан 6 і частина продукції

свердловини (рідина та відсепарований на вході в насос вільний газ) надходить в приймальну камеру. У камері 7 відбувається змішування силової рідини (продукції свердловини) з сумішшю, що інжектуються із затрубного простору; тут формується дрібнодисперсна газорідинна суміш, яка після проходження через дифузор 8, потрапляє в колону НКТ 3 і піднімається на поверхню.

Тандемні установки мають такі переваги порівняно з іншими типами струменевих насосів:

- збільшення відбору продукції із видобувних свердловин;
- максимальне використання відсепарованого у прийомі відцентрового насосу вільного газу для підйому продукції свердловини, а також додаткове виділення газу з розчину за рахунок зниження тиску в соплі та в приймальній камері з формуванням у камері змішування дрібнодисперсної суміші (тобто створення найбільш сприятливої емульсійної структури суміші);
- підвищення ККД установки за рахунок виключення каналу подачі силової (робочої) рідини (зниження гідравлічних втрат) та за рахунок найбільш повного та ефективного використання енергії вільного газу (збільшення газліфтного ефекту);
- спрощення конструкції установки із струменевим насосом, підвищення надійності її роботи та зниження металоємності (виключається варіант дворядного підйомника або необхідність використання пакера, відпадає необхідність спеціальної підготовки робочої рідини та обслуговування всього поверхневого обладнання УСН);
- спрощення та скорочення термінів підземного ремонту свердловин.

Крім того, враховуючи характеристики $Q - H$ відцентрового та струменевого насоса, можна говорити про гнучкість тандемної установки і автоматичну зміну режиму її роботи при зміні умов експлуатації, пов'язаних зі зміною пластового тиску, властивостей продукції та продуктивності свердловини; при цьому відцентровий насос працює в області оптимального режиму.

Іншою важливою перевагою тандемних установок «Відцентровий насос – струменевий насос» є можливість виклику припливу, освоєння та виведення на проектний режим роботи свердловин різних категорій складності, які не можуть бути освоєні іншими способами протягом часу, який регламентується допустимою вартістю процесу освоєння.

Установки гідравлічних поршневих насосів

Установки гідравлічних поршневих насосів (УГПН) призначені для експлуатації високодебітних глибоких свердловин, продукція яких не містить механічних домішок.

Схема і принцип дії УГПН

Обладнання УГПН складається із наземної та занурювальної частин. Наземна частина включає силовий та підпірний насоси, ємність та

обладнання для підготовки силової рідини, систему трубопроводів та кранів, а також контрольно-вимірювальні прилади. Занурювальний агрегат УГПН складається з трьох основних елементів: поршневого гідравлічного двигуна, плунжерного (поршневого) насоса, з'єднаних між собою жорстким штоком, і золотникового керуючого пристрою, привід якого здійснюється від з'єднувального жорсткого штока (золотниковий пристрій гідравлічного типу). Занурювальний агрегат є складною гідравлічною машиною з дуже високою точністю виготовлення пар тертя: «поршень-циліндр» гідродвигуна; «поршень (плунжер)-циліндр» насоса та гідравлічного золотникового пристрою.

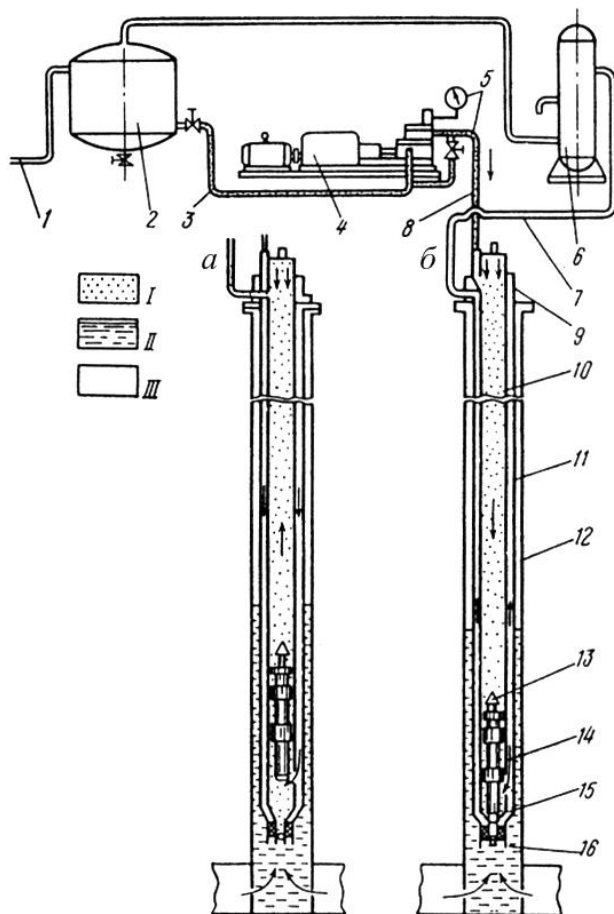


Рисунок 10.4 – Схема компоновки обладнання УГПН:

а – підйом насоса; б – робота насоса; 1 – трубопровід; 2 – ємність для робочої рідини; 3 – всмоктуючий трубопровід; 4 – силовий насос; 5 – манометр; 6 – сепаратор; 7 – викидна лінія; 8 – напірний трубопровід; 9 – обладнання гирла свердловини; 10 – НКТ (63 мм); 11 – НКТ (102 мм); 12 – обсадна колона; 13 – гідропоршневий насос (скидального типу); 14 – сідло гідропоршневого насоса; 15 – посадковий конус; 16 – зворотний клан; I – робоча рідина; II – видобута рідина; III – суміш відпрацьованої та видобутої рідин

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Гідропоршневі насосні установки (рис. 10.4) складаються з поршневого гідравлічного двигуна і насоса 13, встановленого в нижній частині НКТ 10, силового насоса 4, розташованого на поверхні, ємності 2 для відстоювання рідини і сепаратора 6 для її очищення. Насос 13, скидається з поверхні в НКТ 10 і сідає в сидло 14 та ущільнюється у посадковому конусі 15 під впливом струменів робочої рідини, що нагнітається у свердловину по центральному ряду НКТ 10. Золотниковий пристрій направляє рідину в простір над або під поршнем двигуна, і тому він робить вертикальні зворотно-поступальні рухи. Нафта із свердловини всмоктується через зворотний клапан 16 і направляється у кільцевий простір між внутрішнім 10 і зовнішнім 11 рядами НКТ.

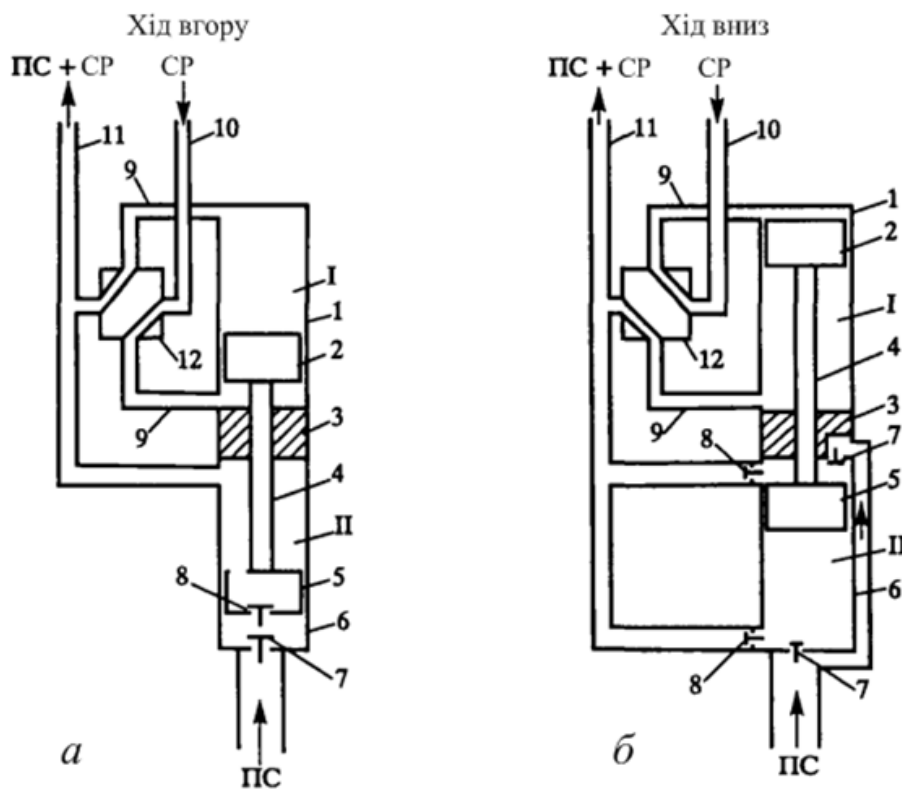


Рисунок 10.5 – Принципові схеми занурювального агрегата УГПН:

- a* – з плунжерним насосом одинарної дії; *б* – з поршневим насосом подвійної дії; I – гідродвигун; II – плунжерний (поршневий) насос; 1 – циліндр гідродвигуна; 2 – поршень гідродвигуна; 3 – ущільнювач-розділювач; 4 – сполучний жорсткий шток; 5 – плунжер (поршень) насоса; 6 – циліндр насоса; 7 – всмоктуючий клапан; 8 – нагнітальний клапан; 9 – перепускний канал; 10 – канал підведення силової гідрорідини (СР); 11 – канал відведення продукції свердловини (ПС) та силової рідини; 12 – золотниковий пристрій

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

У цей простір із двигуна надходить і відпрацьована рідина (нафта), тобто по кільцевому простору на поверхню піднімається одночасно видобута і робоча рідина. При підйомі насоса змінюється направлення нагнітання робочої рідини, яку подають у кільцевий простір. Розрізняють гідропоршневі насоси одинарної і подвійної дії, з роздільним і спільним рухом видобувної рідини з робочою і т. п.

На рисунку 10.5 наведено схеми занурювальних агрегатів УГПН: з плунжерним насосом одинарної дії (схема *а*) та з поршневим насосом подвійної дії (схема *б*). Існують конструкції в яких занурювальний агрегат скидається у свердловину з наступною посадкою в посадковий конус (фіксація агрегату в колоні НКТ), а підйом занурювального агрегату із свердловини здійснюється силовою рідиною (*СР*). Відомі також конструкції занурювального агрегату, які спускаються у свердловину на колоні НКТ.

Експлуатація свердловин УГПН здійснюється за дво- або триканальними схемами. При двоканальній схемі у свердловину спускаються концентрично дві колони НКТ: по внутрішній колоні малого діаметра подається силова рідина до занурювального гідродвигуна; кільцевий зазор між колонами НКТ служить для підйому продукції свердловини (*ПС*) та відпрацьованої силової рідини. Двоканальна схема може бути реалізована і при одній колоні НКТ, але при цьому колона НКТ пакується в свердловині: через НКТ подається силова рідина, а через затрубний простір піднімається суміш продукції свердловини і відпрацьованої силової рідини. Як силова рідина в цьому випадку використовується сама продукція свердловини, що, природно, вимагає її певної підготовки на гирлі, чим ускладнюється наземна частина обладнання.

Кращою є триканальна схема, при якій силова рідина не змішується з продукцією свердловини, але ця схема потребує спуску у свердловину трьох колон НКТ: по внутрішній колоні до гідродвигуна подається силова рідина; по кільцевому зазору між першою (внутрішньою) колоною НКТ та другою піднімається на гирло відпрацьована силова рідина; по кільцевому зазору між другою і третьою (зовнішньою) колонами НКТ піднімається продукція свердловини. Таку схему можна реалізувати і при спуску двох колон НКТ, але при цьому зовнішня колона повинна бути запакована в свердловині; при такій схемі підйом свердловинної продукції здійснюється по затрубному простору.

Принцип дії занурювального агрегату з плунжерним насосом одинарної дії (рис. 10.5, *а*) наступний. Розглянемо хід вгору. При подачі силової рідини в канал підведення *10* золотниковий пристрій *12* по перепусковому клапану *9* підводить силову рідину під поршень *2* гідродвигуна *1*, внаслідок чого поршень гідродвигуна рухається вгору, витісняючи відпрацьовану силову рідину з циліндра *1* через перепусковий канал *9* і золотниковий пристрій *12* в канал для відведення *ПС* та *СР* *11*, в якому вони змішуються та піднімаються на гирло. Плунжер насоса *5* жорстко з'єднаний з поршнем *2* гідродвигуна, також рухається вгору; при цьому нагнітальний клапан *8* закритий, а всмоктуючий клапан *7* відкритий.

Продукція свердловини витісняється з циліндра 6 над плунжером в канал для відведення *ПС* і *СР 11*; одночасно продукція свердловини надходить у циліндр насоса під плунжером 5. Коли поршень гідродвигуна приходить у верхню мертву точку, золотниковий пристрій перемикає подачу силової рідини в циліндр гідродвигуна над поршнем (позиція золотникового пристрою 12 на рис. 10.5, б). Поршень 2 і плунжер 5 починають рух вниз. Відпрацьована силова рідина з-під поршня гідродвигуна через перепускний канал 9 і золотниковий пристрій 12 витісняється в канал відведення 11. Всмоктуючий клапан 7 насоса закривається, відкривається нагнітальний клапан 8, і продукція свердловини перетікає через плунжер в циліндр 6 над плунжером 5 і далі – в канал відведення 11.

Принцип дії занурювального агрегату з поршневим насосом подвійної дії (рис. 10.5, б) наступний. При ході вниз силова рідина з каналу підведення 10 через золотниковий пристрій 12 і пропускний канал 9 подається в циліндр 1 гідродвигуна над поршнем 2, змушуючи його рухатися вниз. Відпрацьована силова рідина з-під поршня 2 через перепускний канал 9 і золотниковий пристрій 12 витісняється в канал відведення 11. Рух вниз робить і поршень насоса 5. При цьому нижній всмоктуючий клапан 7 закритий, а верхній всмоктуючий клапан 7 відкритий; нижній нагнітальний клапан 8 відкритий, а верхній нагнітальний клапан 8 закритий. З об'єму циліндра 6 під поршнем продукція свердловини нагнітається в канал відведення продукції 11, змішуючись в ньому з відпрацьованою силовою рідиною. Об'єм циліндра 6 над поршнем 5 під час руху його вниз через верхній всмоктуючий клапан 7 заповнюється продукцією свердловини.

Під час руху вгору відкривається нижній всмоктуючий клапан 7 і закривається верхній всмоктуючий клапан 7; при цьому нижній нагнітальний клапан 8 закритий, а верхній нагнітальний клапан 8 відкритий. Відбувається заповнення свердловинною продукцією об'єму циліндра 6 під поршнем 5 і витіснення свердловинної продукції з об'єму циліндра 6 над поршнем 5.

Тут описані лише важливі схеми занурювальних агрегатів з насосами одинарної і подвійної дії. У занурювальному агрегаті з насосом одинарної дії диференційного типу роль золотникового пристрою виконує спеціальний керуючий клапан з каналами, розміщеними у поршні гідродвигуна.

УГПН забезпечують підйом рідини з великих глибин (4 000–4 500 м) при ККД до 0,6. Перевага гідропоршневих насосів – можливість автоматизації та дистанційного керування спуско-підймальними роботами при заміні насоса. Недоліки УГПН пов'язані з необхідністю облаштування промислу системою постачання свердловин робочою рідиною з ретельним її очищенням, яка потрібна для успішної роботи гідравлічного двигуна.

Установки вібраційних насосів

Установки вібраційних насосів (УВН) призначені для підйому рідини із свердловин під дією пружних деформацій рідини і колони труб, що генеруються вібратором.

Дослідження вібраційного або звукового насоса для експлуатації свердловин показало можливість його практичного застосування для підйому продукції свердловин, зокрема й із значним вмістом механічних домішок (піску).

В основі установки вібраційного насоса лежить використання енергії подовжень і стискань колони насосно-компресорних труб, які чергуються в часі, при дії на неї змінної збуджуючої сили.

Схему вібронасосної установки наведено на рисунку 10.6. Установка складається з колони звичайних насосно-компресорних труб 1, у муфтових з'єднаннях якої встановлені кулькові клапани 2. На відміну від кулькових клапанів глибинних плунжерних насосів кульки клапанів вібраційного насоса повинні мати меншу масу, тому вони виготовляються із легких матеріалів на основі алюмінію, пластичних матеріалів тощо. Клапан з примусовою посадкою кульки гвинтовою пружиною. Щоб уникнути самовідгвинчування труб внаслідок коливань колони муфти мають спеціальні стопори 3; зниження тертя колони НКТ в обсадній колоні досягається установкою центраторів 4.

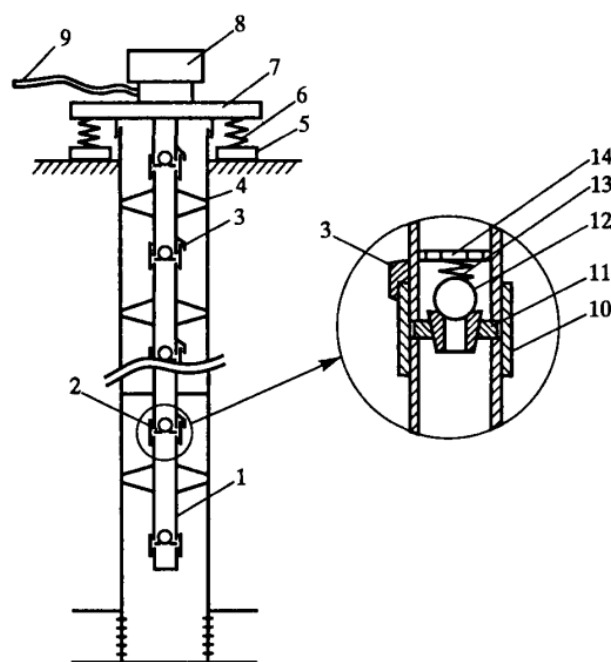


Рисунок 10.6 – Принципова схема вібронасосної установки:

1 – колона НКТ; 2 – кульковий клапан; 3 – стопор; 4 – центратор НКТ; 5 – опорна плита; 6 – пружини; 7 – вібраційна плита; 8 – вібратор; 9 – гнучкий шланг; 10 – муфта НКТ; 11 – сідло кулькового клапана; 12 – кулька; 13 – пружина клапана; 14 – упор пружини клапана
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

На гирлі колона НКТ підвішується на вібраційній плиті 7, яка через кілька гвинтових пружин 6 опирається на опорну плиту 5. Жорсткість пружин розрахована таким чином, що під дією ваги колони НКТ не

відбувається їх просідання; в той же час під час роботи насоса колона НКТ може здійснювати вертикальні коливання з амплітудою 10–15 мм.

Для надання колоні труб коливань на верхньому її кінці встановлено спеціальний вібратор 8, що складається з двох маховиків з ексцентриками, які обертаються в протилежних напрямках. Зустрічний рух маховиків забезпечується зубчастою передачею. Оскільки маховики обертаються назустріч один одному, ексцентрики переміщуються вгору або вниз одночасно; в горизонтальній площині один рухається вліво, інший – вправо, усуваючи горизонтальні коливання і посилюючи – вертикальні. Привід вібратора здійснюється від електродвигуна або двигуна внутрішнього згоряння.

В результаті роботи вібратора від верхнього кінця колони НКТ поширюються пружні коливання зі швидкістю звуку в матеріалі труб (сталі) (приблизно 5 000 м/с), а в продукції, що відкачується – зі швидкістю 1 000–1 500 м/с. При рівності частоти вимушених коливань і власної частоти системи різні ділянки колони труб то розтягуються, то стискаються з досить високою частотою. Щоб уникнути руйнування колони труб, необхідно дотримуватись умови: напруга від створюваних коливань не повинна перевищувати межі пружності матеріалу труб.

Принцип роботи насоса наступний. Оскільки нижня частина колони труб занурена в рідину, що відкачується, а колона під час коливання розтягується на 10–15 мм з прискоренням, що перевищує прискорення вільного падіння g , рідина, піднімаючи кульку, рухається вгору. В наступний момент, коли колона стискається, кулька сідає в сідло, перекидаючи шлях руху рідини вниз. Внаслідок повторення циклів «розтягування-стискання» рідина піднімається до гирла, де відводиться у збірну ємність через гнучкий шланг 9.

Оскільки клапани встановлені в кожному муфтовому з'єднанні колони НКТ (приблизно через 8 м), кожен клапан піддається тиску стовпа рідини висотою 8 м, що не є великою величиною і не викликає практичного зношування клапанів (кульок та сідел), а також дозволяє відкачувати рідину із значним вмістом механічних домішок.

Практика застосування вібраційних насосів для експлуатації свердловин у США показала, що якщо колона НКТ спущена у свердловину без центраторів, то в ній виникає бічна вібрація, яка викликає вигин труб (особливо в муфтових з'єднаннях). Аварії з трубами внаслідок бічної вібрації відбуваються переважно в нижній частині колони труб, де виникає максимальна згинаюча сила. З метою ліквідації цього недоліку розроблені спеціальні центратори, що дозволяє застосовувати вібраційні насоси в похило-спрямованих та викривлених свердловинах.

Встановлено, що практично не існує граничної глибини, з якої можливе відкачування рідини вібронасосом. При цьому при глибинах спуску понад 2 000 м більша частина ваги колони НКТ може передаватися на обсадну колону через спеціальні пристрої, що встановлюються в обсадній колоні.

Основні переваги вібронасоса такі:

– невисока вартість виготовлення та експлуатації;

- простота наземного обладнання і мала металомісткість;
- можливість відкачування рідини з піском;
- можливість використання у викривлених свердловинах;
- порівняно високий ККД установки.

Недоліки УВН:

- неможливість механічної очистки труб від відкладень парафіну;
- погіршення показників роботи насоса при відкачуванні парафіністих нафт внаслідок відкладення парафіну у клапанах;
- можливість втомних руйнувань колони НКТ.

Підсумовуючи, варто зазначити, що вібраційні насоси можна віднести до перспективних технічних засобів експлуатації свердловин, зокрема і для шельфових родовищ.

Установки гвинтових насосів

Гвинтові насоси розвивають напір внаслідок обертання металевого гвинта 1 (рис. 10.6, б) в еластичній (гумовій) обоймі 2. При цьому по довжині насоса утворюються замкнені порожнини, заповнені рідиною, що відкачується, які пересуваються від входу в насос до його викиду, де рідина виштовхується в нагнітальну лінію.

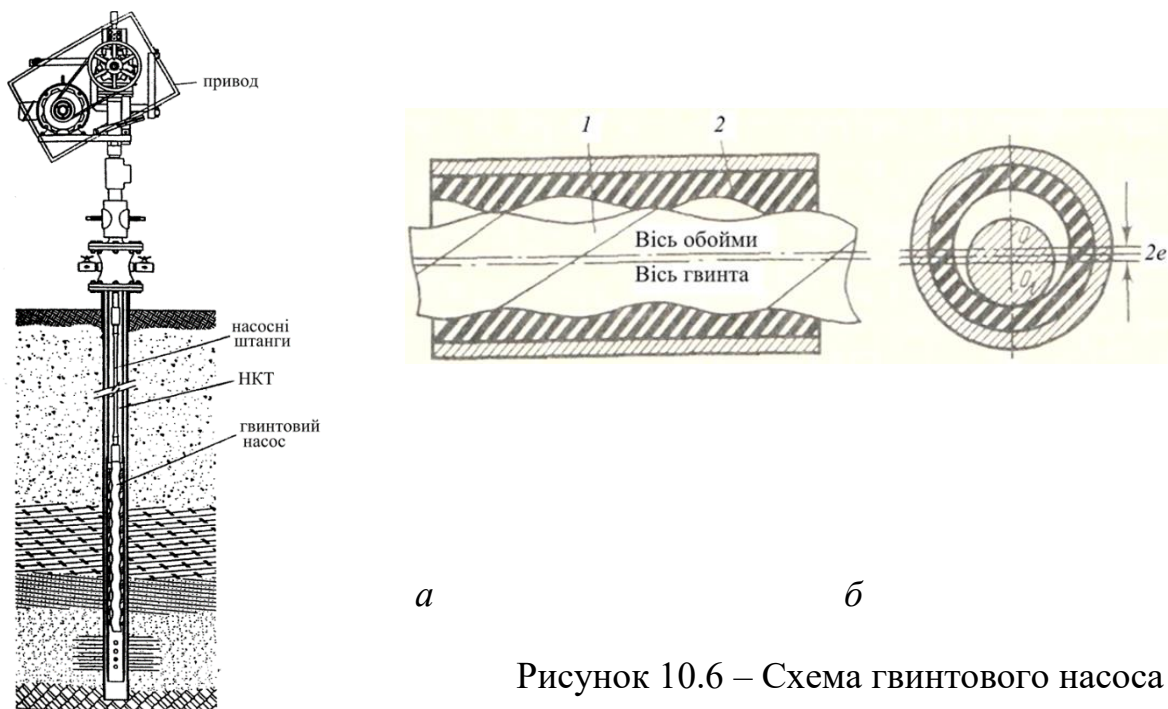


Рисунок 10.6 – Схема гвинтового насоса

*а – схема гвинтового насоса фірми «Гріфін»;
б – схема елемента гвинт – обойма гвинтового насоса; 1 – металевий гвинт;
2 – еластична обойма*

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Установки гвинтових насосів (УГН) відомі як установки з насосом типу MOINEAU і набули певного поширення у видобутку нафти.

Розглянемо одногвинтовий занурювальний насос який складається з ротора (рис. 10.7, а) у вигляді простої спіралі (гвинта) з кроком $l_{\text{рот}}$ і статора (рис. 10.7, б) у вигляді подвійної спіралі з кроком $l_{\text{ст}}$, який у два рази перевищує крок ротора, тобто:

$$l_{\text{ст}} = 2l_{\text{рот}} \quad (10.1)$$

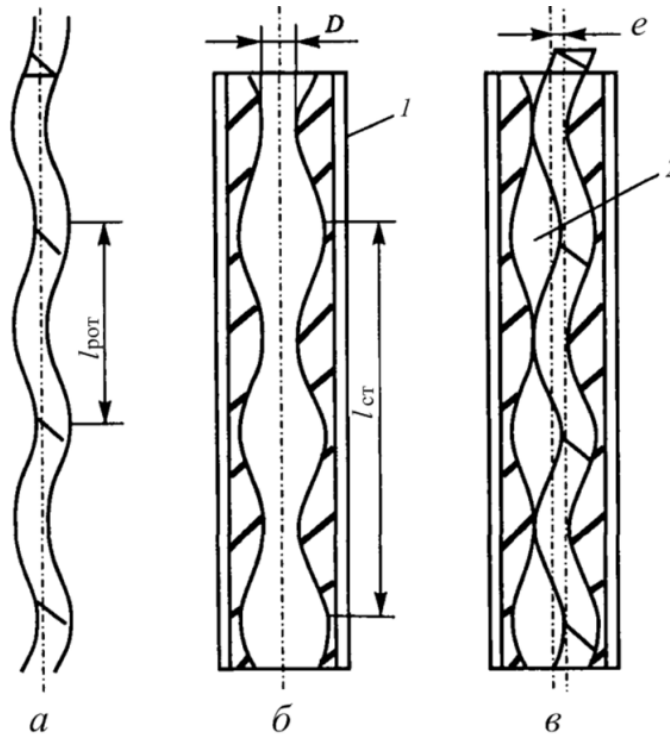


Рисунок 10.7 – Схема гвинтового насоса:

*a – ротор; б – статор; в – насос у зборі; 1 – корпус насоса;
2 – порожнина між статором та ротором*

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

На рисунку 10.7, в схематично показана частина гвинтового насоса в зборі. Основними параметрами гвинтового насоса є діаметр ротора D , довжина кроку статора $l_{\text{ст}}$ та ексцентриситет e . Порожнини, сформовані між ротором та статором, розділені. При обертанні ротора ці порожнини переміщуються як по радіусу, так і по осі. Переміщення порожнин призводить до проштовхування рідини знизу вгору, тому іноді цей насос називають насосом з порожниною, що переміщається.

Ротор є однозахідним гвинтом з плавною нарізкою і виготовляється з високоміцної сталі з хромованим або іншим покриттям проти стирання. Статор є двозахідною гвинтовою поверхнею з кроком удвічі більшим, ніж крок гвинта ротора, виготовляється із спеціальної гуми або пластичного матеріалу і встановлюється в корпусі насоса. До матеріалу для статора пред'являються досить жорсткі вимоги.

У кожному поперечному перерізі статора лежить коло, а центри цих кіл лежать на гвинтовій лінії, вісь якої є віссю обертання ротора. У будь-якому

поперечному перерізі ротора круговий переріз зміщений від осі обертання на відстань e , що називається *ексцентриситетом*.

Поперечні перерізи внутрішньої порожнини статора вздовж осі однакові, але повернені відносно один одного; через відстань, рівну кроку статора $l_{ст}$ ці перерізи співпадають. Перетин внутрішньої порожнини статора являє собою два півкола з радіусом, рівним радіусу перерізу ротора, центри яких (півкол) рознесені на відстань $4e$. При обертанні ротора він обертається навколо власної вісі; одночасно сама вісь ротора здійснює круговий рух по колу діаметром $2e$ (рис. 10.8).

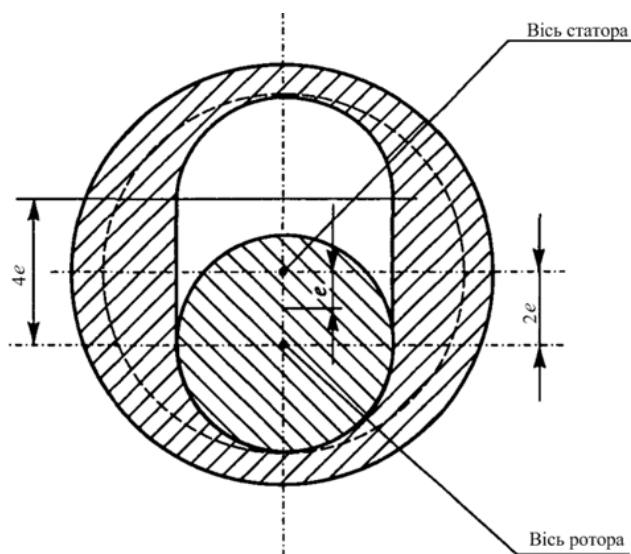


Рисунок 10.8 – Поперечний переріз статора та ротора гвинтового насоса
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Спіральний гребінь ротора по всій його довжині знаходиться у безперервному контакті зі статором; при цьому між ротором і статором утворюється порожнина, площа перерізу якої дорівнює добутку діаметра ротора D на відстань $4e$, а осьова довжина цієї порожнини дорівнює кроку статора $l_{ст}$. Ця порожнина заповнена продукцією, що відкачується зі свердловини, і при повороті ротора на один оберт продукція переміщується вздовж його осі на відстань $l_{ст}$.

Таким чином, фактична добова подача гвинтового насоса Q (м³/добу)

$$Q = 4e \cdot D \cdot l_c,$$

$$Q = 60 \cdot 24 \cdot 4e \cdot D \cdot l_c \cdot n \cdot \eta, \quad (10.2)$$

або

$$Q = 11520 \cdot 4e \cdot D \cdot l_p \cdot n \cdot \eta, \quad (10.3)$$

де e – ексцентриситет, м;

D – діаметр ротора, м;

l_c, l_p – відповідно крок статора та ротора, м;

n – число обертів ротора, 1/хв;

η – коефіцієнт подачі установки.

Головним конструктивним недоліком одногвинтового занурювального насоса, є виникнення осьової сили за рахунок перепаду тисків на викиді та прийомі, що діє на ротор.

На нафтових промислах застосовують гвинтові насоси, що складаються з двох роторів, які нагнітають рідину назустріч один одному і мають окремі прийоми та загальний викид. Ротори з'єднані між собою та із занурювальним електродвигуном валом з ексцентриковими муфтами; ротори обертаються в одному напрямку, але один з них має правий напрямок спіралі, а інший – лівий. При цьому верхній ротор подає рідину зверху вниз, а нижній знизу вгору. Така схема врівноважує осьове навантаження, що діє на ротори. Ексцентрикові муфти дозволяють роторам обертатися не тільки навколо своєї осі, а й по колу діаметром $2e$. Ексцентрикові муфти працюють у рідині, що відкачується.

Приводи гвинтового насоса можуть бути занурювальними (наприклад, занурювальний електричний двигун типу ЗЕД) або поверхневими. При використанні електродвигуна типу ЗЕД у комплект установки входить автотрансформатор, станція керування з усіма системами автоматики та захисту, гирлова арматура, електричний кабель та занурювальний агрегат з протектором. Електродвигун типу ЗЕД зазвичай чотирикутний, маслозаповнений, з гідрозахистом.

Частота обертання валу двигуна приблизно 1 400 об/хв, тому в шифрі занурювальних гвинтових установок є буква «Т», що означає тихохідний. Зниження частоти обертання валу електродвигуна пов'язано з принципом дії насоса, у якого зі збільшенням частоти обертання погіршуються експлуатаційні характеристики через збільшення зносу, нагрівання та зниження ККД.

Установка спускається в свердловину на колоні НКТ. Занурювальний насос має двосторонній прийом продукції та загальний викид у простір між нижнім та верхнім роторами. Далі продукція рухається кільцевим зазором між корпусом статора верхнього насоса і корпусом насоса, проходить через спеціальні похилі канали і потрапляє в головну частину занурювального насоса. У головній частині насосу є багатофункціональний запобіжний клапан поршеньково-золотникового типу. Продукція обходить цей клапан спеціальними каналами, проходить через шламову трубу і потрапляє в колону НКТ.

У занурювальних гвинтових насосах поршеньково-золотниковий клапан є одним із відповідальних елементів і виконує такі функції:

- при спуску занурювального агрегату у свердловину з'єднує затрубний простір з колоною НКТ (перетікання рідини із затрубного простору в колону НКТ через насос неможливе);
- при підйомі занурювального агрегату із свердловини з'єднує порожнину НКТ із затрубним простором з можливістю зливу рідини з НКТ;
- при відкачуванні рідини з великим вмістом вільного газу або при недостатньому припливу з пласта скидає частину продукції з викиду в затрубний простір; при нормальній подачі скидання рідини припиняється;

– при непередбаченому підвищенні тиску на викиді насоса, наприклад, за рахунок закриття засувки на гирлі, клапан спрацьовує і скидає рідину в затрубний простір (гвинтовий насос є об'ємним насосом, тому не може працювати в режимі закритої засувки на лінії нагнітання);

– вимикає роботу насоса в режимі сухого тертя ротора в статорі, запобігаючи поломку насоса;

– запобігає зниженню динамічного рівня до приймальної сітки верхнього насоса, скидаючи частину рідини з викиду в затрубний простір; при цьому подача установки знижується, спрацьовує захист станції керування, і установка відключається. Після відновлення нормального динамічного рівня клапан закриває спускний канал і установка переходить в нормальний режим роботи з розрахунковою подачею.

При неправильному підборі установки гвинтового насоса до умов свердловини, коли приплив з пласта менший за розрахункову подачу установки, занурювальний насос працюватиме в режимі періодичного скидання частини рідини з НКТ в затрубний простір через відкритий поршеньково-золотниковим клапаном спускний канал, що в кінцевому рахунку приведе до вимкнення установки захистом станції керування.

Таким чином, поршнево-золотниковий клапан багатофункціонального призначення відповідальний за надійну, тривалу та безаварійну роботу занурювального насоса та всієї установки загалом.

Шламова труба призначена для уловлювання твердих частинок, які можуть з'являтися в колоні НКТ (окалина, скляна крихта чи шматочки емалі при використанні покритих склом або емаллю труб) і запобігання їх попаданню в насос. При попаданні цих частинок у зазор між ротором і статором, вони призводять до пошкодження статора.

Вал занурювального електродвигуна з'єднується з валом протектора, який, з'єднується з валом насоса через пускову муфту. Муфта з'єднує вали тільки після того, як електродвигун розвиває частоту обертів, відповідну максимальному крутному моменту. Для цього в муфті є висувні ексцентрикові кулачки, що входять в зачеплення лише за певної частоти обертання валу електродвигуна. Крім того, пускова муфта запобігає обертанню вала насоса в напрямку протилежному робочому.

Ексцентрикові муфти, яких у занурювальному агрегаті чотири (одна з'єднує вал протектора з нижнім ротором; дві – ротори між собою, ще одна встановлена на верхньому кінці верхнього ротора), дозволяють верхньому та нижньому роторам обертатися не лише навколо своєї осі, але і по колу діаметром $2e$.

Занурювальні гвинтові насоси призначені для відкачування зі свердловин рідини високої в'язкості. Крім того, такі насоси є об'ємними і тому менш чутливі до наявності в рідині, що відкачується, вільного газу порівняно з відцентровими насосами, вони допускають більш високий газоміст на вході в насос. Найбільш слабким елементом гвинтового насоса є статор, оскільки при відкачуванні продукції з механічними домішками

відбувається пошкодження його поверхні; крім того, статор ушкоджується при недостатньому змащуванні.

Промисловістю випускаються гвинтові насоси з подачею від 40 м³/добу. до 240 м³/добу. УГН рекомендуються для експлуатації свердловин з наступними умовами:

- в'язкість нафти до 20 Па с;
- підвищений вміст вільного газу;
- великі відхилення свердловини від вертикалі (до 70°).

ККД гвинтових насосів досягає 80 %. Гвинтові насоси мають наступне маркування, наприклад, ЭВНТ5А-100-1000: електричний (Е) гвинтовий (В) насос (Н), тихохідний (Т), під обсадну колону 5А, з подачею 100 м³/добу і напором 1 000 м.

Установки з діафрагмовими насосами

Діафрагмові насоси є насосами об'ємного типу. Основним робочим елементом насоса є діафрагма, яка відокремлює рідину, що відкачується, від контакту з іншими елементами насоса.

Свердловинний діафрагмовий насос приводиться в дію занурювальним електродвигуном, аналогічним тому, який використовується в установках з гвинтовими насосами. Установка з діафрагмовим насосом (УДН) складається з наземного та занурювального обладнання. Наземне обладнання аналогічне обладнанню для експлуатації свердловин гвинтовими насосами. Занурювальний агрегат спускається в свердловину на колоні НКТ, а живлення електродвигуна здійснюється по кабелю, який закріплюється на колоні НКТ.

Схема занурювального агрегату показана на рисунку 10.9. Глибинний насос складається з двох частин: верхньої, в якій розміщена кругла діафрагма 5, що ділить цю частину на наддіафрагмову порожнину і є, по суті, насосом з нагнітальним клапаном 3 і всмоктуючим клапаном 4, і нижню піддіафрагмову порожнину А, яка заповнена мастилом. Порожнина А утворена діафрагмою 5, а також парою «циліндр 8–поршень 9», які розміщені в корпусі 10, у верхній частині якого є осьовий канал 6, сполучений з камерою А. Зверху поршень підпружинений гвинтовою пружиною 7. Між занурюваним електродвигуном 15 і поршнем 9 є камера Б, також заповнена мастилом. У нижній частині поршень 9 контактує з ексцентриком 11, закріпленим на осі в опорі 12. На цій же осі закріплено зубчасте колесо 13. Друге зубчасте колесо 14 закріплено на вихідному валу занурювального електродвигуна 15. Зубчасті колеса 13 і 14 утворюють кутову зубчасту передачу. У нижній частині занурювального двигуна є компенсаційна діафрагма 16. Електродвигун, камери А і Б заповнені тим самим маслом. Камери А і Б можуть сполучатись через спеціальний клапанний вузол 18, розташований у корпусі 10. Камера А має певний об'єм, а отже, і об'єм мастила в ній. Витоки мастила з камери А через зазор «циліндр-поршень» в

камеру *Б* призводять до відкриття клапанного вузла *18* і поповнення мастила в камері *А*. Надлишки мастила в камері *А* також скидаються в камеру *Б* клапанним вузлом *18*. Електричне живлення до занурюваного електродвигуна подається по кабелю *17*.

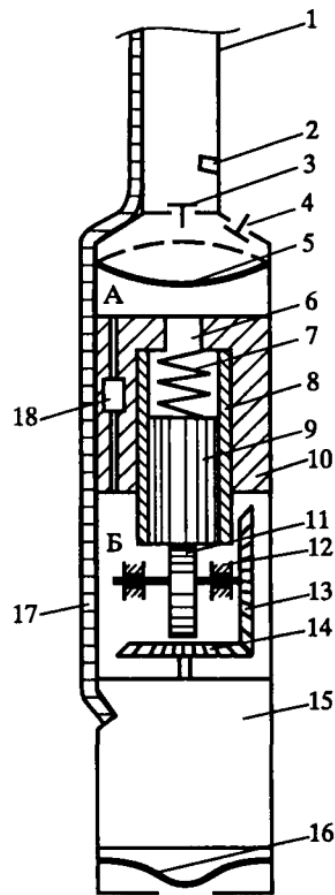


Рисунок 10.9 – Принципова схема занурювального діафрагмового агрегату насосної установки:

1 – колона НКТ; *2* – зливальний клапан; *3* – нагнітальний клапан;
4 – всмоктуючий клапан; *5* – діафрагма; *6* – осьовий канал; *7* – гвинтова пружина; *8* – циліндр; *9* – поршень; *10* – корпус; *11* – ексцентрик; *12* – опора;
13, 14 зубчасті колеса; *15* – занурювальний електродвигун;
16 – компенсаційна діафрагма; *17* – електричний кабель;
18 – спеціальний клапанний вузол
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Принцип роботи насоса наступний. Обертання валу двигуна приводить у дію кутову зубчасту передачу. Разом з обертанням зубчастого колеса *13* обертається ексцентрик *11*, приводячи в зворотно-поступальний рух поршень *9*, притиснутий до ексцентрика пружиною *7*. На схемі (рис. 10.9) показано нижнє положення поршня. Оскільки об'єм камери *А* постійний, простір, звільнений поршнем в циліндрі, заповнюється мастилом і діафрагма займає нижнє положення, показане на рисунку 10.9. За час руху поршня вниз тиск у

наддіафрагмовій порожнині знижується, нагнітальний клапан закривається, відкривається всмоктувальний клапан і продукція свердловини надходить у наддіафрагмову порожнину. Під час ходу поршня вгору тиск в камері *A* підвищується, приводячи до переміщення вгору і діафрагму. Тиск у наддіафрагмовій порожнині підвищується, всмоктуючий клапан *4* закривається, а нагнітальний клапан *3* відкривається; рідина з наддіафрагмової порожнини витісняється у колону НКТ. Зміна об'єму камери *B* при русі поршня змінює і об'єм мастила у ній. Ці зміни компенсуються компенсаційною діафрагмою *16*.

Занурювальний двигун має частоту обертання валу 1350 – 1400 обертів за хвилину. Кутова зубчаста передача знижує частоту обертання ексцентрика приблизно вдвічі; таким чином число подвійних ходів поршня становить приблизно 700 за хвилину при довжині ходу від 2,5 до 15 мм. Довжина ходу поршня визначається подвоєним ексцентриситетом *e* ексцентрика *11*.

Добова подача діафрагмового насоса визначається з виразу

$$Q = 2261 \cdot d_{\text{п}}^2 \cdot e \cdot \eta \cdot n_{\text{д}} / i, \quad (10.4)$$

де $d_{\text{п}}$ – діаметр поршня, м;

e – ексцентриситет, м;

$n_{\text{д}}$ – число обертів електродвигуна, 1/хв;

i – знижувальне передавальне відношення кутової зубчастої передачі;

η – коефіцієнт подачі установки.

Діафрагмові насосні установки призначені для експлуатації свердловин з агресивною продукцією, що також містить механічні домішки. Це пов'язано з тим, що продукція, що відкачується, не контактує з рухомими деталями занурювального агрегату, будучи відділеною від них діафрагмою.

Контрольні запитання

1. Поясніть принцип роботи установок струменевих насосів.
2. Поясніть принцип роботи тандемних установок струменевих насосів із зануреним силовим приводом.
3. Поясніть принцип роботи установок гідравлічних поршневих насосів.
4. Поясніть принцип роботи установок вібраційних насосів.
5. Поясніть принцип роботи установок гвинтових насосів.
6. Поясніть принцип роботи установок з діафрагмовими насосами.

11 ОДНОЧАСНО-РОЗДІЛЬНА ЕКСПЛУАТАЦІЯ КІЛЬКОХ ПЛАСТІВ ОДНІЄЮ СВЕРДЛОВИНОЮ

Одночасно-роздільна експлуатація кількох пластів однією свердловиною

Одночасно-роздільна експлуатація (ОРЕ) уможлиблює реалізацію системи роздільної розробки об'єктів багатопластового родовища однією сіткою свердловин, а також є одним з методів регулювання розробки родовища за економії коштів.

Застосування одночасно-роздільної експлуатації доцільне з техніко-економічної точки зору за наявності в розрізі багатопластового родовища окремих продуктивних пластів, що різняться колекторськими властивостями (проникність, пористість), властивостями (в'язкість, склад) та умовами залягання флюїдів (пластовий тиск, газова шапка). При цьому пласти мають складатись із стійких порід, а відстань між ними повинна бути достатньо великою для створення надійного цементного кільця між експлуатаційною колоною і гірськими породами, для запобігання перетіканню рідини при максимально можливих перепадах тиску між пластами, і для посадки пакера в експлуатаційній колоні. Перепад тиску на 1 м висоти цементного кільця не повинен перевищувати 2 МПа, а для надійної посадки пакера потрібна висота не менше 3 м.

Обладнання для одночасно-роздільної експлуатації має забезпечувати надійне розмежування пластів, створення заданого вибірного тиску навпроти кожного пласта, регулювання та вимірювання дебіту з кожного пласта та виконання всіх інших технологічних операцій, які здійснюються в однопластових свердловинах (освоєння, інтенсифікація, ремонт тощо).

У свердловинах великих діаметрів легше досягти виконання всіх наведених вимог і створити надійне обладнання. При експлуатації кожного пласта по окремому каналу у свердловині (без змішування продукції) суттєво ускладнюється необхідне обладнання, але це не створює ускладнень для регулювання і дослідження дебітів. При можливості змішування продукції спрощується обладнання, але ускладнюється регулювання і дослідження дебітів кожного пласта.

Розрізняють одночасно-роздільне видобування нафти (ОРВ), одночасно-роздільне запомповування води (ОРЗ) та їх поєднання (ОРВ-ОРЗ). Однією свердловиною переважно експлуатують тільки два пласти. Експлуатація трьох і більше пластів утруднена і тому така технологія застосовується рідко.

Схеми обладнання для одночасно-роздільного видобування залежать від комбінації різних способів експлуатації в одній свердловині. Технологічну схему ОРВ прийнято називати за назвою способів експлуатації пластів з переходом знизу вгору. Наприклад, під схемою насос-газліфт розуміємо таке: нижній пласт експлуатується насосним способом, а верхній – газліфтним.

При фонтанній експлуатації двох пластів можна відокремити схеми обладнання із застосуванням однієї колони, концентричних і паралельних колон НКТ.

Обладнання із застосуванням паралельних колон НКТ використовують тоді, коли змішувати продукцію пластів недопустимо (рис. 11.1). Паралельне підвішування труб передбачається в устаткуванні типу УФ2П для експлуатаційних колон діаметром 146 мм і 168 мм (позначення: У – устаткування; Ф – фонтанне; 2П – з двома паралельними рядами НКТ). Таке устаткування містить фонтанну арматуру типу АФП з паралельним підвішуванням НКТ (здвоєну з двострунними викидами) і пакер з гідравлічним якорем, який опускають на одній колоні НКТ. Конструкція фонтанної арматури дає змогу демонтувати фонтанну ялинку без глушіння свердловини, а також виконувати технологічні операції окремо по кожному пласту у процесі експлуатації та ремонту свердловини.

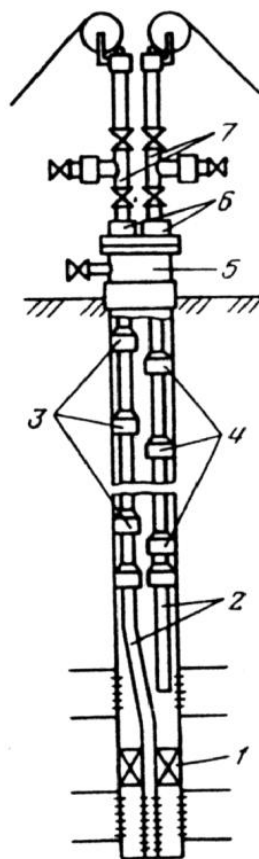


Рисунок 11.1 – Схема устаткування УФ2П для роздільної експлуатації двох пластів з двома паралельними рядами труб за схемою фонтан-фонтан:

1 – пакер; 2 – насосно-компресорні труби; 3, 4 – малогабаритні пускові клапани з примусовим відкриття відповідно для першого і другого рядів труб; 5 – трійник фонтанної арматури (для сполучення з затрубним простором); 6 – дворядний сальник; 7 – трійники для направлення продукції у викидні лінії

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Для фонтанної експлуатації двох пластів використовують також устаткування для внутрішньо-свердловинного газліфта (УВСГ). При цьому в дроселі замість штуцера встановлюють заглушку. В устаткуваннях УВСГ, як і в УФЗП, відбувається відокремлене транспортування продукції двох пластів.

В устаткуваннях ОРЕ-2ФМ продукція двох роздільно фонтануючих пластів змішується у свердловині і подається на поверхню по одній колоні НКТ.

При використанні двох концентричних рядів НКТ встановлюють два пакери: один – між обсадною колоною та зовнішньою колоною НКТ, інший – між НКТ. Пласти експлуатують окремими каналами.

Для експлуатації трьох пластів можна використовувати дві паралельні колони НКТ і два пакери або три колони НКТ і три пакери. Аналогічно діють при експлуатації чотирьох і більше пластів, до того ж застосовують багатотрубні пакери. Для експлуатації великої кількості пластів (до 8) застосовують паралельні та концентричні ряди насосно-компресорних труб.

При поєднанні фонтанного та будь-якого механізованого способів експлуатації свердловин можливі різні комбінації: фонтан-газліфт; фонтан-ШГНУ, фонтан-УЗВН, фонтан-УГПН тощо.

Порівняно просто реалізується схема ШГНУ-фонтан, коли опускають один ряд НКТ (або два паралельних ряди) з пакером і якорем, а продукцію відбирають по НКТ і затрубному простору (або по другому ряду НКТ).

Схема фонтан-ШГНУ потребує застосування двох пакерів для відбирання продукції з верхнього пласта по НКТ і з нижнього – по обвідній трубі та затрубному простору.

В устаткуванні типу 1УФН продукція двох пластів змішується в НКТ; в устаткуванні типу 2УНФ продукція фонтануючого пласта подається по затрубному простору, а пласта, що експлуатується насосом – по НКТ.

Відомі схеми фонтан-УЗВН, які передбачають використання за допомогою струминного насоса надлишкової енергії високонапірного пласта або УЗВН з метою інтенсифікації відбору із слабкофонтануючого (низьконапірного) пласта.

Найважче реалізувати схеми поєднання різних механізованих способів експлуатації, насос-газліфт, ШГНУ-ШГНУ, УЗВН-УЗВН тощо. При таких схемах немає можливості достатньою мірою проводити дослідні роботи по кожному пласту, утруднюється сепарація газу. Комбінації різних типів насосів істотно ускладнюють обладнання.

При застосуванні схеми ШГНУ-газліфт у свердловину опускають дві колони НКТ з пакером, а газ подають по затрубному простору.

Оскільки УЗВН має великі габарити, то для схеми УЗВН-УЗВН запропоновані конструкції обладнання передбачають використання однієї колони НКТ, одного або двох УЗВН, вибійних регуляторів дебіту, а також почергового відбирання із кожного пласта.

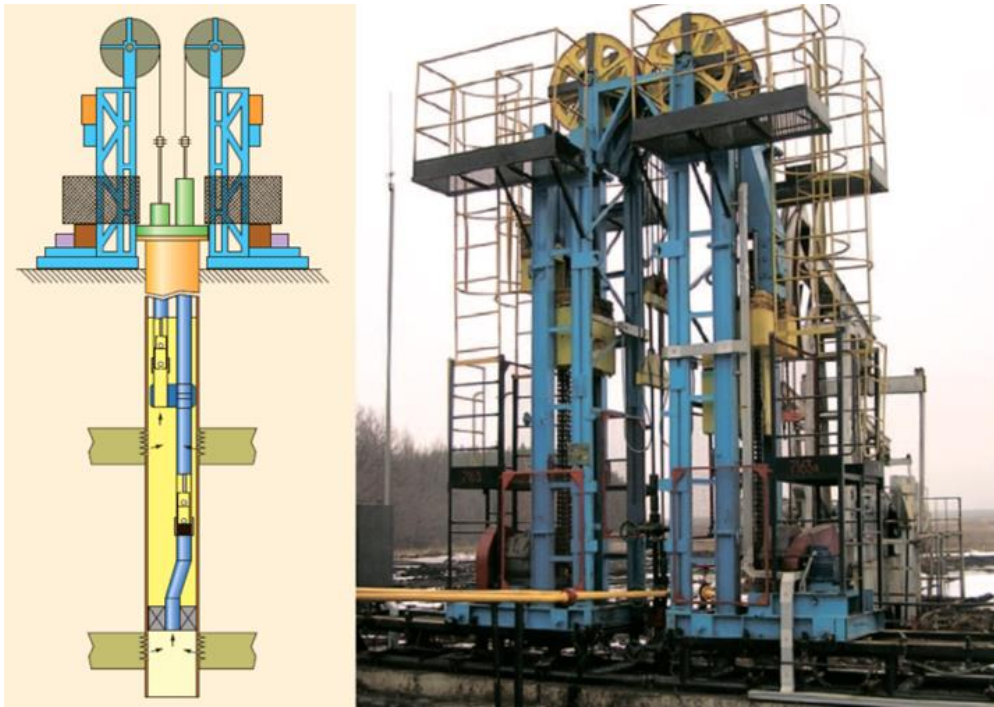


Рисунок 11.2 – Дволіфтна штангова насосна установка з ланцюговим приводом

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Серед запропонованого обладнання з використанням ШГНУ при застосуванні схеми ШГНУ-ШГНУ можна виділити схеми з підвішуванням двох насосів (вставних, невставних, диференційних) на одній колоні штанг, із застосуванням паралельних колон НКТ (для експлуатації двох і трьох пластів). Роздільне видобування нафти з двох пластів, коли допустиме змішування їх продукції, можна здійснити за допомогою одного ШГНУ шляхом застосування вибійних штуцерів або з почерговою експлуатацією пластів. Для одночасно-роздільної експлуатації двох пластів штанговими насосами призначені устаткування УГРП, УГР і 1УНР.

Устаткування УГРП забезпечує роздільне транспортування продукції кожного пласта, що досягається опусканням двох паралельних колон НКТ (на одній із них встановлюється пакер). Надземне обладнання містить верстат-гойдалку (ВГ), до якого прикріплюється спеціальна канатна підвіска ПКР-12 для підвішування двох колон насосних штанг і обладнання гирла ОГП-168 (здвоєного для паралельних рядів труб). Устаткування розроблено в трьох виконаннях: зі звичайними вставними насосами, з невставними або з їх комбінацією.

В устаткуваннях УГР і 1УНР (рис. 11.3) забезпечується спільне транспортування продукції по одній колоні НКТ.

В устаткуванні УГР (рис. 11.3, а) застосовуються два послідовно з'єднані насоси, які приводяться в дію за допомогою однієї колони штанг. Для експлуатації нижнього пласта використовується насос звичайного виконання типу НСВ1 або НСВ2, а для верхнього пласта використовують

спеціальні насоси типу НСВЦ або НСНЦ, які мають нерухомий плунжер і рухомий циліндр (буква Ц означає рухомий циліндр). Зворотно-поступальний рух колони штанг передається циліндру верхнього насоса, а потім через спеціальну штангу – нижній колоні штанг і плунжеру нижнього насоса. В устаткуванні невставного виконання колона насосних штанг з'єднується з циліндром верхнього насоса за допомогою автозчепу типу 4АШ.

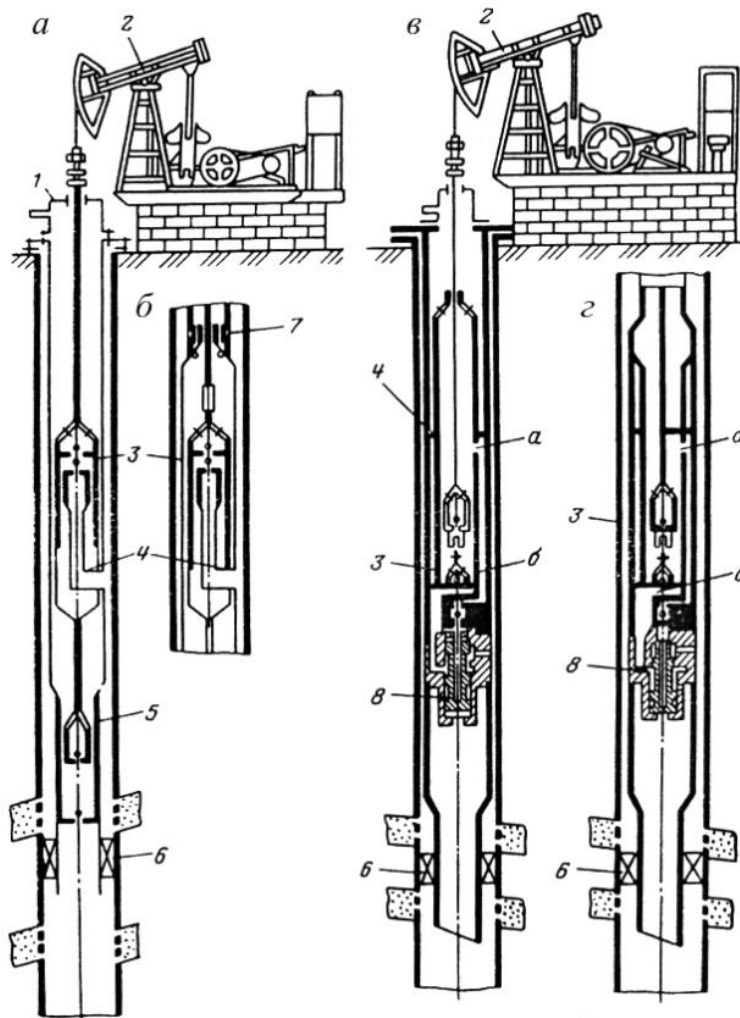


Рисунок 11.3 – Схема устаткувань для одночасно-роздільного видобування нафти штанговими насосами з двох пластів:

- а* – УГР вставного виконання; *б* – УГР невставного виконання;
в – 1УНР вставного виконання; *г* – 1УНР невставного виконання;
 1 – обладнання гирла; 2 – верстат-гойдалка; 3 – верхній насос;
 4 – опора; 5 – нижній насос; 6 – пакер ПН-ЯМ; 7 – автозчеп 4АШ;
 8 – автоматичний перемикач пластів

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babc049/content>

Устаткування типу 1УНР (рис. 11.3, в) з одним насосом забезпечує відбирання рідини з двох пластів з дуже різними висотами динамічних рівнів та вибійними тисками. Відмінність від звичайних устаткувань полягає у

використанні спеціального штангового насоса 1НШСВ або 1НШС, автоматичного перемикача пластів і пакера ПД-ЯГМ.

Під час руху плунжера насоса вгору циліндр спочатку заповнюється рідиною пласта з меншим тиском, а потім (після проходження плунжером отвору на боковій поверхні циліндра) – рідиною пласта з високим тиском. Під час руху плунжера вниз рідина нагнітається в піднімальні труби. При зменшенні значення вибієного тиску у високонапірному пласті нижче значення тиску низьконапірного пласта перемикач пластів автоматично (під дією перепаду тиску) змінює напрям потоків (переміщується його золотник).

Більш продуктивні установки з використанням насосів типу НСН2.

На рисунку 11.4 показана схема використання модернізованої одноліфтової установки для ОРЕ типу УЗВН-ШГНУ для спільної розробки двох пластів за допомогою ШГНУ та ізольованого від них третього пласта за допомогою УЗВН.

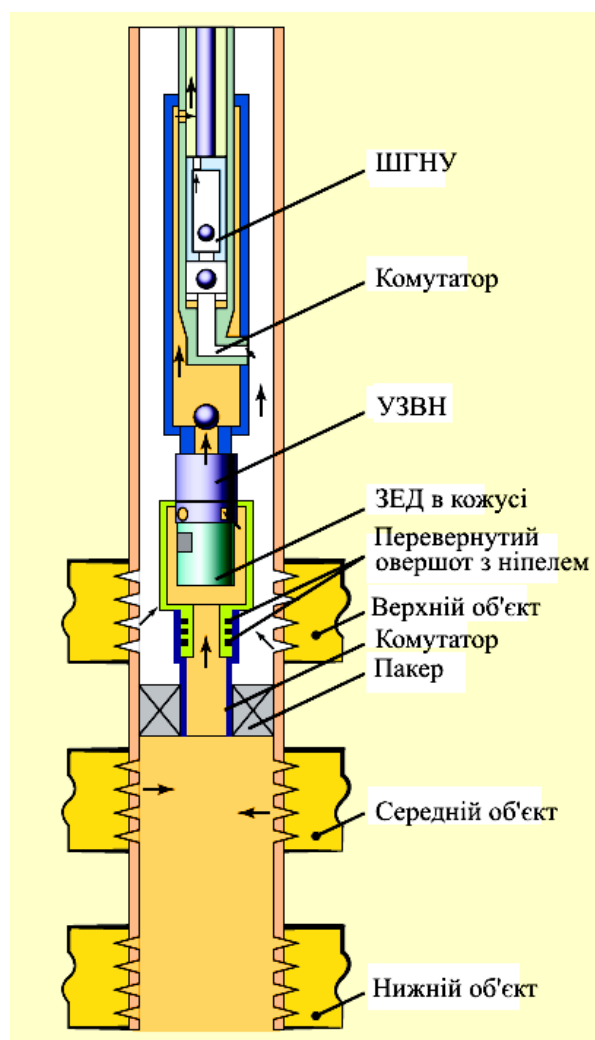


Рисунок 11.4 – Схема одноліфтової установки ОРЕ УЗВН-ШГНУ

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Дволіфтові установки (рис. 11.5) для одночасно-роздільної експлуатації двох і більше пластів однією свердловиною застосовуються в таких випадках:

- у свердловинах, що мають значні відмінності колекторських властивостей пластів та характеристик нафти;
- в обводнених свердловинах при великих перепадах тиску;
- для приєднання до вже експлуатованого малопродуктивного горизонту, експлуатація якого окремою свердловиною нерентабельна;
- у свердловинах з великою відстанню по глибині між об'єктами.

Ефективність застосування дволіфтових установок:

- скорочення об'ємів буріння за рахунок використання стовбура однієї свердловини;
- експлуатація одночасно об'єктів з різними колекторськими характеристиками та властивостями нафти;
- підвищення рентабельності окремих свердловин з допомогою підключення інших об'єктів розробки чи різних за властивостями пластів одного об'єкта розробки.

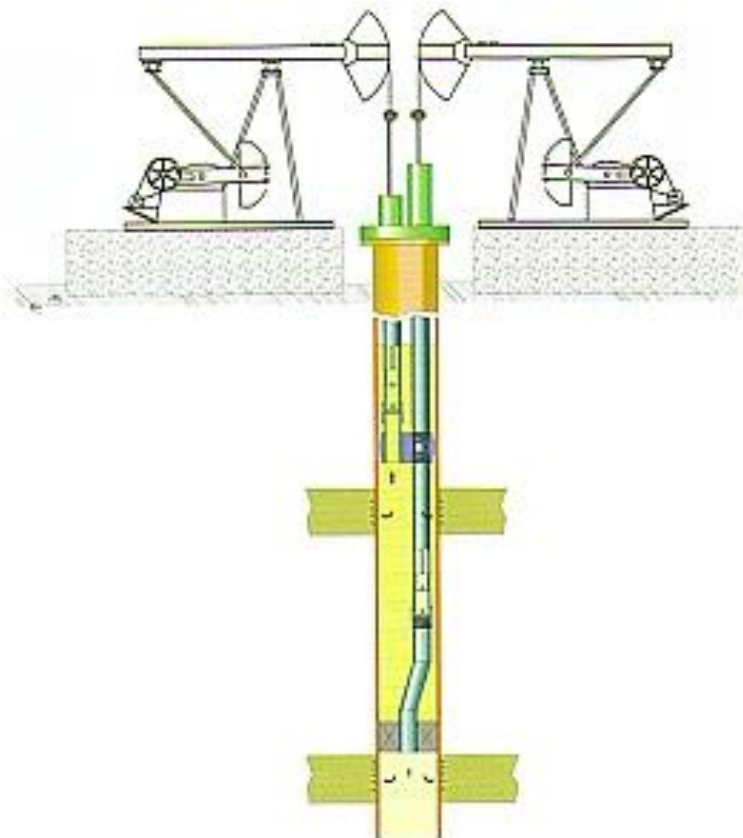


Рисунок 11.5 – Дволіфтова установка для одночасно-роздільної експлуатації двох пластів однією свердловиною

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Різні способи експлуатації можуть поєднуватися. Для форсування відборів рідини з глибокої свердловини, яка розкриває тільки один

продуктивний пласт, можна послідовно комбінувати різні способи експлуатації, наприклад поєднувати газліфт з відцентровим насосним способом видобування нафти. У нижній частині стовбура свердловини рідина піднімається за рахунок енергії, яку розвиває УЗВН, а у верхній – за рахунок енергії газорідинного піднімача.

Відоме також одночасно-роздільне видобування нафти і запомповування води шляхом використання одного або двох рядів НКТ і одного або двох пакерів.

Проводяться роботи із вдосконалення та розробки обладнання для одночасно-роздільної експлуатації, проте поки що ОПЕ застосовують у дуже малих обсягах.

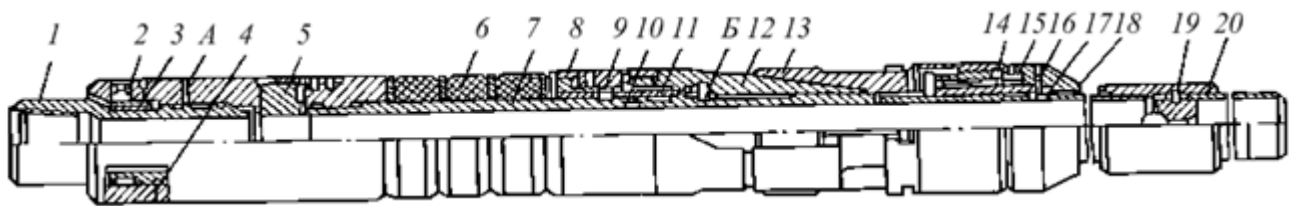


Рисунок 11.6 – Пакер ПД-ЯГМ:

- 1 – шток; 2 – спеціальний гвинт; 3, 4, 8, 15, 16, 19 – зрізні гвинти;
 5, 13 – верхня та нижня плашки; 6 – манжета; 7 – стовбур; 9 – захоплення;
 10, 14 – шліпси; 11 – поршень; 12 – корпус; 17 – втулка; 18 – центратор;
 20 – сідло; А – отвір для з'єднання трубного простору із затрубним;
 Б – отвір для подачі рідини під поршень

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Контрольні запитання

1. Що розуміють під одночасно-роздільною експлуатацією пластів?
2. Охарактеризуйте одночасно-роздільну експлуатацію двох пластів насосним способом.
3. Що розуміють під схемою для експлуатації пластів насос–газліфт?
4. Яка мета застосування пакерів при одночасно-роздільній експлуатації пластів?

12 ВСТАНОВЛЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПРОДУКТИВНОСТІ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН ТА МЕТОДИ ЇЇ ПІДВИЩЕННЯ

Встановлення режиму роботи свердловини

За даними дослідження свердловин одержують необхідну інформацію для проектування і розробки покладу, встановлюють технологічний режим їх роботи, або приймають рішення про необхідність підвищення їх продуктивності.

Встановити *технологічний режим роботи свердловини* – означає вибрати такі параметри експлуатаційного обладнання (свердловинного піднімача), які забезпечують отримання на поверхні (на дотискній насосній станції або на пункті збирання) заданого дебіту при відповідному вибійному тиску згідно з рівнянням припливу, яке у загальному випадку можна записати у вигляді (12.1):

$$Q = K'_0(p_{\text{пл}} - p_{\text{в}})^n, \quad (12.1)$$

де $K'_0(\Delta p)$ – коефіцієнт пропорційності як функція депресії тиску Δp (або вибійного тиску $p_{\text{в}}$);

n – показник ступеня – показник режиму фільтрації Q – Δp для опуклих до осі Q кривих $1 > n \geq 0,5$, для ввігнутих кривих – $n > 1$, для прямих ліній – $n = 1$) (на графіку (рис. 12.1);

$$K'_0 = K_0.$$

Невідомими можуть бути величини K_0 , n , $p_{\text{пл}}$, які знаходимо з системи трьох рівнянь, яку складаємо згідно з рівнянням (12.1) для будь-яких трьох точок індикаторної лінії:

$$\left. \begin{aligned} Q_1 &= K'_0(p_{\text{пл}} - p_{\text{в1}})^n \\ Q_2 &= K'_0(p_{\text{пл}} - p_{\text{в2}})^n \\ Q_3 &= K'_0(p_{\text{пл}} - p_{\text{в3}})^n \end{aligned} \right\}, \quad (12.2)$$

при цьому беремо $K_0 = \text{const}$, $n = \text{const}$, $p_{\text{пл}} = \text{const}$.

З позицій припливу рідини у свердловину *заданий дебіт* називають нормою відбору, під якою розуміють максимальний дебіт свердловини, що допускається умовами раціональної експлуатації покладу (охорони надр) і забезпечується продуктивною характеристикою свердловини.

Заданий максимальний дебіт, який можна підтримувати у свердловині за умови виконання вимог раціональної експлуатації покладу і раціонального використання експлуатаційного обладнання, називають *технічною нормою видобутку нафти* або *оптимальним дебітом*.

Значення заданого дебіту або вибійного тиску встановлюють у проекті на розробку покладу. Але по мірі подальшого вивчення покладу і зміни умов його розробки виникає потреба їх уточнення.

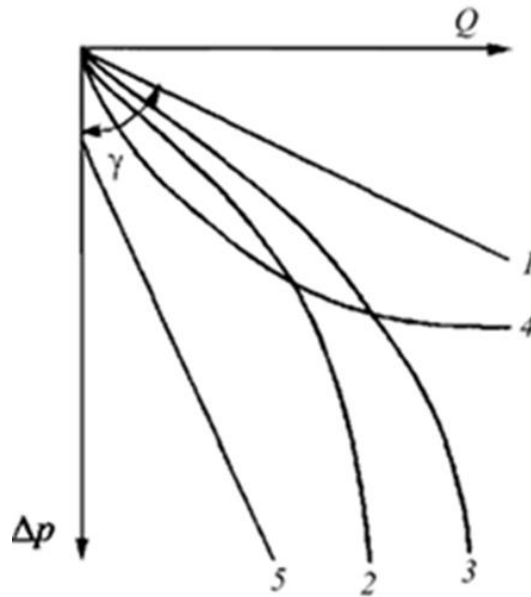


Рисунок 12.1 – Типові індикаторні діаграми видобувних свердловин:

1 – фільтрація однофазної нафти або водонафтової суміші за законом Дарсі; 2 – при $p_e \geq p_n$ порушення закону Дарсі (інерційні опори), залежність коефіцієнта проникності (деформації тріщин) від тиску, або при $p_e < p_n$ – виділення газу із нафти (газована нафта); 3 – порушення лінійного закону Дарсі при перевищенні критичної депресії тиску (при $p_e \geq p_n$), виділення газу з нафти (газована нафта при $p_e < p_n$); 4 – підімкнення інших пропластків у роботу (збільшення ефективної товщини пласта, збільшення коефіцієнта продуктивності свердловини (при винесенні кольматуючих частинок), перетікання рідини між пластами, неусталені процеси перерозподілу тиску (витрат рідини) в пласті (при малих коефіцієнтах n 'езопровідності пласта), неусталені капілярні ефекти під час руху водонафтової суміші в дрібнопористому середовищі; 5 – фільтрація вязкопластичної нафти
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Технологічний режим роботи свердловини визначають за допомогою:

а) індикаторної діаграми, на яку додатково наносять дані про кількість видобувної води (обводненість), газу (газовий фактор), піску залежно від депресії тиску (або вибійного тиску);

б) регулювальних кривих, які є залежністю дебіту та інших показників роботи свердловини від параметрів експлуатаційного обладнання.

Під час нормування відбору всі свердловини поділяють на дві групи: з обмеженими і необмеженими відборами.

Обмежений дебіт свердловин регламентується геолого-технологічними і технічними чинниками. До геолого-технологічних чинників можна віднести наступні:

а) ступінь стійкості порід продуктивного пласта (руйнування пласта і винесення піску);

- б) наявність підшовної води і верхнього газу;
- в) потребу в забезпеченні умови $p_v > 0,75p_H$;
- г) необхідність обмеження об'єму видобувної води і зменшення середнього газового фактора в цілому по пласту (на режимах газонапірного і розчиненого газу);
- д) необхідність забезпечення рівномірного стягування ВНК і ГНК і попередження проривів води і газу.

Технічними причинами є:

- а) недостатня механічна міцність обсадної колони і можливе її зім'яття при значному зниженні вибійного тиску p_v ;
- б) обмежена потужність експлуатаційного обладнання;
- в) мінімальний вибійний тиск фонтанування;
- г) шкідливий вплив газу на роботу свердловинних насосів тощо.

Таким чином геолого-технологічні і технічні чинники обмежують значення вибійного тиску p_v , який визначає дебіт свердловини.

Необмежений відбір рідини допустимий:

- а) у малодобітних свердловинах, які експлуатують виснажені пласти з низьким пластовим тиском, коли вони достатньо віддалені від ГНК чи ВНК а динамічний рівень рідини знижується до покрівлі чи навіть до підшови продуктивного пласта;
- б) у сильно обводнених свердловинах (понад 80 %) при форсуванні відбирань.

В обох випадках не повинні утворюватись піщані корки у стовбурі свердловини, а також зростати газовий фактор і обводненість продукції. При необмеженому відборі намагаються досягнути потенційного дебіту свердловини, а обмежувати дебіт можуть тільки техніко-технологічні можливості обладнання з піднімання рідини на поверхню. Такий відбір запроваджують зазвичай на пізніх стадіях розробки родовища.

Встановлення необхідності впливу на привибійну зону пласта

У рівнянні припливу (12.2) значення пластового тиску $p_{пл}$ не може регулюватися у кожній конкретній свердловині. Показник степеня n опосередковано залежить від коефіцієнта пропорційності K'_0 . Якщо $n = 1$, то коефіцієнт пропорційності K'_0 чисельно дорівнює коефіцієнту продуктивності:

$$K_0 = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_K}{r_c}} = \frac{2\pi \varepsilon}{\ln \frac{R_K}{r_c}} \quad (12.3)$$

Коефіцієнт гідропровідності ε і коефіцієнт проникності k визначаються за даними дослідження на усталених ($\varepsilon_{уст}$ і $k_{уст}$) і неусталених ($\varepsilon_{неуст}$ і $k_{неуст}$) режимах. Якщо $\varepsilon_{уст} < \varepsilon_{неуст}$, то необхідно здійснити вплив на привибійну зону пласта з метою збільшення коефіцієнта проникності k або розширення працюючої товщини пласта h .

Доцільно для вибору методу впливу використовувати результати пошарового вивчення розрізу дебітометричними, термодинамічними і геофізичними методами, що дасть змогу виділити вплив коефіцієнта проникності k і товщини h на величину коефіцієнта гідропровідності ε і оцінити якість розкриття пласта та освоєння свердловини. При визначенні зведеного радіусу r_c оцінюють якість розкриття пласта перфорацією і коефіцієнт досконалості свердловини.

Зменшення величин k , h і r_c , а для аномальних нафт також ріст величини динамічного коефіцієнта ефективної в'язкості, що залежить від створеної депресії тиску, зумовлюють додаткові фільтраційні опори у привибійній зоні, наслідком чого є зниження продуктивності свердловини. Ці зміни відносять або до коефіцієнта проникності пласта, або до зведеного радіусу свердловини.

Погіршену зону розглядають також, як тонкий шар (скін), а її вплив на продуктивність свердловини називають *скін-ефектом*. Величину скін-ефекту можна визначити за формулою В. М. Щелкачова:

$$S = \left(\frac{k}{k_1} - 1 \right) \ln \frac{r_{c,d}}{R_k} \quad (12.4)$$

або з рівняння Ван Евердінгена і Херста:

$$\Delta p = i \left[\ln \frac{2,25kt}{r_c^2} + 2S \right], \quad (12.5)$$

тобто

$$S = \frac{\Delta p}{2i} - \frac{1}{2} \ln \frac{2,25 \cdot k \cdot t}{r_c^2} \quad (12.6)$$

де S – скін-ефект;

k, k_1 – коефіцієнти проникності віддаленої і погіршеної зон ($k = \frac{\varepsilon \mu}{h}$);

$r_{c,d}$ – радіус досконалиї свердловини по долоту;

i – кутовий коефіцієнт прямої на кривій відновлення вибійного тиску,

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\ln t_2 - \ln t_1};$$

t – час.

З рівняння (12.5) випливає, що скін-ефект виражає втрату корисної депресії тиску внаслідок додаткових фільтраційних опорів у привибійній зоні. Якщо привибійна зона забруднена, тобто коли $k > k_1$, то величина скін-ефекту S – додатна, а якщо $k < k_1$ – від'ємна.

Параметри k, R_k і $k_1, r_{c,d}$ можна визначати за кривими відповідно відновлення і падіння тиску (після доливання рідини у свердловину).

Тип колектора і наявність скін-ефекту якісно можна встановити за конфігурацією кривої відновлення тиску в координатах

$$\log \Delta p - t,$$

де $\Delta p = p_k - p_b(t)$;

p_k – усталений тиск після закриття свердловини;

$p_b(t)$ – вибійний тиск в момент часу t після зупинки свердловини.

Для оцінки скін-ефекту і встановлення типу колектора застосовують методику, яка передбачає використання *різницевих кривих відновлення тиску*. Для оброблення кривої відновлення тиску використовують рівняння, яке в загальному випадку для складної фільтраційної системи виражається многочленом, а для тріщинувато-пористого пласта набуває вигляду тричлена:

$$p_k - p_B(t) = Ae^{-\alpha_1 t} + Be^{-\alpha_2 t} + (p_k - p_{во} - A - B)e^{-\alpha_3 t}, \quad (12.7)$$

де $p_{во}$ – тиск на вибої працюючої свердловини перед зупинкою;

$A, B, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ – сталі коефіцієнти за умови $p_{пл} > p_n$, причому $\alpha_1 < \alpha_2 < \alpha_3$.

У правій частині рівняння (12.7) перший член є різницею між усталеним пластовим тиском і тиском у тріщинах (втрата тиску, в наслідок перетікання рідини з пористих блоків у тріщини); другий – є втратою тиску під час руху рідини в тріщинах до меж свердловини; третій – є втратою тиску в привибійній зоні, зумовленою скін-ефектом.

У кожній ланці системи тиск відновлюється впродовж усього інтервалу часу. Криву відновлення тиску можна поділити на три ділянки. Ділянці A , де проявляється скін-ефект (впродовж 0,5–1,5 год), відповідає тричлен у рівнянні (12.7), ділянці B (впродовж 0,5–5 год) – двочлен (без третього члена) і ділянці B – одночлен (без другого і третього членів).

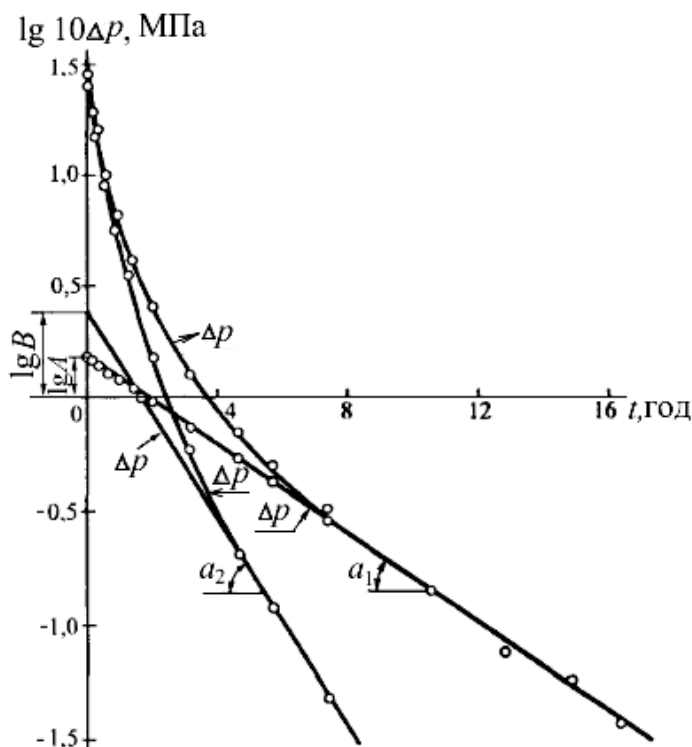


Рисунок 12.2 – Графік відновлення тиску в напівлогарифмічних координатах:

$\log 10\Delta p - t$ – основна крива; $\log 10\Delta p' - t$ – екстрапольована пряма кінцевої ділянки основної кривої; $\log 10\Delta p'' - t$ – різницева крива; $\log 10\Delta p''' - t$ – екстрапольована пряма кінцевої ділянки різницевої кривої
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

На такому поділі базується числове визначення значень кожного члена. Для цього будуємо основну криву відновлення тиску в координатах $\log \Delta p - t$ (рис. 12.2). Потім екстраполюємо прямолінійну ділянку основної кривої до осі ординат і за різницею значень Δp_i і $\Delta p'_i$ на основній кривій і екстрапольованій прямій визначаємо значення $\Delta p''_i$, тобто $\Delta p''_i = \Delta p_i - \Delta p'_i$, за якими в тих же координатах $\log \Delta p - t$ будуємо різницеву криву $\Delta p''_i$, де i – номер довільно вибраного моменту часу t , яких вибираємо багато.

Значення коефіцієнтів, які входять до рівняння (12.7), визначаємо графоаналітичним способом: коефіцієнти A і B визначаємо за відрізками, які відтинаються екстрапольованими прямолінійними ділянками основної і різницевої кривих (рис. 12.2); коефіцієнти a_1 і a_2 знаходимо як нахили прямолінійних ділянок основної і різницевої кривих; коефіцієнт a_3 розраховуємо аналітично з рівняння (12.7). Для більшої точності, розрахунки доцільно здійснювати аналітично з використанням комп'ютера. Відтак для довільного моменту часу розраховуємо кожний член правої частини рівняння (12.7) і його частку в загальній втраті тиску. Тоді робимо висновок про тип колектора, доцільність і метод впливу на привибійну зону пласта.

Методи підвищення продуктивності свердловин

Погіршення стану привибійної зони в закінчених буріннях свердловин може бути зумовлено твердою фазою, фільтратом і промивальною рідиною, у видобувних нафтових свердловинах – випаданням солей, парафіну і асфальтеносмолистих речовин, у нагнітальних свердловинах – механічними домішками, продуктами корозії тощо.

Продуктивну характеристику свердловини можна покращити:

- а) створенням додаткових або збільшених каналів перфорації, мікро- і макротріщин;
- б) видаленням органічних і неорганічних речовин з природних порожнин пласта;
- в) розширенням прохідного перерізу природних порожнин або, в крайньому випадку, розширенням стовбура свердловини.

Виокремлюють такі основні методи підвищення продуктивності свердловин:

- а) хімічні – кислотні обробки (КО);
- б) фізичні – теплові обробки, обробки поверхнево-активними речовинами, вуглеводневими розчинниками;
- в) механічні – гідравлічний розрив пласта (ГРП), гідропіскоструминна (ГПС) і додаткова кумулятивна перфорація, віброобробка;
- г) комплексні – термохімічні обробки, гідрокислотний розрив пласта, термогазохімічна дія тощо.

Вибір методу визначається геолого-фізичною характеристикою пласта і причинами зниження продуктивності свердловин.

Контрольні запитання

- 1. Для чого слугують дані дослідження свердловин?*
- 2. Що означає встановити технологічний режим роботи свердловини?*
- 3. Чим регламентується обмежений дебіт свердловин?*
- 4. Внаслідок чого погіршується стан привибійної зони свердловин?*
- 5. Як можна покращити продуктивну характеристику свердловини?*
- 6. Які Ви знаєте методи підвищення продуктивності свердловин?*

13 ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ. МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОГАЗОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ПЛАСТІВ

Інтенсифікація видобутку нафти і газу та методи збільшення нафтогазовилучення із пластів

Методи інтенсифікації видобутку нафти і газу (МІВНГ) здійснюються шляхом впливу на привибійну зону пласта (ПЗП) та флюїди, що вміщують їх з метою:

- збільшення приймальності нагнітальної або продуктивності видобувної свердловини;
- поліпшення якості продукції, що видобувається (зниження обводненості продукції) свердловини.

Тільки при масових однотипних впливах на привибійну зону пласта для групи свердловин конкретний МІВНГ може вважатися методом підвищення нафтогазовилучення (МПНГВ) пластів, що впливає на технологічні показники розробки нафтових і газових родовищ.

Виділення ПЗП як особливої частини продуктивного пласта викликано суттєвою відмінністю властивостей цієї зони від середніх значень властивостей всього пласта і різким підвищенням швидкості потоку флюїдів. Зміна фізичних властивостей ПЗП відбувається у процесі буріння, кріплення, освоєння і ремонту свердловин, а також у процесі механічної, гідродинамічної і фізико-хімічної дестабілізації пласта при експлуатації свердловини. На тепер немає чіткого кількісного критерію, що встановлює розмір ПЗП. Поняття «радіус ПЗП» відображає умовний середньозважений радіус (1–15 м), в якому відбуваються всі істотні зміни. Формула для розрахунку дебіту (для нафтової свердловини) у двозонній моделі пласта має вигляд:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}})}{\mu \left(\frac{1}{K} \ln \frac{R_{\text{ПЗП}}}{r} - \ln \frac{R_{\text{КЖ}}}{R_{\text{ПЗП}}} \right)}, \quad (13.1)$$

де k – коефіцієнт проникності ПЗП;

h – товщина пласта;

$P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск;

$P_{\text{виб}}$ – вибійний тиск;

μ – в'язкість пластової рідини

r – радіус свердловини;

$R_{\text{ПЗП}}$ – радіус привибійної зони пласта;

$R_{\text{КЖ}}$ – радіус контуру живлення;

$K = k_{\text{ПЗП}}/k$ – ступінь погіршення (покращення) фільтраційних властивостей привибійної зони пласта порівняно з іншою частиною пласта.

Як видно з рівняння (13.1), всі методи інтенсифікації видобутку нафти і газу зводяться до зміни одного або декількох параметрів працюючої товщини пласта: в'язкості рідини, радіуса ПЗП, радіуса свердловини і проникності

ПЗП. Виходячи з цього, існують такі методи інтенсифікації видобутку нафти і газу: гідророзрив пласта (ГРП), теплові обробки ПЗП, залучення в експлуатацію раніше не працюючих пропластків (додаткова перфорація, гідропіскоструминна перфорація), вплив тиском порохових газів (термогазохімічний вплив – ТГХВ), віброобробка, електрогідравлічний вплив, промивання прісною водою (вимивання солей), мікробіологічна дія, хімічна обробка (різновиди кислотних обробок, обробка ПЗП пінними системами і поверхнево-активними речовинами, закачування вологопоглиначів, розчинників асфально-смолисто парафінових відкладень (АСПВ)) тощо.

Методи збільшення нафтогазовилучення пластів відрізняються від методів інтенсифікації вилучення нафти і газу тим, що поставлена мета, яка полягає в суттєвій зміні технологічних показників розробки (і насамперед у збільшенні нафтогазовіддачі пластів), досягається лише при *великомасштабному впливі* на всю або більшу частину нафтового або газового покладу:

$$BB_{н.п}(BB_{г.п}) = S_{п.н} \cdot S_{к.н} / S_{п.н}, \quad (13.2)$$

де $S_{п.н}$ – початкове нафто- газонасичення пласта;

$S_{к.н}$ – кінцеве нафто- газонасичення пласта.

$$BB_{н.п}(BB_{г.п}) = K_{вит} \cdot K_{ох} \cdot K_{сіт}, \quad (13.3)$$

де $K_{вит}$ – коефіцієнт витіснення;

$K_{ох}$ – коефіцієнт охоплення;

$K_{сіт}$ – коефіцієнт сітки свердловин.

Коефіцієнт охоплення ($K_{ох}$) – це відношення охопленої впливом робочого агента, що нагнітається, частини пласта (за товщиною) до об'єму всього пласта (за товщиною). Коефіцієнт охоплення залежить від фазових проникностей нафти, газу і води, в'язкості і рухливості в пласті нафти, газу і води, товщини глинистих пропластків тощо.

Коефіцієнт витіснення ($K_{вит}$) – це відношення витісненої частини нафти (газу) до всього об'єму нафти (газу) у зоні впливу робочого агента. Коефіцієнт витіснення залежить від геолого-фізичних властивостей порід-колекторів, фізико-хімічних властивостей нафти, газу і води, властивостей системи «породи-флюїди», тиску, температури тощо.

Коефіцієнт сітки свердловин ($K_{сіт}$) – це відношення частини пласта, охопленого розробкою (за площею), до всього об'єму пласта (за площею). Коефіцієнт сітки свердловин залежить від конфігурації покладу, ступеня взаємодії та гідродинамічного зв'язку різних ділянок тощо.

Виходячи з перерахованих вище коефіцієнтів і залежності їх від різних параметрів всі методи підвищення нафтогазовилучення із пластів можна класифікувати наступним чином (класифікація дана для нафтових покладів):

1. Гідродинамічні методи:

– раціональне розміщення свердловин;

– підтримка пластового тиску закачуванням витісняючого реагенту;

- циклічне заводнення;
- зміна фільтраційних потоків;
- форсований відбір рідини і газу;
- заводнення нафтового родовища при зниженні тиску в пласті нижче тиску насичення нафти газом;
- бар'єрне заводнення;
- буріння горизонтальних свердловин;
- глибокопроникаючий (потужний) гідророзрив пласта.

2. Теплові методи:

- закачування в пласт гарячої води;
- закачування в пласт пари;
- внутрішньопластове рухливе вогнище горіння (сухе і вологе горіння).

3. Газові методи:

- закачування вуглеводневих газів високого тиску;
- закачування газоподібного діоксиду вуглецю;
- закачування газоводяної суміші;
- закачування димових газів та азоту.

4. Хімічні та фізико-хімічні методи:

а) група фізико-хімічних методів, заснована на вдосконаленні систем підтримання пластового тиску з використанням хімічних речовин:

- заводнення з поверхнево-активними речовинами (ПАР);
- полімерне заводнення;
- внутрішньопластове сульфонування нафти закачуванням висококонцентрованої сірчаної кислоти;
- лужне заводнення тощо;

б) група методів, заснована на процесі взаємодії (взаєморозчинності) нафти та витісняючого агента:

- закачування «сухих» вуглеводневих газів високого тиску;
- витіснення нафти «жирними» вуглеводневими газами;
- витіснення нафти вуглеводневими рідкими розчинниками;
- витіснення нафти частково розчиненим у ній діоксидом вуглецю;
- закачування неуглеводневих газів високого тиску;

в) група методів витіснення нафти гетерогенними середовищами:

- міцелярне заводнення;
- міцелярно-полімерне заводнення;
- полімердисперсне заводіння тощо.

5. Мікробіологічні методи.

6. Використання підземних ядерних вибухів.

7. Використання не свердловинних методів видобутку нафти.

Основні критерії застосування методів підвищення нафтовилучення і газовилучення із пластів з урахуванням геолого-фізичних та технологічних умов розробки об'єктів

На стадії промислового випробування та впровадження методів підвищення нафтовилучення та газовилучення із пластів виникає проблема ефективного їх застосування. Ефективність застосування того чи іншого методу для конкретного об'єкта розробки загалом залежить від наступних груп чинників:

1. Потенційні можливості методу.
2. Критичні чинники застосування методу.
3. Фактичний стан розробки об'єкта на дату застосування методу.
4. Залишкова нафтонасиченість та газонасиченість та розподіл залишкової нафти і газу у пласті.
5. Геолого-фізичні властивості пластів-колекторів і фізико-хімічні властивості пластових флюїдів.
6. Розташування і технічний стан пробурених свердловин.
7. Наявність матеріально-технічних засобів, техніки, обладнання і реагентів для впровадження методів збільшення нафтовилучення.
8. Відпускна ціна на нафту, газ і реагенти на момент впровадження методу.
9. Потреба отримання додаткового видобутку нафти і газу.
10. Екологічні та психологічні чинники, які можуть виникнути при впровадженні методу підвищення нафтовилучення і газовилучення із пластів.

Потенційні можливості методів підвищення нафтогазовилучення – це ідеальне, теоретичне максимальне нафто- або газовилучення, якого можна досягти за найсприятливіших умов пласта, при ідеальному проведенні процесу, з використанням усіх енергетичних та фізичних можливостей.

На основі численних лабораторних досліджень, дослідно-промислових випробувань методів збільшення нафтовилучення і газовилучення, проведених в ряді країн, були виявлені кількісні критерії ефективного застосування того чи іншого методу впливу. На коефіцієнти нафтовилучення і газовилучення пластів впливають різні чинники, керовані і некеровані у процесі розробки.

До некерованих чинників відносяться природні геолого-фізичні характеристики нафтового і газового покладу:

- 1) тип колектора, природна проникність та кавернозність порід;
- 2) літологічний склад порід, що складають продуктивний пласт;
- 3) фізичні властивості порід продуктивного пласта (пористість, проникність, порометричні характеристики, питома поверхня порід та ін.);
- 4) мікронеоднорідність пористого середовища за розміром порових каналів;
- 5) змочуваність поверхні пор, ступінь гідрофільності та гідрофобності середовища;

6) фізико-хімічні властивості нафт, газів і пластових вод, що грають важливу роль у процесах витіснення нафти і газу водою;

7) макронеоднорідність пласта-колектора (шарувата, зональна мінливість властивостей, наявність тектонічних порушень та ін.);

8) умови залягання нафти, газу і води (глибина залягання, пластова температура і тиск, тип покладів за фазовим станом вуглеводнів);

9) співвідношення площ чисто нафтових, водонафтових і водогазових зон пласта та кут нахилу продуктивного пласта.

До керованих (технологічних) чинників, що впливають на нафтовилучення і газовилучення пластів, відносяться:

1) спосіб та схема впливу на продуктивний пласт;

2) розміщення видобувних та водонагнітальних свердловин (форма сітки та щільність сітки свердловин);

3) співвідношення в'язкості нафти, газу та витісняючої води;

4) темп відбору;

5) режими роботи видобувних свердловин;

6) змочуваність поверхні (гідрофільність та гідрофобність);

7) способи регулювання процесів розробки;

8) способи управління рухом витісняючої води в неоднорідних пластах;

9) нові способи підвищення нафтовилучення із пластів, що підвищують ефективність звичайного заводнення;

10) штучно створювана тріщинуватість порід.

Знання всіх перелічених чинників та ступеня їх впливу на нафтовилучення та газовилучення кожного конкретного родовища надзвичайно важливе на стадії прогнозу показників розробки нафтових і газових покладів і абсолютно необхідне для обґрунтування технологій вилучення залишкових запасів нафти і газу.

Як приклад нижче наведені природні і технологічні умови застосування найбільш часто впроваджуваних методів підвищення нафтовилучення, а також обмеження та ускладнення (геолого-фізичні і техніко-технологічні) щодо застосування методу.

Гідродинамічні та фізико-гідродинамічні методи:

1. *Виділення пласта в самостійний об'єкт розробки, оптимізація перепаду тиску.* Призначення методу: приріст видобутку нафти і підвищення нафтовилучення. Область застосування: проникність понад $0,03 \text{ мкм}^2$, нафтонасичена товщина більше 2 м, поточна нафтонасиченість більше 50 %, в'язкість пластової нафти менше $60 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, пластовий тиск дорівнює тиску насичення нафти газом або на 20–25 % нижче. Обмеження застосування методу: через значні капітальні вкладення на буріння свердловин або впровадження об'єкта роздільної експлуатації (ОРЕ); слабкого гідродинамічного зв'язку або його відсутності між нагнітальною свердловиною та оточуючими видобувними свердловинами; недостатньо розвиненою автономною системою заводнення.

2. *Ущільнення сітки свердловин.* Область застосування: обводненість продукції трохи більше 80–90 %. Обмежень за геолого-фізичними

властивостями порід-колекторів та фізико-хімічними властивостями флюїдів немає. Недоліки методу: значні капітальні вкладення в буріння та облаштування нових свердловин; відсутність способів вибору нових свердловино-точок, за відсутністю достовірної інформації про розподіл залишкового нафтонасичення пласта.

3. *Закачування високомінералізованої води.* Призначення методу: підвищення нафтовилучення на 3–5 % порівняно із стічною та прісною водою, перешкоджає випадінню солей і появі сірководню. Область застосування: проникність понад 0,03 мкм², нафтонасичена товщина більше 2 м, поточна нафтонасиченість більше 50 %, в'язкість пластової нафти менше 60 мПа · с, пластовий тиск дорівнює тиску насичення нафти газом або на 20–25 % нижчий. Недоліки методу: несумісність пластової води із закачуваною мінералізованою водою з іншого горизонту; малі запаси підземних вод у районі розроблюваного родовища.

4. *Зміна напрямку фільтраційних потоків.* Область застосування: неоднорідність колектора, глинистість менше 5 %, нафтонасичена товщина більше 4 м, в'язкість нафти менше 60 мПа · с, проникність в карбонатних колекторах більше 0,01 мкм², в пісковиках більше 0,03 мкм², обводненість 70–80 %. Обмеження застосування методу: сильна розчленованість колектора, гідрофобність, наявність газової шапки, можливість використання лише на окремих ділянках.

5. *Циклічне заводнення та відбір рідини.* Область застосування: неоднорідність колектора, глинистість менше 5 %, нафтонасичена товщина понад 4 м, в'язкість нафти менше 60 мПа · с, проникність у карбонатних колекторах більше 0,01 мкм², у пісковиках понад 0,03 мкм², обводненість продукції не більше 70–80 %. Обмеження застосування методу: сильна розчленованість колектора, гідрофобність, наявність газової шапки, низька ефективність на пізній стадії, неможливість використання за відсутності гідродинамічного зв'язку між пластами.

6. *Збільшення ступеня розкриття пласта.* Призначення методу: збільшення сполученості нижньої нафтонасиченої частини пласта із стовбуром свердловини, підвищення коефіцієнта продуктивності та приведення радіусу свердловини. Область застосування: нафтонасичена товщина понад 4 м, проникність понад 0,01 мкм², поточна нафтонасиченість понад 40 %, пористість понад 8 %. Обмеження застосування методу: у водонафтовій зоні наявність гідродинамічного сполучення з водоносним горизонтом, що лежить нижче.

7. *Глибокопроникний гідророзрив пласта.* Призначення методу: збільшення приймальності нагнітальних свердловин та підвищення продуктивності видобувних свердловин. Область застосування: для нафт з в'язкістю понад 5 мПа · с і колекторів з проникністю менше 0,03 мкм²; для нафт з в'язкістю менше 50 мПа · с і колекторів із проникністю менше 0,05 мкм², нафтонасичена товщина більше 3 м, виробленість запасів менше 30 %. Недоліки методу: необхідність удосконалення технології кріплення

свердловин, застосування високоякісної сталі для водоводів, НКТ та обсадних колон.

Термічні методи:

1. *Закачування пари.* Призначення методу: очищення привибійної зони пласта, підвищення проникності ПЗП, зниження в'язкості нафти. Область застосування: глибина покладу менше 1 200 м, товщина більше 10 м, в'язкість нафти більше 30 мПа · с, густина нафти більше 850 кг/м³, проникність більше 0,1 мкм², пористість до 30 %, вміст глини до 10 %, пластова температура менше 50 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення до 30 %. Недоліки методу: втрата теплоти, порушення обсадної колони та цементного каменю.

2. *Закачування гарячої води.* Призначення методу: ослаблення структурно-механічних властивостей нафти, поліпшення змочування породи водою. Область застосування: глибина залягання покладу до 1 500 м, товщина пласта більше 5 м, в'язкість нафти більше 10 мПа · с, густина нафти більше 850 кг/м³, вміст асфальтенів і смол більше 20 %, широке поширення безконтактних зон, проникність більше 0,1 мкм², пористість до 30 %, пластова температура менше 50 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення до 30 %. Обмеження застосування методу: технічні труднощі, неоднорідність пласта за проникністю, уривчастість колектора.

3. *Внутрішньопластове горіння.* Призначення методу: зниження в'язкості та підвищення рухливості пластової нафти. Область застосування: глибина покладу від 300 м до 3 000 м, в'язкість нафти більше 10 мПа · с, густина нафти більше 850 кг/м³, товщина більше 3 м, проникність понад 0,1 мкм², пористість до 20 %. Недоліки методу: прориви продуктів горіння, корозія, ускладнення під час ініціювання.

Газові методи:

1. *Вуглеводневі «сухі» гази високого тиску.* Призначення способу: збільшення коефіцієнта нафтовилучення із пласта, зниження в'язкості нафти. Область застосування: глибина покладу понад 1 500 м, в'язкість нафти менше 5 мПа · с, обмежений вміст асфальтосмолистих речовин, проникність більше 0,005 мкм², пористість більше 5 %, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 25 %, поточна обводненість менше 60 %. Обмеження застосування методу: тріщинність та неоднорідність колектора.

2. *Вуглеводневі «збагачені» гази.* Призначення способу: збільшення коефіцієнта нафтовилучення із пласта, зниження в'язкості нафти. Область застосування: глибина покладу більше 1 000 м, в'язкість нафти менше 10 мПа · с, обмежений вміст асфальтосмолистих речовин, проникність менше 0,15 мкм², пористість більше 5 %, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 25 %, поточна обводненість менше 60 %. Обмеження застосування методу: тріщинність та неоднорідність колектора.

3. *Газоподібний діоксид вуглецю.* Призначення методу: збільшення нафтовилучення, зниження в'язкості нафти. Область застосування: глибина покладу більше 1 200 м, товщина пласта більше 2 м, в'язкість нафти до 50 мПа · с, обмежений вміст асфальтенів і смол, проникність більше

0,01 мкм², пористість більше 10 %, наявність карбонатів у пласті, температура більше 60 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення більше 30 %, поточна обводненість до 80 %. Обмеження застосування методу: тріщинність, наявність вільного газу, високий вміст асфальтенів і смол у нафті.

4. *Водогазовий вплив.* Призначення методу: зниження обводненості продукції, збільшення охоплення пласта заводненням. Область застосування: глибина понад 1 000 м, товщина пласта до 15 м, в'язкість нафти менше 35 мПа · с, обмежений вміст асфальтосмолистих речовин, проникність більше 0,05 мкм², поточна обводненість менше 65 %. Обмеження застосування методу: тріщинність, наявність вільного газу, високий вміст асфальтенів та смол у нафті.

Хімічні методи:

1. *Вуглеводневі розчинники.* Призначення методу: підвищення продуктивності свердловин, очищення привибійної зони. Область застосування: в'язкість нафти до 100 мПа · с і вище, густина нафти більше 800 кг/м³, товщина пласта від 1,5 м до 40,0 м, температура до 40 °С, поточна обводненість продукції до 30 %, поточний коефіцієнт нафтовилучення до 15 %. Недоліки методу: неоднорідність і тріщинуватість пласта, солоність води, високий водовміст.

2. *Рідкий діоксид вуглецю.* Призначення методу: збільшення нафтовилучення, зниження в'язкості нафти. Область застосування: глибина покладу понад 1 000 м, товщина пласта понад 2 м, в'язкість нафти до 50 мПа · с, обмежений вміст асфальтенів і смол, проникність понад 0,005 мкм², пористість понад 10 %, наявність карбонатів у пласті, температура понад 60 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення понад 30 %, поточна обводненість менше 60 %. Недоцільно застосовувати метод при: тріщинності, наявності вільного газу, високому вмісті асфальтенів і смол у нафті.

3. *Закачування лугу.* Призначення способу: збільшення нафтовилучення за рахунок гідрофілізації породи. Область застосування: в'язкість нафти до 100 мПа · с, проникність більше 0,1 мкм², вміст глини до 5–10 %, поточна обводненість продукції менше 60 %. Обмеження застосування методу: нафта має малий індекс кислотності, гідрофобні пласти.

4. *Закачування аміачного розчину.* Призначення методу: регулювання проникності водопровідних каналів (змішування з пластовою мінералізованою водою призводить до випадання осадів та закупорювання високопроникних каналів), вирівнювання профілю приймальності, зниження обводненості продукції. Область застосування: наявність зон з підвищеною анізотропією пласта за проникністю, в'язкі та високов'язкі нафти (до 100 мПа · с), підвищена неоднорідність колектора за простяганням продуктивних порід, проникність понад 0,1 мкм². Обмеження застосування методу: низька анізотропія пласта за проникністю, однорідна (монолітна) будова пласта.

5. *Закачування сірчаної кислоти.* Призначення методу: сульфонування нафти з утворенням поверхнево-активних речовин у пласті, закупорка обводнених пропластків солями, що утворюються. Область застосування: в'язкість нафти до 30 мПа · с, наявність ароматичних вуглеводнів, проникність менше 0,5 мкм², наявність карбонатних порід, температура пласта менше 80 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 30 %. Недоліки методу: охорона надр і природи.

Фізико-хімічні методи:

1. *Заводнення з поверхнево-активними речовинами.* Призначення методу: зниження поверхневого натягу між нафтою і водою, гідрофілізація гірських порід. Область застосування: в'язкість нафти менше 25 мПа · с, проникність більше 0,01 мкм², пористість більше 10 %, вміст глин до 10 %, товщина пласта до 25 м, температура до 70 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 10 %, поточна обводненість продукції до 30 %. Недоліки методу: адсорбція реагенту і слабке біорозкладання.

2. *Полімерне заводнення.* Призначення методу: підвищення охоплення пласта заводненням, зниження обводненості продукції. Область застосування: підвищена і висока в'язкість пластової нафти (до 100 мПа · с), проникність більше 0,1 мкм², мінімальний вміст карбонатів і глин, неоднорідна будова колектора, пластова температура менше 70 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення до 25 %, поточна обводненість продукції до 30 %, щільність сітки свердловин менше 24 га/св. Обмеження застосування методу: адсорбція реагенту; однорідна будова та низька анізотропія пласта; висока мінералізація води (понад 20 г/л).

3. *Закачування пінної системи.* Призначення методу: зниження фазової проникності для води у водоносних пористих середовищах, очищення привибійної зони пласта. Область застосування: підвищене значення анізотропії пласта, глибина залягання до 2 000 м, товщина пласта понад 4 м, пластова температура до 60 °С. Обмеження застосування методу: мала ступінь гідрофобності породи, великі розміри пор, тріщини в пласті, високі перепади тиску.

4. *Силікатно-лужне заводнення.* Призначення методу: регулювання проникності водопровідних каналів при заводненні мінералізованою водою. Область застосування: вміст в покладі нафти підвищеної і високої в'язкості (до 100 мПа · с), неоднорідність колекторів за простяганням, проникність понад 0,1 мкм², вміст глини до 5–10 %, поточна обводненість продукції менше 60 %. Обмеження застосування методу: монолітна будова колектора, хороша гідродинамічна сполученість з нижче розміщеними водоносними горизонтами.

5. *Міцелярне заводнення.* Призначення методу: зниження в'язкості та довідмив нафти. Область застосування: в'язкість нафти менше 15 мПа · с, проникливість понад 0,1 мкм², товщина пласта менше 25 м, температура менше 70 °С, солоність пластової води менше 5 мг/л, колектор – пісковик, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 30 %, залишкова

нафтонасиченість більше 25 %, щільність сітки свердловин менше 16 га/св. Обмеження застосування методу: однорідна будова та низька анізотропія пласта, висока мінералізація води, адсорбція реагенту, нестача необхідних хімічних реагентів.

6. *Мицелярно-полімерне заводнення*. Призначення методу: зниження в'язкості та довідмив нафти. Область застосування: в'язкість нафти менше 15 мПа · с, проникність більше 0,1 мкм², товщина пласта менше 25 м, температура менше 70 °С, солоність пластової води менше 5 мг/л, колектор – пісковик, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 30 %, залишкова нафтонасиченість більше 25 %, щільність сітки свердловин менше 16 га/св. Обмеження застосування методу: однорідна будова та низька анізотропія пласта, висока мінералізація води, адсорбція реагенту, нестача необхідних хімічних реагентів.

7. *Поверхнево-активні полімерні системи (ПАПС)*. Призначення методу: збільшення коефіцієнта нафтовилучення завдяки збільшенню охоплення пласта заводненням та довідмив залишкової нафти. Область застосування: в'язкість нафти менше 25 мПа · с, проникність більше 0,05 мкм², пористість більше 10 %, вміст глини до 10 %, товщина пласта менше 15 м, температура менше 60 °С, поточний коефіцієнт нафтовилучення менше 25 %. Обмеження застосування методу: адсорбція реагенту; однорідна будова та низька анізотропія пласта; висока мінералізація води (більше 10 г/л).

Контрольні запитання

1. Як здійснюються методи інтенсифікації притоку пластових флюїдів?
2. Що розуміють під терміном «привибійна зона пласта»?
3. З якою метою здійснюються методи інтенсифікації?
4. Що розуміють під поняттям «радіус привибійної зони свердловини»?
5. Що розуміють під коефіцієнтом охоплення?
6. Що розуміють під коефіцієнтом витіснення?
7. Що розуміють під коефіцієнтом сітки свердловин?
8. Як класифікуються методи підвищення нафтогазовилучення із пластів?
9. Які методи впливу на пласти відносяться до гідродинамічних методів?
10. Які методи впливу на пласти відносяться до теплових методів?
11. Які методи впливу на пласти відносяться до газових методів?
12. Які методи впливу на пласти відносяться до хімічних та фізико-хімічних методів?
13. Які методи впливу на пласти відносяться до мікробіологічних методів?

14 БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН. ПІДЗЕМНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИН

На родовищах вуглеводнів свердловини перебувають в експлуатації тривалий час. Під час експлуатації в їх роботі можливі різні ускладнення, які зумовлюють необхідність виконання ремонту. Тому періодично їх зупиняють для підземного ремонту.

Види ускладнень і наслідки, які спричиняються ними

Нормальна робота свердловин згідно із встановленим технологічним режимом може порушуватися з таких причин:

- зношення та відмова підземного та наземного обладнання, експлуатаційної колони та вибою;
- відкладання піску (дрібних часток породи, продуктів корозії), парафіну, солей;
- передчасне обводнення продукції;
- зміна умов роботи (зменшення або збільшення вибійного тиску, прориви газу тощо).

При порушеннях в роботі свердловин, зменшуються дебіти або припиняється видобування нафти, а в нагнітальних свердловинах – запомповування витіснювального агенту і тоді свердловини простоюють. Тривалість простоїв оцінюється коефіцієнтом експлуатації свердловин (відношенню відпрацьованого часу до календарного часу). Час роботи і простоїв свердловини виражається у свердловино-добах. При хорошій організації виробництва коефіцієнт експлуатації свердловин сягає 0,95–0,98, а в для фонтанного видобування – 0,99–1.

Ремонтні роботи

Кількість виконуваних ремонтів характеризується міжремонтним періодом, тобто тривалістю експлуатації свердловини (у добах) між попереднім і наступним ремонтами. Згідно зі статистикою, 80–85 % недобору нафти пов'язано з виконанням ремонтів свердловин. Щоб зменшити втрати видобутку нафти по свердловинах, необхідно добиватися збільшення міжремонтного періоду, скорочення тривалості ремонтів і дотримання першочерговості ремонту свердловин з великим дебітом.

Міжремонтний період, в основному, визначається способом експлуатації; на нього також впливають висота підняття рідини та величина дебіту, досконалість і якість виготовлення експлуатаційного обладнання, правильність встановлення технологічного режиму роботи свердловин, проявлення ускладнювальних чинників (пісок, парафін, солі, корозія, висока в'язкість рідини тощо), якість виконання попереднього ремонту тощо. Тривалість ремонтів скорочується при збільшенні робочих змін ремонтних

бригад (одна, дві чи три зміни), зменшенні часу простоювань, зумовлених незадовільною підготовкою й організацією робіт, відсутністю необхідного обладнання тощо.

Вихід з ладу окремих свердловин має випадковий характер. Тому для визначення кількості ремонтних бригад і призначення черговості ремонту конкретних свердловин за умови повної зайнятості працівників, мінімуму часу очікування прибуття бригади на свердловину і втрат у видобутку нафти використовують методи математичної статистики, теорії ймовірностей, надійності і масового обслуговування.

Підземний ремонт, залежно від складності, поділяють на поточний і капітальний. У промисловій практиці під терміном «підземний ремонт свердловин» часто розуміють тільки поточний ремонт.

Поточним (підземним) ремонтом свердловин (ПРС) називають комплекс робіт спрямований на підтримування їх роботопридатності: виправлення або заміна свердловинного та гирлового обладнання, зміна режиму їх експлуатації, очищення піднімальної колони від парафіно-смолистих відкладів, солей і піщаних корків, ліквідація негерметичності НКТ. До ПРС належить також ремонт, який здійснюється за допомогою піднімального обладнання, і роботи з консервації свердловин, тобто до ПРС відносяться ремонтні роботи, пов'язані із внутрішньосвердловинним обладнанням.

Поточний ремонт свердловин іноді поділяють ще так:

- планово-випереджувальний (заміна та профілактичний огляд насосів, клапанів та іншого обладнання, ліквідація витікань через НКТ, видалення піщаних корків, відкладів парафіну, солей);
- вимушений (ліквідація обривів штанг, розривів труб);
- технологічний (заміна обладнання на інший типорозмір, переведення свердловин на інший спосіб експлуатації).

Капітальний ремонт свердловин (КРС) – це комплекс більш складних і тривалих робіт, пов'язаних із свердловиною як спорудою:

- а) вплив на привибійну зону пласта з метою збільшення та відновлення продуктивності і примальності свердловин і вирівнювання профілю приймальності;
- б) ремонтно-ізоляційні роботи;
- в) ремонтно-злагоджувальні роботи;
- г) кріплення слабкозцементованих порід у привибійній зоні;
- д) ліквідація аварій;
- е) перехід на інший горизонт, приєднання пластів, додаткова перфорація;
- ж) забурювання другого стовбура свердловини;
- и) ремонт нагнітальних свердловин;
- к) ремонт свердловин, обладнаних для одночасно-роздільної експлуатації.

Ці роботи виконують бригади з поточного (підземного) та капітального ремонтів свердловин. Для виконання ремонтних робіт на свердловині бригада одержує технічний наряд із зазначенням переліку робіт і термінів їх виконання.

Свердловино-ремонт називають комплекс підготовчих, основних і завершальних робіт, які виконують на свердловині від приймання її в ремонт до введення в експлуатацію.

Підготовчі роботи виконують *бригади підготовчо-завершальних робіт* для забезпечення безперебійної роботи *бригад з ремонту свердловин*. У процесі підготовчих робіт здійснюють ремонт під'їзних шляхів і планування території, доставку до свердловини агрегатів, необхідних матеріалів і обладнання, підведення водотрубопроводів і ліній електропередачі, підготовку гирла свердловини, монтаж обладнання для ремонту, глушіння свердловини тощо.

Глушіння свердловини рідиною проводять для запобігання відкритого фонтанування, викидів нафти, газу під час знімання гирлового обладнання і піднімання труб із свердловини, тобто для створення протитиску на пласт. Необхідно, щоб рідина глушіння не зумовлювала зниження проникності привибійної зони, не чинила корозійного та абразивного впливу на ремонтне і експлуатаційне обладнання, не була токсичною, вибухо- і пожежонебезпечною, дорогою і дефіцитною. Густина рідини глушіння має відповідати пластовому тиску у свердловині. Для глушіння свердловин застосовують технічну воду, оброблену ПАР, пластову воду (густиною до $1\ 120\text{--}1\ 190\ \text{кг/м}^3$), водні розчини солей хлористого натрію (густиною до $1\ 160\ \text{кг/м}^3$) або кальцію (до $1\ 382\ \text{кг/м}^3$), а іноді глинистий розчин (густиною до $1\ 700\ \text{кг/м}^3$). Для запобігання поглинання рідини глушіння високопроникними пластами застосовують буферні рідини (об'ємом близько $1\ \text{м}^3$), як які широко використовують водні розчини полімерів, карбоксиметилцелюлози (КМЦ) і в'язкопружний склад (ВПС).

Збереження колекторських властивостей пласта під час глушіння свердловин забезпечується використанням гідрофобно-емульсійних розчинів, стабілізованих дегідратованими поліамідами (ЕС-2), які, за необхідності, можуть вміщувати обважнювач (барит, гематит тощо). Потреба використання рідин глушіння спричинена тим, що пакерні відсікачі (гирлові або вибійні) для ремонту свердловини без її глушіння конструктивно недосконалі і ненадійні в роботі.

Глушіння фонтанної свердловини виконують запопсуванням рідини глушіння методом прямого або зворотного промивання експлуатаційної колони до виходу циркуляційної рідини на поверхню і вирівнювання густин вхідного і вихідного потоків. Після 1–2 год такого промивання, при відсутності переливів і виходу газу, свердловина вважається заглушеною.

При глушінні газліфтною свердловини, обладнаної пакером, спочатку, з допомогою канатного інструменту, відкривають циркуляційний клапан, випускають надлишковий тиск і в НКТ запоповують рідину глушіння до виходу її через затрубний простір на поверхню. Потім перекривають

затрубний простір і протискують в пласт решту свердловинної рідини, розгерметизовують свердловину, зривають пакер. Після витримування протягом 1,5–2 год відновлюють циркуляцію для видалення нафти, вимитої з підпакерної зони. Піднімають обладнання з доливанням у свердловину рідини глушіння.

При глушінні свердловин, обладнаних УЗВН, збивають циркуляційний клапан, рідину глушіння запомповують в НКТ до виходу її через затрубний простір. Потім затрубну засувку закривають і рідину протискують у пласт.

Рідину глушіння готують біля свердловин або на базі підприємства. Кількість такої рідини має бути не меншою об'єму експлуатаційної колони.

Основні роботи складаються з піднімання із свердловини та опускання нового або відремонтованого обладнання, а також інших запланованих ремонтних робіт.

Після закінчення підземного ремонту виконують завершальні роботи, які полягають у демонтажі ремонтного обладнання, монтажі гирлового обладнання і пуску свердловини в роботу.

Боротьба з обводненням свердловин

Обводнення видобувних свердловин при водонапірному режимі в покладі – закономірний процес, який відбувається внаслідок переміщення ВНК у внутрішню область покладу, яка початково була насичену нафтою.

Причини і шляхи передчасного обводнення

Відбирання нафти може супроводжуватися проривами води у видобувні свердловини. Причини проривів води можуть бути такими:

– проникнісна зональна (за площею) і шарова (за товщиною пласта) неоднорідність покладу; в'язкісна та гравітаційна нестійкість фронту витіснення; особливості розміщення видобувних і нагнітальних свердловин;

– наявність підшовної води; нахил пласта, розтікання фронту витіснення по підшві пласта;

– наявність високопроникних каналів і тріщин, особливо в тріщинувато-пористому колекторі;

– негерметичність експлуатаційної колони та цементного кільця.

Переважно передчасне обводнення видобувних свердловин може відбуватися в результаті:

а) утворення «язиків» запомповуваної води за площею зонально неоднорідного покладу (нерівномірне охоплення пласта заводненням за площею);

б) конусоутворення підшовної води;

в) випереджувального просування води по найбільш проникних пропластках у неоднорідному шаруватому пласті (нерівномірне охоплення по товщині пласта);

г) випереджувального проривання води по високопроникних тріщинах;

д) надходження води з верхніх, середніх і нижніх водоносних пластів через негерметичність колони та цементного кільця (обводнення «чужими» водами).

Передчасне обводнення пластів і свердловин призводить до суттєвого зниження поточного видобутку нафти та кінцевого нафтовилучення (вода циркулює по промитих зонах, а в пласті залишаються «цілики» нафти), до великих економічних втрат, пов'язаних із підніманням із свердловини, транспортуванням, підготовкою і запомповуванням у пласт великих об'ємів води, до необхідності впровадження в розробку нових родовищ для компенсації недоборів нафти. Проблема боротьби з обводненням пластів і свердловин в Україні є надзвичайно актуальною.

Методи боротьби з обводненням

Зменшити конусо- та язикоутворення вод можна шляхом оптимізації технологічних режимів роботи свердловин, а запобігти випереджувальний рух води по високопроникному пласту багатопластового родовища – застосуванням методів одночасно-роздільної експлуатації.

Розробка нафтових покладів при витісненні нафти водою супроводжується відбиранням значних об'ємів пластової води за обводненості до 96 % і більше. Проте, виконувати ремонтно-ізоляційні роботи (РІР) доцільно лише при передчасному обводненні свердловин. Основним призначенням РІР є забезпечення оптимальних умов вироблення пласта для досягнення проектного коефіцієнта нафтовилучення.

Вибрати метод ізоляційних робіт і технологію його виконання можна при наявності достовірної інформації про шляхи обводнення свердловин. Для вивчення шляхів надходження води застосовують промислово-геофізичні методи дослідження: в необсаджених свердловинах – електрокаротажі, в обсаджених – методи запомповування радіоактивних індикаторів (ізотопів), термометрію, імпульсний нейтронно-нейтронний каротаж (ІННК), запомповування азоту тощо. Проте ці методи не завжди дають достовірну інформацію. Тому питання ізоляції припливу води часто доводиться вирішувати експериментально на основі результатів ізоляційних робіт.

Класифікація ізоляційних робіт і методів ізоляції

Залежно від мети РІР можна поділити на три види:

- 1) ліквідація негерметичності обсаджених колон і цементного кільця;
- 2) відключення окремих пластів;
- 3) відключення окремих обводнених (вироблених) інтервалів пласта незалежно від їх місцезнаходження по товщині і характеру обводнення (підшовна вода, контурна, запомпована), а також регулювання профілю запомповування води в нагнітальних свердловинах.

Шляхами припливу води та її поглинання можуть бути пори, тріщини, каверни та інші канали різних розмірів. З технологічного погляду методи ізоляції припливу та регулювання профілю приймальності води можна поділити на чотири групи за ступенем дисперсності ізолювальних (тампонажних) матеріалів з використанням:

- а) тампонуєчих розчинів, які фільтруються в пори пласта;

- б) суспензій тонкодисперсних тампонуєчих матеріалів;
- в) суспензій гранульованих (подрібнених) тампонуєчих матеріалів;
- г) механічних пристосувань і пристроїв.

Надходження частинок у пори пласта залежить, в основному, від співвідношення розмірів (діаметрів) пор $d_{п}$ і частинок $d_{ч}$. Якщо $d_{п} > 10d_{ч}$, то дисперсні частинки вільно переміщуються в порових каналах; при $d_{п} < 3d_{ч}$ проникнення відсутнє; при $3 < d_{п} / d_{ч} < 10$ відбувається кольматація пор (намивання частинок) під час фільтрації рідини, яка особливо сильно проявляється при $d_{п} \leq 5d_{ч}$. Вважається, що частинки вільно переміщуються в тріщині, якщо розкриття (ширина) тріщини $\delta_{т}$, не менше за подвоєний діаметр частинок $d_{ч}$, тобто $\delta_{т} \geq 2d_{ч}$. Звідси випливає, що до тонкодисперсних матеріалів належать матеріали при $3 < d_{п} / d_{ч} < 10$ для пор і $1 < \delta_{т} / d_{ч} < 2$ для тріщин, а до гранульованих – при $\delta_{т} \geq 2d_{ч}$ для тріщин.

Існує багато типів ізолюєчих матеріалів. Механізми створення ізолюєчих бар'єрів ґрунтуються на відомих фізичних явищах і хімічних реакціях (взаємодія реагентів між собою або з пластовими флюїдами, полімеризація, поліконденсація, диспергування, топлення, кристалізація, кольматація, гідрофобізація тощо). Ізолюєчий бар'єр у результаті цього може бути гелем, емульсією, піною, дисперсним осадом або твердим тілом; при цьому він має витримувати створювані в пласті градієнти тиску. Ізолюєчі матеріали можна готувати на основі смол (ТСД-9, ТС-10), розчинів полімерів (гіпан, ПАА, метас, тампакрил та ін.), органічних сполук (в'язка розгазована нафта; вуглеводневі розчинники, насичені мазутами, бітумом, парафіном; емульсії нафти; нафтосірчаноокислотні суміші тощо), кремнистих сполук (силікагелі) та інших неорганічних речовин (силікат натрію, кальцинована сода тощо), а також їх поєднань.

Дисперсійним середовищем суспензій є рідини на водній або вуглеводневій основі, а також ізолюєчі матеріали, які фільтруються в пори пласта. Як дисперсну фазу (наповнювач) використовують частинки (порошок, гранули, шматки, волокна, стружка) цементу, глини, парафіну, високоокислених бітумів, рубраксу, пом'якшувача, структуроутворювача, шкаралупи грецького горіха, поліолефінів (полімерів), полівінілового спирту, магнію, дерев'яної тирси, шкіри, азбесту, гашеного вапна, піску, гравію, обважнювачів промивальної рідини, гумової крихти, а також нейлонові кульки тощо.

До механічних пристроїв і пристосувань належать пакери-корки, вибухові пакери, неопренові патрубкі-летючки, хвостовики або додаткові колони меншого діаметра та ін.

За механізмом закупорювання пористого середовища усі водоізоляційні методи поділяють на *селективні* і *неселективні*. Методи селективної водоізоляції поділяють на дві підгрупи, що ґрунтуються на застосуванні:

- а) селективних ізолюєчих матеріалів, які утворюють закупорювальний осад в поровому просторі, розчинний у нафті і нерозчинний у воді;

б) ізолюючих матеріалів селективної дії, які утворюють закупорюючий матеріал в поровому просторі тільки при змішуванні з пластовою водою і не утворюють при змішуванні з пластовою нафтою.

Кожен метод ізоляції має свої області застосування для виконання одного або кількох видів РІР. Його вибирають залежно від геолого-фізичних особливостей обводненого продуктивного пласта, конструкції свердловини, баротермічних умов, існуючого досвіду виконання РІР на даному родовищі, оснащеності матеріалами, технікою тощо. Найбільше поширення одержало використання цементних суспензій, розчинів полімерів та сумішів смоли ТСД-9. Цементні суспензії не фільтруються в пористе середовище і можуть заповнювати канали розміром понад 0,15 мм; решта тампонувальних матеріалів фільтруються в пористе середовище і твердіють в усьому об'ємі.

Ліквідація негерметичності обсадних колон і цементного кільця

Основна причина порушення герметичності обсадних колон – корозія зовнішньої і внутрішньої поверхонь труб в агресивному середовищі пластових і стічних вод. У більшості випадків порушення мають вигляд щілин, розміщених уздовж твірної труби. Ширина щілин може досягати 5 см, довжина – 1 м. Іноді негерметичними є різьові з'єднання в наслідок не повного згвинчування.

Основною причиною негерметичності цементного кільця є низька якість цементування обсадних колон у свердловинах, внаслідок ряду причин, зокрема приготування цементних розчинів із завищеним водоцементним відношенням.

Негерметичність ліквідовують шляхом запомповування розчинів тампонуючих матеріалів в інтервал негерметичності через спеціально проперфоровані отвори, а також через існуючий інтервал перфорації продуктивного пласта. При цьому в свердловину опускають НКТ до верхньої межі попередньо створеного цементного моста, розміщеного дещо нижче каналів перетікання обсадної колони. Потім запомповують розрахунковий об'єм тампонуючого розчину, протискують і витісняють його в кільцевий простір та протискують за обсадну колону. Після цього свердловину герметизують на час очікування затвердіння тампонуючого матеріалу, потім розбурюють міст із затверділого тампонуючого матеріалу, перфорують пласт і освоюють свердловину. У процесі цих операцій можна використовувати вилучуваний або невилучуваний пакер, під яким створюють цементний міст. Для виконання РІР труби встановлюють на 20–40 м вище покрівлі перфорованого пласта, а тампонуючий матеріал протискують в пласт і в зону порушення при закритому затрубному просторі.

Аналогічно ізолюють верхні або нижні води, створюють цементний міст на вибої, ізолюють фільтр з метою повернення свердловини на пласт, що лежить вище або нижче (поворотні роботи), цементують додаткову колону або хвостовик у свердловині, ліквідовують перетікання запомповуваної води в непродуктивні пласти у нагнітальних свердловинах, а також здійснюють кріплення нестійких (сипких) порід у привибійній зоні продуктивного пласта.

Для підвищення проникної здатності цементних суспензій їх замішують на нафті (нафтоцементні суспензії) або вводять спеціальні компоненти (діетиленглікольаеросил, метоксіяеросил та ін.).

Відключення окремих пластів

Різні геолого-фізичні характеристики пластів (колекторські властивості, товщина) зумовлюють різні терміни їх вироблення (обводнення) та необхідність окремого відключення кожного виробленого (обводненого) пласта з метою забезпечення нормальних умов вироблення решти пластів.

Відключення окремих пластів можна здійснити створенням в них непроникної облямівки шляхом перекриття інтервалу пласта, що відключається, трубою меншого діаметра з наступним цементуванням, а нижніх пластів – створенням вибійного корка (непроникного моста).

Для відключення середніх або верхніх пластів, в інтервалі нижче підошви пласта, що відключається, у колоні створюють тимчасові штучні корки (піщані, глиняні, глинопіщані, цементні та ін.). Частіше використовують піщані корки, які створюють наміванням насосним агрегатом при швидкості висхідного потоку не більш як 1 м/с.

Для створення непроникних облямівок доцільно застосовувати смолу ТСД-9, яка фільтрується в пори.

При шаруватій будові пластів обводнення підошовною водою можна розглядати як обводнення «нижньою» водою і застосовувати технологію для відключення нижнього пласта або для ліквідації негерметичності цементного кільця (заколонного простору).

У монолітних пластах необхідно створювати штучні екрани, або через спеціально створені в межах ВНК отвори запомповувати реагенти (гіпан, нафтосірчаноокислотна суміш та ін.), які легко фільтруються в пласт, на глибину до 5–10 м з наступним перекриттям цементним стаканом, або запомповувати ізолюючі матеріали в попередньо створену горизонтальну тріщину гідророзриву пласта.

Відключення окремих обводнених інтервалів пористого пласта

Цей вид РІР на сьогодні є недостатньо вивченим і найскладнішим при обґрунтуванні доцільності здійснення в конкретній свердловині, виборі ізолюючих (тампону вальних) матеріалів і потрібних об'ємів нагнітання.

Такі роботи ефективні на ділянці дренавання свердловини при чіткому поділу продуктивного розрізу на пропластки, що відокремлені один від одного. Відокремлені обводнені пропластки можна відключати як обводнені пласти.

У монолітних пластах можливість обмеження припливу води при відключенні обводнених інтервалів зумовлюється можливою наявністю в розрізі непроникних прошарків.

При невизначеності потрібно використовувати методи селективної ізоляції. В практиці водоізоляції застосовуються селективні та неселективні методи. Неселективні методи іноді виконують за схемою селективної ізоляції, яка передбачає запомповування ізоляційного матеріалу по всій

товщині продуктивного пласта і наступне його розкриття (розбурювання утвореного стакана та перфорація).

При повному закупорюванні каналів нафторозчинним селективним матеріалом проникність не відновиться. Методи селективної ізоляції, які ґрунтуються на змішуванні двох чи кількох компонентів ізолюючого матеріалу, або ізолюючого матеріалу з пластовою водою, тільки частково обмежують приплив води, оскільки одержуваний об'єм закупорювального осаду недостатній або миттєве утворення осаду на контакті розчинів утруднює їх перемішування.

При неоднорідній, шаруватій будові пластів у першу чергу виробляються, а отже, і обводнюються найбільш проникні пропластки. Саме вони насамперед мають поглинати запомповувану рідину, та ізоляційний розчин. Розподіл потоків у нафто- та водонасичені інтервали визначається співвідношеннями коефіцієнтів проникностей пропластків і коефіцієнтів в'язкостей нафти і води, а також в'язкістю ізоляційного матеріалу. Тому різні ізоляційні матеріали показали не однакові результати на родовищах. Найкращими є гідрогелі (типу ВПС на основі ПАА і гіпану, силікату натрію), суміші типу ГТМ-3 або АКОР, які тверднуть в усьому об'ємі, нафтосірчаноокислотна суміш, кислий гудрон та ін.

Для підвищення вибірковості проникнення водоізолюючого матеріалу у водонасичені інтервали розроблено метод попереднього охолодження привибійної зони, який призводить до збільшення в'язкоструктурних властивостей пластової нафти. Охолодження здійснюється проведенням у стовбурі свердловини ендотермічної реакції розчинення аміачної селітри або її суміші з карбамідом у воді.

Обмеження припливу води в тріщинних і тріщинно-пористих пластах

Передчасне обводнення експлуатаційних свердловин в тріщинних і тріщинно-пористих пластах пов'язано з проривами води по високопроникних тріщинах. Для обмеження припливу води в таких пластах застосовують цементні і піноцементні суспензії, в'язкопружні суміші на основі ПАА.

Найефективнішим є використання суспензії гранульованих тампонажних матеріалів, зокрема магнезійного цементу. Гідроізоляція з використанням гранульованого магнію (розміром 0,5–1,6 мм), ґрунтується на реакції гідратації оксиду магнію з пластовою водою і хлористим магнієм, при твердінні якого утворюється цементний камінь. Масовий вміст магнію в суміші його з піском повинен становити 20 %. Наявні в пласті тріщини розширюють за схемою ГРП та заповнюють їх магній-піщаною сумішшю. Після цього свердловину закривають на час ОЗЦ (48–60 год) для утворення ізоляційної структури. Для інтенсифікації припливу і розчинення гранул, які потрапили в нафтонасичені інтервали, виконують обробку соляною кислотою. Гранульований магній використовують також для створення вибійних мостів.

Високою ефективністю характеризується також використання суспензій поліолефінів (поліетилену промрозчинного потоку – ППП і

поліетилену бензинового потоку – ПБП), рубраксу і високоокислених бітумів (ВОб) у вигляді частинок широкої фракції 0,5–20 мм. У суспензію доцільно додатково вводити частинки напівводного гіпсу, які реагують із пластовою водою і підвищують міцність водоізолюючого бар'єру.

Для кожного пласта, який характеризується певним розкриттям тріщин і поперечними розмірами пор матриць, потрібно підбирати дисперсні системи з відповідною гранулометричною характеристикою.

Для створення водоізоляційних і потোকскеровуючих бар'єрів у привибиїних і міжсвердловинних зонах пласта можна застосовувати такі ізолюючі матеріали: гранульований асфальтено-смолистий пом'якшувач, полістирол, полівініловий спирт, структуротворювач.

Регулювання профілю приймальності води в нагнітальних свердловинах

У привибиїній зоні нагнітальних свердловин завжди існує система тріщин, розкритість і протяжність яких визначаються репресією тиску та міцнісними характеристиками породи. До того ж проникності тріщин значно різняться між собою. При тампонуванні високопроникних тріщин рух води відбувається по менш проникних та нових тріщинах. Аналогічна ситуація відбувається і в привибиїній зоні видобувних свердловин. Ізоляційні роботи вважаються ефективними, якщо вдалось зменшити надходження води в один вузький інтервал пласта та забезпечити її надходження в інші інтервали. Цього можна досягти запомповуванням суспензії водонерозчинних гранульованих матеріалів, наприклад, полістиролу, полівінілового спирту, структуротворювача, рубраксу, асфальтено-смолистого пом'якшувача, високоокисленого бітуму, частково гранульованого магнію, гранулометричний склад яких відповідає розкриттю тріщин.

Менш ефективними є суспензії тонкодисперсних матеріалів, гелеутворюючі, колоїдні та інші рідинні суміші, оскільки вони надходять в усі тріщини відповідно до їх проникностей і утворюють в них тампон з малою механічною стійкістю, який може руйнуватись і виноситись, а також кальматувати пори в пористих блоках.

Якщо високопроникна тріщина сполучає нагнітальну і видобувну свердловини, то по ній швидко проривається вода. При наявності такої тріщини або системи високопроникних тріщин між зонами нагнітання і відбирання передчасний прорив можна попередити або ліквідувати тільки тампонуванням тріщин у глибині пласта між цими зонами. Для цього застосовують способи створення водоізоляційних потোকвідхилюючих і потোকскеровуючих бар'єрів у глибині пласта запомповуванням тампонажних суспензій з відповідною гранулометричною характеристикою в нагнітальні і видобувні свердловини.

Боротьба з утворенням піщаних корків у свердловинах

Боротьба з утворенням піщаних корків – актуальна проблема у видобуванні. Коркоутворення відбувається під час експлуатації нафтових і водозабірних свердловин, а також у випадку теплового впливу на поклад.

В результаті руйнування розсипчастих, слабо-зцементованих порід під дією фільтраційного напору за певної швидкості фільтрації або градієнту тиску пісок (частинки породи) виносяться з пласта у стовбур свердловини. Винесення піску з пласта призводить до порушення стійкості порід у привибійній зоні, їх обвалювання та деформації (зім'яття) експлуатаційних колон, що може призвести до виходу з ладу свердловин. Пісок, що надходить у свердловину, утворює на вибої корок, який суттєво знижує дебіт свердловини. Видалення корка з вибою потребує трудомістких ремонтних робіт і пов'язане з втратами видобутку нафти. Пісок, який виноситься з пласта, призводить також до зношування експлуатаційного обладнання.

Наявні методи боротьби з коркоутворенням можна класифікувати на три групи:

- 1) попередження надходження піску у свердловину;
- 2) експлуатація свердловин з винесенням піску з вибою на поверхню та пристосуванням обладнання до роботи в умовах піскопроявлення;
- 3) ліквідація піщаних корків.

Методи попередження надходження піску у свердловину

Руйнування порід в слабозцементованих породах можна уникнути, зменшивши дебіт до допустимого рівня. При цьому зменшуються швидкість фільтрації, депресія тиску і зазвичай напруження в породі. На таких режимах експлуатація свердловин може виявитись економічно нерентабельною. Щоб не зменшувати дебіту свердловин використовують вибійні фільтри або здійснюють кріплення порід у привибійній зоні.

За конструкцією розрізняють трубні і гравійні фільтри. *Трубні фільтри* опускають у свердловину на обсадних трубах або за допомогою НКТ усередину обсадної колони. Їх поділяють на прості (розміри отворів у трубі – 1,5–20 мм або щілин – 0,4–0,5 мм), складні, утворені з простих намотуванням дроту (дротяні), встановленням кнопок (кнопкові) і кілець (кільцеві), металокерамічні, створені з пресованого порошку спіканням у середовищі водню за температури 1 200 °С, тощо.

Гравійні фільтри можна створювати на поверхні (шар гравію фракцій 4–6 мм в міжтрубному зазорі 20–25 мм між двома концентричними перфорованими трубами) і в свердловині (намивання шару частинок за стінкою перфорованої труби). Щоб частинки, які складають скелет породи, добре затримувались, повинні виконуватися умови:

$$D_{50}/d_{50} = 5 \text{ і } \delta < D_{100},$$

де D_{50} , D_{100} – діаметри зерен гравію, які відповідають 50 % і 100 % точкам гранулометричної кривої розподілу діаметрів;

d_{50} – діаметр зерен піску;

δ – розкриття щілин у трубі.

Кріплення порід привибійної зони означає закріплення крихких частинок породи в'язучими матеріалами – цементним або цементно-піщаним розчином, фенолформальдегідною смолою тощо. Технологія

кріплення полягає в закачуванні в'язучих розчинів через НКТ у привибійну зону. Виконують одне або кілька закачувань підряд залежно від поглинальної здатності свердловини і товщини пласта. В'язучий розчин частково заповнює порожнечу в породі і, при твердінні, перетворює крихку породу в стійку до вимивання при фільтрації нафти і води, та проникну структуру. При цьому проникність привибійної зони знижується. Як затверджувач смоли використовують 15–20 % розчин соляної кислоти. Для видалення карбонатних порід, спочатку проводять солянокислотну обробку із закачуванням кислоти порціями в 6–12 прийомів через кожні 30–60 хв. Потім перед закачуванням до смоли додають 3–5 % (за об'ємом) кислотного розчину, а після протискування смоли нафтою закачують солянокислотний розчин в кількості двох об'ємів закачаної смоли. Солянокислотний розчин до певної міри також відновлює проникність пор.

До смоли можна додавати гранульований магній, який взаємодіє з частиною солянокислотного розчину. При цьому водень, що виділяється, сприяє утворенню пор та збільшенню проникності привибійної зони.

Кріплення порід привибійної зони з використанням гранульованого магнію можна здійснити і за схемою внутрішньопластового термохімічного оброблення (ВПТХО) при використанні меншої кількості солянокислотного розчину, та з утворенням ізоляційного магнезійного матеріалу.

Для кріплення піску також використовують метод коксування частини нафти у привибійній зоні.

Експлуатація свердловин з винесенням піску з вибою на поверхню та пристосуванням обладнання до роботи в умовах піскопроявлення

Швидкість потоку рідини від нижньої до верхньої відмітки інтервалу перфорації (фільтра) зростає від нуля до максимального значення, що відповідає дебіту свердловини. Поступово швидкість стає дорівнювати швидкості псевдозрідження (зависання) частинок $w_{зав}$ і швидкості їх винесення $w_{вин}$. Таким чином, нижче рівня швидкості $w_{зав}$ у стовбурі утворюється шар піску, потім до рівня швидкості $w_{вин}$ – псевдозріджений, а далі піщинки разом з рідиною і виносяться з інтервалу перфорації. Під час експлуатації свердловини деяка кількість частинок, що надійшли з пласта, осідає у стовбурі, висота корка збільшується, при цьому дебіт свердловини зменшується, а умови для винесення піску погіршуються.

Винесення частинок на поверхню забезпечується за дотримання нерівності:

$$w_p / w_{в.о} \geq 2 - 2,5, \quad (14.1)$$

де w_p – швидкість висхідного потоку рідини (газорідинної суміші);

$w_{в.о}$ – швидкість вільного осідання піщинок (з діаметром, що дорівнює середньому діаметру найбільшої за діаметром фракції, яка становить близько 20 % об'єму піску).

Відмінність густин фаз під час їх руху зумовлює відносну швидкість осадження піщинок і відмінність істинного об'ємного φ і витратного β їх вмісту в потоці. У свердловині з винесенням піску завжди $\varphi > \beta$.

Для виконання нерівності (16.1) і винесення піску проектують високі дебіти свердловин, підбирають відповідні діаметри труб і конструкції підйомачів для фонтанної і газліфтною експлуатації, використовують трубчасті штанги для насосної експлуатації, здійснюють підливання та підкачування рідини у свердловину тощо. Для кращого винесення піску підйомальні труби необхідно опускати у фільтрову зону до подошви продуктивного пласта. На практиці найчастіше труби опускають до верхніх отворів фільтра, запобігаючи їх прихоплення піском, що надходить з отворів фільтра.

При штангово-насосній експлуатації свердловин використовують різні захисні пристрої.

Ліквідація піщаних корків

Піщані корки періодично промивають рідиною або очищують струминним насосом, гідробуром або желонкою.

Як промивну рідину використовують нафту, воду (оброблену ПАР), глинистий розчин, аеровану рідину, піну, густини яких узгоджені з пластовим тиском.

Промивання ґрунтується на використанні енергії струменя закачуваної рідини для руйнування піщаного корка і винесення піщинок на поверхню. При цьому може застосовуватись пряме, зворотне, комбіноване та неперервне промивання. При прямому промиванні рідину закачують в НКТ, а винесення піску проходить по затрубному простору. При зворотному промиванні рідину закачують в затрубний простір, а винесення піску проходить через НКТ. При прямому промиванні струмінь рідини, виходячи з НКТ, краще розмиває корок. Для кращого розмивання корка на кінці НКТ встановлюють спеціальні наконечники (косо зрізану трубу, насадку, фрезу тощо). Швидкість висхідного потоку при прямому промиванні менша, ніж при зворотному. Тому при комбінованому промиванні розмивання корка виконують закачуванням рідини в НКТ, а для винесення піску періодично переходять на зворотне промивання.

При промиванні НКТ підвішують на вертлюзі верстата з капітального ремонту свердловин (КРС), а рідина подається через промивальний шланг.

При зворотному промиванні гирло свердловини герметизують промивальною головкою (сальником).

При неперервному прямому промиванні використовують промивальну головку, за допомогою якої нарощують труби майже без припинення закачування рідини.

Гідравлічний розрахунок промивання свердловини зводиться до визначення гідравлічних втрат тиску (напору) під час руху рідини в трубах і затрубному просторі. Гідравлічні втрати визначають за формулою Дарсі-Вейсбаха з урахуванням наявності в рідині піщинок. При цьому швидкість висхідного потоку необхідно визначати з нерівності (14.1).

Використовуючи струминний насос, промивання можна здійснювати без створення протитиску на пласт. Для ліквідації піщаних корків використовують також гідробур, який опускають у свердловину на канаті.

Гідробуром вдаряють по поверхні корка, при цьому долото розпушує корок, а плунжер поршневого насоса гідробура засмоктує рідину з піском з-під долота. Пісок відокремлюється в сепараторі і надходить у накопичувальну ємність, а рідина – під плунжер насоса. Аналогічно очищують вибій від сипких піщаних корків желонкою.

Боротьба з відкладанням парафінів і асфальтенів

При фільтрації нафти до вибоїв свердловин знижується температура і тиск, виділяється вільний газ. Унаслідок охолодження потоку нафти знижується її розчинна здатність, виділяються твердий парафін, асфальтени і смоли. Вони можуть відкладатись у привибійній зоні, підйомних трубах, шлейфі, збірному трубопроводі та резервуарах.

Найінтенсивніше парафін відкладається у підйомних трубах. Товщина його шару збільшується від нуля на глибині 900–300 м до максимуму на глибині 200–50 м, а потім зменшується за рахунок змивання відкладів потоком. Відкладення парафіну приводять до збільшення гідравлічних опорів потоку та зниження дебіту.

Парафін відкладається на твердих поверхнях: на механічних домішках нафти, на стінках обладнання, причому парафін, який виділяється всередині нафтового потоку, практично не бере участі у формуванні відкладів. В цьому випадку його кристали відкладаються, в основному, на дні резервуарів. Тому доцільніше добитися, щоб увесь парафін виділявся всередині нафтового потоку.

Процес відкладення парафіну має адсорбційний характер. Тому захисні покриття труб гідрофільними (полімерними) матеріалами є ефективним методом боротьби з відкладаннями парафіну. Для захисних покриттів використовують лаки (бакелітовий, епоксидний, бакеліто-епоксидний модифікований), а також скло та склоемалі.

Додавання до нафтового потоку хімічних реагентів (водо- і нафторозчинних ПАР) сприяє гідрофілізації стінок труб, збільшенню кількості центрів кристалізації парафіну в потоці, підвищенню дисперсності частинок парафіну в нафті.

Використання змінного магнітного поля також сприяє збільшенню кількості центрів кристалізації в нафтовому потоці і попереджує відкладання парафіну на поверхні обладнання.

Для видалення відкладів парафіну використовують тепло і шкребки.

При застосуванні *теплого методу* ліквідації відкладів парафіну проводять періодичне закачування в затрубний простір свердловини гарячої нафти (газоконденсату), перегрітої водяної пари або пароповітряної суміші. При підвищенні температури парафін розтоплюється і видаляється разом із закачуваною і видобувною нафтою з НКТ та з викидного трубопроводу.

Для одержання водяної пари застосовують пересувні парові установки типу ППУА-1200/100, які змонтовані на шасі автомобіля КраЗ і призначені для депарафінізації НКТ у свердловинах та викидних ліній. Для нагрівання

нафти застосовують агрегат 1АДП-4-150, який забезпечує витрату 8,2–14,5 м³/год за температури 150–110 °С і тиску 20–16 МПа. Його можна використовувати також для депарафінації трубопроводів, трапів (сепараторів), мірників тощо.

При допомозі *шкребок* зішкрябають відкладення парафіну зі стінок НКТ. Їх опускають і піднімають на дроті (тросі) за допомогою автоматичного депарафінаційного устаткування типів АДУ-3 і УДС-1.

Автоматичні літаючі шкребки піднімаються під дією напору газонафтового потоку, а опускаються у свердловину під дією власної ваги. При штангово-насосній експлуатації свердловин шкребки прикріплюють до колони штанг.

Викидні трубопроводи періодично очищують від парафіну за допомогою гумових куль (торпед), які рухаються під дією напору потоку рідини.

Боротьба з відкладеннями солей

Відкладення солей можуть бути практично на всьому шляху руху води – у пласті, свердловині, трубопроводах і обладнанні з підготовки нафти. Солевідкладення спостерігається здебільшого під час внутрішньоконтурного заводнення прісними водами, що пов'язано зі збагаченням закачуваних вод сульфатами внаслідок контакту із залишковими водами та розчинення мінералів. Причини відкладання солей – хімічна несумісність вод (наприклад, лужних із жорсткими), які надходять у свердловини з різних горизонтів або пропластків; перенасиченість водносолевих систем за зміни термобаричних умов.

Відкладення солей призводить до зменшення видобутку нафти, скорочення міжремонтних періодів роботи свердловин; іноді вони настільки великі, що утруднюють експлуатацію свердловин.

Основними компонентами солей можуть бути гіпс, карбонати кальцію і магнію, хлориди. До їх складу входять також діоксид кремнію, оксидні сполуки заліза, органічні речовини (парафіни, асфальтени, смоли) та ін. Осади можуть бути твердими або пухкими, міцність зчеплення з металом збільшується з глибиною залягання пласта. Різний склад і структура відкладів потребують індивідуального підходу до вибору методу боротьби з ними на кожному родовищі.

Методи боротьби з відкладеннями солей поділяють на дві групи: попередження випадіння солей і видалення відкладів солей.

До комплексу робіт з підготовки заводнення входить перевірка закачуваних вод на хімічну сумісність з іншими водами, з якими вони змішуються в поверхневих або пластових умовах.

Найбільш прийнятний *метод попередження випадання солей* у трубах – застосування хімічних реагентів (інгібіторів солевідкладень). Їх періодично протискують у пласт і закачують у затрубний простір видобувних

свердловин. Інгібітори покривають мікрокристалічні ядра осаду, уповільнюють ріст кристалів і утримують їх у розчині в завислому стані. Найефективнішими інгібіторами є поліфосфати, органічні фосфати, солі сульфокислот, гексаметафосфат натрію, амофос та ін. Відкладання солей повністю попереджується застосуванням інгібіторів на основі комплексонів (ПАФ-13, ДПФ-1, інкредол-1, фосфанол, СНПХ-5301) (дозування 20 г/м³).

Менш ефективним є вплив на розчини солей магнітними силовими полями й ультразвуком, а також застосування захисних покриттів (скло, високомолекулярні сполуки). Для боротьби з відкладенням солей у нафтоводозбірних трубопроводах рекомендується встановлювати на гирлі спеціальні гіпсозбірники.

Відкладення солей видаляють за допомогою хімічних реагентів, а в деяких випадках розбурюють долотом.

При хімічному методі видалення осади гіпсу перетворюють у водорозчинну сіль сульфату натрію (калію) і в осади карбонату або гідроксиду кальцію, які потім розчиняють соляно-кислотним розчином і вимивають водою. З цією метою доцільно використовувати реагенти карбонат і бікарбонат натрію або калію, а також гідроксиди лужних металів. Реагент вводять в інтервал відкладів і періодично прокачують або проводять оброблення при неперервній циркуляції. Потім проводять соляно-кислотну обробку (СКО) і промивають водою.

Можливе також термохімічне оброблення осаду соляно-кислотним розчином з додаванням хлористого натрію або амонію. Сіль можна розчиняти і в кислоті, підігрій на поверхні за допомогою парової установки ППУА, а гарячу суміш закачувати в свердловину. Але реагент спричиняє активну корозію, а процес стає дорогим і трудомістким.

Солі хлоридів розчиняють у прісній воді при прокачуванні її у свердловини.

Контрольні запитання

- 1. Які види ускладнень бувають у свердловинах?*
- 2. Що розуміють під міжремонтним періодом свердловин?*
- 3. Що розуміють під поточним (підземним) ремонтом свердловин?*
- 4. Що розуміють під капітальним ремонтом свердловин?*
- 5. Які бувають види робіт при капітальному ремонті свердловин?*
- 6. Які бувають методи боротьби з обводненням свердловин?*
- 7. Які існують методи ліквідації негерметичності обсадних колон і цементного кільця?*
- 8. З якою метою проводяться роботи з відключення окремих пластів?*
- 9. З якою метою проводяться роботи з обмеження припливу води?*
- 10. Які матеріали застосовуються для обмеження припливу води?*
- 11. В наслідок чого пісок виноситься з пласта у свердловини?*
- 12. До яких порушень може призвести винесення піску з пласта?*

- 13. Які причини утворення піщаних корків на вибоях свердловин?*
- 14. Як видаляють піщані корки?*
- 15. Які причини відкладання парафінів у свердловинах?*
- 16. Які існують методи боротьби з відкладеннями парафінів у свердловинах?*
- 17. Які причини відкладання солей у свердловинах?*
- 18. Які існують методи боротьби з відкладеннями солей у свердловинах?*

15 РІЗНОВИДИ ПІДЗЕМНОГО РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН. ТЕХНІКА ДЛЯ РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН

Обстеження стовбура свердловин

Перед ремонтом свердловин проводять обстеження гирлового обладнання та стовбура. Метою обстеження є визначення глибини вибою і рівня рідини, перевірка стану експлуатаційної колони, фільтрової зони і стовбура свердловини, встановлення наявності в ньому дефектів, аварійного підземного устаткування і зайвих предметів. Обстеження стовбура проводять після встановлення герметичності колонної головки. Його здійснюють за допомогою печаток, на яких одержують відтиск (слід) стінки експлуатаційної колони, фільтра, зім'ять, тріщин, кінців обірваних труб і т. ін.

Печатка – це металевий корпус, який знизу і з боків покритий пластичною оболонкою (свинець, алюміній) товщиною 8–10 мм, а вздовж корпуса зроблено наскрізний отвір, через який прокачується рідина. Печатку опускають у свердловину на трубах. Застосовують плоску, конусну, універсальну або гідравлічну печатки.

Плоска печатка має діаметр оболонки на 10–12 мм менший внутрішнього діаметра експлуатаційної колони; встановлюється одноразово з осьовим навантаженням не більше 20 кН. Печатка дає відбиток верхнього кінця аварійного устаткування у свердловині, тобто вона застосовується для визначення глибини, на якій знаходиться аварійний предмет, і стану його верхнього кінця (рис. 15.1).

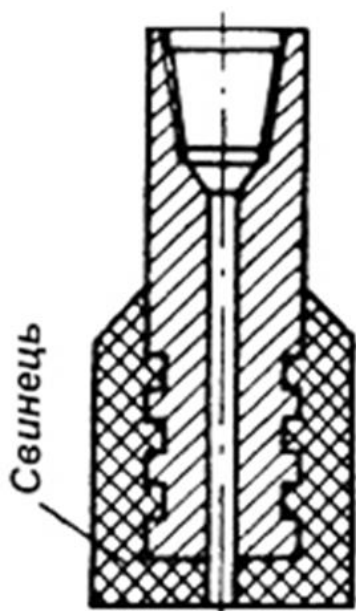


Рисунок 15.1 – Плоска печатка

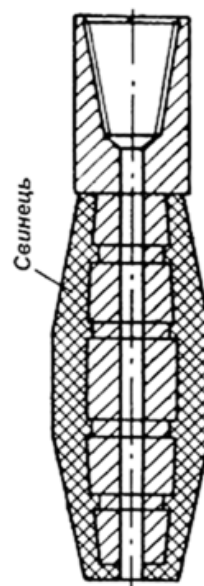


Рисунок 15.2 – Конусна печатка

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

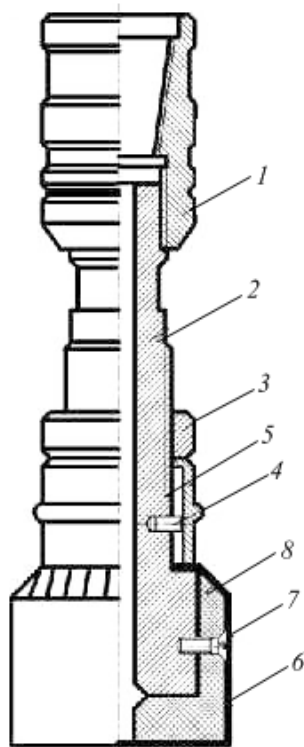


Рисунок 15.3 – Універсальна печатка ПУ-2

- 1 – перехідник із замковим нарізом;
- 2 – корпус; 3 – гайка;
- 4 – направляючий гвинт;
- 5 – затискна втулка;
- 6 – алюмінієва оболонка; 7 – гвинт;
- 8 – гумовий стакан

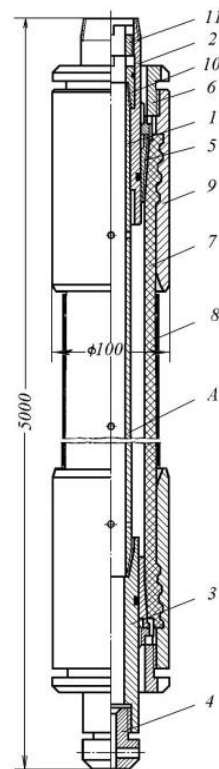


Рисунок 15.4 – Гідравлічна печатка ПГ-146-1

- 1 – внутрішня труба;
- 2, 3 – корпуси;
- 4 – штанцер; 5 – конусний вузол;
- 6 – стопорна гайка; 7 – гумовий елемент; 8 – пластичний шар;
- 9 – втулка; 10 – поршень; 11 – гайка

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Конусна печатка забезпечує одержання відбитків стінок свердловини, складних порушень, зім'ять і тріщин. Діаметр широкої частини повнорозмірної печатки на 6–7 мм менший внутрішнього діаметра колони, а наступні розміри печаток мають діаметри, що зменшуються кожний на 6–12 мм (рис. 15.2).

Універсальна печатка ПУ-2 відрізняється тим, що має змінний гумовий стакан і алюмінієву оболонку, які надіваються на циліндричний корпус. Навантаження на печатку повинно складати 15–20 кН (рис. 15.3).

Гідравлічна печатка ПГ-146-1 (рис. 15.4) призначена для дослідження 146мм експлуатаційних колон. Печатку спускають у свердловину на трубах; після спуску у труби нагнітають рідину.

Гідравлічна бічна печатка має гумовий елемент довжиною 4 м, який притискується до колони при створенні в свердловині протягом 5 хв тиску до 1,2 МПа закачуванням рідини в труби. Потім тиск знижують до

атмосферного і піднімають печатку. Гідравлічна печатка дає чіткіше уявлення про характер і конфігурацію пошкодження колони.

Якщо наявність дефектів в колоні (тріщин, негерметичності у різьбових з'єднаннях тощо) по яких надходить вода, визначити печаткою не вдається, то свердловину перекривають пробкою (пісок, глина) або пакером на 5–10 м вище фільтру і опресовують верхню частину колони на герметичність.

Якщо колона не герметична, то необхідно визначити місце і характер дефекту, усунути його і після цього проводити подальші роботи.

Обстеження колони перед початком ремонтно-ізоляційних, ловильних робіт і перед переходом на нижчерозміщені пласти є обов'язковим, оскільки невиявлені дефекти можуть призвести до значних ускладнень.

Визначення глибини вибою і рівня рідини у свердловині здійснюють за допомогою апарату Яковлева, а також агрегатів Азінмаш-8А, Азінмаш-8Б, Азінмаш-45 та ін.

Контроль технічного стану свердловин передбачає:

- а) визначення місцезнаходження муфт в обсадних трубах і НКТ;
- б) прив'язування діаграм геофізичних досліджень свердловин до їх характерних елементів;
- в) контроль за опусканням свердловинних приладів у свердловини;
- г) виділення інтервалів перфорації;
- д) вимірювання змін внутрішнього діаметра обсадних труб і НКТ;
- е) виявлення пошкоджень типу розривів і тріщин з поздовжньою і поперечною орієнтацією;
- ж) виявлення інтервалів інтенсивності корозії труб і наскрізної корозії;
- и) виявлення заколонних перетоків.

Для здійснення цих робіт застосовують локатор муфт, диференціальний локатор магнітних аномалій, локатор втрати металу, індукційний дефектометр, апаратуру механо-акустичного каротажу.

Магнітні локатори застосовують для визначення місцезнаходження муфт (замків) обсадних труб, магнітних міток, розривів, потовщень, інтервалів перфорації тощо. Але найчастіше локатори муфт застосовують для точного визначення місця встановлення перфоратора, торпеди або іншого апарату.

Гамма-товщиномір, який входить до складу комплексного свердловинного приладу – дефектометра-товщиноміра, дає змогу визначити середню товщину стінки обсадних труб з точністю до $\pm 0,25$ мм, встановлювати місце розташування з'єднувальних муфт (замків), центрувальних ліхтарів, інтервалів перфорації і місць прориву колони. Під час переміщення гамма-товщиноміра в стовбурі свердловини записується кругова цементаграма і товщинограма, а в разі зупинки його на заданій глибині – дефектограма, які характеризуються зміною інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання по колу.

Для вивчення технічного стану обсадних колон застосовують також електромагнітний профільограф, калібромір, профілемір, мікрокаверномір і індуктивні дефектометри. Дані про товщину і внутрішній діаметр обсадних

колон, одержані цими приладами, використовують і для інтерпретації діаграм радіоактивного каротажу, гамма-каротажу, цементограм, результатів вимірювань дебітоміром тощо.

На тепер відсутні прості і надійні методи контролю за станом горизонтальної ділянки стовбура в працюючій горизонтальній свердловині. Для цього застосовують вибійні рушії малого діаметра і колони гнучких труб, які дають змогу проникнути в горизонтальну ділянку стовбура, наприклад для здійснення потокометричних досліджень або промивань піщаних корків. Вибійним рушієм може бути гвинтовий електродвигун, який являється двигун-насосом з ротором у вигляді шнека, що прокачує через внутрішню порожнину насоса свердловинну рідину і використовує її реактивну віддачу. Таким рушієм може бути також модифікований лінійний електродвигун, основним елементом конструкції його є обсадна колона труб. Гнучкі труби поки що характеризуються малим терміном служби (за даними розробників до 30 спуско-підіймань).

Види підземного ремонту свердловин

Ремонтно-лагоджувальні роботи

Такі роботи виконують для поладження (виправлення) дефекту (зім'яття, зламу) в обсадній колоні. Зім'яту частину колони виправляють за допомогою виправних доліт, грушоподібних і колонних конусних фрезерів. Для цього почергово опускають виправні інструменти з послідовним збільшенням діаметра. Виправлену і пошкоджену ділянку цементують під тиском або перебивають металевим пластиром за допомогою пристрою дорн. Робота пристрою ґрунтується на розширенні повздовжньо-гофрованої труби до щільного контактування з обсадною колоною.

Якщо виправити колону не вдається, то опускають додаткову колону (летючку) з наступним цементуванням, або повертають свердловину на горизонт, що залягає вище, чи забурюють другий стовбур.

Пошкоджену і незацементовану частину експлуатаційної колони замінюють новою. Для цього верхню частину на 5–6 м вище дефекту відрізають труборізом, витягують, потім звільнюваним внутрішнім трубовлочувачем відгвинчують і витягують із свердловини пошкоджену ділянку. Тоді опускають нову колону, згвинчують із залишеною частиною і, при необхідності, цементують.

Поворотні роботи

Поворотні роботи – це переведення цієї свердловини для експлуатації продуктивного пласта, що залягає нижче або вище від того, який до цього експлуатувався. Для переведення свердловини на вищезалягаючий пласт нижче його подошви у свердловині створюють цементний міст (корок) або піщано-глинистий корок з цементним корком над ним. Якщо в інтервалі пласта, на який переводять експлуатацію свердловини, колона незацементована, то її доцільно витягнути.

Іноді переводять експлуатацію свердловини на пласт, що залягає нижче. Тоді залишений верхній пласт відключають так само, як при ремонтно-ізоляційних роботах.

Потім здійснюють перфорацію колони в інтервалі пласта, на який переводять свердловину для подальшої експлуатації.

Ловильні роботи

Ловильні роботи – найскладніші і найбільш трудомісткі роботи, які пов'язані з ліквідацією різних аварій: прихоплення та «політ» труб, залишення у свердловині зануреного електронасоса (з кабелем або без нього), обрив насосних штанг, обрив кабеля, забивання (зашлакування) експлуатаційної колони.

Прихоплені труби звільняють розходжуванням, тобто почерговим натягом і посадкою колони труб. Для забезпечення звільнення створюють нафтову чи солянокислотну ванну або промивають свердловину.

Для вловлювання і витягування із свердловини НКТ використовують незвільнювані та звільнювані ловильні інструменти: труболовлювачі, мітчики, ковпаки й овершоти. Робота труболовлювачів ґрунтується на захопленні труби внутрішніми або зовнішніми плашками мітчика і ковпака, нарізанні в тілі труби відповідно внутрішньої або зовнішньої різьби; овершота – на защемленні муфти неприхоплених у свердловині труб пластинчастими пружинами. Штанги витягують за допомогою плашкових вловлювачів. Для вирівнювання верхнього кінця труб або штанг використовують конусний райбер або різально-стираючі кільцеві фрезери. Для суцільного фрезерування труб, штанг та інших предметів, що впали у свердловину, використовують вибійні фрезери. Попередньо перед витягуванням труб за допомогою печатки встановлюють місцезнаходження і визначають стан їх кінця. Потім використовують відповідний інструмент.

Для витягування із свердловини каната або кабеля використовують вудки з нерухомими та шарнірними гачками, які опускають на трубах.

Якщо верхній кінець каната знаходиться на гирлі, а нижній – прихоплений, то за допомогою канатного різачка його обрізають біля місця прихоплення.

Для очищення стовбура свердловини від різних предметів, що впали у свердловину (кувалди, ланцюги від ключів, плашки тощо), використовують магнітні, вибійні і торцеві фрезери, павуки, йорші, свердла, пікоподібні долота тощо.

Забурювання другого стовбура

Якщо пошкоджену частину існуючого стовбура свердловини не вдається відремонтувати забурюють другий стовбур. Для вирізання «вікна» в колоні, через яке забурюють другий стовбур, використовують райбер-фрезер разом із відхилювачем. Місце для вирізання «вікна» вибирають на глибині, де є тільки одна колона, між двома муфтовими з'єднаннями в інтервалі стійких до осипання і непроникних порід (глини).

Ліквідація свердловин

Свердловини ліквідовують якщо ремонтні роботи не дали позитивних результатів, подальше їх використання є недоцільним або свердловини розміщені в зонах забудов, геологічної активності земної поверхні (землетруси, зсуви) тощо.

Неліквідовані свердловини можуть стати причиною внутрішньо-пластових перетікань, забруднення водних пластів, загазованості території, що недопустимо згідно з вимогами охорони надр і довкілля.

У свердловинах, які підлягають ліквідації, при можливості витягують опущені обсадні труби, а стовбур цементують, заливають глинистим розчином або засипають сухою глиною.

Розкриті проникні пласти перекривають цементними мостами.

Над гирлом встановлюють бетонну тумбу розміром 1 м × 1 м × 1 м і репер із труби.

Консервація свердловин

При необхідності свердловину консервують так, щоб була можливість повторного введення її в експлуатацію. Перелік необхідних робіт залежить від способу експлуатації, величини пластового тиску і тривалості консервації.

Для консервації свердловину необхідно заглушити і заповнити промивальною рідиною (буровий розчин, вода), обробленою ПАР. Закачувана рідина повинна забезпечити протитиск на пласт на 5–10 % вищий за пластовий при нормальному (гідростатичному) пластовому тиску і – на 10–15 % вищий при аномально високому пластовому тиску у свердловині. У першому випадку для консервації на термін понад рік і в другому випадку для консервації на будь-який термін у стовбурі свердловини вище верхніх отворів фільтра встановлюють цементний міст висотою 25 м. Для консервації чисто нафтових свердловин на термін до шести місяців встановлювати цементний міст необов'язково. Для запобігання замерзання гирла та верхньої частини колони їх заповнюють незамерзаючою рідиною (соляровим маслом, 30 % розчином хлористого кальцію, нафтою).

Кожна свердловина має бути обладнана фонтанною арматурою; насосні свердловини герметизують засувкою, яку встановлюють на колонний фланець.

Обладнання для ремонту. Автоматизація і механізація спуско-піднімальних операцій

Залежно від виду та мети поточного і капітального ремонтів свердловин використовують відповідне обладнання.

Принципову схему розміщення комплексу обладнання показано на рисунку 17.5. До його складу входять вежове обладнання з робочим майданчиком і помостом, піднімальна лебідка, талева система, ротор і вертлюг, насосне устаткування, противикидне обладнання, гирловий і

підземний інструмент. Залежно від виду і складності робіт комплектність обладнання може бути різною.

Обладнання та інструмент для ремонту

При підземному ремонті свердловин потрібно піднімати труби і штанги з великою масою, що потребує використання піднімального обладнання з великою вантажопідйомністю (до 500–1 000 кН). Основним обладнанням при виконанні спуско-піднімальних операцій є піднімальні лебідки різної вантажопідйомності.

При підземному ремонті свердловин застосовують також експлуатаційні вежі і щогли (стаціонарні або пересувні) призначені для підвішування талевої системи, підтримування на вису колони труб або штанг.

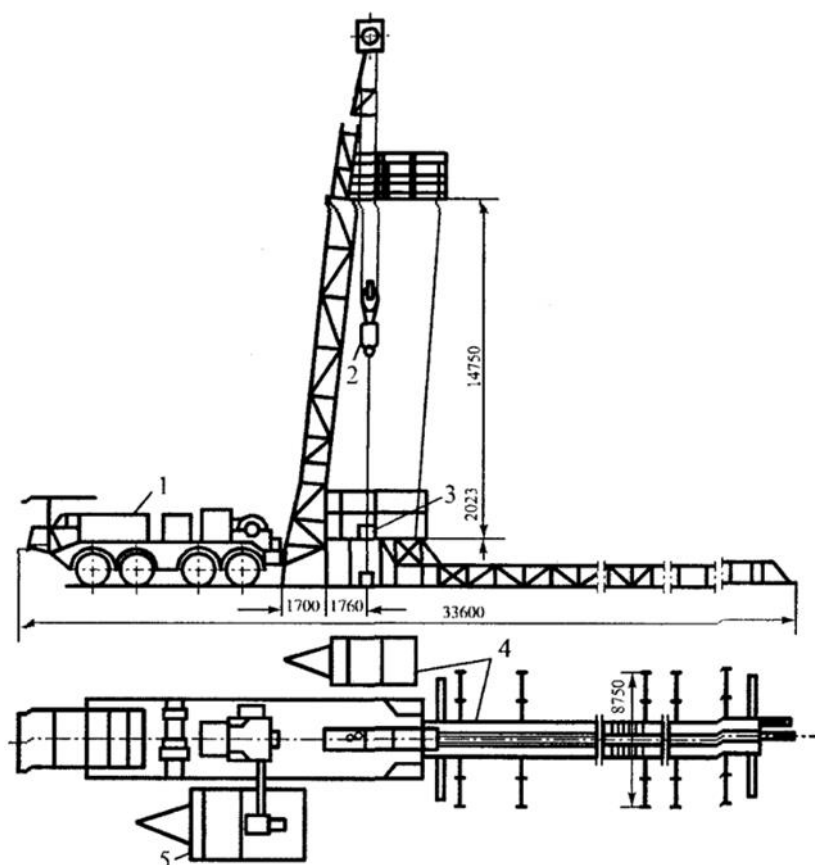


Рисунок 15.5 – Принципова схема розміщення комплексу обладнання для підземного ремонту та освоєння свердловин КОРО-80:

1 – піднімальне устаткування УПА-80; 2 – вертлюг ВЕ-60×200;

3 – ротор Р-360; 4 – пересувний приймальний поміст МПП-80;

5 – насосний блок ВНП-15Гр

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Використання стаціонарних веж і щогл при ремонті не раціональне, тому що ремонтні роботи на кожній свердловині проводяться лише кілька днів на рік, весь інший час це обладнання знаходиться в бездіяльності. Тому при підземному ремонті доцільно використовувати підйомники, обладнані

щоглами. Транспортної базою таких підйомників служать трактори та автомобілі.

Підйомник – механічна лебідка, яка монтується на шасі трактора чи автомобіля або на окремій платформі. Привід лебідки здійснюється від тягового двигуна трактора або автомобіля, в інших випадках від самостійного двигуна внутрішнього згоряння або електродвигуна.

Якщо на платформі встановлено вежу (щоглу) з талевою системою і механізмом для її підйому та опускання, то обладнання в цілому називають *піднімальною установкою*, або *агрегатом*, а при повнішій комплектації (насосом, ротором, вертлюгом тощо) – *комплексом піднімального обладнання*.

Для поточного і капітального ремонтів використовують:

– *піднімальні установки*: А-50У2 вантажопідйомністю 500 кН, Азінмаш-37А вантажопідйомністю 320 кН, змонтовані на автомобільній платформі;

– *агрегати*: Азінмаш-43А (модифікація Азінмаш-37А), Бакинець-3М вантажопідйомністю 370 кН, змонтовані на шасі гусеничного трактора; установки піднімальні тракторні УТП1-50 вантажопідйомністю 500 кН;

– *комплекс обладнання*: КОРО-80 вантажопідйомністю 800 кН;

– *піднімальні лебідки*: агрегат Азінмаш-43П (безвежова модифікація Азінмаш-43А, тягове зусилля 75 кН), лебідка піднімальна тракторна ЛПТ-8 (тягове зусилля – 84 кН), лебідка піднімальна в рамовому виконанні ЛПР-10Е (тягове зусилля – 100 кН) для роботи на морських платформах.

Вежі (щогли) (стаціонарні чи пересувні транспортовані тракторами) призначені для роботи з піднімальним устаткуванням біля свердловин.

Талева система призначена для виконання спуско-піднімальних робіт на свердловинах. Вона складається з кронблока, талевого блока, гака, талевого каната, напрямного ролика.

Ротор призначений для обертання колони труб, їх згвинчування і розгвинчування, підтримування труб при розвантаженні талевої системи, а також для виконання ловильних і допоміжних робіт.

Вертлюг призначений для обертання труб при одночасному подаванні промивальної рідини в колону труб. Вертлюг за допомогою гнучкого шланга з'єднують зі стояком по якому промивальна рідина подається в колону труб.

Мобільні промивальні агрегати використовують для нагнітання рідини у свердловину – автомобільні Азінмаш-35А або Азінмаш-35Б (тиск – до 25 МПа, витрата – до 15,6 л/с), УН1А-100×200 (20 МПа, 12,9 л/с); тракторні Азінмаш-32М (16 МПа, 10,2 л/с), УН1Т-100×200 (тракторна модифікація УН1А-100×200).

Елеватори (трубні та штангові) призначені для захоплення колони труб і штанг та утримування їх у підвішеному стані під час спуско-піднімальних операцій. Трубні елеватори забезпечують захоплення під муфту або по тілу труби (для безмуфтових труб). Особливістю елеватора типу ЕТА є автоматичність захоплення труб. Елеватор типу ЕГ призначений для роботи

з автоматом АПР-2ВБ. Штангові елеватори забезпечують захоплення насосних штанг під головку.

Штроси призначені для підвішування елеватора на гаку талевої системи і являють собою замкнену сталеву петлю овальної форми.

Снайдери призначені для автоматизації операцій із захоплення, утримування у висячому положенні та центрування колони труб у процесі спуско-піднімальних операцій під час ремонту свердловин.

Для згвинчування і розгвинчування НКТ і штанг під час спуско-піднімальних операцій використовують ключі різних типорозмірів і конструкцій; їх випускають для роботи вручну, вручну та механізовано і тільки механізовано.

Для згвинчування-розгвинчування насосних штанг вручну використовують штанговий ключ КШ, а для відгвинчування за тіло насосних штанг в аварійних ситуаціях – круговий штанговий ключ КШК. Механізована робота забезпечується за допомогою автоматичних штангових ключів АШК-Г і АШК-ТМ з автоматичним захоплювальним пристроєм і приводом від електродвигуна.

Для згвинчування-розгвинчування НКТ вручну призначені ланцюгові ключі КЛН і КЛО, а також шарнірний ключ КТНД.

При використанні трубних ключів КТД і КТГУ, можна працювати вручну, а також із застосуванням автомата АПР-2ВБ.

Автомат АПР-2ВБ призначений для механізованого згвинчування-розгвинчування, а також утримування у підвішеному стані НКТ під час ремонту свердловин. Він складається з блоків обертача, клинної підвіски, центратора, балансира з вантажем і електропривода з перемикачем. Автомат монтується та кріпиться на фланці гирла свердловини.

Механічний універсальний ключ КМУ застосовується при поточному ремонті свердловин, що експлуатуються за допомогою будь-якого обладнання.

Використовують також механічний (КМПТ) і гідравлічний підвісний (КГП) ключі, особливістю яких є використання гідроприводу.

Стопорний ключ КШМ-60-89 призначений для застопорювання колони труб від прокручування при механізованому загвинчуванні-розгвинчуванні.

Підземний ремонт свердловин – найбільш трудомісткий процес у видобуванні нафти. Зниження трудомісткості робіт тут можна досягти застосуванням механізації й автоматизації операцій із згвинчування-розгвинчування труб і штанг, а також раціональним розміщенням піднятих із свердловин труб і штанг, які доцільно розміщувати у вертикальному положенні. Практикується використання пересувних приймальних помостів, блочного обладнання на транспортній базі тощо.

До засобів механізації робіт належать також агрегат АПШ для перевезення штанг, електромеханізований штанговоз 2ТЕМ, агрегат Азінмаш-48 для змащування верстатів-гойдалок, агрегат АРОК для технічного обслуговування та ремонту верстатів-гойдалок, агрегат АТЕ-6 для навантаження, перевезення та розвантаження устаткувань ЕВН, устаткування

для перевезення та перемотування кабеля, пересувний агрегат 2ПАРС для виконання підготовчих робіт під час ремонту свердловин, агрегат АОП для обслуговування піднімальних агрегатів, агрегат АЗА-3 для заглиблення гвинтових анкерів, агрегат АМЯ-6Т для механізованого встановлення якорів, відтяжок, промисловий самонавантажувач ПС.

Використання засобів малої механізації (пристрої для переміщення труб, пристрої проти розбризкування рідини, автозатягувач робочої труби в шурф тощо) сприяє зменшенню навантаження на обслуговуючий персонал під час ремонту свердловин.

*Ремонт свердловин з допомогою інструменту, що спускається
за методом канатної техніки*

Найчастіше поточний або капітальний ремонт проводяться за допомогою застосування НКТ. Проте, у сучасній сфері обслуговування свердловин широко використовується нове оснащення. Найчастіше його вибирають для капітальних робіт. З його допомогою можна виконати роботи методом канатної техніки.

Ремонтні роботи із застосуванням канатної техніки включають:

- а) способи, при яких застосовуються троси;
- б) методики з гнучкими трубами;
- в) способи, що поєднують застосування шлангів і мотузок;
- г) способи, що поєднують застосування шлангів і кабелів.

Метод, в основі якого лежить використання канатів застосовується для спуску механічних різновидів желонки на вибій свердловини або на ділянку, яка раніше була ізольованою. Нове обладнання уможливує доставку тампонуєчих засобів, хімічних речовин, в тому числі вибухових компонентів і готових сумішей, снарядів, а також монтаж обладнання для перфораційних та інших вибухових робіт.

Подібні методи не можуть цілком замінити застосування НКТ, проте вони зменшують вартість ремонту в ряді випадків. Їх застосування дозволяє істотно полегшити процес ремонту, а також знизити витрати часу на нього. Оптимальним є використання канатного і кабельного обладнання в поєднанні з традиційними методами ремонту свердловин.

Метод канатної техніки застосовується для поточного ремонту фонтанних і галіфтних свердловин без глушіння та підйому НКТ. При цьому виконання робіт у свердловині відбувається з допомогою інструменту, що спускається в НКТ на дроті (тросі). За допомогою канатного методу можна:

- а) встановлювати і витягувати газліфтні клапани, а також запобіжні, інгібіторні і зворотні клапани, глухі корки (замість клапанів), вибійні штуцери, заглушки і глибинні вимірювальні прилади;
- б) відкривати і закривати циркуляційний клапан для заміни рідини у свердловині, в якій встановлено пакер;
- в) очищувати піднімальні труби від парафіну, солей, піщаних корків, виправляти зім'яті ділянки НКТ, проводити ловильні роботи.

Попередньо свердловини оснащують необхідним свердловинним обладнанням, що забезпечує виконання всіх видів робіт у свердловині; обладнання спускають на НКТ:

1) свердловинні камери – для встановлення в них знімних газліфтних клапанів;

2) посадочні ніпелі – для встановлення та фіксації в них зворотних, інгібіторних клапанів, глухих корків, регуляторів, вибійних штуцерів, глибинних вимірювальних приладів;

3) посадочний ніпель – для запобіжного клапана-відсікача або трубного запобіжного клапана-відсікача, який дистанційно керується з поверхні;

4) циркуляційний клапан (ковзаюча гільза) – для сполучення та відокремлення затрубного і трубного просторів під час глушіння або освоєння свердловини;

5) роз'єднувач колони – для відокремлення колони НКТ від пакера і з'єднання її з ним;

6) телескопічне з'єднання – для компенсації температурних видовжень НКТ і зняття натягу колони, який виникає під час посадки пакера;

7) зрізний клапан – для відокремлення каналу піднімальних труб від пласта під час встановлення гідравлічного пакера.

Набір канатної техніки складається з обладнання гирла, гідравлічної лебідки і канатного інструменту.

Обладнання гирла газліфтне ОГГ-80×350 (прохідний діаметр 80 мм, робочий тиск 35 МПа), що становить лубрикатор особливої конструкції, який уможливорює безпечно опустити та підняти інструмент у працюючих свердловинах.

Гідропривідна лебідка ЛСГ ІК-131 змонтована на шасі автомобіля, яка забезпечує опускання у свердловину і піднімання інструменту на дроті та виконання ремонтних робіт (посадка інструменту, ловильні операції тощо) набором інструменту довжиною до 4 м і масою до 60 кг. Обладнання оснащено приладами для вимірювання глибини опускання інструменту, натягу дроту, а також щоглою для монтажу і демонтажу лубрикатора. Інструменти для виконання робіт у свердловині опускають на дроті діаметром 1,82; 2,06; 2,34 мм. Найчастіше використовують сталевий дріт діаметром 2,34 мм (номінальне допустиме навантаження – 6,9 кН).

Канатний інструмент для виконання робіт з використанням канатної техніки поділяють на три категорії:

а) стандартний канатний набір для створення ударів вверх і вниз (замок для з'єднання дроту з інструментом, вантажні штанги, механічний і гідравлічний яси для створення ударів, шарнірне з'єднання для кутового зміщення інструменту);

б) інструмент для встановлення та витягування клапанів усіх видів, оснащених замком (відхилювач для робіт у свердловинних камерах, опускаючий і піднімаючий інструмент);

в) інструмент спеціального призначення (штовхач, ловильний дротяний інструмент, печатка-фіксатор, вирівнювач дроту, тросорізак, шкребок парафіну, парафінорізак, трубний шаблон, пісочна і гідростатична желонки для видалення з НКТ піщаного корка, уламків породи, вирівнювальний інструмент тощо).

Обладнання, яке опускають на дроті, встановлюють і знімають зрізанням штифтів при ударах ясом вгору або вниз. Усе обладнання й інструменти мають ловильні головки для захоплення їх при відкручуванні.

Яси призначені для створення динамічних ударів і являють собою розсувні пристрої, які приводяться в дію натягом дроту. Механічний яс призначений для створення ударів вгору і вниз.

Контрольні запитання

- 1. Яка мета обстеження свердловин перед ремонтом?*
- 2. З якою метою використовують печатка при обстеженні стовбура свердловин?*
- 3. Які типи печаток застосовують при обстеженні стовбура свердловин?*
- 4. Які роботи відносяться до ремонтно-лагоджувальних робіт?*
- 5. Які роботи відносяться до поворотних робіт?*
- 6. Які роботи відносяться до ловильних робіт?*
- 7. З якою метою проводяться роботи по забурюванню другого стовбура?*
- 8. За яких обставин проводять ліквідацію свердловин?*
- 9. Які роботи проводяться при консервації свердловин?*
- 10. Яке обладнання входить до підйомника?*
- 11. Яке обладнання входить до піднімальної установки (агрегату)?*
- 12. Яке обладнання входить до комплексу піднімального обладнання?*
- 13. Яке призначення вежі (щогли) в установках для капітального ремонту свердловин?*
- 14. Яке призначення талевої системи в установках для капітального ремонту свердловин?*
- 15. Яке призначення ротора в установках для капітального ремонту свердловин?*
- 16. Яке призначення вертлюга в установках для капітального ремонту свердловин?*
- 17. Яке призначення елеватора в установках для капітального ремонту свердловин?*
- 18. Яке призначення спайдера в установках для капітального ремонту свердловин?*
- 19. При яких роботах використовується метод канатної техніки?*

16 ПІДЗЕМНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИН ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ГНУЧКИХ ТРУБ

Загальна характеристика колтюбінгового устаткування

Принципово новим підходом в бурінні, експлуатації та ремонті свердловин стало використання неперервної колони гнучких труб (КГТ). Ремонтне устаткування із застосуванням колони гнучких труб (колтюбінгове або колоннотрубне устаткування) монтується на шасі високопрохідного автомобіля і оснащується гнучкою, намотаною на барабан колоною труб (рис. 16.1).

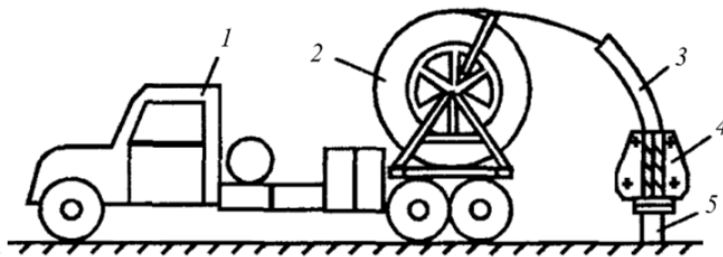


Рисунок 16.1 – Агрегат для опускання та піднімання неперервної колони гнучких труб:

1 – автомобіль; 2 – барабан з намотаною трубою; 3 – скеровувальний пристрій; 4 – механізм подавання труби; 5 – свердловина
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Колтюбінг почали застосовувати для здійснення найпростіших операцій підземного ремонту свердловин (ПРС) – очищення колони труб і вибоїв від піщаних корків. На початку впровадження цієї технології використовували колону гнучких труб із зовнішнім діаметром 19 мм. На тепер створено бурові устаткування, що працюють з колонами діаметром 1 14,3 мм, які мають достатньо високу циклічну міцність. Із КГТ з діаметрами 19–1 14,3 мм можна здійснювати практично всі операції з підземного ремонту свердловин та буріння. Для ремонту свердловин як гнучку колону зазвичай використовують насосно-компресорні труби із зовнішнім діаметром 25,4 мм і товщиною стінки 1,65 мм, опресовані на тиск 35 МПа.

Нижній напрямний кінець КГТ має зкошену гостру форму, тому може застрягати у виступах різьових з'єднань НКТ, що ускладнює опускання колони у свердловину. Тому на нижній частині неперервної колони монтують пристрій з поворотним механізмом (напрямний штифт і паз). При застосуванні такого механізму, при застряганні колони її припіднімають, а потім продовжують опускати, при цьому нижній скошений кінець скеровується у порожнину каналу НКТ.

Сучасне обладнання для спуско-піднімальних операцій дає змогу здійснювати опускання-піднімання колони із швидкістю до 76 м/хв.

Швидкість спуско-піднімальних операцій змінюється зазвичай від 30 м/хв до 55 м/хв. Спуско-піднімальне обладнання має різні розміри і конструкцію, але, переважно, всюди використовуються фрикційні колодки, які затискають трубу або переміщують її. На устаткуваннях, оснащених гнучкими колонами труб, застосовують різні превентори: від простих пристроїв з гумовими вкладками до пристроїв з п'ятьма або шістьма комплектами плашок.

Колтюбінг (колони гнучких труб) застосовується при проведенні підземного ремонту, експлуатації свердловин і транспортуванні вуглеводневої продукції. Для підземного ремонту свердловин колтюбінг застосовують з метою освоєння свердловин, підземного (поточного і капітального) ремонту, впливу на пласт і привибійну зону, забурювання додаткових стовбурів тощо. В експлуатації свердловин колону гнучких труб застосовують в якості ліфтової колони для піднімання рідини при видобуванні нафти і сифонних труб при видобуванні газу, в устаткуваннях відцентрових і струминних насосів та штангових насосів (з використанням гідроприводу через КГТ), а також в нагнітальних свердловинах. З допомогою КГТ можна проводити роботи з підігрівання промислових трубопроводів, що транспортують рідину чи воду, очищення великих нафтових ємностей від осаду. Крім того, КГТ використовують як обсадні колони (переважно в горизонтальних свердловинах), хвостовики, робочі колони для намивання гравійних фільтрів, внутрішньопромислові трубопроводи.

За час застосування колони гнучких труб (понад 35 років) виявилися переваги використання цієї технології проведення робіт порівняно з традиційною, зокрема:

- забезпечення герметичності гирла свердловини на всіх етапах виконання внутрішньосвердловинних операцій;
- можливість здійснення робіт у нафтових і газових свердловинах без їхнього глушіння;
- відсутність необхідності освоєння і виклику припливу із свердловин, у яких виконувалися роботи з використанням колони гнучких труб;
- скорочення часу опускання та піднімання внутрішньосвердловинного устаткування на проєктну глибину;
- скорочення тривалості здійснення підготовчих і завершальних робіт;
- зручність застосування на морських платформах та естакадах з обмеженими розмірами робочих майданчиків, оскільки до комплексу КГТ не входять вежі і щогли;
- можливість буріння, опускання вибійних інструментів і приладів, а також виконання операцій з підземного ремонту в горизонтальних, похило-спрямованих і сильно викривлених свердловинах;
- безпека проведення спуско-піднімальних операцій, так не потрібно здійснювати згвинчування-розгвинчування різьбових з'єднань і переміщувати насосно-компресорні труби (НКТ) на поміст;
- поліпшення умов праці персоналу бригад підземного ремонту при виконанні комплексу ремонтних операцій;

– відсутність нафтогазопроявів і відкритих фонтанів (повне виключення забруднення присвердловинних майданчиків нафтою та реагентами);

– відсутність операцій згвинчування-розгвинчування труб і пов'язаних з ними розливань рідини (закрита система циркуляції рідини);

– скорочення часу і витрат на будівництво і ремонт свердловин у 2–5 раз;

– підвищення ефективності ремонтних робіт на родовищах із складними географічними і кліматичними умовами (акваторії морів, арктика тощо) та з аномальними властивостями флюїдів.

До недоліків колтюбінгу необхідно віднести:

а) обмежений термін служби неперервної труби, особливо великих діаметрів;

б) обмеження за тяговим зусиллям, навантаженням на долото і великі гідравлічні втрати тиску по довжині труби;

в) габаритні розміри і маса барабана з гнучкою трубою створюють певні обмеження при транспортуванні устаткування.

На сьогодні у світі щорічно виконуються тисячі операцій у свердловинах з використанням колон гнучких труб.

До складу колтюбінгових установок входить: барабан з гнучкими трубами, інжектор з герметизатором, установлювач обладнання, блок превенторів і кабіна оператора, які змонтовані на шасі автомобіля (рис. 16.2). Мобільні колтюбінгові установки модифікації М10 є базовими у типорозмірному ряду колтюбінгових установок з тяговим зусиллям інжектора до 120 кН. Ця установка може працювати з трубами діаметром від 19,5 мм з довжиною до 3 000 м до 38,1 мм з довжиною від 1 600 до 2 400 м; можливе використання гнучкої труби діаметром 44,45 мм довжиною до 1 800 м. Оптимальним для цього устаткування є застосування гнучкої труби діаметром до 38,1 мм довжиною до 2 400 м.

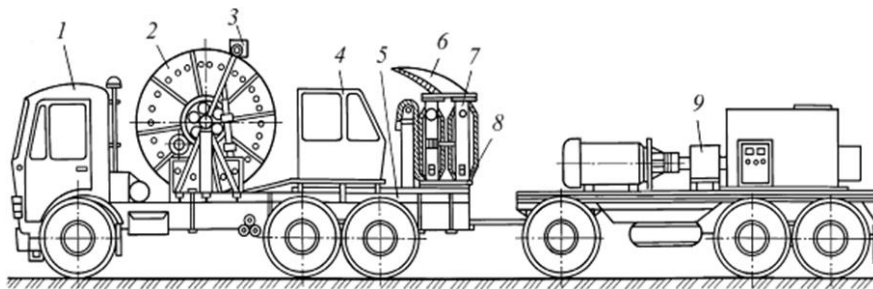


Рисунок 16.2 – Агрегат для капітального та підземного ремонту свердловин із застосуванням гнучких труб:

1 – кабіна водія; 2 – барабан з колоною гнучких труб; 3 – укладальник КГТ;
4 – кабіна оператора; 5 – рама агрегату; 6 – напрямна дуга;

7 – транспортер; 8 – механізм встановлення транспортера в робоче положення; 9 – насос для нагнітання технологічної рідини

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

Мобільна установка серії M1002 є «найлегшою» в типорозмірному ряді і призначено для роботи з трубою діаметром до 38,1 мм при глибинах до 1 500 м.

У колтбінгових установках серії M1003, розрахованих на роботу з гнучкою трубою діаметром до 44,45 мм, підвісне обладнання змонтовано на напівпричепі, а установка модифікації M1001 конструктивно оптимізована і має зменшені габаритні розміри і масу.

Мобільна колтбінгова установка серії M20 змонтована на повнопривідному шасі з формулою коліс 8 × 8; призначена для роботи в регіонах з нерозвинутою дорожною інфраструктурою і має тягове зусилля інжектора 240 кН. Найбільш оптимальним є застосування гнучкої труби діаметром 38,1 мм довжиною до 4 000 м, хоч технічні характеристики дають змогу застосовувати труби діаметром до 44,45 мм довжиною до 3 100 м.

В установках модифікацій M2001 і M2002 підвісне обладнання розміщено на нерозривній зв'язці «тягач + напівпричіп» (рис. 16.2).

Колтбінгові установки серії M40 розраховані на роботу з гнучкою трубою діаметром до 73 мм і можуть використовуватись для буріння нових свердловин та повторного розкриття пластів. Найбільшу технічну і економічну ефективність установка забезпечує при бурінні додаткових похилих і горизонтальних стовбурів в існуючих свердловинах.

Застосування гнучких труб у свердловинах

Виклик припливу і освоєння свердловин газліфтним методом

Одним із способів зменшення протитиску на пласт для виклику припливу є видалення рідини, що заповнює свердловину, за допомогою газліфта. Для цього в НКТ опускають колону гнучких труб, по якій у свердловину подають газ або аеровану рідину. Піднімання свердловинної рідини здійснюється по колоні ліфтових труб, якими обладнана свердловина.

Для виконання таких операцій, крім агрегата для роботи з КГТ, до гирла свердловини під'єднують додаткове обладнання – ємність для азоту, компресор для закачування азоту та зливну ємність, якщо не можна використати трубопровід системи збирання продукції свердловини.

Перед початком роботи над гирлом свердловини монтують комплект обладнання – превентор, гирловий ущільнювач, транспортер (рис. 18.3). Діаметр використовуваної колони гнучких труб повинен відповідати діаметру ліфтової колони, щоб гідравлічний опір кільцевого каналу, по якому піднімається суміш, був низьким (так колоні ліфтових труб з умовним діаметром 73 мм відповідають гнучкі труби із зовнішнім діаметром 25–33 мм). Інакше тиск, необхідний для подолання гідродинамічного опору, може перевищити пластовий і газ буде закачуватись в пласт. В цьому випадку утвориться так звана «азотна подушка».

Закачування азоту починають відразу або після занурення КГТ на 100–200 м і не припиняють протягом всього процесу опускання КГТ та

виклику припливу. Азот подають з поступовим збільшенням об'єму до 14–20 м³/хв. Тиск закачування газу постійно контролюють і в ході занурення труби в рідину його збільшують.

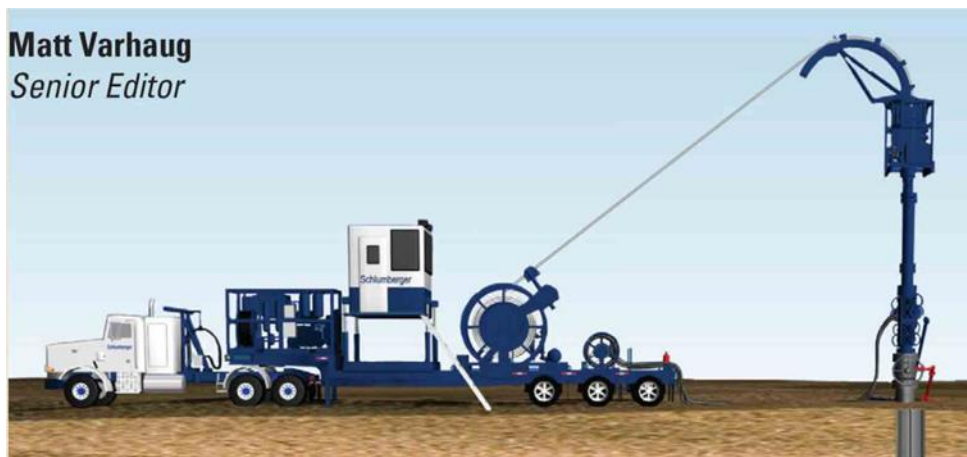


Рисунок 16.3 – Розміщення колтбінгового агрегата на свердловині
<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Для поліпшення спінювання рідини і підвищення ефективності процесу можна додавати поверхнево-активні речовини.

Після опускання гнучкої труби до рівня нижніх перфораційних отворів, роботу газліфта забезпечують поки по колоні ліфтових труб не почне підніматись пластова рідина. Після цього КГТ піднімають, продовжуючи подавати газ. При цьому необхідно контролювати склад та дебіт рідини, що надходить із свердловини.

При піднятті гнучких труб до глибини 100–200 м, якщо відбувається процес фонтанування, подачу азоту припиняють.

Встановлення гравійних фільтрів

Намивання гравійного фільтра із застосуванням КГТ потрібно виконувати тоді коли бурове обладнання вже демонтовано, дебіт свердловини малий і використовувати стандартні агрегати підземного ремонту економічно не вигідно, а пласт характеризується високим тиском і глушіння його небажане.

Перфорація колон

На колоні гнучких труб можуть бути опущені перфоратори, які забезпечують прострілювання горизонтальної свердловини на інтервалі до 300 м, при цьому також можна знижувати гідростатичний тиск у свердловині.

Експлуатація свердловин

Колони гнучких труб можна використовувати в якості обсадних колон, підйомників, хвостовиків, вибійних щілинних фільтрів, робочих колон для намивання гравійного фільтра, викидних ліній і трубопроводів. Експлуатацію газових свердловин через стаціонарно встановлену колону гнучких труб

здійснюють для забезпечення високої швидкості висхідного потоку і винесення рідини зі свердловини.

Колони гнучких труб можна використовувати при експлуатації нафтових свердловин з великим газовим фактором. При роботі з ліфтовими колонами відносно великих діаметрів (60,3 і 73 мм) ефект від наявності газових пухирців, що піднімаються вгору, незначний. При зменшенні діаметра колони до 33 і 38 мм ефективність природного газліфта різко зростає і свердловина може працювати в режимі фонтанування.

Зазвичай КГТ опускають у свердловину без пакера. Також розроблено два варіанти схем, які дають змогу працювати з пакером. Перший варіант передбачає оснащення нижнього кінця посадковим ніпелем, що взаємодіє із спеціальним пристроєм пакера. Другий більш перспективний варіант передбачає спуск пакера на колоні НКТ. При цьому обов'язковою умовою є використання роз'єднувача, який повинен спрацьовувати без обертання колони з поверхні.

Опускання КГТ як ліфтову колону ефективно при негерметичному підйомнику. В цьому випадку експлуатацію свердловини можна продовжувати на підйомнику з КГТ без проведення підземного ремонту свердловини.

Колону гнучких труб також можна використовувати для експлуатації свердловин з допомогою струминних насосів, які на ній опущені у свердловину.

Промивання вибою свердловини від піску

Очищення вибою від піску здійснюють за допомогою внутрішньосвердловинного обладнання, схему якого показано на рисунку 16.4. При цьому біля гирла свердловини розташовують агрегат з колоною гнучких труб, насосний агрегат, буферну ємність для накопичення промивальної рідини, що піднімається із свердловини.

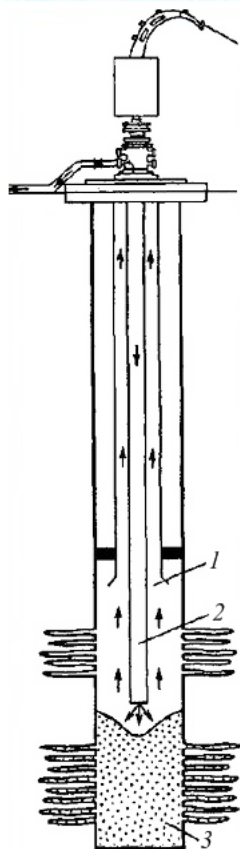
Технологія промивання вибою свердловини від піску передбачає виконання таких робіт:

- а) визначення технічного стану свердловини (дослідження з відбиранням проб на різних режимах, визначення глибини поточного вибою);
- б) опускання гнучкої труби до верхньої відмітки піщаного корка;
- в) промивання піщаного корка шляхом подавання в гнучкі труби промивальної рідини (при необхідності, для профілактики гідратуутворення додається метанол);
- г) продування газової свердловини на факельний відвід з метою видалення піску із стовбура свердловини і витягування гнучких труб;
- д) дослідження свердловини після проведення ремонту.

Для забезпечення ефективнішого винесення піску використовують піни чи полімерні гелі на водній основі, що мають підвищені опори зсуву та низьку в'язкість.

Під час опускання КГТ для досягнення подошви ліфтової колони і підходу до ймовірного місцезнаходження піску швидкість опускання зменшують до середнього значення. Момент зіткнення наконечника гнучкої

труби з піщаним корком визначають за індикатором навантаження – величина зусилля в місці підвішування труби різко зменшується, а тиск, що розвивається промивальним насосом, зростає.



Для підвищення ефективності руйнування корка використовують різні конструкції гідромоніторних насадок на КГТ, які відрізняються кількістю отворів і напрямком промивання. Втрати тиску в гідромоніторних насадках можуть сягати 17 МПа.

Для зменшення гідростатичного тиску на пласт під час видалення піщаних корків існують способи, які базуються на застосуванні струминного насоса, що опускається на двох концентрично розташованих колонах гнучких труб. При цьому швидкості спадаючого, і висхідного потоків промивальної рідини досить великі і проблеми з винесенням піску не виникає; також гідростатичний тиск рідини, яка знаходиться у свердловині і діє на пласт, може бути зведений до мінімуму. Застосування такого способу промивання можна реалізувати тільки при достатньому внутрішньому діаметрі обсадної колони, в якій здійснюється переміщення двох концентричних колон гнучких труб.

Рисунок 16.4 – Схема внутрішньосвердловинного обладнання для промивання вибою свердловини:

1 – рідина з частинками піску, що піднімається на поверхню; 2 – закачуваний у свердловину полімерний гель; 3 – пісок

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0babcd049/content>

За способом отримання піни в технології промивання піщаних корків можливі два варіанти.

За першим варіантом у свердловині, яка простоює, піну отримують закачуванням піноутворювальної рідини і газу через ежектор. Недоліком цього способу є великі гідравлічні втрати по довжині гнучких труб при підвищених витратах внаслідок малого внутрішнього прохідного перерізу, що може призвести до руйнування структури піни.

За другим варіантом при промиванні піщаного корка у працюючій свердловині утворення піни відбувається безпосередньо у свердловині на виході з підшови гнучких труб під час змішування піноутворювальної рідини з газом, що поступає із пласта; при цьому свердловина працює на факельний відвід. Об'єм піни регулюється зміною витрати піноутворювальної рідини і дроселюванням зворотної лінії зміною діаметра штуцера на факельному відводі. Недоліком цього способу є неможливість його застосування в п'єзометричних, спостережних і поглинальних свердловинах, а також у випадках, коли свердловина простоює в результаті самоглушіння.

Розбурювання корків

Для видалення щільних корків, утворених з піску, парафіну і кристалогідратів, а також цементу в колонах ліфтових чи експлуатаційних труб застосовують технології, які передбачають їх розбурювання. Загальну схему розташування внутрішньосвердловинного обладнання для розбурювання корків показано на рисунку 16.5.

Видалення газогідратних і парафіногідратних корків

Для видалення газогідратних корків існує ряд методів, найбільш ефективним з яких є промивання свердловини гарячим сольовим розчином (при $t = 70\text{--}80\text{ }^{\circ}\text{C}$). При використанні установок КГТ гідрати видаляються в результаті подавання технологічної рідини у внутрішню порожнину НКТ, якщо експлуатацію свердловини проводять фонтанним способом, або з допомогою електровідцентрових насосів, а відпрацьована рідина піднімається по кільцевому простору між КГТ і НКТ. Якщо свердловина обладана ШСНУ, то КГТ опускають у кільцевий простір між колоною НКТ і експлуатаційною колоною, хоч тут існує ризик заклинення КГТ у кільцевому просторі.

Для ліквідації гідратних корків і підігрівання свердловини додатково застосовують підігрівач для нагрівання технологічної рідини. Як підігрівач може застосовуватись нагрівач проточного типу або ємність з необхідним запасом рідини, яка попередньо підігрівається від зовнішнього джерела тепла.

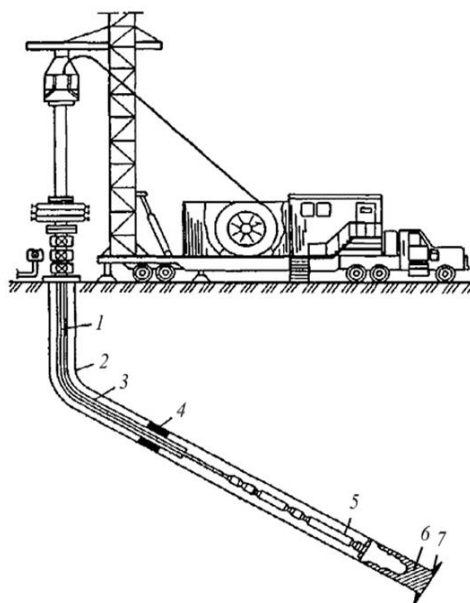


Рисунок 16.5 – Схема розміщення обладнання для розбурювання корків:

- 1 – колона гнучких труб; 2 – експлуатаційна колона; 3 – колона НКТ;*
- 4 – накер; 5 – вибійний двигун з породоруйнівним інструментом;*
- 6 – цементний або щільний піщаний корок, який необхідно розбурити;*
- 7 – вибій свердловини*

<https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content>

Для підвищення ефективності руйнування корка використовують різні конструкції гідромоніторних насадок на КГТ, які відрізняються кількістю отворів і напрямком промивання. Втрати тиску в гідромоніторних насадках можуть сягати 17 МПа.

Кислотна обробка привибійної зони

Кислотну обробку з використанням обладнання з КГТ проводять, переважно, для впливу кислоти на карбонатні породи, що складають продуктивний пласт, і збільшення його проникності.

Наземний комплекс обладнання, крім агрегату з КГТ і стандартного гирлового устаткування, повинен містити агрегат для кислотної обробки свердловин, що має спеціалізований насос і ємність для зберігання кислоти. У деяких технологіях кислотної обробки передбачено підігрівання кислоти.

Під час кислотної обробки КГТ опускають на глибину перфорації забезпечуючи безперервну циркуляцію води. Потім у свердловину через КГТ закачують розрахунковий об'єм кислоти і протискують її в пласт. При закачуванні і протискуванні кислоти викидна засувка на арматурі колони ліфтових труб має бути закрита. Це забезпечує проникнення кислоти через перфораційні отвори в пласт.

Процес закачування і протискування проводять при максимально можливій подачі рідини. Під час протискування рідини необхідно дотримуватись умови щоб тиск у зоні перфорації не перевищував тиск гідророзриву пласта. Після протискування рідини і витримання свердловини під тиском протягом необхідного часу відкривають викидну засувку, піднімають КГТ і свердловину промивають циркуляцією води.

При використанні обладнання з КГТ, порівняно з традиційними технологіями, витрата реагентів для кислотної обробки скорочується на 25–30 %.

Селективні методи поінтервальної кислотної обробки та гідроізоляції пласта

Об'єктом селективного впливу на пласт можуть бути перфораційні отвори, або зона негерметичності експлуатаційної колони, через отвори якої у свердловину надходить вода. Селективні операції здійснюють для поінтервальної кислотної обробки або закачування цементу при гідроізоляції пласта

Для проведення цих робіт в оброблюваний інтервал свердловини на колоні гнучких труб опускають два пакери (здвоєний пакер), а вище – локатор. Потім колону гнучких труб піднімають до моменту коли локатор зафіксує необхідне її положення. Після цього пакери приводять в робоче положення та відкривають отвори, через які порожнина колони гнучких труб з'єднується з простором між пакерами. У міжпакерний простір закачують необхідну технологічну рідину і, за необхідності, протискувальну. Після витримки свердловини протягом необхідного часу зменшують тиск і здвоєний пакер виймають на поверхню.

При виконанні даних операцій застосовуються пакери, герметизаційні елементи яких в транспортному положенні можуть переміщуватись в колоні ліфтових труб діаметром 89 мм. Відстань між кожним з пакерів, що утворюють здвоєний пакер, вибирають відповідно до довжини інтервалу свердловини, який необхідно обробити.

Встановлення цементного моста

Необхідність встановлення цементного моста може бути зумовлена, наприклад, проривом підшовних пластових вод. У цьому випадку цемент нагнітають безпосередньо в перфораційні отвори.

Наземне обладнання, крім КГТ, повинно включати цементувальний насос і ємність для цементного розчину.

При закачуванні цементу в пласт виконують такі операції:

а) у зону перфораційних отворів, які підлягають ізоляції опускають колону гнучких труб (опускання колони виконують з одночасною циркуляцією води);

б) у КГТ закачують розрахунковий об'єм цементного розчину;

в) гнучку трубу піднімають на 8–10 м і закривають засувку на виході з колони НКТ;

г) цемент протискують в пласт, використовуючи воду як протискувальну рідину.

Встановлення цементного моста може здійснюватись і безпосередньо в експлуатаційній колоні. У цьому випадку в інтервал ізоляції експлуатаційної колони наминають пісок, зверху встановлюють розділювальний корок та закачують необхідний об'єм цементного розчину.

Ловильні роботи

На початку проведення ловильних робіт доцільно виконувати їх за допомогою інструментів, що опускаються на тросі. Якщо це зробити не вдається, то використовують устаткування з КГТ. Ефект від застосування КГТ полягає насамперед у створенні більшого стискувального зусилля, ніж інструментом, що опускається за допомогою канатної техніки. Крім того, можливість забезпечення циркуляції рідини полегшує здійснення ловильних операцій. Якщо й у цьому випадку виконати роботи не вдається, застосовують традиційні технології з використанням агрегатів підземного (капітального) ремонту свердловин.

До недоліків технології з використанням КГТ порівняно з технологією застосування традиційних агрегатів для капітального ремонту, можна віднести неможливість обертання колони, а також створення менших зусиль порівняно із зусиллями, що розвиваються при застосуванні традиційного обладнання. Наприклад, при використанні КГТ діаметром 44 мм з товщиною стінки 3,2 мм граничне зусилля складає лише близько 170 кН.

При використанні КГТ застосовують спеціальні інструменти, які враховують особливості роботи з колоною гнучких труб. Зокрема з'єднувач необхідний для кріплення інструменту до колони гнучких труб. Необхідність застосування спеціального з'єднувача зумовлена неможливістю нарізання на

гнучких трубах різьби для захоплення аварійного інструменту подібно до технології при роботі з НКТ. Тому в основному використовують клинові конструкції.

Зворотний клапан необхідний для виключення притоку рідини із свердловини в КГТ. Особливістю конструкції зворотного клапана є те, що він повинен забезпечувати пропускання куль, які приводять в дію гідравлічні пристрої, наприклад, роз'єднувач.

Ловильний інструмент на КГТ має конструкцію, подібну до традиційних, і включає фрезери, гаки, овершоти, захоплювачі тощо.

Овершот потрібен для захоплення предметів, що витягуються, за зовнішню поверхню. До цього класу інструментів відносяться також *мітчики*, що забезпечують захоплення за внутрішню поверхню. Обидва ці типи інструментів повинні мати гідравлічний привід, потрібний для звільнення аварійного обладнання, якщо його витягнути на КГТ неможливо.

Гідравлічний роз'єднувач забезпечує відєднання опущеного інструмента від КГТ. На тепер існують роз'єднувачі, які не піддаються ударним навантаженням, що мають місце при виконанні ловильних робіт. Основний конструктивний принцип таких пристроїв – наявність зрізних шпильок. Конструкції роз'єднувачів дозволяють встановлювати їх вище або нижче вибійних двигунів. Наприклад, роз'єднувач можна розмістити між вибійним двигуном і овершотом. Спрацьовування роз'єднувача відбувається при зрізанні шпильок при нормованому зусиллі, спрямованому вгору.

Оскільки використання механічних ясів при роботі з колоною гнучких труб практично неможливе, то застосовують конструкції, основані тільки на гідравлічному принципі дії.

Прискорювач використовують разом з гідравлічним ясом, з його допомогою збільшують зусилля, створювані під час удару.

Оскільки для проведення ловильних операцій немає необхідності в застосуванні високого крутного моменту, то тут для обертання інструменту застосовують гвинтові двигуни зменшеної довжини.

Якщо із свердловини необхідно підняти аварійний інструмент малих розмірів, розташований не симетрично її осі, то застосовують шарнірні відхилювані і криві перехідники, що забезпечують можливість захоплення аварійного інструменту.

Гідравлічні центратори забезпечують центрування з'єднаних з ними пристроїв вздовж осі свердловини.

Різні умови виконання ловильних робіт визначають відповідну їм компоновку інструментів, що спускаються на КГТ.

Для проведення робіт може бути застосована типова компоновка, що містить в собі наступні інструменти (зверху вниз): з'єднувач з ловильною головкою, зворотний клапан, прискорювач, обважнений низ, яс, гідравлічний роз'єднувач, гідравлічний двигун, кривий перехідник, центратор і ловильний інструмент. Як ловильний інструмент можуть використовуватись овершот, кільцевий фрезер, гак тощо. Основними чинниками, що обмежують

номенклатуру застосовуваних інструментів, є довжина лубрикатора, який монтується на гирлі свердловини, та процес їх опускання у свердловину.

Каротажні дослідження свердловин

Застосування гнучких труб дає можливість здійснювати каротажні дослідження, у процесі яких виникає необхідність опускання різних приладів не тільки у викривлені, але і в горизонтальні свердловини. Опускання приладів у сильно викривлені свердловини на тросі-кабелі затруднюється, а в горизонтальні – взагалі неможливе, так, як зенітний кут осі свердловини 60° є граничним, при якому інструмент і прилади можуть, опускатись у свердловину. Використання роликів дозволяє збільшити граничний кут ще на 10° , але наявність різних відкладів на внутрішній стінці труб перешкоджає переміщенню приладів.

Для каротажних досліджень використовують гнучкі труби діаметром 33 м, в середину яких вводять багатожильний каротажний кабель. Для з'єднання каротажних приладів з колоною гнучких труб застосовують спеціальний перехідний вузол з циркуляційними отворами. Гнучка труба має набагато більшу повздовжню жорсткість порівняно з НКТ, тому прилад переміщують зі швидкістю до 0,5 м/с. Одночасно через колону гнучких труб можна подавати технологічну рідину або азот з метою зменшення гідростатичного тиску на досліджувані пласти, причому операції виконують без попереднього глушіння свердловини. Для реєстрації глибини знаходження опущених приладів, окрім механічного, використовують електронний лічильник, а вузол вертлюга в барабані КГТ обладнують додатковим струмознімачем для передавання електричних сигналів від кабелю, що обертається разом з барабаном, до електронного обладнання, розміщеного на поверхні.

Контрольні запитання

1. Яке призначення колтюбінгового обладнання?
2. Які ремонтні роботи можна здійснити у свердловинах з використанням гнучких труб?
3. Які переваги дає використання колони гнучких труб?
4. Які недоліки має технологія застосування колтюбінгу?

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

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. Коротя М. Етапи становлення нафтогазової промисловості в Україні / Мирослав Коротя // Економічний часопис Східноєвропейського національного університету імені Лесі Українки. – 2017. – С. 76 – 81.
7. Орловський В. М. Технологія видобування нафти : навч. посіб. / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко. – Львів – Полтава : Новий Світ-2000, 2023. – 359 с.
8. Попадюк Р. М. Дослідження нафтових свердловин та пластів. Конспект лекцій / Р. М. Попадюк, Я. В. Соломчак. – Івано-Франківськ : Факел, 2003. – 76 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,
БОБЛОВСЬКИЙ Олександр Володимирович

ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ

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. Волосошарова*

План 2025, поз. 280Л

Підп. до друку 25.05.2026. Формат 60 × 84/16.

Ум. друк. арк. 11,7.

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Черноглазівська, 17, Харків, 61002.

Електронна адреса: office@kname.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 8386 від 14.07.2025.