Міністерство освіти і науки України

Національний технічний університет
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

В. С. Білецький, В. М. Орловський, М. І. Фик

ТЕХНОЛОГІЯ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ПЛАСТІВ

Навчальний посібник

Харків
Львів
«Новий Світ-2000»
2025

УДК 665.71:504

Рекомендовано до друку Вченою радою Навчально-наукового інституту хімічних технологій та інженерії НТУ «Харківський політехнічний інститут», (протокол № 5 від 27.02.2025 р.)

Рецензенти:

М. Я. Бучинський, кандидат технічних наук, головний інженер ТОВ «Експертнафтогаз».
Г. І. Гайко, доктор технічних наук, професор.

Укладачі: *В. С. Білецький, В. М. Орловський, М. І.Фик*

Білецький В. С., Орловський В. М., Фик М. І.

Технологія підвищення нафтогазоконденсатовилучення із пластів : навчальний посібник / В. С. Білецький, В. М. Орловський, М. І. Фик. – Харків : НТУ «ХПІ» ; – Львів : «Новий Світ-2000», 2025. – 188 с.

ISBN 978-966-418-537-7

У посібнику акцентується увага на технологіях нафтоконденсатовилучення із важкодоступних і виснажених пластів-колекторів. Подається розгорнута класифікація способів нафтоконденсатовилучення із пластів, описані системи і показники розроблення родовищ. Значна увага приділена схемним рішенням підвищення вилучення флюїдів з пластів, зокрема, із застосуванням похилоскерованого буріння, горизонтальних, багатоярусних і розгалужених свердловин. Виділено чотири періоди (стадії) розробки: введення родовища в експлуатацію, підтримка досягнутого максимального рівня видобутку флюїду, зменшення видобутку флюїду, завершальна стадія розробки. Для кожного з цих періодів розглянуті первинні, вторинні і третинні методи підвищення нафтогазоконденсатовилучення із пластів. При цьому враховані особливості видобування як традиційних, так і нетрадиційних вуглеводнів, зокрема, сланцевих нафти і газу, в'язкої і бітумінозної нафти. Посібник створено із застосуванням інтернетдидактики, що дозволяє широко використовувати навчальні фільми, інтернет-енциклопедії, сайти, лінки тощо.

Для студентів, аспірантів та фахівців спеціальності G16 «Гірництво та нафтогазові технології».

УДК 665.71:504

© Білецький В. С., Орловський В. М., Фик М. І., 2025
© Видавництво ПП «Новий Світ-2000»,
ФОП Піча С. В., 2025

ISBN 978-966-418-537-7

ЗМІСТ

ЗМІСТ 3

РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА 4

ВСТУПНА ЛЕКЦІЯ 9

ЛЕКЦІЯ 2.
РЕСУРСНИЙ ПОТЕНЦІАЛ ВАЖКОВИДОБУВНИХ
РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ 23

ЛЕКЦІЯ 3.
РОЗРОБКА ВАЖКОДОСТУПНИХ І ВИСНАЖЕНИХ НАФТОНОСНИХ
ПЛАСТІВ ГОРИЗОНТАЛЬНИМ І ПОХИЛО-СКЕРОВАНИМ БУРІННЯМ 46

ЛЕКЦІЯ 4.
ВІДНОВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН ЗАБУРЮВАННЯМ
НОВИХ СТОВБУРІВ 62

ЛЕКЦІЯ 5.
СИСТЕМИ І ПОКАЗНИКИ РОЗРОБЛЕННЯ РОДОВИЩ 83

ЛЕКЦІЯ 6.
РАЦІОНАЛЬНІ СПОСОБИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН 96

ЛЕКЦІЯ 7.
ВТОРИННІ І ТРЕТИННІ СПОСОБИ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ:
ВИТІСНЕННЯ НАФТИ З ПЛАСТА 113

ЛЕКЦІЯ 8.
ВТОРИННІ І ТРЕТИННІ СПОСОБИ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ:
ТЕПЛОВІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ 125

ЛЕКЦІЯ 9.
ВТОРИННІ І ТРЕТИННІ СПОСОБИ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ:
РЕАГЕНТНА, АКУСТИЧНА, ЕЛЕКТРИЧНА, ВІБРАЦІЙНА
ТА ІН. ОБРОБКА СВЕРДЛОВИН 133

ЛЕКЦІЯ 10.
ТЕХНОЛОГІЯ ПІДВИЩЕННЯ ВИЛУЧЕННЯ ІЗ ПЛАСТІВ
НЕТРАДИЦІЙНИХ ФЛЮЇДІВ 149

ЛЕКЦІЯ 10/1 ВИДОБУВАННЯ І ПЕРЕРОБКА НЕТРАДИЦІЙНИХ НАФТ 149
ЛЕКЦІЯ 10/2 ГІДРАВЛІЧНИЙ РОЗРИВ ПЛАСТА (ГРП) І ОСОБЛИВОСТІ
ЙОГО ЗАСТОСУВАННЯ ДЛЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТ ТА
ПРИРОДНОГО ГАЗУ. ЕКОЛОГІЯ ГРП 161
ЛЕКЦІЯ 10/3 САЙКЛІНГ-ПРОЦЕС 173

ТЕРМІНОЛОГІЧНИЙ СЛОВНИК 176

УКРАЇНСЬКО-АНГЛІЙСЬКИЙ СЛОВНИК НАФТОГАЗОВИХ ТЕРМІНІВ 183

РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА

- Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Технологія видобування нафти. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2022. – 308 с. http://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/57695 https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/fa0fd3ad-889a-46da-8e88-92f0ba6cd049/content
- Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г. Технологія розробки нафтових родовищ. [Текст]: 2-ге видання, навч. посіб. для студ спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик; ХНУМГ ім.О.М.Бекетова; НТУ «ХПІ». – Львів: «Новий Світ - 2000», 2020. – 243 с. https://repository.kpi.kharkov.ua/items/6d7bccf3-0dcf-49d7-b5ca-049da966a92d
- Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут». – Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2020. – 311 с. https://repository.kpi.kharkov.ua/items/dfbbed76-86cb-4512-8242-6674577146f1
- Орловський В. М. Технологія видобування газу і газового конденсату : навч. посіб. для студентів спеціальності 185 "Нафтогазова інженерія та технології" / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко ; Редакція "Гірничої енциклопедії". — Полтава : НТП "Бурова техніка" ; Львів : Новий Світ – 2000, 2023. – 358 с. https://repository.kpi.kharkov.ua/items/6626d032-8760-4cdf-a0d7-2e6b51ba171f

- Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. Основи нафтогазової інженерії [Текст]: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ “АСМІ”, 2018. – 415 с. https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/8d67d6fa-2d73-4326-9156-6f0237f6c470/content

- Орловський В. М. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів : посібник для студ. спеціальності 185

"Нафтогазова інженерія та технології" / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко ; Харків. нац. ун-т міського господарства ім. О. М. Бекетова ; Нац. техн. ун-т "Харків. політехн. ін-т". – Львів, Новий Світ – 2000, 2023. – 312 с. https://repository.kpi.kharkov.ua/items/7919e89d-89f6-4b29-a232-a6b551ea8d3b

А також:

1. Пилипів Л. Д. Основи нафтогазової справи : навч. посіб. [Електронний ресурс] / Л. Д. Пилипів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2012. – 312 с. – Режим доступу : http://chitalnya.nung.edu.ua/osnovi-naftogazovoyi-spravi.html-1.
2. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Полтава : ПолтНТУ, Київ : ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.
3. Основи хімії і фізики горючих копалин [Електронний ресурс] / [Саранчук В. І., Ільяшов М. О., Ошовський В. В., Білецький В. С.]. – Донецьк : Східний видавничий дім, 2008. – 640 с. – Режим доступу : http://www.experts.in.ua/baza/doc/download/final.pdf.
4. Біогазові когенераційні електростанції / TNG-ENERGY. Альтернативні джерела енергії [Електронний ресурс]. – Режим доступу : http://www.tng-energy.com.ua.
5. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В. С. Бойко. – К. : Реал-Принт, 2004. – 695 с.
6. Волович О. О. Регіональний філіал Національного інституту стратегічних досліджень у м. Одесі [Електронний ресурс] / О. О. Волович // Стан і перспективи освоєння видобутку газогідратів в українському секторі Чорного моря". Аналітична записка. – Режим доступу : http://www.niss.gov.ua.
7. Педченко М. М. Гідратоутворення вуглеводневих газів : [монографія] / М. М. Педченко ; [за ред. В. С. Білецького]. – Полтава : ПолтНТУ, 2014. – 182 с.
8. Газогідрати. Гідратоутворення та основи розробки газових гідратів : [монографія / В. І. Бондаренко та ін.]. – Дніпропетровськ : Літограф, 2015. – 219 с.
9. Довідник з нафтогазової справи / [ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук]. – Львів, 1996. – 620 с.
10. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: довідник / [В. В. Розгонюк, Л. А. Хачикян, М. А. Григіль, О. С. Удалов, В. П. Нікішин]. – К. : Росток, 1998. – 430 с.

11. Коцкулич Я. С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан. – Коломия, 1999. – 504 с.

12. Крушневич Т. К. Биогаз – получение и использование [Електронний ресурс] / Т. К. Крушневич. – Режим доступу : http://sergeyk.kiev.ua.

13. Курганський В. М. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин : [навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл.] / В. М. Курганський, І. В. Тішаєв. – К. : Вид.-полігр. центр «Київський університет», 2011. – 175 с.

14. Мала гірнича енциклопедія: в 3 т. / [укл. В.С. Білецький]. – Донецьк : Донбас, 2004-2013.

15. Михайлюк О. Екологічні аспекти видобутку газогідратів метану [Електронний ресурс] / О. Михайлюк. – Режим доступу : http://nomos.com.ua.

16. Мончак Л. С. Основи геології нафти і газу / Л. С. Мончак, В. Г. Омельченко. – Івано-Франківськ : Факел, 2004. – 276 с.

17. Попадюк Р. М. Збір і підготовка нафтопромислової продукції : [навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл.] / Р. М. Попадюк, Я. В. Солончак. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. – 194 с.

18. Бойко В. С., Бойко Р. В. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу. Київ: Міжнародна економічна фундація. Тт. 1-2, 2004–2006 рр. 560 + 800 с.

19. Рябцев Г. Л. Нетрадиционные углеводороды : [монография] / Г. Л. Рябцев, С. В. Сапегин, М. И. Кривогуз. – К. : НТЦ «Психея», 2014. – 352 с.

20. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання / [Білецький В. С., Вітрик В. Г., Матвієнко А. М., Орловський В. М., Савик В. М., Рой М. М. та ін.]. – Полтава : ПолтНТУ, 2015. – 192 с.

21. Бойко В. С. Технологія розробки нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ : Нова Зоря, 2011. – 509 с.

22. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / [Кочмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С.]. – Львів : Центр Європи, 2004. – Книга 1. – 352 с.

23. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / [Кочмар Ю. Д., Світлицький В. М., Синюк Б. Б., Яремійчук Р. С.]. – Львів : Центр Європи, 2004. – Книга 2. – 352 с.

24. Яремійчук Р. С. Освоєння свердловин: Довідникове видання / Р. С. Яремійчук, Я. С. Яремійчук. – Львів : Центр Європи, 2007. – 368 с.

25. Технологія і техніка буріння: узагальнювальна довідкова книга / [Войтенко В. С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С.]. – Львів : Центр Європи, 2012. – 708 с.

26. Українська нафтогазова енциклопедія / за загальною редакцією В. С. Іванишина. — Львів : Сполом, 2016. — 603 с. : іл., табл. — ISBN 9789669191403.

27. Martin Raymond. Oil and Gas Production in Nontechnical Language / Martin Raymond, William L. Leffler. – PennWell Books, 2006. – 254 p. – Electronic resource : https://books.google.com.ua/books/

28. Колтюбінг у нафтогазовидбуванні: Київ, Сімферополь, Львів. Видавництво "Центр Європи", 2014, 336 с.

29. Матеріали міжнародної науково-практичної конференції «Снаббінг: нові технології ефективного ремонту свердловин», Полтава, ПолтНТУ, ДТЕК, НКЦ Ньюфолк. — 3 березня 2017 р.

30. М.Я. Бучинський, В.М. Світлицький. СИСТЕМИ ВЕРХНЬОГО ПРИВОДУ ДЛЯ БУРІННЯ ТА ПІДЗЕМНОГО РЕМОНТУ СВЕРДЛОВИН. Київ «Інтерпрес ЛТД» 2004 . 78 с.

31. Gas processing tochnologu/ M. Bratakh, V. Toporov, O. Varavina. .-Kh., 2015.- 148 p

32. Grude oil processing/ M. Bratakh, V. Toporov, O. Varavina. .-Kh., 2015.- 120 p.

33. Петрофизика нефтегазовых коллекторов и флюидоупоров: учебное пособие,/под.ред. И.М. Фык.- Х.: ТО Эксклюзив, 2015.- 186 с.

34. В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов. Загальна та нафтогазова геологія: навч. посібник з грифом МОН. Харків: ХНУ імені В. Н. Каразіна,2013.- 212с.

35. В. Г. Суярко. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів.- Підручник для ВНЗ. - Харків: Фоліо. 2015. 413 с.

36. Clegg, Joe Dunn, ed. (2007). Petroleum-Engineering-Handbook-Volume-IV-Production-Operations-Engineering. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers. p. 900. ISBN 978-1-55563-118-5.

37. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского.- М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. - 570 с, ил. - (Промышленный инжиниринг).

38. Мислюк М. А. Буріння свердловин: довідник у 5 т. / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук. – К. : Інтерпрес ЛТД, 2002 – 2004.

39. William C. Lyons Air and Gas Drilling Manual Applications for oil and gas recovery wells and geothermal fluids recovery wells / William C. Lyons, Boyun Guo, Reuben L. Graham, Greg D. Hewlay. – Gulf Professional Publishing is in impirint of Elsevier 30 Corporate Drive, Suite 400, Burlington, MA 01803, USA Lincre House.

40. William C. Lyons Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering / William C. Lyons, Gary J Plisga, BS. – Gulf Professional Publishing, 2011. – P. 1568. – Electronic resource :

https://books.google.com.ua/books?id=hDRjBCI08QC&dq=oil+and+gas+monograph&hl=ru&source=gbs_navlinks_s

Інтернет-ресурси:

41. Best Selling Petroleum engineering Books: https://www.alibris.com/search/books/subject/Petroleum-engineering

42. Amazon Best Sellers Best Sellers in Petroleum Engineering: https://www.amazon.com/Best-Sellers-Books-Petroleum-Engineering/zgbs/books/13774

Рекомендації щодо використання опорного конспекту лекцій.

1. Перед кожною аудиторною лекцією ознайомитися з матеріалом відповідної лекції опорного конспекту.

2. Під час лекції вносити додаткову інформацію в особистий або опорний конспекти лекцій.

3. Найбільш важливі питання лекції маркувати.

4.Після лекції в процесі самостійного опрацювання матеріалу рекомендується вносити додаткову інформацію в особистий або опорний конспекти лекцій.

1. ВСТУПНА ЛЕКЦІЯ

КЛАСИФІКАЦІЇ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ

Основна література

* [http://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/61397 Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В.;І.; Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ — 2000», 2023. — 312 с.]

* [http://repository.kpi.kharkov.ua В.С.Білецький. Класифікація методів підвищення нафтовилучення //Геотехнології. № 5. 2022. С. 10-16.]

ВСТУП

У світі загальноприйняті два терміни, що поєднують методи впливу на нафтовий об'єкт з метою покращення нафтовидобутку: EOR (Enhanced Oil Recovery) та IOR (Improved Oil Recovery). До першого в основному відносяться методи, що ґрунтуються на застосуванні витісняючих агентів, відмінних від води (теплові, газові, хімічні та мікробіологічні методи); другий термін – покращена нафтовіддача (IOR) — це термін, який іноді використовується як синонім EOR, хоча він також застосовується до покращень у видобутку нафти, досягнутих за допомогою більш досконалого проектування та управління проектами, наприклад, визначення об’ємів нафти, які були пропущені під час закачування води за допомогою сейсморозвідки, а потім буріння нових свердловин для доступу до цих нафтових кишень (пасток).

У вітчизняній практиці терміни «методи підвищення нафтовилучення» та «інтенсифікація видобутку нафти» охоплюють всю множину вторинних, третинних і четвертинних методів, а також заходи, спрямовані на покращення нафтовіддачі. Тобто, вітчизняні терміни МПН та МІВН охоплюють EOR (Enhanced Oil Recovery) та IOR (Improved Oil Recovery).

ОСНОВНИЙ ВИКЛАД. Практичні (експлуатаційні), наукові і науково-практичні вітчизняні класифікації методів підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобутку нафти (МПН та МІВН) ґрунтуються на таких ознаках:

- досяжна величина коефіцієнта вилучення нафти (КВН) з продуктивного пласта [1, 4, 5, 6, 7];
- механізм досягнення ефекту підвищення нафтовилучення та/або інтенсифікації видобутку;
- тип робочих агентів [3, 4, 5, 6, 7].

Розглянемо ці класифікації докладніше.

І. За коефіцієнтом вилучення нафти розрізняють первинне, вторинне, третинне і четвертинне видобування нафти:

Первинні методи використовують тільки природну енергію пласта, досягають КВН не більше 20-30 %.

Вторинні методи пов'язані з підтриманням внутрішньо-пластової енергії шляхом закачування в пласт води і природного газу. Вони досягають КВН близько 30-50 %.

Третинні методи здійснюється шляхом штучного підтримання енергії пласта або штучної зміни фізико-хімічних властивостей нафти. При цьому досягається КВН на рівні 30-60 (70) %.

Четвертинні методи – це більш просунуті, динамічні МПН. Китайські фахівці, наприклад, пропонують як четвертинний метод – заводнення продуктивного пласта рідкокристалічним флюїдом.[8]

ІІ. За механізмом підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобутку виділяють такі МПН та МІВН:

1. Фізичні методи
2. Хімічні методи
3. Біологічні методи
4. Комбіновані методи
5. Спеціальні методи

Так як класифікація МПН та МІВН за механізмом підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобутку подається в такій редакції вперше, автори вважають за доцільне коротко охарактеризувати ці методи.

1.До фізичних методів належать:

- *Витіснення нафти з пласта*:

- *водою (заводнення)* – підтримка і відновлення пластового тиску і балансу енергії здійснюються закачуванням води;

- *газами* – сухим вуглеводневим газом (метан), газоводяною сумішшю, газом високого тиску, збагаченим вуглеводневим газом, раніше — повітрям, димовими газами;

- *Витіснення нафти вуглекислим газом* працює за таким механізмом: у пласті утворюються три зони — зона первісної пластової нафти, перехідна зона від властивостей первісної нафти до властивостей діоксиду вуглецю і зона чистого CO_2. При нагнітанні CO_2 в заводнену зону перед ним утворюється вал нафти, який витісняє і пластову воду;

- *газом і водою* – почергове нагнітання газу і води – метод водогазового циклічного діяння;

- *розчинником* – як витискувачі використовують вуглеводневі розчинники (пропан-бутанові фракції).

• *Теплофізичні методи* – теплова дія на пласт та/або при вибійну зону:

- *нагнітання в пласт теплоносіїв* — гарячої води, водяної пари (циклічна парова стимуляція), в тому числі і як внутрішньопластового терморозчинника вуглеводнів;

- *теплофізичні методи впливу на привибійну зону* – циклічний і стаціонарний електропрогрів, термоакустичні й циклічний паротепловий вплив;

- *метод теплової облямівки* – в поклад високов'язкої нафти теплоносій нагнітають у вигляді нагрітої облямівки розміром понад 0,3-0,4 об'єму оброблюваного пласта, а потім форсовано проштовхують її по пласту холодною водою, яка нагрівається теплотою, що акумулювалася в пласті за тепловим фронтом витіснення;

-*парогравітаційний дренаж* – вдосконалена форма парової інтенсифікації, при якій у нафтовому пласті бурять пару горизонтальних свердловин, одна на кілька метрів над іншою. Пара під високим тиском безперервно впорскується у верхній стовбур свердловини, щоб нагріти нафту та зменшити її в'язкість, змушуючи нагріту нафту стікати в нижній стовбур свердловини, звідки її відкачують.

• *Електричні методи*

- *Електромагнітний вплив* – підвищення дебіту нафтових свердловин електромагнітним діянням – вплив на пласт високочастотного електромагнітного поля. Зона впливу визначається способом створення (в одній свердловині або між декількома) напруги і частоти електромагнітного поля, а також електричними властивостями пласта. Крім теплових ефектів, електромагнітний вплив призводить до деемульсації нафти,

зниження температури початку кристалізації парафіну і появи додаткових градієнтів тиску за рахунок силового впливу електромагнітного поля на пластову рідину.

- *Електрична обробка свердловин* — призначена для зниження обводненості на видобувних нафтових свердловинах, відновлення їх продуктивності, відсічення газових конусів, а також для відновлення характеристик нагнітальних свердловин. Об'єктами є як теригенні, так і карбонатні колектори з глибиною залягання до 2000м і 3000м відповідно. Як правило, обробці підлягають свердловини з обводненістю продукції 40-85 % і дебітом по рідині 10-85 $м^3$ добу при неоднорідних пластах з почергово високою і зниженою пористістю. Сутність технології заснована на тому, що при пропущенні через нафтовий пласт імпульсів електричного струму відбувається виділення енергії в тонких капілярах. Коли кількість виділеної енергії перевищує порогове значення, спостерігаються зміни структури пустотного простору мікронеоднорідного середовища і просторових структур фільтраційних потоків. Відбуваються руйнація кольматанта і прилеглих шарів гірської породи, газова кольматація, руйнування подвійних електричних шарів, зміна поверхневого натягу на межі розділу фаз. Після закінчення електровпливу на пласт у результаті зміни просторової структури фільтраційних потоків в породі обводненість знижується на тривалий період. Використовується схема підключення двох розташованих поруч свердловин до колонних голівках. Джерелом живлення служить дизель-генератор або високовольтний трансформатор. З виходу силового блоку різнополярний імпульсний струм через силові кабелі подається на металеву арматуру устя двох вибраних свердловин. Тривалість електровпливу на пласт становить 20-30 годин.

- *Електрогідравлічна обробка свердловин* (ЕГУ) застосовується для підвищення нафтовилучення. При електричному розряді між двома електродами в рідкому середовищі відбувається формування каналу наскрізної провідності з наступним його розширенням до низькотемпературної плазмової каверни, що утворює ударну хвилю і хвилі стиснення. Час дії ударної хвилі не перевищує $0{,}3 \cdot 10^{-6}$ с. Поширюючись у присвердловинній зоні, вона руйнує кольматаційні утворення.

- *Хвильовий вплив:*

- *Об'ємний хвильовий вплив на нафтове родовище.* При цьому на поверхні родовища нафти спеціальним чином створюються монохроматичні коливання певної амплітуди, що поширюються в вигляді конуса від поверхні до нафтового пласта, охоплюючи об'єм в зоні радіусом 1.5-5 км від епіцентру впливу (https://www.youtube.com/watch?v=7YTe3daetzo).

- *Віброхвильовий вплив на породи продуктивного нафтового пласта* створюється при роботі штангового насоса. В результаті у масиві формуються хвилі пружних деформацій, які поширюються на великі відстані від свердловини і забезпечують отримання значних ефектів, як у збуджуваній свердловині, так і в свердловинах у радіусі 2-2,5 км від неї. Інфра-низькочастотні пружні коливання формують в пласті зону розміцнення, що покращує його фільтраційні характеристики.

- *Акустична обробка свердловин* заснована на перетворенні електричної енергії змінного струму в енергію пружних хвиль з частотою коливань 20 кГц в інтервалі перфорації свердловини. Частота ультразвукової хвилі визначає її специфічні особливості: можливість розповсюдження спрямованими пучками і можливість генерації хвиль, що переносять значну механічну енергію. При взаємодії акустичного поля з гірськими породами досягається: збільшення їх проникності завдяки змінам структури пустотного простору; руйнування мінеральних солевідкладів; акустична дегазація і зниження в'язкості нафти; залучення в розробку низькопроникних і закольматованих пропластків порід продуктивного пласта.

- Вібраційні методи діяння на нафтові поклади – безперервні коливальні процеси генерують у привибійній зоні пласта також за допомогою гідравлічних вібраторів, що спускаються на трубах і приводяться в дію прокачуванням через них робочої рідини (нафти). У гідравлічних вібраторах типу ГВЗ імпульси тиску на вибої виникають унаслідок того, що турбіна, яка обертається під впливом потоку рідини, поперемінно перекриває та відкриває вихід її з корпусу вібратора. Залежно від витрат рідини й параметрів вібратора імпульси тиску на вибої можуть досягати декількох мегапаскалів (МПа). Вібратор генерує хвильові процеси, що супроводжуються «диханням» тріщин, винесенням у свердловину забруднюючих частинок і води з пор пласта, зниженням в’язкості пластової нафти.

- Азотно-імпульсна обробка нафтових свердловин — призначена для збільшення нафтовидобутку шляхом вибіркового впливу імпульсами тиску, які створюють газогенератори, на локальні ділянки найбільшої нафтонасиченності в інтервалі перфорації свердловини. Імпульси тиску руйнують кольматаційні утворення, збільшуючи проникність присвердловинної зони. Газогенератори заряджаються азотом до тиску 100 атм. Комплект заглибних газогенераторів для п'яти- і шестидюймової обсадної колони встановлюють в інтервалі обробки пласта. В ході обробки протягом 1,0-1,5 метра уздовж стовбура свердловини генеруються імпульси тиску до 120-150 МПа. При цьому залежно від стану зони обробки регулюються параметри імпульсного впливу по амплітуді, частоті і тривалості імпульсів. Час обробки свердловини не перевищує 24 годин.
- Ударно-хвильова дія на привибійну зону пласта – передбачає високовольтний імпульсний пробій рідини у привибійній зоні, електричним розрядом. Хвилі стиснення, які збуджуються під час цього пробою рідини, циклічно навантажують пористе насичене середовище, багаторазово відбиваються та трансформуються у хвилі стискання-розтягування. За рахунок їх повторюваної знакозмінної дії руйнуються кольматаційні відкладення, покращується гідродинамічний зв’язок системи пласт–свердловина.

2. До хімічних методів належать:

- *Реагентна обробка нафтових свердловин.* Для інтенсифікації нафтовидобутку використовують органічні і мінеральні речовини в рідкій або твердій фазі. За механізмом взаємодії з кольматуючими утвореннями реагентів:

- *Кислотної дії*, розчинна спроможність яких заснована на кислотних властивостях водного розчину, що визначаються концентрацією йонів водню;

- *Кислотна обробка свердловин* (https://www.youtube.com/watch?v=QIkQIqeCZto) полягає в заливанні або закачуванні в свердловину і продавлюванні в пристовбурну зону нафтоносного пласта рідиною або повітрям під тиском інгібованих кислотовмісних розчинів на основі соляної, азотної, флуористоводневої, оцтової і сульфамінової кислот або їх сумішей. Добір кислот здійснюється в залежності від характеру,

складу і структури порід навколо свердловини. По закінченні процесу реагування кислотного розчину з породами нафтоносного пласта свердловина прокачується ерліфтом або глибинним насосом з утилізацією рідини на поверхні. У процесі дренування свердловини відбирають контрольні проби рідини і перевіряють їх на залишкову кислотність. Після досягнення значення pH, що дорівнює пластовій рідині, прокачування припиняють і свердловину вводять в експлуатацію. Розрізняють такі різновиди кислотних обробок: кислотні ванни, прості кислотні обробки (ПКО), кислотні обробки під тиском, пінокислотні обробки, багаторазові обробки, поінтервальні (ступінчасті) кислотні обробки, кислотоструминні (гідромоніторні) обробки, спирто-піно-кислотні обробки, газокислотні обробки, глинокислотні обробки, термохімічні обробки, термокислотні обробки.

- *Кислотна ванна* проводиться для очищення вибою свердловини від глинистої кірки. Може проводитися без тиску і під тиском.
- *Окисно-відновної дії,* реакції яких засновані на перенесенні електронів від відновлювача до окиснювача, що супроводжується зміною фазового стану компонентів, що входять до складу реагуючих речовин;
- *Комплексної дії,* що забезпечують утворення розчинних комплексних сполук за участю моно- і полівалентних металів;
- *Поліфункціональні реагенти.* Їх розчинна здатність заснована на поєднанні кислотного і окислювально-відновної дії на кольматуючі утворення і породи продуктивного пласта.

3. До біологічних методів належать:

• Мікробіологічні методи — методи діяння на нафтові поклади шляхом активізації аеробних і анаеробних бактерій у привибійній зоні нагнітальних свердловин, що спричиняє окиснення залишкової нафти з утворенням органічних кислот, спиртів, поверхнево-активних речовин, вугільної кислоти, з виділенням газів (метан та ін.).

4.Комбіновані методи поєднують фізичні, хімічні, біологічні методи.

• Фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення — методи діяння на нафтові поклади, які покращують заводнення (за рахунок зниження міжфазового поверхневого натягу і зміни відношень

рухомостей фаз) і сприяють вилученню залишкової нафти із заводнених пластів. До першої групи належать методи запомповування водних розчинів поверхнево-активних речовин (заводнення розчинами ПАР), полімерного заводнення, лужного заводнення (розчини лугів) і силікатно-лужного заводнення (розчин силікату натрію з лужними властивостями), сірчано-кислотне заводнення (нагнітання сірчаної кислоти у вигляді облямівки), а до другої — методи витіснення нафти діоксидом вуглецю (газ, рідина, водний розчин) та міцелярними розчинами і міцелярно-полімерне заводнення (облямівки міцелярного і полімерного розчинів).

• Депресійно-репресійна хіміко-гідродинамічна дія на привибійну зону пласта. У результаті циклічної дії на пласт у режимі депресія–відновлення гідростатичного тиску відбувається очищення привибійної зони пласта і поступове заповнення свердловини (внутрішнього об'єму НКТ) пластовим флюїдом. Можна також здійснювати циклічну багатократну дію на пласт чи безперервне відкачування пластового флюїду при заданій величині депресії. Після очищення (декольматації) привибійної зони пласта забезпечується дренування пласта з відкачуванням певної кількості рідини. Технологія реалізується за допомогою встановленого на насосно-компресорних трубах (НКТ) пакера і змонтованого над ним гідровакуумного пристрою. Робоча рідина: пластова або технічна вода, водний розчин NaCl чи $CaCl_2$, товарна дегазована нафта.

• Внутрішньопластове горіння (хіміко-фізичний або термохімічний метод) – ґрунтується на екзотермічних хімічних окиснювальних реакціях пластової нафти із закачуваним у пласт окиснювачем (звичайно киснем повітря); часто в зону генерації тепла подаються також вуглеводневий газ і вода. За співвідношенням витрат води і повітря розрізняють сухе (без нагнітання води), вологе (нагнітають води до 2-3 л/м^3) і надвологе (те ж понад 2-3 л/м^3) горіння. Створення зони екзотермічних реакцій, яка переміщується по пласту, нагріває нафту, зменшує її в'язкість (фізичні процеси) і, як результат, збільшує видалення неспаленої її частини (часто цей метод експлуатаційники зараховують до теплових, хоча природа утворення тепла – хімічна).

• Реагентно-гідроімпульсна вібростру минна обробка нафтових свердловин – комбінований спосіб збільшення нафтовидобутку

свердловин. Технологія реалізується за допомогою вібростуминного декольмататора, що руйнує кольматаційні утворення закачуванням в привибійну зону кислот або інших реагентів шляхом багаторазових гідравлічних ударів і виносу на поверхню продуктів реакції.

• Гідравлічний розрив пласта (фізико-хімічний метод, гідроудар складає його фізичну частину, декілька сотень застосовуваних реагентів – хімічну). Кислотний гідравлічний розрив пласта (КГРП), селективний, направлений, MSW-frac (Multy Storey Well + fracking) — технологія «багатоповерхового» буріння з проведенням ГРП, газодинамічний розрив пласта (ГДРП).

• Електрогідравлічна та електрична обробка нафтових свердловин застосовується для підвищення нафтовилучення. При електричному розряді між двома електродами в рідкому середовищі відбувається формування каналу наскрізної провідності з наступним його розширенням до низькотемпературної плазмової каверни, що утворює ударну хвилю і хвилі стиснення. Поширюючись в присвердловинній зоні, вона руйнує кольматаційні утворення. Ефективність електрогідравлічної обробки визначається тиском ударної хвилі і числом генеруючих імпульсів уздовж інтервалу перфорації.

• Воднева термобарохімічна технологія збільшення продуктивності нафтових, газових та газоконденсатних свердловин — забезпечує розкольматування привибійної зони продуктивних пластів. Полягає в комплексному водневому термобарохімічному впливі на кольматаційну зону пласта. Використовується ефект водневої активації процесів дифузії та фільтрації флюїду в пористому середовищі продуктивного пласта під час протікання екзотермічної реакції.

• Імпульсно-ударні методи діяння на нафтові поклади впливають на породи потужними ударними хвилями, що генеруються під час вибуху на вибої глибинних бомб і зарядів вибухових речовин (ВР) спеціального призначення. Утворювана при цьому мережа тріщин у твердих породах поряд із супутніми вибуху тепловими ефектами та фізико-хімічними змінами властивостей нафти під впливом продуктів вибуху, що проникають у пори пласта, створюють умови, які сприяють поліпшенню припливу нафти й газу до свердловин. Крім того, на нафту позитивно впливають продукти згоряння, збільшуючи її текучість.

Як правило, продукти згоряння містять діоксид вуглецю, соляну кислоту, воду, хлор, оксиди азоту. Ці речовини діючи на продуктивний пласт розчиняють карбонатні складові породи, руйнують адсорбційні шари на межах розділу. Сукупна дія фізичних і хімічних чинників приводить до збільшення дебітів свердловин.

• Термокислотна обробка свердловини – комбінований процес, у першій фазі якого здійснюється термохімічна обробка, у другій (без перерви у часі) – звичайна, проста соляно-кислотна обробка.

5.Спеціальні методи (включають схемні, алгоритмічні та ін. рішення):

• *Метод зміни напрямків фільтраційних потоків* — гідродинамічний метод підвищення нафтовилучення із пласта під час заводнення, технологічна суть якого полягає в тому, що нагнітання води зупиняється в одних свердловинах і переноситься на інші, внаслідок чого змінюються напрямки руху фільтраційних потоків до 90°.

• *Потоковідхиляючі методи* засновані на закачуванні в нагнітальні свердловини обмежених об'ємів спеціальних реагентів, призначених для зниження проникності високопроникних прошарків пласта (аж до їх блокування), з метою вирівнювання приймальності свердловини по розрізу пласта і, тим самим, створення більш рівномірного фронту витіснення і зменшення проривів води у видобувні свердловини.

• *Метод змінних тисків* — метод діяння на привибійну зону пласта, який полягає у здійсненні в цій зоні змінних навантажень шляхом створення в колоні експлуатаційній високого тиску нагнітанням рідини з його наступним зменшенням. У фазі зменшення тиску кольматувальні частинки інтенсивним потоком рідини виносяться із привибійної зони у свердловину, чим досягається підвищення продуктивності (приймальності) свердловини.

• *Метод форсування відбирань рідини* – гідродинамічний метод підвищення нафтовилучення із пластів під час заводнення, суть якого полягає в постійному збільшенні дебітів видобувних свердловин (зменшенні вибійного тиску). Цим створюються високі градієнти тиску в пласті, залучаються до розробки залишені цілики

нафти, лінзи, тупикові і застійні зони, малопроникні пропластки і ін.

- *Циклічне діяння на пласт* – періодична зміна об'єму запомповування робочого аґента в пласт через всі, які є в наявності, або через групи нагнітальних свердловин, котра передбачає зміну тиску і швидкості потоків рідини з метою покращення виробки неоднорідного пласта за рахунок більш повного використання капілярних і гідродинамічних сил.
- *Азотно-імпульсна обробка нафтових свердловин* призначена для збільшення нафтовидобутку шляхом вибіркового впливу імпульсами тиску, які створюють газогенератори, на локальні ділянки найбільшої нафтонасиченності в інтервалі перфорації свердловини. Ефект досягається за рахунок відновлення фільтраційних властивостей присвердловинної зони. Імпульси тиску руйнують кольматаційні утворення, збільшуючи проникність присвердловинної зони (https://www.youtube.com/watch?v=ay0XXXKdrzI).
- *Метод зривної кавітації* – обробка фільтрової і привибійної зони кавітаційним генератором імпульсів тиску (КГІТ). При роботі КГІТ у режимі періодичної зривної кавітації виникає послідовність фаз тиску — репресії і депресії, що діють на фільтрову і привибійну зону свердловини. Динамічний тиск, що створюється генератором, має нелінійний, імпульсний характер з тривалістю імпульсів 2-3 мікросекунди і частотою повторення 700—12 000 Гц. Ефективна зона поширення імпульсів тиску перевищує 50 м. Імпульси тиску — керовані і можуть досягати сотень і тисяч атмосфер. В результаті впливу знакозмінного тиску виникають нові тріщини, фільтраційні канали привибійної зони звільняються від забруднень: механічних домішок, колоїдних частинок, відкладень солей, асфальто-смоло-парафінових складників нафти, продуктів окиснення і, як наслідок, відбувається очищення каналів і відновлення проникності пласта. У видобувних свердловинах поліпшується приплив флюїдів, посилюється їх проникнення з привибійної зони і знижується обводненість. У нагнітальних свердловинах збільшується приймальність, що забезпечує підтримку необхідного пластового тиску.
- *Схемні рішення при бурінні* – буріння бокових стовбурів (в т. ч. горизонтальних), багатовибійні свердловини «риб’яча кістка», «березовий листок» тощо.

- **III. За типом робочих агентів** традиційна класифікація МПН та МІВН має такий вигляд [3-7]:

1. Теплові методи:
– паротеплова дія на пласт;
– внутрішньопластове горіння;
– витіснення нафти гарячою водою;
– пароциклічні обробки свердловин.
2. Газові методи:
– закачування повітря у пласт;
– вплив на пласт вуглеводневим газом;
– вплив на пласт діоксидом вуглецю;
– вплив на пласт азотом, димовими газами та ін.
3. Хімічні методи:
– дія на пласт водними розчинами ПАР;
– дія на пласт пінними системами;
– дія на пласт розчинами полімерів та іншими загущуючими агентами;
– дія на пласт лужними розчинами;
– дія на пласт кислотами;
– дія на пласт композиціями хімічних реагентів (зокрема міцелярні розчини та ін.);
– мікробіологічна дія на пласт.
4. Гідродинамічні методи:
– інтегровані технології;
– залучення до розробки недренованих запасів;
– бар'єрне заводнення на газонафтових покладах;
– нестаціонарне (циклічне) заводнення;
– форсований відбір рідини;
– ступінчасто-термальне заводнення.
5. Потоковідхилюючі методи (ПВМ):

Потоковідхиляючі методи засновані на закачуванні в нагнітальні свердловини обмежених об’ємів спеціальних реагентів, призначених для зниження проникності високопроникних прошарків пласта (аж до їх блокування), з метою вирівнювання приймальності свердловини по розрізу пласта і, тим самим, створення більш рівномірного фронту витіснення і зменшення проривів води у видобувні свердловини.

6. Група комбінованих методів, що поєднує гідродинамічний та тепловий методи, гідродинамічний та фізико-хімічний методи, тепловий та фізико-хімічний методи тощо.

7. Фізичні методи збільшення дебіту свердловин:

Окремо слід сказати про так звані *фізичні методи збільшення дебіту свердловин.* Об'єднувати їх з методами збільшення нафтовіддачі не зовсім правильно через те, що використання методів збільшення нафтовіддачі характеризується збільшеним потенціалом витіснювального агента, а у фізичних методах збільшення дебіту свердловин досягається за рахунок використання природної енергії пласта.

Найчастіше застосовуються такі фізичні методи збільшення дебіту свердловин:

– гідророзрив пласта;

– буріння бокових стовбурів (в т.ч. горизонтальних);

– електромагнітний вплив;

– хвильовий вплив на пласт;

– інші аналогічні методи.

Використання МПН при розробці із заводненням передбачає вирішення наступних завдань:

По-перше, підвищення гідродинамічної складової методу заводнення в результаті циклічності процесу закачування, зміни напрямку фільтраційних потоків, організації нових вогнищ заводнення, оптимізації щільності сітки свердловин, форсованого відбору тощо. Це завдання гідродинамічних МПН.

По-друге, зниження відмінності фізико-хімічних властивостей пластової нафти і витіснювальної води за рахунок додавання у воду поверхнево-активних речовин (ПАР), полімерів-загущувачів, лугів та інших хімічних реагентів, що дозволяють знизити міжфазний натяг на межі нафти-вода, підвищити в'язкість води, покращити її миючі властивості; це завдання фізико-хімічних МПН.

По-третє, певна роль відведена тепловим, газовим та мікробіологічним МПН.

В сучасній світовій практиці нафтовидобування найбільш широке застосовування одержали теплові та газові (CO_2) методи. За даними Міністерства енергетики США, серед третинних методів, що застосовуються у США, теплові методи становлять 40 %, а 60 % – газові. Ще близько 1% застосувань припадало на хімічні технології (полімери, ПАР).

Хімічний вплив здійснюється на родовищах Франції; закачування газу – на об'єктах родовищ Туреччини; у Китаї, Індії, Індонезії – термічний та хімічний вплив; у Лівії, Мексиці, Техасі, Каліфорнії – закачування газу; у Венесуелі – закачування газу, термічний та хімічний вплив; у Колумбії – термічний вплив тощо.

У першому десятилітті XXI століття за рахунок третинних методів у світі добувалося (за оцінками компанії Aramco) близько 3 мільйонів барелів на день (з них 2 мільйони – за рахунок теплових методів), що становило близько 3,5 % загальносвітового нафтовидобутку.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ / REFRENCES

1. Hite JR, Stosur G, Carnaham NF, Miller K. 2003. Guest editorial. IOR and EOR: effective communication requires a definition of terms. J. Petrol. Technol. 55, 16.
2. Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits / Philos Trans A Math Phys Eng Sci. 2014 Jan 13. URL: https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3866386/
3. Бойко В.С., Бойко Р.В. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу. Тт. 1-2, 2004-2006 рр. 560 + 800 с.
4. Качмар Ю. Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю. Д. Качмар, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, Р. С. Яремійчук. — Львів: Центр Європи, 2004. — 352 с. — Кн. І.
5. Качмар Ю. Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю. Д. Качмар, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, Р. С. Яремійчук. — Львів: Центр Європи, 2004. — 414 с. — Кн. ІІ.
6. Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. — Львів: «Новий Світ- 2000», 2019—416 с.
7. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Технологія видобування нафти. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ — 2000», 2022. — 308 с.
8. THE PROBLEM OF QUATERNARY OIL RECOVERY SUCCEEDING A POLYMER FLOODING / Guo Shangping;Tian Genlin;Wang Fang;Lei Qiaohui;Tao Cheng (Institute of Porous Flow & Fluid Mechanics,CNPC & Chinese Academy of Sciences). URL: https://en.cnki.com.cn/Article_en/CJFDTotal-SYXB199704009.htm

Відеофільми:

https://www.youtube.com/watch?v=S4DDi8IxXBw 8 хв. Мікст

https://www.youtube.com/watch?v=4ajL7D-nz4c 8 хв. Заводнення

Лекція 2. РЕСУРСНИЙ ПОТЕНЦІАЛ ВАЖКОВИДОБУВНИХ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ

План

2.1.Загальна характеристика запасів природного газу, нафти та конденсату України.

2.2. Важковидобувні родовища вуглеводнів

2.3 Пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ

Література:

1. Витвицький Я. С. Аналіз ресурсного потенціалу та економічних проблем нафтовидобування в Україні із родовищ вуглеводнів, запаси яких належать до категорії важкодоступних / Я. С. Витвицький, М. С. Пілка // Науковий вісник ІФНТУНГ. Серія: Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ,2016. – № 1(13). – С. 30 – 35.

2. Євдощук М. І. Стан та перспективи формування ресурсної бази нафтогазовидобутку в Україні. / М. І. Євдощук // Науково-популярний журнал «Колега». – 2011. – № 1. – С. 14-18.

3. Лукін О.Є. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння [Текст] / О.Є. Лукін // Вісник Національної Академії Наук України. – 2008. – №4. – С. 56-67.

4. Орловський В.М. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів / В.М. Орловський, В.С. Білецький, В.І. Сіренко. – Львів: Новий Світ-2000, 2023. – 312 с.

5. Бойко В. С., Бойко Р. В. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу: у 2-х томах. — Київ : Міжнародна економічна фундація, 2004. — Т. 1: А–К. — 560 с.

6. Бойко В. С., Бойко Р. В. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу: у 2-х томах. — Львів : Апріорі, 2006. — Т. 2: Л–Я. — 800 с.

7. Українська нафтогазова енциклопедія / за загальною редакцією В. С. Іванишина. — Львів : Сполом, 2016. — 603 с. : іл., табл. — ISBN 9789669191403.

ВСТУП. Запасами нафти, газу та конденсату називають масу нафти й конденсату або об'єм газу у виявлених, розвіданих і розроблюваних покладах на дату підрахунку, зведених до стандартних умов (0,1 МПа і 20 ºС). При визначенні запасів родовищ обов'язковому підрахунку й обліку підлягають не тільки запаси нафти, газу, конденсату, але й усі цінні компоненти, які містяться в них (етан, пропан, бутан, сірка, гелій, метали), видобуток яких є доцільним.

Запаси нафти, газу, конденсату і компонентів, що містяться в них, за ступенем вивченості поділяються на категорії А, В, С1, С2:

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

- Категорія В — запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого виявлена на основі одержаних промислових припливів нафти або газу у свердловинах на різних гіпсометричних відмітках.
- Категорія С1 — запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого виявлена на основі одержаних у свердловинах промислових припливів нафти або газу (частина свердловин випробувана випробовувачем пластів) і позитивних результатів геологічних і геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах.
- Категорія С2 — запаси покладу (його частини), наявність яких обґрунтована даними геологічних або геофізичних досліджень. Підраховуються у нерозвіданих частинах покладу, які прилягають до ділянок із запасом більш високих категорій, у проміжних і вищезалягаючих невипробовуваних пластах розвіданих родовищ.

Запаси нафти, газу, конденсату і компонентів, які містяться в них, поділяють на дві групи: балансові — запаси родовищ (покладів), розробка яких на сучасному етапі економічно доцільна;

забалансові — запаси родовищ (покладів), розробка яких на теперішній час економічно недоцільна, або технологічно і технічно неможлива, але які у майбутньому можуть бути переведені в балансові.

У групі балансових запасів виділяють видобувні запаси, тобто ту їх частину, яку можна видобути з надр при сучасному рівні техніки й технології видобутку.

Локалізація нафтових родовищ

Більша частина нафтових родовищ розосереджена по семи регіонах світу і приурочена до внутрішньоматерикових депресій та окраїн материків:

1. Перська затока — Євразія;
2. Мексиканська затока — Карибське море (включаючи прибережні райони Мексики, США, Колумбії, Венесуели і о. Тринідад);
3. острови Малайського архіпелагу і Нова Гвінея;
4. Західний Сибір;
5. Північна Аляска;
6. Північне море (головним чином норвезький і британський сектори);
7. о. Сахалін з прилеглими ділянками шельфу.

Світові запаси нафти становлять понад 137,5 млрд т (1998). З них 74 % припадає на Азію, у тому числі Близький Схід (понад 66 %). Найбільшими запасами нафти володіють (у порядку зменшення): Саудівська Аравія, Росія, Ірак, ОАЕ, Кувейт, Іран, Венесуела, Мексика, Лівія, Китай, США, Нігерія, Азербайджан, Казахстан, Туркменістан, Норвегія.

Загальносвітові запаси традиційної нафти оцінюють в 1390 млрд барелів.

Крім того, виділяють такі **запаси нетрадиційної нафти:**

- Tight oil — сланцева нафта — 300 млрд барелів,
- Oil sands — нафтоносні піски — 169 млрд барелів,
- Arctic offshore — запаси на арктичному шельфі — 90 млрд барелів,
- Presalt deepwater — глибоководні запаси нафти (від 300 до 7000 метрів під водою) — 75 млрд барелів. (Дані EIA і OPEC на 2012 р.).

Нафта, газ і продукти їх переробки сьогодні мають велике значення для функціонування економіки і життя населення України і зберігатимуть його у найближчій перспективі. Тим часом, за наявності значних запасів вуглеводнів, сьогодні Україні не вдається зберігати щорічний обсяг видобутку нафти на сталому рівні, який в останні роки поступово скорочувався від 4 млн т нафти з конденсатом у 2009 році до 2,4 млн т у 2019 році. Тому оцінка вуглеводневого потенціалу надр (ВПН) і видобуток власної вуглеводневої сировини є стратегічно важливим завданням для України.

Геологорозвідувальні роботи з пошуків родовищ нафти і газу та видобуток вуглеводневої сировини в Україні здійснюється у трьох регіонах: Східному (Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) і Донбас), Західному (Волино-Подільська плита, Передкарпаття, Карпати та Закарпаття) і Південному (Переддобруджя, Причорномор'я, Крим та відповідні сектори акваторій Чорного і Азовського морів).

Проте, у структурі запасів вуглеводнів постійно збільшується частка **важковидобувних запасів,** освоєння яких у сучасних економічних умовах пов’язане зі значними інвестиціями. Тому розробка родовищ із важковидобувними запасами нафти здійснюється низькими темпами і, як свідчить досвід, кінцева нафтовіддача продуктивних пластів цих родовищ не перевищує 30 % від початкових балансових їх запасів. Обсяг таких запасів за останні 30 років в Україні збільшився майже втричі та перевищив 68 % від загальних запасів. В Україні це, насамперед, запаси нафти у малопроникних колекторах і тонких пластах, залишкові запаси вуглеводнів, які формуються на пізній стадії розробки родовища, високообводнені поклади, важка високов’язка нафта і бітуми. Усе це – важливі напрями освоєння вуглеводневого потенціалу надр у сучасних умовах, які сьогодні успішно реалізують у країнах-лідерах нафтогазовидобування, зокрема, у США і Канаді. Для України освоєння таких запасів також є вкрай актуальним, хоча сьогодні їм не приділяють належної уваги.

Чинники, які впливають на нафтогазоконденсатовилучення

Нафтогазоконденсатовилучення із пластів залежить від ряду чинників, в першу чергу властивостями флюїду (нафти, газу, конденсату) і властивостями вмісного пласта (колектора) та параметрами покладів.

ВЛАСТИВОСТІ ФЛЮЇДУ

Нафта

https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9D%D0%B0%D1%84%D1%82%D0%B0#%D0%94%D0%B8%D0%B2._%D1%82%D0%B0%D0%BA%D0%BE%D0%B6

За складом дистилятної частини нафти ділять на п'ять класів: метанова, метано-нафтенова, нафтенова, метано-нафтено-ароматична і нафтено-ароматична.

За вмістом сірки нафту ділять на малосірчисту (до 0,5 %), сірчисту (0,5–2 %) і високосірчисту (понад 2 %).

За вмістом фракцій, що википають при перегонці до температури 350 °C, її ділять на типи: Т1 (понад 45 %), Т2 (30–45 %), Т3 (менше 30 %).

За вмістом базових мастил нафти ділять на чотири групи: М1 (понад 25 %), М2 (20-25 %), М3 (15–20 %) і М4 (менше 15 %).

За вмістом твердих парафінів її ділять на три види: П1 (менше 1,5 %), П2 (1,5–6 %), П3 (понад 6 %).

За вмістом смол і асфальтенів нафту ділять на малосмолисту (до 10 %), смолисту (10-20 %) і високосмолисту (понад 20 %).

У практиці застосовується умовний **поділ нафти на легку, середню і важку** відповідно до густини до 850, 850–950 і понад 950 кг/м^3.

За видом нетрадиційних колекторів: shale oil — сланцева нафта, Oil sands — нафтоносні піски, Tight oil — нафта щільних колекторів.

У нафтовій промисловості, найчастіше застосовується класифікація нафти за місцем видобутку, густиною та вмістом сірки. Нафти із певних джерел та із встановленим хімічним складом поділяються на марки або сорти, найвідомішими серед яких є три *елітні сорти* (також *маркерні*):

- West Texas Intermediate (WTI)
- Brent Crude
- Dubai Crude

У той час як загалом виділяється близько 160 марок нафти, що підлягають міжнародній торгівлі[7], три вказані вище сорти використовуються як головні покажчики світових цін на нафту.

Різновиди нафти (Вікіпедія)

- Аномально в'язкі нафти
- Важка нафта
- Високосірчиста нафта
- Малосірчиста нафта
- Нафта малопарафініста
- Нафта малосмолиста
- Нафта мертва
- Нафта метанова
- Нафта метано-нафтено-
- Нафта пружна
- Нафта розгазована
- Нафта сильносмолиста
- Нафта сира

- Нафта асфальтової основи
- Нафта видобувна
- Нафта випадкова
- Нафта газована
- Нафта жива
- Нафта загущена
- Нафта залишкова
- Нафта концесійна
- Нафта легка
- ароматична
- Нафта метано-нафтенова
- Нафта насичена газом
- Нафта нафтено-ароматична
- Нафта нафтенова
- Нафта недонасичена газом
- Нафта неньютонівська
- Нафта нестислива
- Нафта окиснена
- Нафта пластова
- Нафта сірчиста
- Нафта смолиста
- Нафта стабілізована
- Нафта товарна
- Нафта чиста
- Нафта чорна
- Нафти парафінисті
- нафта ньютонівська
- Нафти парафінисті

Природний газ

https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D0%B3%D0%B0%D0%B7#%D0%92%D0%BB%D0%B0%D1%81%D1%82%D0%B8%D0%B2%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%96_%D0%BF%D1%80%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%BE%D0%B3%D0%BE_%D0%B3%D0%B0%D0%B7%D1%83

Основну частину природного газу складає метан (CH_4) — до 98 %. До складу природного газу можуть також входити важчі вуглеводні:

- етан (C_2H_6),
- пропан (C_3H_8),
- бутан (C_4H_{10}) — гомологи метану, а також інші невуглеводні речовини:
- водень (H_2),
- сірководень (H_2S),
- діоксид вуглецю (CO_2),
- азот (N_2),
- гелій (He).

Приклад компонентного складу природного газу, що відпускається населенню, може бути таким: метан (96–97,6 %), етан (1,24–1,88 %), пропан (0,30–0,57 %), ізобутан (0,04–0,083 %), *н*-бутан (0,04–0,09 %), пентани (0,018–0,032 %), гексани та вищі (0,001–0,004 %), азот (0,7–0,82 %), діоксид вуглецю (0,05–0,021 %), кисень (0,007–0,008 %).[2]

Властивості природного газу

Природний газ не має кольору і запаху. Щоб можна було визначити витік по запаху, до нього перед подачею споживачам додають одорант — речовину з різким специфічним запахом. Як

одорант може використовуватись етилмеркаптан — C_2H_5SH або суміш природних меркаптанів — СПМ (C_2H_3P). У магістральних газопроводах транспортується неодоризований газ, оскільки одорант належить до агресивних речовин, що спричиняють корозію стінок труб.

Фізико-хімічні властивості, параметри, які характеризують газ (газоконденсат) за умов пластових тисків і температури:

- густина,
- в'язкість,
- вологовміст,
- розчинність,
- критична температура і тиск,
- об'ємний коефіцієнт,
- коефіцієнт стисливості та ін.

Фізичні характеристики:

- Густина: $\rho = 0{,}7$ кг/м³ (сухий газоподібний) або 400 кг/м³ рідкий
- Температура займання: $t = 650$ °C
- Теплота згоряння: 16–34 МДж/м³ (для газоподібного)
- Октанове число при використанні у двигунах внутрішнього згоряння: 120—130
- Вологість природних газів. Природний газ в пластових умовах завжди насичений парами води. У газоносних породах завжди міститься зв'язана, підошовна або крайова вода.
- Дифузія газу — це проникнення молекул одного газу в середовище іншого газу за допомогою броунівського руху.
- Адсорбція газу — процес концентрування молекул газу на поверхні розділу середовищ. Адсорбованість природних газів збільшується зі збільшенням молекулярної маси молекул та зі збільшенням тиску.
- Абсорбція газу — процес дифузії типу «газ-рідина», коли поглинання газу рідиною відбувається усією поверхнею (об'ємом), а не на межі розділу середовищ.
- Ефузія газу — процес витікання газу у вакуумі. Такий процес відбувається при русі газу в пористих середовищах.

- Пружність газу — здатність стискатися і розширятися під впливом тиску і температури, і отже, ці чинники є визначальними параметрами стану газу. Слабка міжмолекулярна взаємодія речовини в газоподібному стані обумовлює прагнення газу до нескінченного розширення з підвищенням температури.

Детальніша інформація про якість природного газу на території України на офіційному інтернет-сайті ПАТ «УКРТРАНСГАЗ». https://utg.ua/utg/business-info/yakst-gazu.html

НАФТОВІ І ГАЗОВІ КОЛЕКТОРИ.

Критеріями належності порід до колекторів нафти та газу слугують величини проникності та місткості, зумовлені розвитком пористості, тріщинуватості, кавернозності. Величина корисної для нафти й газу ємності колектора залежить від вмісту залишкової водонафтонасиченості. Нижні межі проникності і корисної місткості визначають пром. оцінку пластів, вона залежить від складу флюїду і типу колектора. Частка пор, каверн і тріщин у фільтрації і місткості визначає тип колектора нафти та газу: поровий, тріщинний або змішаний.

Колекторами є породи різного речовинного складу і генезису, зокрема:
https://www.youtube.com/watch?v=P6uKMqSRe7Q Горные породы коллекторы нефти газа. 8 хв.
https://www.youtube.com/watch?v=yL6MmJ0NTFY Породы-коллекторы. Классификация пород-коллекторов 9 хв
https://www.youtube.com/watch?v=ozZ7ZsZ_P3g Флюїдоупори. Породы-покрышки. Классификация пород покрышек 7 хв.

- теригенні,
- карбонатні (мають здатність значно збільшувати свої фільтраційні і ємнісні властивості внаслідок штучного діяння на них соляною кислотою чи іншими реагентами),
- глинисто-кременисто-бітумінозні,
- вулканогенно-осадові.

За мінеральним складом нафтогазові колектори поділяються на кварцові, кварци-польовошпатові, карбонатні та евапоритові (хемогенні).

Продуктивні пласти-колектори характеризуються великим розмаїттям, що обумовлюється різним мінеральним складом

скелета, типом міжзернового цементу, глинистістю, розміром пор і зерен породи та ін.

За типом порового простору виділяються наступні пласти-колектори:

- міжзернові,
- міжзерново-тріщінні,
- тріщинні,
- тріщинно-кавернові і кавернові.

Найзначніші запаси вуглеводнів зосереджені в каверно-поровому і поровому типах порід.

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

Пористість гірських порід характеризує наявність в них порожнин (пор). Саме завдяки пористості породи можуть вміщувати рідини і гази. Розрізняють загальну, відкриту та закриту пористість.

Загальна пористість – сумарний об'єм відкритих та закритих пор мінералу або гірської породи.

Відкрита пористість – об'єм пор, які сполучаються з атмосферою (або іншим середовищем в якому знаходиться порода (мінерал).

Закрита пористість – об'єм пор, що не сполучаються із зовнішнім середовищем (обчислюється за різницею між загальною та відкритою пористостями).

У нафтогазовій геології виділяють ще й *ефективну пористість* – об'єм пор, який зайнятий рухомим флюїдом (нафтою, газом) при повному насиченні порового простору цим флюїдом. Вона є меншою за відкриту пористість на об'єм зв'язаних (залишкових) флюїдів.

Величина пористості тісно пов'язана з речовинним складом гірських порід. У мулах, лесах вона досягає 80%; в осадових гірських породах (вапняки, доломіти, пісковики) змінюється від одиниць до 35%; у вулканогенно-осадових породах (туфопісковики, туфіти) – в межах 5…20%; в магматичних породах – не більше 5%. Пористість визначає такі фізичні властивості гірських порід, як міцність, швидкість поширення пружних хвиль, стисливість, електричні, теплофізичні та інші параметри. У

нафтогазовій геології методи промислової геофізики грунтуються на використанні залежностей між цими параметрами.

ПОКЛАДИ ВУГЛЕВОДНІВ

За фазовим співвідношенням нафти і газу розрізняють:

- ***Нафтові*** , що містять тільки нафту, насичену в різному ступені газом;
- ***Газонафтові*** , в яких основна частина покладу нафтова, а газова шапка не перевищує за обсягом умовного палива нафтову частину покладу;
- ***Нафтогазові*** , до яких відносяться газові поклади з нафтовою облямівкою, в якій нафтова частина становить за обсягом умовного палива менше 50%;
- ***Газові*** , що містять тільки газ;
- ***Газоконденсатні*** , що містять газ з конденсатом;
- ***Нафтогазоконденсатні*** , що містять нафту, газ і конденсат.

За складністю геологічної будови :

- ***Простої будови*** - однофазні поклади, пов'язані з непорушеними або слабопорушеними структурами, продуктивні пласти характеризуються витриманістю товщини і колекторських властивостей по площі і розрізу;
- ***Складної будови*** - одно- і двофазні поклади, які характеризуються невитриманістю товщини і колекторських властивостей продуктивних пластів по площі і розрізу або наявністю літологічних заміщень колекторів непроникними породами або тектонічних порушень;
- ***Дуже складної будови*** - одно- і двофазні поклади, які характеризуються як наявністю літологічних заміщень або тектонічних порушень, так і невитриманістю товщини і колекторських властивостей продуктивних пластів, а також поклади складної будови з важкими нафтами.

2.1.Загальна характеристика запасів природного газу, нафти та конденсату України

Станом на 2012 рік, за даними, наведеними Я.С. Витвицьким та І.М. Іванченком (ІФНТУНГ), початкові потенційні ресурси вуглеводнів України в переліку на умовне паливо оцінюються в 9 322,7 млн т, із яких нафта з конденсатом становить 1 643,4 млн т (17,6 %). Початкові розвідані запаси вуглеводнів (категорії А+В+С1), що розробляються, дорівнюють 3 501,1 млн т у.п., початкові ресурси нафти розвідані на 37 %, вільного газу – на 39 %, а ступінь виробленості (частина накопиченого видобутку в початкових потенційних ресурсах) – відповідно 27,4 і 25,5%, тобто 7 004,3 млн т у.п. (75,1 %) початкових потенційних ресурсів залишаються ще в надрах, із яких 5 821,6 млн т у.п. відносяться до категорії нерозвіданих .

Станом на 01.01.2021 за даними Державної служби геології та надр України загальна кількість газових родовищ в країні – 467 (включно 76 комплексних), нафтових – 216 (включно 127 комплексних) і 269 комплексних родовищ газового конденсату. Відповідно розроблялося 285 газових, 145 нафтових і 191 газоконденсатне родовище. Балансові (видобувні) запаси складали (всього): природного газу – 719 064 млн.м^3, нафти – 84 796 тис.т, газового конденсату (комплексні) – 31 562 тис.т. Балансові (видобувні) запаси в розробці відповідно складали: природного газу – 618 719 млн.м^3, нафти – 69 949 тис.т, газового конденсату (комплексні) – 27 430 тис.т. Забалансові запаси складали: природного газу – 11 097 млн.м^3, нафти – 22 464 тис.т, газового конденсату (комплексні) – 8 449 тис.т. З невизначеним промисловим значенням: природного газу – 373 103 млн.м^3, нафти – 226 201 тис.т, газового конденсату (комплексні) – 24 464 тис.т.

Наведемо докладнішу характеристику запасів природного газу, нафти та конденсату України .

Природний газ

Родовища газу і газові площі в Україні зосереджені в трьох регіонах: Східному (289), Західному (135) та Південному (43).

Східний нафтогазоносний регіон є наймолодшим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів і найбільшим за обсягом розвіданих запасів і видобутком нафти та газу. Родовища нафти та газу Східного регіону приурочені до Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області.

Західний нафтогазоносний регіон складається з двох провінцій: Балтійсько-Переддобруджинської та Карпатської. У межах першої знаходиться Волино-Подільська нафтогазоносна область, яка розташована в зоні Львівського палеозойського прогину. Українську частину Карпатської провінції складають Передкарпатська і Карпатська нафтогазоносні та Закарпатська газоносна області.

Південний нафтогазоносний регіон включає південну частину Балтійсько-Переддобруджинської провінції – Переддобруджинську нафтогазоносну область, яка розташована в межах однойменного палеозойського прогину, а також Індоло-Кубанську, Причорноморсько-Кримську нафтогазоносні та Азовсько-Березанську газоносну області Причорноморсько-Північно-Кавказько-Мангишлацької провінції.

Вільний газ родовищ висококалорійний (30 - 40 тис. КДж), в основному, не сірчистий, вміст азоту та вуглекислого газу незначний. Густина газу відносно повітря коливається від 0,556 до 1,1. Поточний стан стабільного конденсату в газі змінюється від 1 до 2 265 г/м3. Середній вміст етану, пропану, бутанів у вільному газі становить відповідно: 5,58; 2,06; 0,74 %; гелію – 0,07 %.

Близько 94 % запасів природного газу зосереджені на 443 об’єктах суші, а 6,0 % – на 15 родовищах шельфу Азовського і Чорного морів.

Всього поточні (станом на 2021 р.) потенційні ресурси газу складають

5 506 млрд м^3. Доступні для видобутку лише 719,1 млрд м^3 газу, решта – потребує додаткового геологічного вивчення.

Основним газовидобувним підприємством України на 2021 р. є АТ “Укргазвидобування” НАК “Нафтогаз України”. Незначну кількість видобувають також ПАТ “Укрнафта” та комерційні структури.

Нафта і конденсат

Основні запаси і видобуток нафти приурочені до Східного регіону, де зосереджено понад 51 % розвіданих запасів і видобувається 1 125 тис. т нафти в рік (67,3 % від загального видобутку України). На родовищах Західного регіону ці показники становлять відповідно 35,8 % та 32,7 %. На родовищах Південного регіону 13 % та 0 %. У 2020 році з надр видобуто 1671 тис. т нафти.

Видобуток конденсату у 2020 році склав 758 тис. т. Балансові (видобувні) запаси нафти вироблені на 80,2 %, а конденсату – на 53,0 %. Перспективні ресурси нафти станом на 01.01.2021 р. враховані на 101 площі та 79 родовищах в кількості 117 314 тис. т, в тому числі на нерозкритих пластах родовищ – 5 795 тис. т, на перспективних площах – 111 519 тис. т.

Основні запаси конденсату (89,6 %) зосереджені в палеозойських відкладах Східного регіону. В Західному регіоні запаси конденсату виявлені в кайнозойських відкладах (4,4 %), в Південному – мезозойських та кайнозойських (6 %). Поточний вміст стабільного конденсату в газі Східного регіону змінюється від 1 до 1 411 г/м^3, Західного – від 2 до 2 625 г/м^3, Південного – від 4,1 до 843,4 г/м^3. Ступінь утилізації конденсату становить 100 %.

Розвіданість початкових потенційних ресурсів нафти дорівнює 34,2 %, конденсату – 83,1 %, а ступінь їх виробленості, відповідно 84,8 % та 20,5 %.

Головним нафтовидобувним підприємством України є ПАТ "Укрнафта". Незначну кількість нафти також видобувають АТ "Укргазвидобування", СП "УкрКарпатОйл", СП "Каштан-Петролеум ЛТД", СП "Полтавська газонафтова компанія", СП "Бориславська нафтова компанія", ЗАТ "Видобувна компанія "Укрнафтобуріння" та інші.

2.2. Важковидобувні родовища вуглеводнів

Критерії, за якими категорія запасів визначається як важковидобувні, окреслені у постанові КМ України від 7 листопада 2013 року № 838. Такими визнаються ділянки, вилучення запасів вуглеводневої сировини, з яких ускладнене наявністю хоча б одного із таких критеріїв:

– нафти покладів відносяться до категорії високов'язких (з динамічною в'язкістю у пластових умовах понад 30 мПа•с);

– колектори відповідних ділянок надр, у яких розміщені запаси вуглеводневої сировини, є низькопроникними (менше 0,05 мкм^2 для нафти і менше 0,02 мкм^2 для природного газу);

– запаси нафти локалізовані у нафтових облямівках і підгазових зонах нафтогазоконденсатних родовищ із висотою нафтового покладу менш як 30 метрів і шириною не більше як 200 метрів;

– ступінь вироблення початкових видобувних запасів нафти становить понад 80 %, природного газу – понад 85 %;

– середня обводненість продукції нафтових покладів становить понад 80 % за умови вилучення понад 60 % початкових видобувних запасів;

– у покладах газу з активним водонапірним режимом вилучено понад 40 % початкових балансових запасів газу;

– у газоконденсатних покладах з початковим вмістом конденсату у пластовому газі понад 200 г/м^3 вилучено понад 40 % початкових балансових запасів газу;

– газоконденсатні поклади з початковими балансовими запасами газу становлять менше 0,5 млрд м^3;

– родовища розташовані у морських акваторіях.

Якісна характеристика та структура важковидобувних запасів нафти в Україні виглядає наступним чином:

– малопроникні колектори – 55,13 %

– високообводнені поклади – 26,60 %

– високовироблені поклади – 15,12 %

– підгазові зони – 0,03 %

– високов'язкі нафти – 3,12 %.

Особливістю будови продуктивних пластів більшості родовищ нафти і газу України є значне поширення низькопроникних колекторів із підвищеним вмістом глинистої складової, які вміщують значні запаси нафти. Низькопроникні колектори характеризуються складними техногенними процесами при розробці внаслідок зміни фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ), як за площею, так і за розрізом продуктивної товщі.

Розробка нафтових родовищ із низькопроникними колекторами (НПК), вимагає застосування сучасних технологій, зокрема, з використанням свердловин із горизонтальними стовбурами (СГС). Низька, у ряді випадків, ефективність використовуваних технологій розробки пов'язана з недостатньо повним урахуванням геолого-промислових особливостей цих об'єктів розробки і складних техногенних процесів, що протікають у продуктивних пластах. Це призводить до істотної розбіжності фактичних і проєктних показників ефективності застосовуваних технологій, вибору нераціональних режимів роботи свердловин,

зокрема, значень депресії вище критичних, що, у кінцевому підсумку, призводить до зниження обсягів видобутку нафти.

Для підвищення дебіту свердловин, які експлуатують низько-проникні колектори, найчастіше застосовуються технології закачування кислот у продуктивні пласти. Хімічний склад реагентів, що використовуються при цьому, різноманітний: від водних розчинів соляної кислоти різної концентрації (5 – 28 %) до багатокомпонентних композицій. Технологічно виділяються методи із закачуванням кислотного складу без перевищення тиску гідророзриву пласта (ГРП) і кислотний ГРП (КГРП). Вибір конкретної технології залежить від початкових фільтраційно-ємнісних властивостей об'єкта розробки, ступеня їх зміни у процесі закачування кислот у свердловини та подальшого видобутку вуглеводнів. Не врахування фільтраційно-ємнісних властивостей може призвести до відсутності позитивного результату, а також псування обладнання. Технологія кислотного ГРП у низькопроникних колекторах спрямована на формування гідравлічних тріщин на значній відстані від стовбура свердловини (або розкриття мережі природних тріщин) високої провідності і збереження їх у часі. Взаємодія компонентів кислот із породою при кислотному ГРП відбувається при їх прокачуванні через гідравлічні тріщини. Негативним впливом кислоти є зниження міцнісних властивостей породи. Цьому явищу необхідно приділяти особливу увагу, оскільки дія значних горизонтальних напруг може призвести до зминання виступів у місцях дотику двох протилежних стінок тріщин і зниження провідності гідравлічної тріщини. У зв'язку з цим слід оцінювати провідність тріщин, створених із застосуванням різних технологій ГРП, у лабораторних умовах.

Аналіз стану видобутку нафти на багатьох родовищах України свідчить, що однією з основних причин зниження видобутку вуглеводнів є погіршення колекторських властивостей порід у привибійній зоні у процесі розкриття пластів та їх розробки. Численні вітчизняні та зарубіжні дослідження, виробничий і промисловий досвід свідчать, що в процесі буріння та освоєння свердловин погіршується фільтраційна характеристика привибійної зони пласта, що обумовлено проникненням у пласт фільтрату і твердої фази промивальної рідини. Залежно від конкретних умов буріння фільтрати промивальних рідин можуть проникати у продуктивні пласти на глибину в середньому до 1,5 м, а інколи і

більше. При цьому вода або фільтрат промивальної рідини відтісняють нафту з привибійної зони вглиб пласта, зумовлюючи зниження проникності колектора на 50 % і більше. Недосконаліть методів освоєння та експлуатації таких свердловин призводить до занижених показників їх експлуатації, внаслідок чого свердловини часто перебувають у бездії, хоча їх потенціал далеко не вичерпано.

Окрім цього, протягом тривалого періоду експлуатації свердловин також відбувається погіршення колекторських властивостей привибійної зони пласта у вигляді забруднення сольовими розчинами, відкладами асфальто-смолисто-парафінових речовин внаслідок термохімічних реакцій, змикання тріщин тощо. Залишкові запаси таких пластів і покладів теж здебільшого відносяться до важковидобувних.

Практично більшість великих нафтових родовищ України знаходяться на пізній стадії експлуатації, характеризуються значним ступенем вироблення запасів високопродуктивних покладів і високою обводненістю. Запаси залишкової нафти у виснажених пластах величезні. Вони є значним резервом нафтовидобувної промисловості. Підвищення коефіцієнта нафтовіддачі пласта із середніми запасами до 0,7 – 0,8 рівнозначне відкриттю нових родовищ.

Залишкова нафта у вироблених покладах переважно знаходиться у такому стані, що вилучення її звичайними методами розробки неможливе. Особливістю залягання залишкової нафти є нерівномірність насичення нею вмісних колекторів, яка проявляється на різних рівнях, починаючи від окремих пор (защемлена нафта) і закінчуючи окремими ділянками покладу. Друга характерна риса залишкової нафти полягає у відмінності її фізичних властивостей від властивостей природної (первинної) нафти. При розробці покладу внаслідок взаємодії запомповуваної і пластової вод із природною нафтою і пластом-колектором відбуваються різні зміни природних властивостей нафти і пласта. Форма і розподіл залишкових запасів нафти залежать від комплексу природних і штучних чинників, які визначають і кінцевий коефіцієнт нафтовилучення, а саме: в’язкість нафти, колекторські властивості пластів, початковий стан нафти і газу, режим розробки покладу, густота сітки свердловин тощо.

Стабілізації видобування нафти і газу для покладів, що знаходяться на пізній стадії розробки, можна досягнути широким

впровадженням сучасних методів підвищення нафтовилучення та інтенсифікації видобування вуглеводнів. На нафтогазових родовищах України застосовуються різноманітні гідродинамічні, теплові, хімічні та інші методи підвищення нафтовіддачі. Слід звернути увагу на гостру необхідність розширення номенклатури сучасних методів підвищення нафтовіддачі, адже роботи з їх впровадження ведуться на невеликій кількості родовищ України через технічні та економічні причини.

Ще одна категорія важковидобувних запасів нафти пов'язана із запасами важких високов'язких нафт.

Поняття «важка нафта» не має однозначного визначення. У різних країнах до цієї групи входять нафти, що характеризуються різною густиною і в'язкістю. До важкої нафти відносяться арабська нафта густиною 0,8927 г/см^3 і іранська нафта густиною 0,8703 г/см^3. У Канаді термін «важка нафта» вживається звичайно для позначення малорухомої і в'язкої нафти густиною понад 0,934 г/см^3.

У 1987 році на XII Світовому нафтовому конгресі в м. Х'юстон була прийнята загальна схема класифікації нафт і природних бітумів:

– легкі нафти – з густиною менше 870,3 кг / м ^{3};

– середні нафти – 870,3 – 920,0 кг / м ^{3};

– важкі нафти – 920,0 – 1000 кг / м ^{3};

– надважкі нафти – більше 1000 кг / м ^{3} при в'язкості менш 10 000 мПа·с;

– природні бітуми – більше 1000 кг / м ^{3} при в'язкості понад 10 000 мПа·с.

Важка високов'язка нафта і бітуми (мальти, асфальти, асфальтити тощо) серед нетрадиційних (додаткових) джерел вуглеводнів займають особливе місце, що зумовлено, по-перше, їхньою генетичною і геохімічною спорідненістю з «нормальною» нафтою, а по-друге, колосальними ресурсами. Їхні сумарні геологічні запаси лише в Західній Канаді (Атабаска, Вабаска, Піс-Рівер) і бітумоносному поясі Оріноко перевищують 500 млрд т.

На території України були всі геологічні і гідрогеологічні передумови для формування великих промислових скупчень важкої нафти, мальт і асфальтів. Але ступінь їх розвіданості, за винятком озокеритових покладів Передкарпатського прогину, дуже низький.

Скупчення важкої високов’язкої нафти і бітумів у ДДз, а також у Переддобруджі і на Керченському півострові були відкриті під час пошуків нафти і газу. Великі поклади важкої високов’язкої нафти і мальти відкрито на Яблунівському газоконденсатному (у потужних алювіальних пісковиках башкирського і московського ярусів), Бугруватівському нафтовому (у верхньовізейських прибережно-морських пісковиках), а також низці інших родовищ. Успішний досвід розвідки важкої нафти і мальти на Яблунівському і Бугруватівському родовищах свідчить про доцільність супутнього «залучення» цього додаткового джерела вуглеводнів під час видобування нафти, газу і конденсату. Але найцікавішими з цього погляду є зони облямівок і периферійні частини різних басейнів. Це насамперед північно-західна частина ДДз, виділена свого часу як Деснянський бітумоносний басейн, де вже відкрито низку (Бахмацьке, Тванське та ін.) родовищ важкої нафти і бітумів.

Високов'язкі нафти – нафти, які не підлягають у своїй течії законові в'язкого тертя Ньютона (так звані неньютонівські нафти) характеризуються аномалією в'язкості при малих напругах зсуву, а також порушенням закону Дарсі при фільтрації в пористому середовищі (рухливість нафти при малих градієнтах тиску дуже низька).

Розробка покладів аномально в'язких нафт ускладнюється утворенням застійних зон, нафтовіддача при традиційних способах розробки низька, витіснення нафти водою призводить до швидкого обводнення видобувних свердловин.

Слід відзначити, що завдяки особливостям генези й умовам залягання, технологія видобування важкої нафти і бітумів та отримання з них вуглеводнів, на відміну від інших додаткових джерел вуглеводневої сировини, в наш час є реальною. Сьогодні є система апробованих технологічних методів, завдяки яким Канада вийшла на одне з провідних місць у світі за видобутком бітумінозної нафти. Підвищення нафтовилучення покладів аномально в'язких нафт досягається термічним діянням на пласт, шляхом закачування розчинників, вуглекислоти, полімерних розчинів, створенням підвищених градієнтів тиску, вирівнюванням профілів приймальності. Для неглибоко залеглих покладів можуть бути застосовані кар'єрний, шахтний і шахтно-свердловинний способи розробки. Для транспортування трубопроводами

аномально в'язких нафт їх на перекачувальних станціях підігрівають, уводять диспергатори парафіну.

Успішне освоєння технологій видобування природних бітумів дозволило суттєво переоцінити загальний вуглеводневий потенціал надр ряду країн. Сьогодні за доведеними запасами нафти Канада займає друге (після Саудівської Аравії), а газу – четверте (після Росії, Ірану, США) місце у світі.

Враховуючи великі прогнозні ресурси важкої нафти і природних бітумів в Україні, а також хоча й обмежений, але досить позитивний вітчизняний досвід їхнього розроблення, цей напрям освоєння вуглеводневого потенціалу надр треба віднести до пріоритетних. Необхідно інтенсифікувати отримання синтетичних вуглеводнів із виявлених покладів цих нафтидів на розроблюваних нафтових і газоконденсатних родовищах (Яблунівське, Бугруватівське, Скоробагатьківське, Решетняківське, Свидницько-Коханівське тощо), запровадити розробку родовищ важкої високов'язкої нафти і бітумів (Бахмацьке, Тванське, Холмське в північно-західній частині ДДз), а, головне, розпочати пошуки і розвідувальні роботи щодо покладів важкої нафти і природних бітумів у межах зазначених зон із перспективами відкриття їх значних запасів на невеликих глибинах.

Що стосується економічних проблем нафтовидобування, то провідною компанією нафтогазового комплексу України є ПАТ "Укрнафта" (69,1 % видобутку нафти з конденсатом та 10,6 % газу) виявлено дві негативні тенденції у цій галузі. Це відставання темпів відтворення мінерально-сировинної бази від темпів видобування вуглеводнів і перехід більшості високопродуктивних родовищ у завершальну стадію розробки, яка характеризується прогресуючим виснаженням пластової енергії, обводненням свердловин і зростанням частки важковидобувних запасів.

У таких умовах одним із напрямів стабілізації та нарощування видобутку нафти є впровадження методів підвищення нафтовилучення. Станом на 2020-і роки на родовищах України, зокрема, і ПАТ "Укрнафта", серед великого арсеналу відомих методів застосовують переважно заводнення, яке поступово, з переходом більшості нафтових родовищ на пізню стадію, втрачає свою ефективність. Також, заводнення призводить до передчасного обводнення продукції видобувних свердловин, інтенсивного зниження дебіту нафти і, як наслідок, перехід свердловин до стану

нерентабельних. Особливо така ситуація притаманна для родовищ із високов'язкими нафтами (Яблунівське, Бугруватівське східного нафтогазоносного регіону, Коханівське західного нафтобазоносного регіону). Якщо не вживати заходів щодо призупинення розвитку цих негативних тенденцій, то за існуючих темпів видобування рентабельні запаси нафти наблизяться до вичерпання, і під питанням буде не тільки подальше зростання видобування, а й збереження його досягнутого рівня.

Наприклад, Бугруватівське родовище характеризується високою складністю геологічної будови і умов нафтонасичення продуктивних пластів. Розробка покладів нафти ускладнюється блоковою геологічною будовою, значною неоднорідністю колекторських властивостей продуктивних пластів із нафтою в'язкістю 19,9 – 40 мПа·с у пластових умовах і густиною 892,1 – 898,5 кг/м3. Запаси нафти цього родовища, за проєктними техніко-економічними показниками, можуть бути вилучені тільки за умови використання сучасних методів підвищення нафтовилучення.

Важливою проблемою, що потребує особливої уваги, є прогресуюче обводнення нафтогазоносних покладів. Для вирішення цієї проблеми у нафтовидобувній галузі все частіше застосовують розчини полімерів, які характеризуються високою в'язкістю, тиксотропністю, псевдопластичністю. Потреба у полімерах виправдана тим, що вони здатні впливати на реологічні властивості водних систем і утворювати гелі необхідної в'язкості. Полімерне заводнення полягає в додаванні полімеру у воду для зменшення її рухливості. Використання полімерів дає можливість значною мірою знизити проникність по водній фазі, вирівняти фронт витіснення нафти водою, продовжити безводний період експлуатації свердловин, що сприяє збільшенню повноти вилучення нафти.

В Україні з метою стабілізації і нарощування рівнів видобутку нафти, розроблено наукові засади вдосконалення існуючих систем розробки родовищ нафти і газу, що спрямовані на підвищення техніко-економічної ефективності сучасних інноваційних технологій видобутку вуглеводнів і збільшення нафтогазовилучення в умовах погіршення структури запасів. Сюди потрібно віднести:

– систему постійнодіючого моніторингу розробки родовищ із використанням гідродинамічного моделювання;

– методику оперативної оцінки технологічної ефективності систем розробки родовищ нафти і газу та формування першочергових рекомендацій, спрямованих на їх удосконалення;

– методичні основи довгострокового прогнозування рівнів видобутку нафти і газу;

– методику локалізації невироблених зон пласта та оптимального розташування ущільнюючих свердловин;

– технології підвищення продуктивності свердловин, обмеження припливів пластових вод, ліквідації заколонних перетоків тощо.

Нафтова промисловість України, як і більшості нафтовидобувних країн світу, пройшла період максимального обсягу видобутку, за яким неминуче настає спад. Максимальний рівень видобутку нафти з конденсатом (14,4 млн т, 1972 р.) забезпечувався введенням у розробку великих родовищ нафти і газу, розташованих у Дніпровсько-Донецькій западині. Незмінною залишилася їх роль і сьогодні, коли близько 20 % родовищ забезпечують 80 % видобутку вуглеводнів, а решта 80 % – лише 20 %. Спроби зменшити темпи падіння видобутку, які здійснювали насамперед шляхом збільшення об’ємів експлуатаційного буріння, а також виявлення раніше пропущених інтервалів і прошарків, мали епізодичний характер і за різних причин не змінили загальний тренд кривої видобутку нафти з конденсатом. Отже, для збереження досягнутого рівня видобутку та його нарощування, саме на родовищах ДДз, необхідно удосконалювати існуючі системи розробки. Відповідно до прогнозів, вирішення цього завдання є технічно і технологічно можливим.

2.3 Пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ

Пошуково-розвідувальні роботи здійснюють із метою відкриття нафтового або газового родовища, визначення його запасів і складання проєкту розробки. Комплекс пошуково-розвідувальних робіт охоплює польові геологічні, геофізичні та геохімічні роботи з подальшим бурінням свердловин, що дозволяє здійснити розвідку родовища.

Незважаючи на наявність багатьох методів пошуково-розвідувальних робіт, проблема підвищення ефективності

пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ до останнього часу залишається актуальною.

За статистикою, в середньому по всіх регіонах світу успішність відкриття нафтових і газових родовищ існуючими методами складає 30 %, тобто лише на кожній третій структурі, яку рекомендують до глибокого розвідувального буріння, підтверджується наявність промислових запасів нафти і газу.

Тому активні планомірні і навіть випереджальні видобуток пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ є обов'язковою умовою забезпечення нафтогазовидобувної промисловості розвіданими запасами пластових флюїдів.

За даними професора Р.С. Яремійчука, в Україні з середини 1970-х років минулого століття спостерігався зворотній процес – майже всі бурові підприємства України були скеровані для роботи у Західному Сибіру Росії. Майже повне припинення фінансування бурових геолого-розвідувальних робіт в Україні обґрунтовувалось відсутністю запасів нафти і газу на території України і безперспективність їх пошуків. Попри це під керівництвом організатора виробництва і фахового геолога Петра Шпака були розроблені і затверджені Урядом України державні програми, згідно з якими в 2010 році в Україні мали видобувати 34 млрд. куб. м. газу і 8 млн тонн нафти. Враховуючи фінансові можливості держави, ці цифри були відкориговані, відповідно, до 28 млрд $м^3$ газу і 5 млн тонн нафти. Окрема Програма, розроблена для акваторій Чорного і Азовського морів, передбачала в найближчі сім років видобувати в Південному нафтогазовому регіоні 2,5 млрд $м^3$ газу. Але виконання цих державних Програм не було виконано через їх недофінансування (профінансовані Урядом лише на 10 %). За роки незалежності України були повністю ліквідовані всі бурові геолого-розвідувальні підприємства на Заході та на Сході України. Внаслідок цього було втрачено професійні кадри бурових геолого-розвідувальних підприємств, які є однією з вирішальних ланок пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ .

На сьогодні значною проблемою нафтогазової галузі України є недостатній рівень фінансування геолого-розвідувальних робіт. Тому існує проблема докорінної зміни фінансування геолого-розвідувальної галузі на нафту і природний газ.

Зарубіжний підхід до вирішення проблем фінансування геолого-розвідувальних робіт характеризується високою пайовою

участю держави у фінансуванні програм пошукових і геолого-розвідувальних робіт. Пайовий внесок «держава–бізнес» становить в: Австралії 30 – 40 %, Великій Британії 33 – 35 %, Канаді 38 – 40 %, США 50 – 70 %, Японії 75 – 80 %.

В умовах України доцільно сконцентрувати обмежені ресурси на здійснення комплексу геолого-економічних досліджень із застосуванням сучасних техніки і технологій геологічного та гідродинамічного моделювання родовищ нафти і газу, економічній оцінці запасів і ресурсів вуглеводнів у надрах із застосуванням концепції дисконтування, теорії реальних опціонів, економічній оцінці проєктів і варіантів розробки із застосуванням буріння свердловин із боковими стовбурами (зокрема, за схемою «риб'яча кістка») , інших сучасних технічних і технологічних рішень і, на цій основі, здійснити обґрунтування черговості введення в розробку найперспективніших малих родовищ. Також треба зазначити, що малі родовища можуть бути освоєні на місцевому рівні шляхом залучення приватних інвестицій, і це буде значним резервом і допомогою в нарощуванні власного видобутку вуглеводнів.

Сьогодні одним із напрямків залучення інвестицій є співпраця приватних компаній з державними, які володіють значною кількістю ліцензійних ділянок. Така співпраця може бути у вигляді спільної діяльності на нафтовому родовищі і може бути пов'язана, як із розбурюванням покладів певних горизонтів, де залягають важковидобувні запаси нафти, так і з бурінням свердловин з горизонтальними стовбурами (СГС), свердловин на інші, наприклад, глибоко-залеглі поклади.

Спільна діяльність держави і приватного бізнесу має ряд переваг, серед яких основними є: висока економічна ефективність інвестиційної діяльності, яка досягається за рахунок використання податкових преференцій, встановлених законодавством із метою стимулювання додаткового видобутку вуглеводнів при реалізації інвестиційних проєктів на родовищах із важковидобувними запасами, а також мінімізація фінансових ризиків, які лягають на приватних інвесторів. При цьому досягається мета вищого порядку – підвищується ступінь енергонезалежності країни.

З метою оцінки перспектив ведення робіт із розбурювання покладів, де залягають важковидобувні запаси нафти та оцінки можливості їх виконання в межах договору про спільну діяльність,

необхідно особливу увагу звернути на техніко-економічні обґрунтування з використанням сучасних методів проєктного аналізу.

Не менш важливим завданням є розроблення гнучкого та зрозумілого механізму рентного оподаткування галузі з досягненням максимального балансу інтересів держави і надрокористувачів, і збереження економічної мотивації для них. Адже рентні платежі становлять найбільшу частку податкових зобов'язань нафтогазовидобувних підприємств.

Контрольні питання

1. Що розуміють під важковидобувними запасами вуглеводнів?

2. Назвіть критерії, за якими категорія запасів визначається як важко видобувні?

3. Які технології застосовуються для підвищення дебіту свердловин, що експлуатують низькопроникні колектори?

Інтернет-ресурси:

https://www.youtube.com/watch?v=yTscusZDNxE сорти марки нафти 6 хв
https://www.youtube.com/watch?v=9j6uF0lSpUA
https://www.youtube.com/watch?v=otXIHYzNu7E 10 міфів про нафту 4 хв
https://www.youtube.com/watch?v=gyjxR_tvojg Нова нафтова геополітика 47 хв.
https://www.youtube.com/watch?v=LRiOjdH5EVA Країни з видобутку нафти на рік 7 хв.

Лекція 3. РОЗРОБКА ВАЖКОДОСТУПНИХ І ВИСНАЖЕНИХ НАФТОНОСНИХ ПЛАСТІВ ГОРИЗОНТАЛЬНИМ І ПОХИЛО-СКЕРОВАНИМ БУРІННЯМ

План

3.1. Розробка важкодоступних і виснажених нафтоносних пластів горизонтальним і похило-скерованим бурінням.

3.2. Багатоярусні свердловини.

3.3. Свердловини спеціального профілю «риб'яча кістка», «березовий листок».

3.4. Радіальне кислотоструминне буріння

Література:

1. Вітрик В. Г. Практика розробки виснажених нафтових родовищ України за допомогою технології направленого буріння. – В.Г. Вітрик, А.В. Кондратьєва, М.Ю. Селінний, Р.Н. Галушка // Нафтогазова інженерія. – ПолтНТУ ім. Ю. Кондратюка. – Число 2. – С. 19 – 26.

2. Орловський В.М. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів / В.М. Орловський, В.С. Білецький, В.І. Сіренко. – Львів: Новий Світ-2000, 2023. – 312 с.

У кінці XX – на початку XXI ст. в Україні склалася ситуація, коли надрокористувачі не поспішають інвестувати в розвідку і пошук вуглеводнів, передусім намагаючись експлуатувати запаси, підготовлені ще в кінці XX ст. Між тим, більшість із близько 250 українських родовищ, які станом на 2020 рік перебувають у промисловій експлуатації, є малими, маючи початкові запаси до 1 млн. т нафти (88 % розвіданих) і до 1 млрд. м^3 газу (43 %). Понад 57 % запасів (усі Прикарпатські) є важковидобувними, а 5,0 млрд. т умовного палива припадає на нерозвідані ресурси категорій $C_2 + C_3 + D_1 + D_2$. Із поточних видобутих запасів нафти 71 % (близько 105 млн. т) належать до категорії C_1 і лише 29 % – до категорії А + В, при тому, що максимальний рівень видобутку, досягнутий в Україні у 1970-х роках для нафти з газовим конденсатом – 14,5 млн. т (у 1972 р.), було забезпечено завдяки десяти родовищам виснажених на сьогодні на (90 – 98) %.

3.1. Розробка важкодоступних і виснажених нафтоносних пластів горизонтальним і похило-скерованим бурінням

Тема підвищення нафтовіддачі й інтенсифікації видобутку вуглеводнів на родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки, а також тих, що відносяться до категорій важкодоступних, на сьогодні є більш реальною в найближчій перспективі, порівняно з пошуками і освоєнням нових площ і нафтогазових родовищ.

Велика перевага цих родовищ у тому, що вони вже облаштовані, мають діючу інфраструктуру для видобутку, підготовки і транспортування нафти, газу і газоконденсату до кінцевого споживача, а запаси вуглеводнів ще значні. Це дозволяє при суттєво менших витратах і завдяки використанню сучасних технологій підвищити ступінь вилучення вуглеводневої сировини на діючих родовищах України.

Така стратегія що-до названої категорії родовищ передбачає:

– застосування високоефективних технологій інтенсифікації припливу в діючих свердловинах;

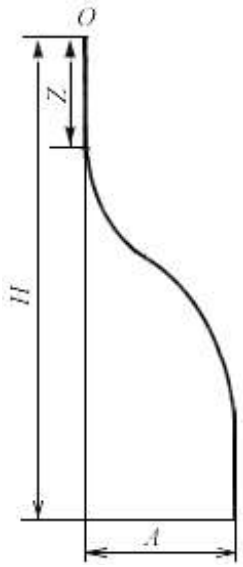
– відновлення законсервованих і недіючих;

– буріння значної кількості нових свердловин для розкриття і збільшення площі дренування продуктивних пластів, особливо за наявності слабопроникних і літологічно неоднорідних колекторів.

Слід враховувати, що основна частина нафтогазовидобувних регіонів України знаходиться в зоні цінних сільськогосподарських угідь і земель, густозаселених територій, у заповідних, курортних зонах і на землях лісового фонду. Крім того, підвищені вимоги природоохоронних органів до процедури відведення майданчиків для розміщення бурового та експлуатаційного обладнання, техногенні перешкоди, складний рельєф місцевості і значні витрати на спорудження нафтових і газових свердловин вимагають пошуку нових, більш ефективних методів (підходів) до розробки покладів вуглеводнів.

Найпоширенішим і загальновідомим методом буріння на поклади, що знаходяться в зонах недосяжності вертикальним бурінням, є буріння свердловин із похило-скерованими стовбурами. У цьому випадку головною метою є не стільки ефективне розкриття продуктивного пласта-колектора, скільки досягнення запроєктованої точки входу в пласт із віддаленого майданчика, на

якому можна змонтувати бурову установку, успішно пробурити свердловину і запустити її в експлуатацію.



Зазвичай, використовується S-подібний профіль (рис 3.1), який, при достатній товщині продуктивного пласта або розкритті кількох горизонтів, уможливлює якісне цементування експлуатаційної колони та надійну ізоляцію різнорідних за характеристиками газонафтоводоносних горизонтів.

Рисунок 3.1 – S-подібний профіль свердловини

При бурінні на один експлуатаційний об'єкт, більш ефективним у плані розкриття продуктивного горизонту, при одночасному забезпеченні надійного входження у покрівлю нафтогазового покладу, є буріння основного похило-скерованого стовбура і завершення його горизонтальною ділянкою безпосередньо у продуктивному пласті. Така технологія дозволяє суттєво збільшити площу контакту свердловина – продуктивний пласт, що в багато разів ефективніше для вилучення вуглеводнів порівняно з розкриттям пласта вертикальним стовбуром. При цьому важливим чинником є можливість значно скоротити загальну кількість

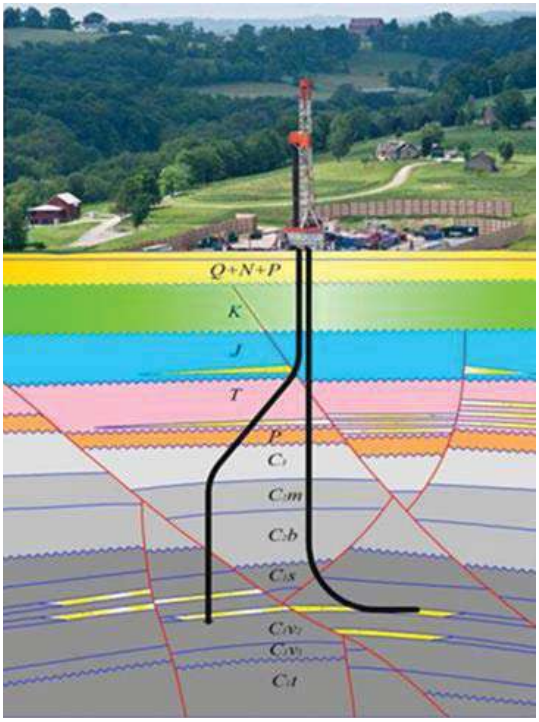


Рисунок 3.2 – Буріння свердловин із похило-скерованими і горизонтальними стовбурами вертикальних експлуатаційних свердловин і, відповідно, бурових майданчиків, які за застарілою технологією закладалися в проєктах розробки нафтогазових родовищ.

Застосування свердловин із горизонтальним стовбуром (СГС) (рис. 3.2) і розгалужено-горизонтальних свердловин (РГС) (рис. 3.3) є ефективним методом формування оптимальної системи розробки нафтових і газових родовищ і відновлення продуктивності родовищ на пізній стадії експлуатації (рис. 3.3).

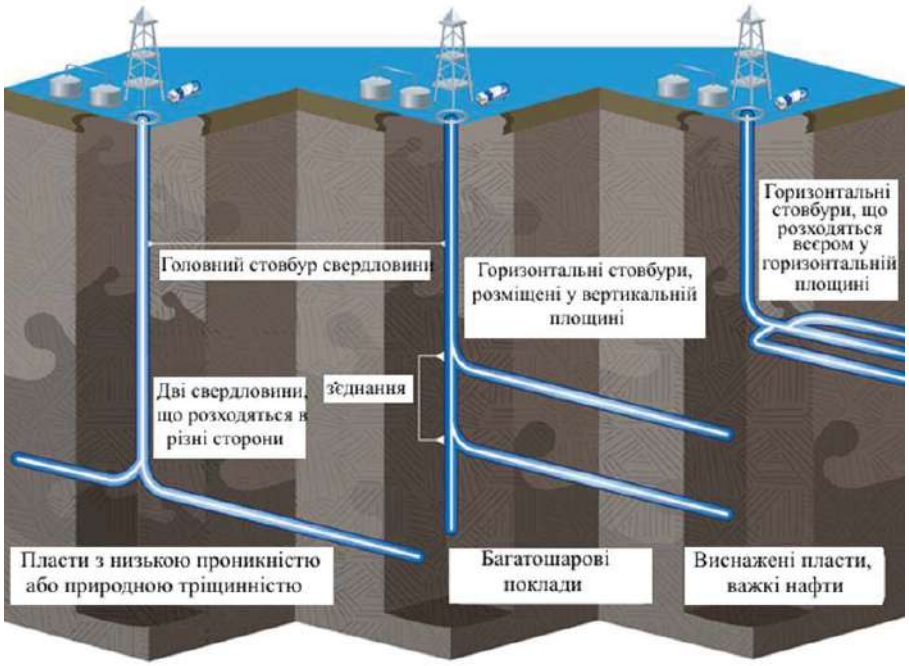


Рисунок 3.3 – Розгалужено-горизонтальні багатостовбурні свердловини

Перевага свердловин із горизонтальним стовбуром (СГС):

– площа дренування покладу експлуатаційною свердловиною із горизонтальним стовбуром значно більша, ніж у свердловини з вертикальним вибоєм;

– активне дренування покладу забезпечується меншою кількістю свердловин;

– потенційний дебіт у свердловині з горизонтальним стовбуром від 3 – 5 до 10 – 20 разів більший, ніж у вертикальній свердловині;

– знижується темп утворення конусів пластової води в разі підтримки низьких депресій на пласт;

– скорочується термін розробки покладу, що суттєво здешевлює витрати на розробку родовища;

– зменшуються площі техногенних майданчиків під споруджуванням і експлуатацією свердловин, що позитивно впливає на збереження довкілля;

– підвищується коефіцієнт нафтовіддачі.

Застосування кущового буріння (рис. 3.4, 3.5), крім забезпечення умов найефективнішої розробки внаслідок максимального ущільнення сітки експлуатаційних свердловин нафтогазового покладу, дає можливість значно скоротити

будівельно-монтажні роботи, зменшити обсяг допоміжних робіт, спростити автоматизацію процесу видобутку і обслуговування експлуа-таційного обладнання та скоротити обсяги перевезень і витрати на облаштування нафтогазового промислу. Крім того, скорочення загальної кількості бурових майданчиків автоматично призводить до зменшення протяжності доріг і технологічних коридорів для їх забезпечення.

На особливу увагу заслуговує кущове буріння на майданчиках, де розташовані раніше пробурені свердловини, зокрема і ті, що знаходяться в експлуатації. Споруджування нових свердловин чи буріння бічних стовбурів у раніше пробурених свердловинах, у межах таких майданчиків дозволяє одержувати економію за рахунок раніше відведених земель, розміщеного експлуатаційного обладнання і трубопроводів.

Рисунок 3.4 – Кущ з п’яти свердловин із горизонтальними стовбурами на Східно-Казантипському родовищі (зміщення 750 м)

Також накопичений геолого-геофізичний та промисловий матеріал по даній ділянці нафтогазового покладу дозволяє ефективніше планувати оптимальну схему дренування покладу і з максимальною точністю прив'язки по глибині проєктувати траєкторію профілю похило-скерованих і горизонтальних стовбурів свердловин при їх споруджуванні.

Наведений технологічний підхід пройшов випробування, відпрацьований і успішно впроваджується фахівцями компанії НТП «Бурова техніка» на кущових майданчиках одного з родовищ Прилуцького нафтогазовидобувного району. Саме там успішно реалізовано проєкти із буріння 32-х свердловин із горизонтальним стовбуром із впровадженням розробленої технології і схеми розміщення нових експлуатаційних свердловин. На рисунку 3.5 показані траєкторії пробурених свердловин із одного кущового майданчика.

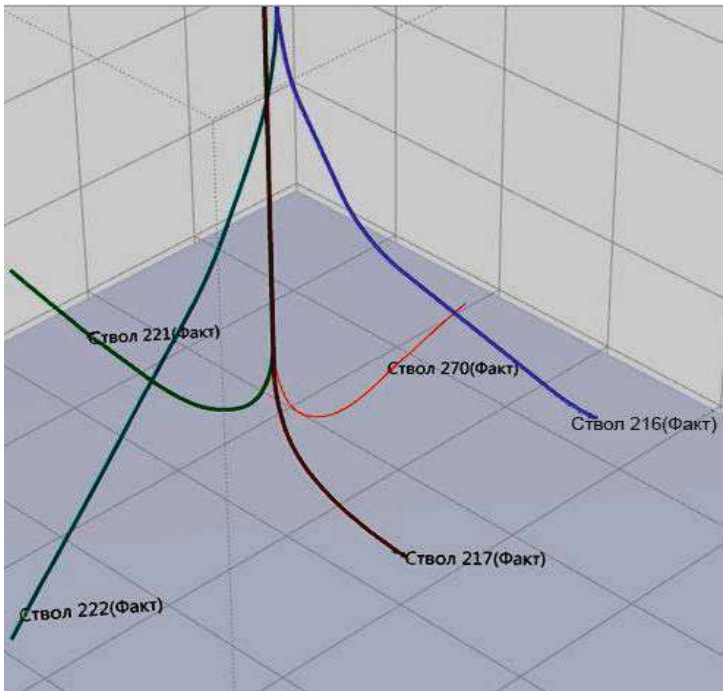


Рисунок 3.5 – Траєкторії свердловин кущового майданчика (Прилуцький нафтогазовидобувний район)

На карті (рис. 3.6) показані кущові майданчики свердловин, якими розбурено нафтонасичений піщано-карбонатний колектор «доларенiт», товщиною від 3 до 5 метрів (забалансові запаси).

У малопотужному пласті пробурені горизонтальні ділянки довжиною до 200 м, продуктивна зона яких кріпиться фільтром-хвостовиком, який не цементується.

Для порівняння, дебіти нафти у вертикальних свердловинах і СПС у центрі куща становлять 2 – 5 т/добу, а дебіти всього куща з СГС від 20 до 40 т/добу, причому початкові дебіти в окремих свердловинах досягали до 20 – 30 т/добу.

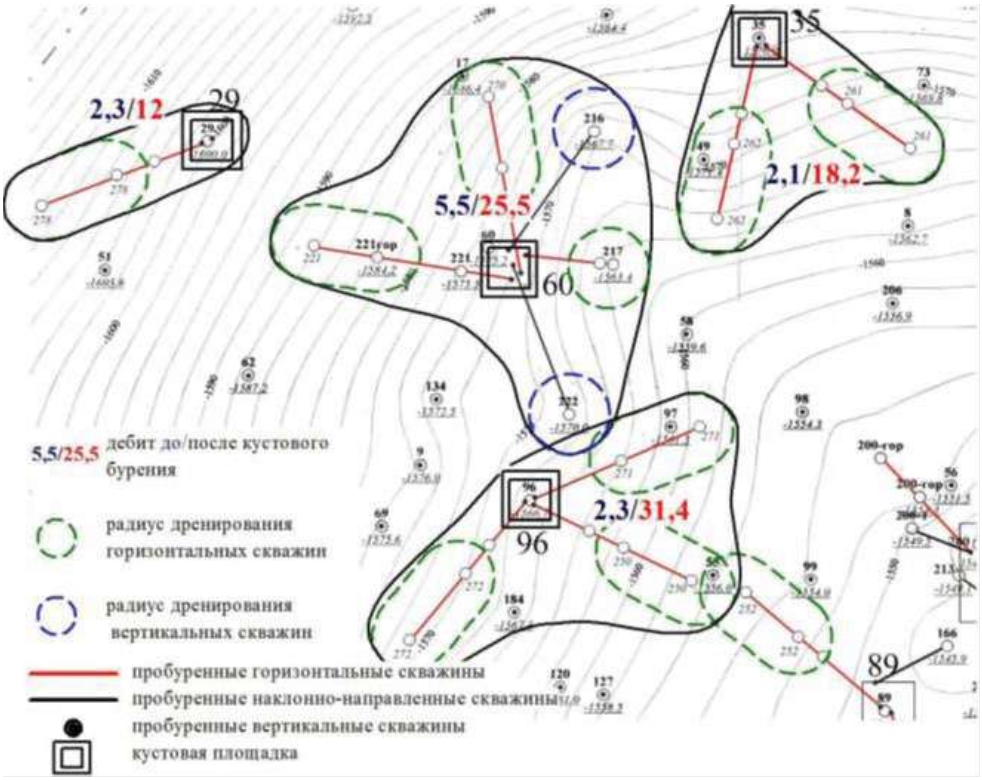


Рисунок 3.6 – Схема розміщення свердловин із горизонтальним стовбуром на кущових майданчиках нафтового родовища на Чернігівщині. Гнідинцівське родовище.

Для Слід відзначити, що успішному впровадженню нової технології сприяє використання комплексу сучасного високоефективного обладнання для похило-скерованого і горизонтального буріння. Йдеться про гвинтові вибійні двигуни (рис. 3.7) з регульованим кутом перекосу осей відхилювача і збільшеним крутним моментом та гідравлічні яси канадської компанії «Wenzel»; телеметричні системи канадської компанії «DrillTeck» із гідравлічним каналом зв'язку і гамма датчиком (рис. 3.8); долота PDC компанії «Halliburton».

Рисунок 3.7 – Гвинтовий вибійний двигун

При бурінні похило-скерованих і горизонтальних ділянок проводиться

постійний геолого-технологічний контроль за параметрами режиму буріння і літологічним складом порід і флюїдів, що їх насичують, із використанням станції геолого-технологічних досліджень (ГТД).

Станція ГТД дає можливість оперативно реагувати на всі відхилення від закладених проєктних параметрів (технологічних режимів, геологічної будови покладу) і безпосередньо на буровій приймати рішення щодо коригування профілю свердловини відповідно до фактичних даних, отриманих у процесі буріння.

Рисунок 3.8 – Телеметрична система геонавігації «DrillTeck»

3.2. Багатоярусні свердловини

Багатоярусна свердловина є різновидом багатовибійних свердловин, що мають кілька відгалужень від основного стовбура (рис. 3.9).

Відмінною рисою таких свердловин є розведення горизонтальних стовбурів по всьому поверху нафтоносності і в одному азимутальному напрямку.

Особливий дизайн конструкції горизонтальної ділянки забезпечує збільшення дебіту при запуску свердловини, коефіцієнта охоплення пласта і витягування нафти, а також ефективності буріння.

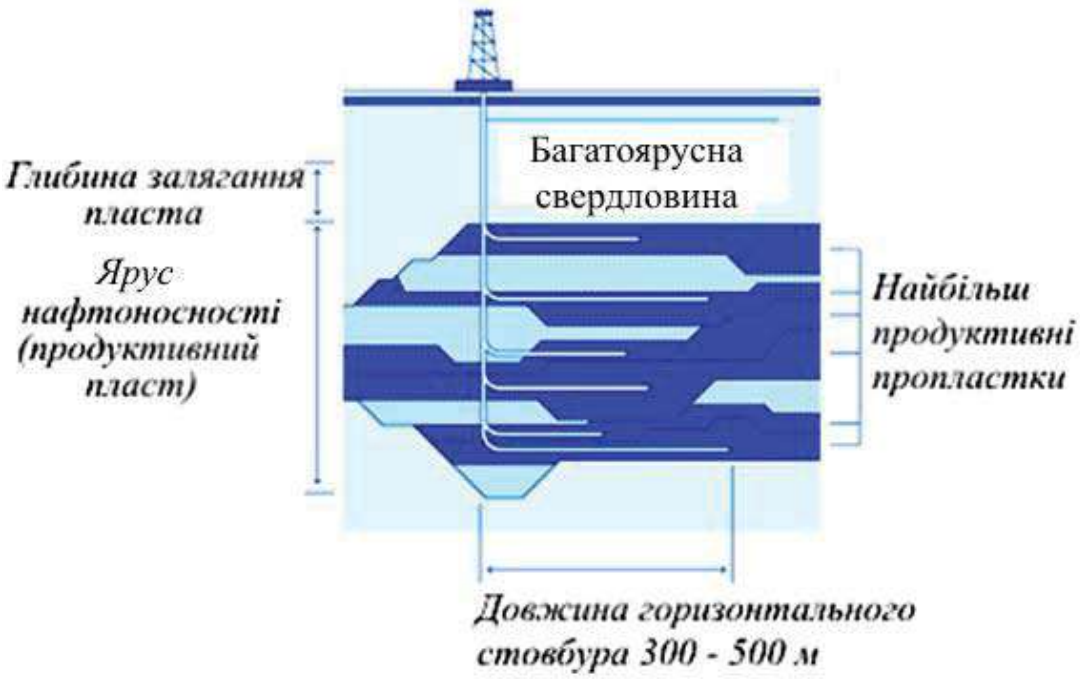


Рисунок 3.9 – Багатоярусна свердловина

Перевагами багатоярусних свердловин є:
– високий коефіцієнт охоплення пласта;
– високий коефіцієнт вилучення нафти;
– високий дебіт при запуску свердловини;
– низький темп падіння запускного дебіту свердловини;
– висока ефективність експлуатаційного буріння.

Падіння дебіту свердловин на сьогодні розповсюджена проблема. Часто на введених у розробку родовищах уже через рік фіксується зниження показника дебіту свердловини до 50 %.

Впровадження свердловин нового типу дозволяє знизити темпи падіння дебіту.

Сучасна удосконалена технологія багатоярусного буріння включає і проведення багатостадійного кислотного гідророзриву пласта (БГРП) – застосування технології MSW-frac (Multy Storey Well + fracking) – технологія багатоярусного буріння з проведенням гідророзриву пласта. Такий підхід передбачає селективну (точкову) обробку кожного стовбура завдяки спуску хвостовика в основний стовбур свердловини і установку муфт ГРП у точку зрізання кожного наступного стовбура.

Нове рішення підвищує технологічність і економічну ефективність експлуатаційного буріння.

3.3. Свердловини спеціального профілю «риб'яча кістка», «березовий листок»

У 2020 роках з’явилися технології буріння багатовибійних свердловин, які дозволяють отримати спеціальний профіль типу «риб’яча кістка», «березовий листок».

Технологія буріння багатовибійної свердловини «риб’яча кістка» (Fishbones Drilling) була розроблена в рамках спільного промислового проєкту (JIP) із Equinor, Lundin, Eni та Innovation Norway та підтримується Дослідницькою радою Норвегії.

На рисунку 3.10 показано виконавчий механізм для буріння багатовибійної свердловини з профілем «риб’яча кістка», а на рисунку 3.11 – момент забурювання бокового відгалуження.

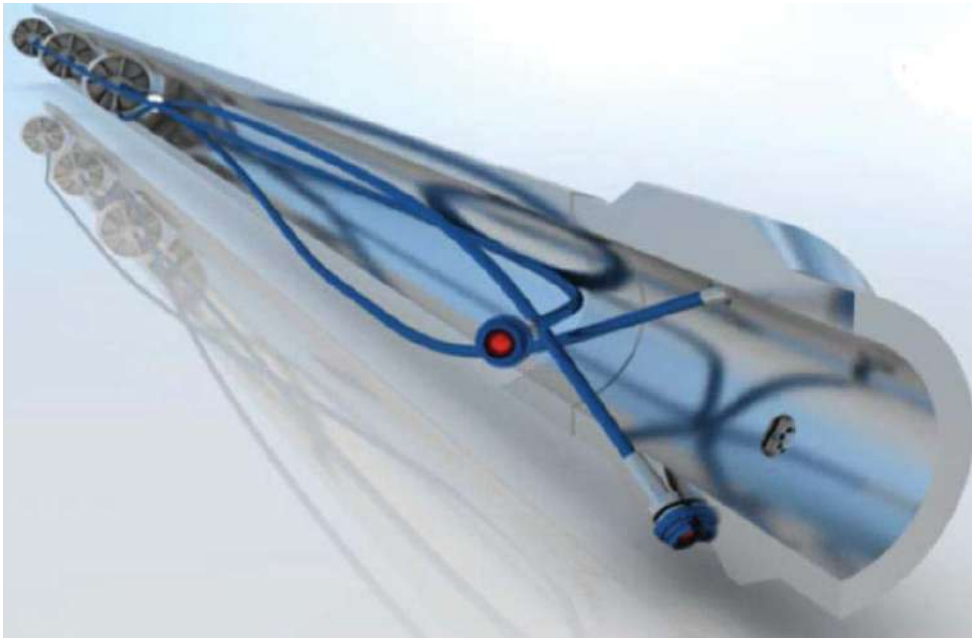


Рисунок 3.10. – Виконавчий механізм для буріння багатовибійної свердловини з профілем «риб’яча кістка» https://www.youtube.com/watch?v=LqDBw12_6R0 3 хв

Операції із буріння свердловини з профілем “риб’яча кістка” прості та швидкі – виконуються лише за кілька годин. Долота малого діаметра оснащені турбінами, що працюють від циркуляції рідини. Досяжне проникнення зазвичай становить 10,8 м, створюючи відчутний ефект охоплення продуктивного пласта.

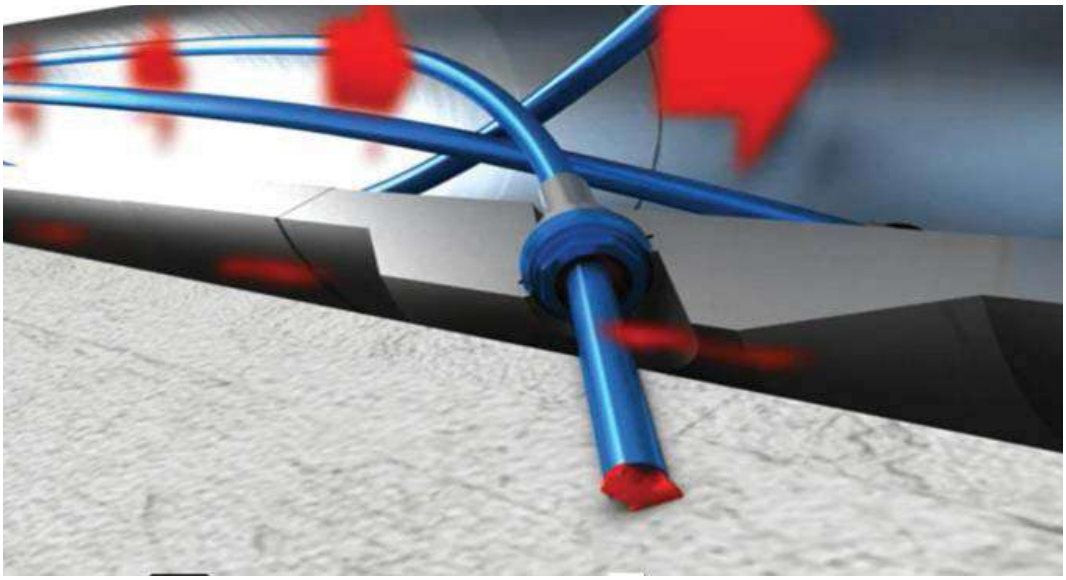


Рисунок 3.11 – Забурювання бокового відгалуження

Практика застосування багатовибійної свердловини з профілем «риб'яча кістка» показує її велику ефективність, що забезпечується охопленням продуктивного нафтоносного пласта (рис. 3.12).

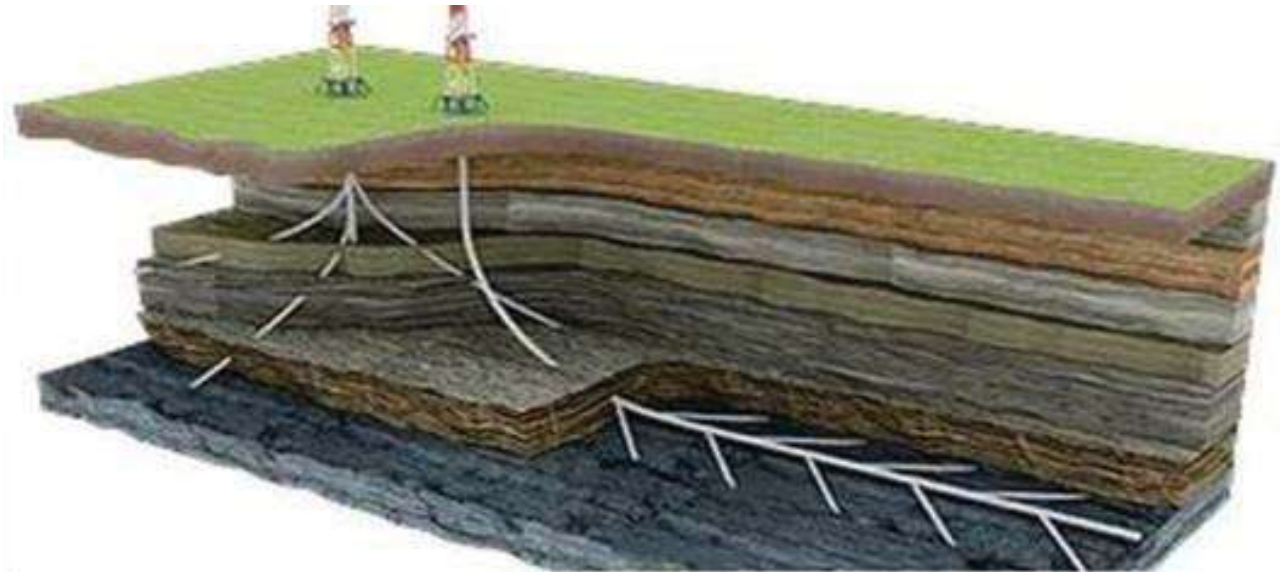


Рисунок 3.12 – 3D-модель свердловини з профілем «риб'яча кістка»

На риснку 3.13 показані фрагменти моделювання (симуляції) цього процесу.

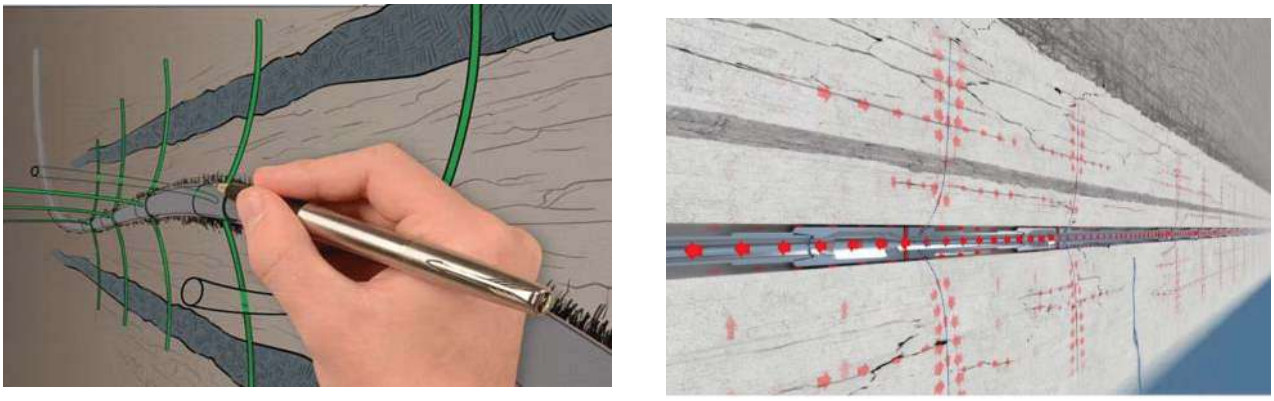


Рисунок 3.13 – Моделювання свердловини з профілем «риб’яча кістка»

Міжнародний консорціум компаній "Таас-Юрях Нафтогазвидобування" (Республіка Саха) та індійських компаній Oil India Limited, Indian Oil Corporation Limited і Bharat PetroResources Limited пробурили багатовибійну свердловину із застосуванням профілю «риб’яча кістка» довжиною 12,8 тис. м, проходка по колектору –10,3 тис.м. Це одна з найбільших свердловин із горизонтальним стовбуром. Ще одну багатовибійну свердловину з профілем «березовий листок» пробурила компанія "Таас-Юрях Нафтогазвидобування" (рис. 3.14). Свердловина має 15 бічних стовбурів, кожен із яких має два відгалудження.

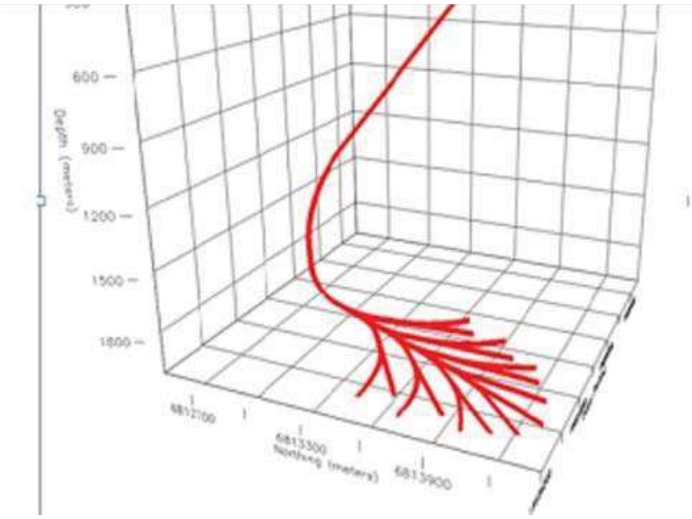


Рисунок 3.14 – Багатовибійна свердловини з профілем «березовий листок»

3.4. Радіальне кислотоструминне буріння

Радіальне (кислотоструминне) буріння (розкриття пласта) (РРП) – інтенсифікація видобутку вуглеводнів утворенням системи розгалужених дренажних глибокопроникаючих каналів фільтрації (далі – ГПКФ) шляхом гідромоніторного розмивання карбонатних порід продуктивних пластів із використанням колони гнучких труб (КГТ) колтюбінгової установки, гнучкого шланга високого тиску (далі – ГШВТ), гідромоніторної насадки і спеціального свердловинного обладнання.

Технологія радіального розкриття пластв полягає в наступному: спеціальним інструментом (фрезером) в обсадній колоні прорізають отвори. На КГТ спускають ГШВТ із гідромоніторною насадкою по черзі у кожен отвір в обсадній колоні і під високим тиском подають кислотнтй розчин для розмивання бічного стовбура малого діаметра – утворення глибокопроникаючих каналів фільтрації.

ГПКФ розмивають на кількох рівнях привибійної зони пласта (рис. 3.15), і на кожному рівні виконують по кілька ГПКФ довжиною до 100 м у різних напрямках.

В одній радіальній площині можливе розташування до чотирьох стовбурів (рис. 3.15).

Глибокопроникаючі канали фільтрації не обсаджують.

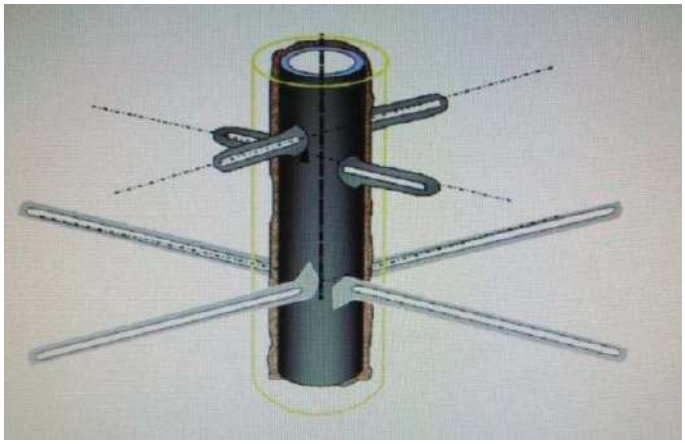


Рисунок 3.15 – Схема радіального розкриття пласта

Радіальне буріння проводять у разі розкриття продуктивних пластів малої потужності, з низьким градієнтом тиску та у порушених геологічних зонах, у процесі багатовибійного розкриття пластів. Послідовність буріння ГПКФ:

а) підготовка свердловини до буріння бічного стовбура: шаблонування і обробка шкребком експлуатаційної колони, за необхідності установка цементного моста;

б) спуск на НКТ відхилювача, орієнтування та установка його у місці передбачуваної зарізки ГПКФ (рис. 3.16);

в) спуск на КГТ гідравлічного вибійного двигуна (ГВД) із фрезером (рис. 3.17);

г) вирізання отвору в обсадній колоні;

д) спуск гідромоніторної насадки, закріпленої на кінці ГШВТ (довж. до 100 м) (рис. 3.18) і буріння ГПКФ (рис. 3.19);

е) переорієнтація відхилювача на 90° та буріння (промивання) наступного бічного стовбура (до чотирьох в одній площині);

ж) підйом відхилювача і повторення операцій в) – е) на наступному рівні; операція ж) необмежена за кількістю повторень.

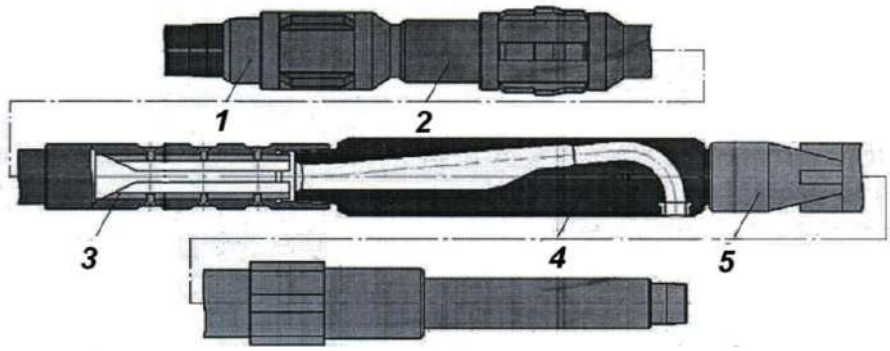


Рисунок 3.16 – Комплект направляючого обладнання для РРП
1 – фрикційний вузол; 2 – локатор муфтових з'єднань; 3 – напрямна; 4 – підошва-відхилювач; 5 – якір

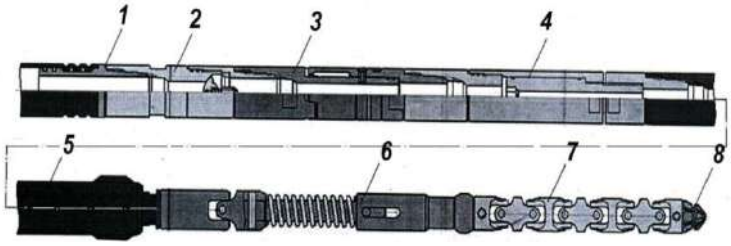


Рисунок 3.17 – Комплект фрезеруючого обладнання для РРП
1 – з'єднувач; 2 –зворотний клапан; 3 – роз'єднувач аварійний; 4 – механізм довертання; 5 – ГВД; 6 – механізм навантаження; 7 – гнучкий вал; 8 – фрезер

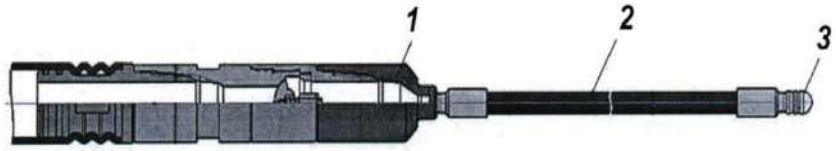


Рисунок 3.18 – Комплект гідромоніторного обладнання:
1 – перехідник із КГТ; 2 – ГШВТ; 3 – насадка гідромоніторна

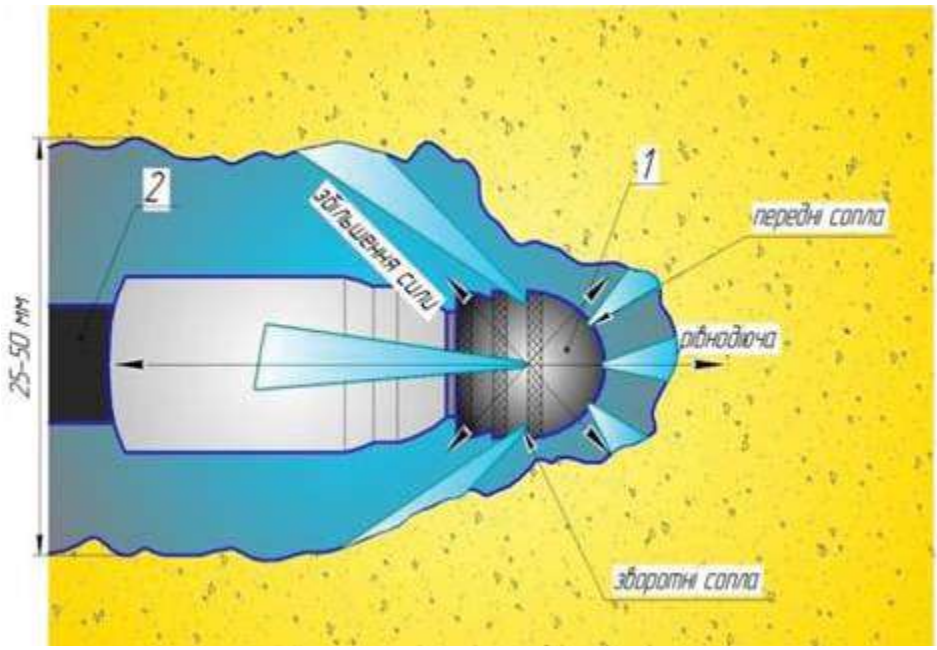


Рисунок 3.19 – Схема розмивання ГПКФ гідромоніторною насадкою

Порядок операцій для створення мережі ГПКФ:

– у свердловину на КГТ на задану глибину спускають бурильну компоновку і фіксують у свердловині за допомогою двостороннього механічного якоря;

– з допомогою геофізичних досліджень визначають азимутальне положення фрезера;

– повертають фрезер на заданий азимутальний напрямок (кут) для прорізання (свердління) першого отвору;

– свердлять перший отвір в обсадній колоні із реєстрацією параметрів свердління;

– відводять фрезер у початкове положення;

– повертають підошву відхилювача на заданий кут і свердлять наступні отвори;

– після свердління необхідної кількості отворів поєднують відхиляючу підошву із першим просвердленим отвором;

– спускають закріплений на КГТ ГШВТ із гідромоніторною насадкою, який входить в отвір, просвердлений у стінці обсадної колони;

– запомповують під тиском кислотнтй розчин і формують ГПКФ (напрям розмиву нерегульований);

– гідромоніторну насадку виводять зі створеного ГПКФ;

– повертають підошву з гідромоніторною насадкою до наступного просвердленого отвору;

– виконують розмивання подальших ГПКФ;

– після формування системи ГПКФ в одній площині, за необхідності, компоновку з КГТ і якорем переміщують всередині обсадної колони у межах продуктивного пласта і встановлюють на іншій заданій глибині для формування другого та інших (за необхідності) рівнів мережі ГПКФ.

Контрольні питання

1. Яка перевага свердловин із горизонтальним стовбуром?

2. Які переваги застосування кущового буріння?

3. Яке сучасне обладнання сприяє успішному впровадженню нової технології горизонтального буріння?

4. Які відхилювачі застосовуються при проведенні похило-скерованих свердловин?

5. Які переваги багатоповерхових свердловин?

Інтернет-ресурси

https://www.youtube.com/watch?v=IUT1jXRwNNI

Лекція 4. ВІДНОВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН ЗАБУРЮВАННЯМ НОВИХ СТОВБУРІВ

План

4.1. Технологія забурювання нових стовбурів для відновлення свердловин.

4.2. Профілі свердловин із горизонтальним стовбуром.

Література:

1. Коцкулич Я.С. Відновлення свердловин шляхом забурювання нових стовбурів / Коцкулич Я.С., Кирчей О.І., Лазаренко О.Г., Лівінський А.М. // Young Scientist. – 2016. – № 12.1 (40). – С. 45 – 49.

2. Лазаренко О.Г. Досвід буріння горизонтальних свердловин на Гнідинцівському родовищі / Лазаренко О.Г., ЛівінськийА.М. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сб. науч. тр. – К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2014. – Вып. 17. – С. 47 – 52.

3. Орловський В.М. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів / В.М. Орловський, В.С. Білецький, В.І. Сіренко. – Львів: Новий Світ-2000, 2023. – 312 с.

В Україні налічується понад 3 500 газових і майже 4 000 нафтових ліквідованих і недіючих свердловин, відновлення яких можливе із застосуванням нових сучасних технологій.

Однією з перспективних інноваційних технологій у нафтогазовидобувній галузі є впровадження якісно нової технології – відновлення ліквідованих (недіючих) свердловин. Над проблемою розвитку і впровадження технології відновлення свердловин шляхом забурювання бічних стовбурів на теренах нашої держави працюють ПрАТ «НДІБК бурового інструменту», ТОВ «НТП «Бурова техніка» та інші компанії.

Фахівцями підприємства «НДІБК бурового інструменту» вперше на глибині понад 4 000 м в обсадній колоні діаметром 139,7 мм виконано вирізання «вікна» і буріння похило-скерованого стовбура до глибини 4 770 м. Успішно спущений і зацементований хвостовик діаметром 102 мм.

На великих глибинах ПрАТ «НДІБК бурового інструменту», спільно з дочірним підприємством ТОВ «Навігатор Комплект», бічними горизонтальними стовбурами були відновлені свердловини № 96 і 97 Яблунівського родовища.

Вперше на Фонтанівському родовищі в обсадній колоні діаметром 139,7 мм було виконано зарізку і буріння бічного похило-скерованого стовбура в умовах аномально високого пластового тиску при густині промивальної рідини 1 850 кг/м^3 і пластовій температурі понад 150 °С.

Максимальна глибина вирізання «вікна» в обсадній колоні – 4 009 м; максимальна глибина відновленої свердловини – 4 779 м; максимальний зенітний кут в інтервалі вирізання «вікна» – 75°.

Велика кількість нафтових і газових родовищ України знаходяться на завершальній стадії розробки, підвищення терміну експлуатації яких можливе при зарізанні бічних стовбурів в експлуатаційних свердловинах недіючого фонду. Завдяки цій технології до розробки залучаються «застійні зони пласта», а також важковидобувні запаси нафти, видобуток яких раніше був неможливим.

Стабілізація та подальше нарощування об’ємів видобування нафти і газу з родовищ із важковидобувними запасами можливі завдяки вдосконаленню існуючих систем їх розробки з використанням сучасних технічних і технологічних засобів.

Буріння СГС є ефективним методом формування оптимальної системи розробки нафтових і газових родовищ, підвищення коефіцієнта нафтогазовилучення із пластів, а також відновлення продуктивності свердловин на родовищах, що перебувають на пізній стадії експлуатації. Розкриття продуктивного пласта горизонтальним стовбуром забезпечує підвищення продуктивності свердловини внаслідок збільшення площі фільтрації, ступеня вилучення вуглеводнів, виключає можливість надходження води під час експлуатації свердловини, що важливо для низькопроникних горизонтів, а також для колекторів із вертикальною тріщинуватістю.

Розробка малопроникних пластів із аномально низьким тиском та високою в’язкістю нафти, виснажених після тривалої експлуатації, нерідко є нерентабельною. Для збільшення продуктивності таких свердловин до економічно прийнятного рівня необхідно збільшити зону дренування, а, відповідно, і площу поверхні фільтрації. Цього можна досягти бурінням багатовибійних свердловин і СГС.

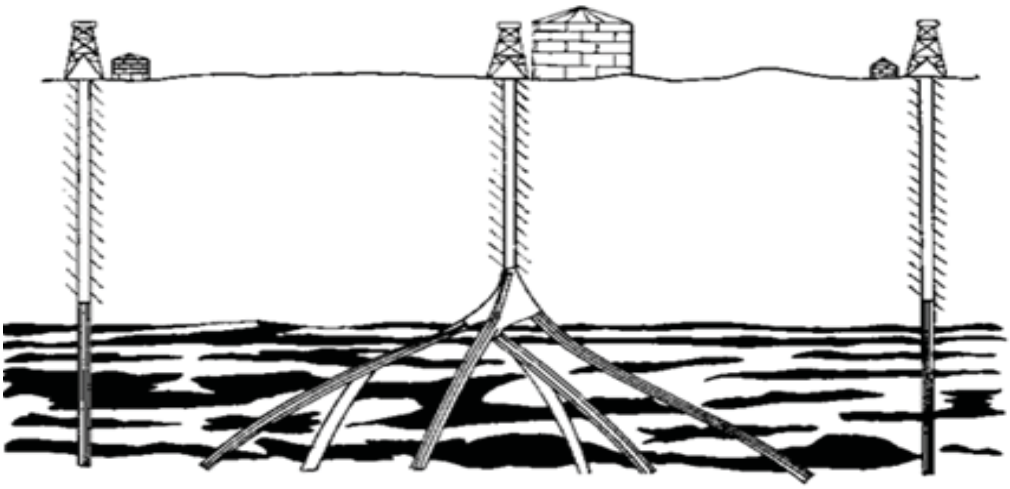


Рисунок 4.1 – Схема багатовибійної свердловини

Багатовибійні свердловини (рис. 4.1) мають у нижній частині розгалуження – кілька різнонахилених стовбурів, які перетинають продуктивні пласти і утворюють велику сумарну зону дренування.

Свердловина з горизонтальним розкриттям пласта (рис. 4.2) має один стовбур, який переходить із вертикального у горизонтальний у межах продуктивної зони. У такій свердловині довжина частини стовбура, що проходить уздовж пласта, не залежить від його товщини і може в десятки разів перевищувати глибину свердловини. Особливо доцільно розробляти таким способом пласти з вертикально-розвиненою тріщинуватістю і з неоднорідною пористістю.

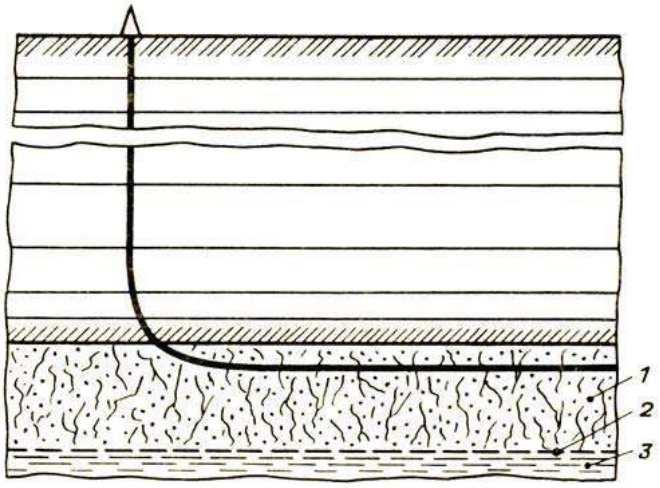


Рисунок 4.2 – Свердловина з горизонтальнтм стовбуром (СГС)

1 – нафтовий пласт; 2 – водонафтовий контакт (ВНК); 3 – водяна зона

Вітчизняні фахівці мають досвід буріння багатовибійних свердловин і СГС. Так на Бориславському родовищі, яке розроблялось із 1914 року густою мережею свердловин, пробурених на відстані 30 – 80 м одна від одної, на невеликій площі пробурено 23 свердловини з дебітами до 2 т за добу. У 1970-х роках поміж ними пробурено 3 свердловини: одна з них мала 5 додаткових стовбурів, друга – 3, а третя пробурена одним горизонтальним стовбуром по нафтоносному пісковику на довжину 100 метрів. Початкові дебіти цих свердловин становили відповідно 28 т, 12 т і 16 т за добу, а вартість їх споруджування перевищувала лише у 1,5 – 2,5 рази вартість вертикальних свердловин. За два роки експлуатації дві багатовибійні свердловини перевершили видобуток сусідніх 23 вертикальних свердловин.

4.1. Технологія забурювання нових стовбурів для відновлення свердловин

У провідних нафтогазовидобувних державах світу для підвищення об’ємів видобування нафти і газу широко застосовується буріння бічних похило-скерованих і горизонтальних стовбурів у свердловинах недіючого фонду, що є одним із основних напрямків збільшення об’ємів видобутку нафти в умовах погіршення структури запасів та на кінцевих стадіях розробки родовища.

Цей метод є ресурсозберігаючим напрямком, оскільки вартість відновлення свердловин не перевищує 30 – 60 % від вартості буріння нової свердловини (враховуючи економію витрат на відведення землі, будівництва інфраструктури тощо). Економія витрат зростає зі збільшенням глибини відновлюваної свердловини.

Сьогодні найбільше розповсюдження одержали два способи забурювання бічного стовбура з експлуатаційної колони вертикальної свердловини або СПС:

– вирізання частини обсадної колони довжиною 10 – 12 м за допомогою спеціального вирізаючого пристрою з наступним цементуванням стовбура свердловини на довжину 20 – 30 м вище вирізаної частини колони. За необхідності нижче вирізаної частини встановлюють пакер. Після завершення очікування затвердівання цементу (ОЗЦ) розбурюють цементний камінь компоновкою з відхилювачем і проводять зарізання нового стовбура у необхідному напрямку;

– вирізання «вікна» в обсадній колоні за допомогою спеціальних фрез з використанням клина-відхилювача з наступним зарізанням бічного стовбура свердловини з цього клина-відхилювача.

Мінімальна довжина вирізаної ділянки обсадної колони визначається насамперед довжиною інтервалу забурювання. Розрахунок довжини інтервалу забурювання проводиться для відхилювачів як із одним кутом перегину, так і для відхилювачів із двома кутами перегину (рис. 4.3).

Із врахуванням можливих жолобоутворень, мінімальну довжину інтервалу забурювання збільшують і обчислюють за формулою:

$$L = H \cdot k + \frac{D_з}{2 \cdot \sin \alpha}$$

де L – мінімальна довжина вирізаної ділянки колони, м;

α – зенітний кут викривлення стовбура в інтервалі забурювання, рад;

H – довжина розрахункового інтервалу забурювання, м;

$k = 1{,}1$ – коефіцієнт запасу на жолобоутворення;

$D_з$ – діаметр замка бурильної труби, м.

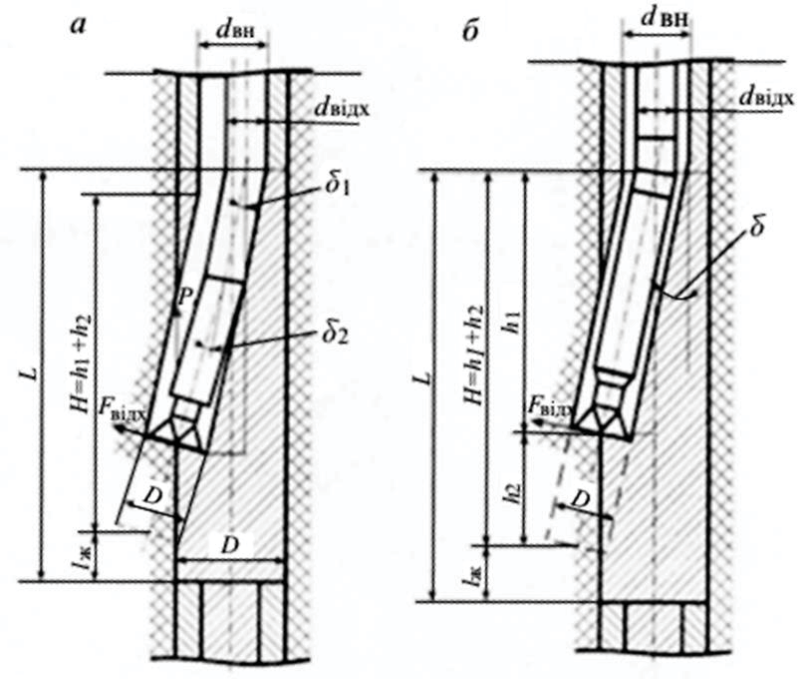


Рисунок 4.3 – Розрахункова схема для визначення довжини вирізаної ділянки обсадної колони

а) для відхилювача з двома кутами перегину;

б) для відхилювача з одним кутом перегину

Довжина розрахункового інтервалу забурювання визначається за формулою:

– для відхилювача з двома кутами перегину:

$H = h_1 + h_2 + R \cdot \alpha$;

– для відхилювача з одним кутом перегину:

$H = h_1 + R \cdot \alpha$,

де h_1 – довжина нижньої секції, м;

h_2 – довжина середньої секції, м;

R – радіус викривлення осі профілю стовбура свердловини, м;

α_1 – зенітний кут виходу стовбура свердловини, рад.

Із врахуванням умови вписуваності відхилювача в геометричні розміри стовбура свердловини в інтервалі забурювання, величина h_1 визначається за формулою:

– для відхилювача з двома кутами перегину:

$$h_1 = \frac{D_c + d_{вн} - d_{відх} + 2 \cdot h_2 \cdot \delta_1}{2 \cdot \sin(\delta_1 + \delta_2)};$$

– для відхилювача з одним кутом перегину:

$$h_1 = \frac{D_c + d_{вн} - d_{відх}}{2 \cdot \sin \delta_1},$$

де D_c – умовний діаметр стовбура свердловини, мм (при забурюванні у м'яких породах D_c приймають рівним зовнішньому діаметру обсадної колони, а при забурюванні у твердих породах – діаметру стовбура свердловини до спуску обсадної колони);

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр обсадної колони, мм;

δ_1 і δ_2 – кути перекосу осей перехідників відхилювача, рад.;

$d_{відх}$ – зовнішній діаметр відхилювача, мм.

Радіус викривлення вісі свердловини наближено можна визначити за формулою:

$$R = \frac{h_1 + h_2}{2 \cdot \sin(\gamma + \beta)}$$

де γ – кут перегину осей першої і другої секцій відхилювача, градус;

β – кут перегину внаслідок зазору між долотом і корпусом відхилювача, градус.

Схема компоновки для вирізання ділянки обсадної колони зображена на рис. 4.4.

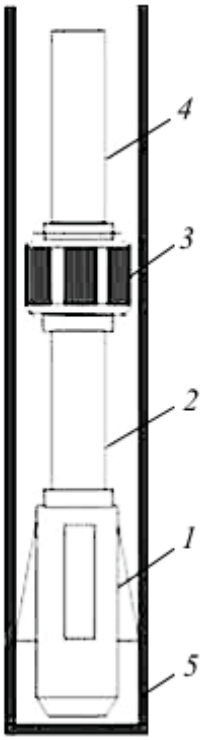


Рисунок 4.4 – Схема компоновки для вирізання ділянки обсадної колони

1 – вирізний пристрій, 2 – обважнені бурильні труби, 3 – центратор, 4 – бурильні труби, 5 – обсадна колона

Другий спосіб буріння бічних стовбурів із вирізанням «вікна» в обсадній колоні має такі переваги:

– висока точність орієнтування внаслідок того, що напрям буріння задається вже встановленим і зорієнтованим клином-відхилювачем;

– можливість використання роторного способу буріння;

– невеликий об'єм металу, що підлягає фрезеруванню, у зв'язку з чим зменшується кількість спуско-підіймальних операцій;

– можливість вирізання вікна в кількох колонах одночасно;

– можливість вирізання вікна в обсадній колоні любої міцності, а також в неякісно закріплених колонах.

Схема компоновки для зарізання бічного стовбура способом вирізання «вікна» в обсадній колоні зображена на рис. 4.5.

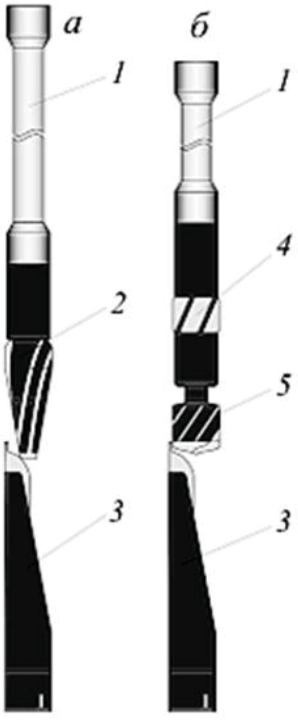


Рисунок 4.5 – Схема компоновки низу бурильної колони (КНБК) для вирізання (*а*) і калібрування (*б*) «вікна» в обсадній колоні у свердловині № 97 Яблунівського родовища

1 – ТБПК -73 (G-105), 2 – фрез стартово-віконний, 3 – клин-відхилювач, 4 – фрез-райбер, 5 – фрез віконний

Компоновка складається з анкера, уіпстока, фрезерної компоновки, посадочного інструмента, товстостінних бурильних труб.

Під час вибору місця зарізання другого стовбура необхідно враховувати такі умови:

– місце зарізання «вікна» повинно знаходитися між муфтами обсадної колони в інтервалах стійких порід, не схильних до осипання;

– в інтервалі зарізання «вікна» повинно бути цементне кільце;

– місце зарізання «вікна» повинно бути розташоване в інтервалі, який забезпечує розкриття продуктивного горизонту в заданій точці при необхідному відхиленні і зенітному куті.

При проєктуванні профілю бічних стовбурів необхідно дотримуватися таких вимог:

– профіль стовбура свердловини повинен бути виконаний наявним обладнанням;

– інтервал забурювання бічного стовбура вибирається в стійкій частині розрізу, а його забурювання треба виконувати на 30 – 50 м вище покрівлі або на 10 – 20 м нижче підошви нестійких порід;

– інтенсивність викривлення стовбура свердловини повинна забезпечувати безперешкодне проходження КНБК і хвостовика з оснасткою. Максимальна рекомендована інтенсивність викривлення 2,5°/10 м;

– профіль стовбура свердловини повинен забезпечувати можливість обертання бурильної колони у процесі буріння із збереженням її міцності;

– профіль свердловини повинен забезпечувати збереження герметичності різьбових з'єднань обсадної колони під час спуску і довготривалої експлуатації;

– профіль стовбура свердловини повинен забезпечувати задане зміщення точки входження в продуктивний пласт і проходження стовбура під заданим кутом у продуктивному пласті.

Складні гірничо-геологічні умови залягання продуктивних пластів (низькі пластові тиски, мала проникність, високий вміст материнських глин у породах-колекторах) родовищ Бориславського НПР і розташування окремих із них у рекреаційних зонах потребують розроблення високоякісних та екологічно-безпечних методів первинного розкриття продуктивних пластів під час буріння другого стовбура свердловини.

Роботи з відновлення свердловини № 318 Долинського нафтового родовища виконані Прикарпатським УБР ПАТ «Укрнафта» шляхом вирізання вікна в експлуатаційній колоні і буріння другого стовбура в інтервалі 2 410 – 2 670 м. Для буріння другого стовбура використовували бурові долота діаметром 120,6 мм типу СЗ-ГАУ, обважнені бурильні труби діаметром 89 мм, бурильні труби діаметром 73 мм, систему перехідників і відхилювальних пристроїв.

Нафтова свердловина № 97 Яблунівського родовища була в недіючому фонді з 2004 року. Після капітального ремонту шляхом буріння бічного стовбура з горизонтальним закінченням на горизонт Б-10 введена в експлуатацію з дебітом 10 т/добу. Інтервал набору кривизни 3 405 – 3 732 м проведено з інтенсивністю 2,5°/10 м із кінцевим зенітним кутом викривлення 83,2°.

В інтервалі 3 732 – 3 940 м профіль стовбура свердловини стабілізовано і продуктивний горизонт Б-10 розкрито на глибині по вертикалі 3 622 – 3 650 м (потужність 28 м), а по стовбуру – 3 734 – 3 883 м (149 м). Свердловину введено в експлуатацію за допомогою струминного насоса.

4.2. Профілі свердловин із горизонтальним стовбуром

Свердловини з горизонтальним стовбуром[1] не завжди мають кут 90°, так як продуктивні пласти, на які вони закладаються, зазвичай, мають певний кут падіння. З точки зору буріння гірських порід, немає суттєвої різниці між свердловинами з великим зенітним кутом і свердловинами з зенітним кутом 90°. Абсолютно неважливо, який зенітний кут має свердловина: 88,90° чи 92°. Однак зенітний кут ділянки з великим кутом і горизонтальної ділянки впливає на схему закінчування і подальші ремонтні роботи.

Свердловини з горизонтальним стовбуром характеризуються радіусом кривизни ділянки набору зенітного кута, після чого приходять до горизонтальної ділянки. На практиці зазвичай виділяють три основні типи стовбурів свердловин (рис. 4.6, табл. 4.1).

Свердловини із великим радіусом кривизни

Свердловини з горизонтальним стовбуром із великим радіусом кривизни характеризуються інтенсивністю набору зенітного кута 2 –6 градус / 30 м (100 фут), який дає радіус викривлення 900 – 290 м (3 000 тисячі фут). Проводка свердловини такого профілю здійснюється за допомогою звичайного інструменту для направленого буріння. Горизонтальні ділянки мають довжину до 2 500 м (8 000 фут). Свердловина з таким профілем добре підходить

[1] М. В. Ткаченко АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ І ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ БУДІВНИЦТВА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ВИЛУЧЕННЯ ВАЖКОВИДОБУВНИХ І ВИСНАЖЕНИХ ЗАПАСІВ НАФТИ ТА ГАЗУ
https://journals.nupp.edu.ua/index.php/oge/article/view/269

для тих випадків, коли для досягнення заданої точки входження в пласт потрібне велике горизонтальне відхилення.

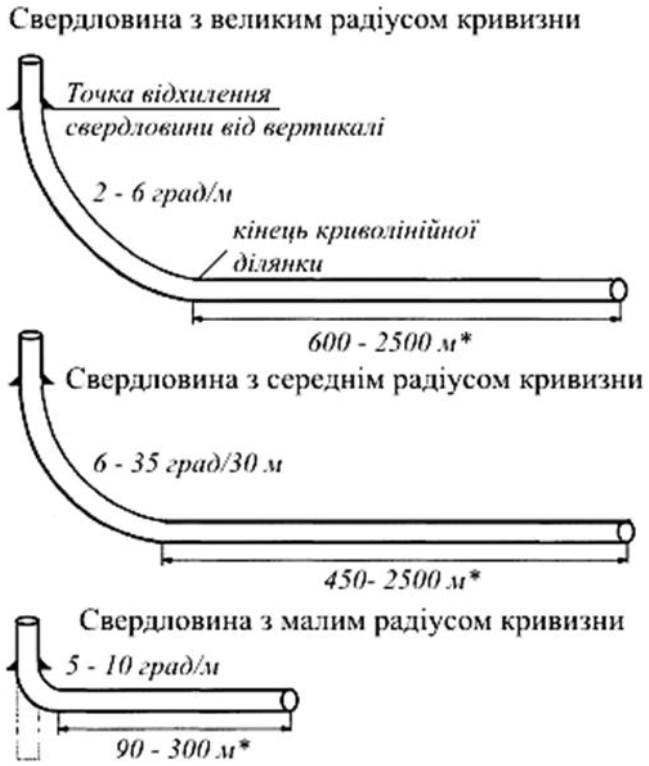


Рисунок 4.6 – Порівняння типів свердловин із горизонтальним стовбуром

** Залежить від типу гірських порід і промивальної рідини*

Таблиця 4.1 – Типи свердловин із горизонтальним стовбуром

Тип свердловини	Інтенсивність набору зенітного кута	Радіус кривизни	
		м	фут
Свердловина з великим радіусом кривизни	2 – 6° / 30м (100 фут)	900 – 290	3000 – 1000
Свердловина з середнім радіусом кривизни	7 – 35° / 30м (100 фут)	290 – 50	1000 – 160
Свердловина з малим радіусом кривизни	5 – 10° / м (3 фут)	12 – 6	40 – 20

Свердловини із середнім радіусом кривизни

Свердловини з горизонтальним стовбуром із середнім радіусом кривизни мають інтенсивність набору зенітного кута 7 – 35 градус / 30 м (100 фут), радіуси кривизни 50 – 300 м (160 – 1000

фут) і горизонтальні ділянки довжиною до 2500 м (8000 фут). Ці свердловини буряться за допомогою спеціальних гідравлічних вибійних двигунів і звичайних елементів бурильних колон. Компоновки з подвійним перекосом розраховані на набір зенітного кута з інтенсивністю до 35 градус / 30 м (100 фут). Горизонтальну ділянку бурять звичайними компоновками, включаючи вибійний двигун із регульованим кутом перекосу (SMA). Такий профіль стовбура свердловини застосовується для буріння на суші і багатовибійного буріння.

На практиці свердловина є з середнім радіусом викривлення, якщо роторну компоновку (BHA) низу бурильної колони не можна обертати після проходження ділянки набору зенітного кута з середнім радіусом викривлення. Максимальна інтенсивність набору зенітного кута при бурінні на початку криволінійної ділянки із середнім радіусом кривизни при бурінні обмежена межами на вигин і обертання для бурильних труб. Свердловини малого діаметра з більш гнучкими трубами мають вищі допустимі максимальні значення різких перегинів стовбура (DLS).

Свердловини із малим радіусом кривизни

Свердловини з горизонтальним стовбуром із малими радіусами кривизни мають інтенсивність викривлення набору зенітного кута 5 – 10 градус / метр (1 – 1 / 2– 3 градус / фут), якому відповідає радіус викривлення 12,2 – 6,1 м (40 – 20 фут). Довжина горизонтальної ділянки знаходиться в діапазоні 60 – 275 м (200 – 900 фут). Свердловини із малими радіусами викривлення стовбура буряться за допомогою спеціального бурильного інструменту і за спеціальною технологією. Такий профіль найбільше поширений при бурінні додаткових стовбурів із наявних свердловин.

Свердловини із надмалим радіусом кривизни

Крім вищевказаних є схема з надмалим радіусом кривизни, за якою можна змінити напрям стовбура свердловини від вертикального до горизонтального з радіусом 0,3 – 0,6 м (1 – 2 фут). При цьому застосовується система буріння спеціального призначення з високонапірним гідромоніторним промиванням, при якому формується стовбур діаметром 3,8 – 6,4 см (1,5 – 2,5 дюйма) і завдовжки 30 – 61 м (100 – 200 фут).

Буріння свердловин із великим радіусом кривизни

На рис. 4.7 показано профіль стовбура свердловини з великим радіусом кривизни. Слід зазначити, що свердловина повинна змі-

нити напрям від вертикального до горизонтального на глибині 300 – 900 м (1000 – 3000 фут) по вертикалі. Глибина вертикальної ділянки залежить від інтенсивності набору зенітного кута на криволінійній ділянці і зенітного кута на ділянці стабілізації, що входять до профілю стовбура свердловини. Ділянки стабілізації плануються у профілях стовбурів свердловин для того, щоб забезпечити горизонтальне відхилення, необхідне для входження в пласт у заданій точці. Вони також дозволяють потрапити у задану точку при відхиленні фактичної інтенсивності набору зенітного кута від проєктної.

Початкова інтенсивність набору зенітного кута зазвичай менша 4 градус / 30 м (100 фут) і задається для зменшення крутного моменту і сил опору при обертанні і підйомі бурильної колони. Зенітний кут стовбура свердловини на ділянці стабілізації, якщо він входить до профілю стовбура свердловини, знаходиться в діапазоні 25 –60 градусів і залежить від горизонтального відхилення, необхідного для входження в пласт у заданій точці. Кінцева інтенсивність набору зенітного кута перед горизонтальною ділянкою часто складає 4 –6 градус / 30 м (100 фут), але може бути і вищою, на рівні 8 –10 градус / 30 м (100 фут).

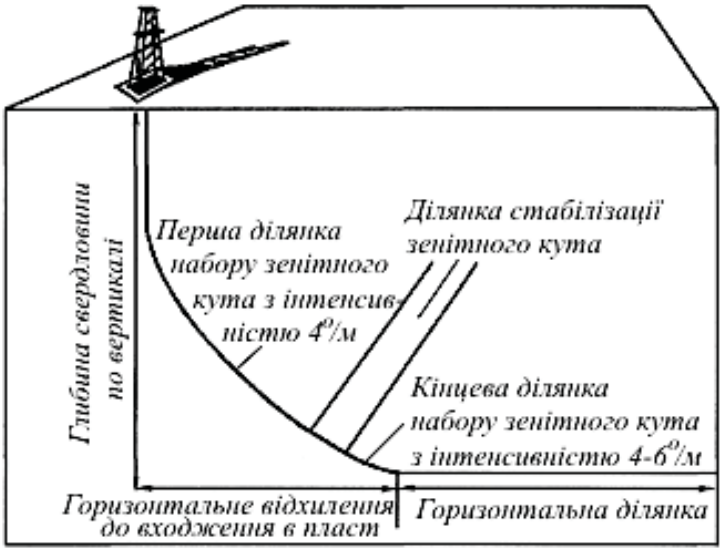


Рисунок 4.7 – Профіль стовбура свердловини з великим радіусом кривизни

Свердловини з великими радіусами викривлення можна бурити набором компоновок для звичайного направленого буріння. Початкове викривлення стовбурів свердловин проводиться компоновками з вибійними двигунами. Такі компоновки можуть містити звичайний вибійний двигун із кривим перехідником, але

зазвичай застосовують вибійний двигун із регульованим кутом перекосу (SMA). Якщо вибійний двигун із SMA використовується для буріння ділянки набору зенітного кута, то його зазвичай застосовують і для буріння ділянки стабілізації зенітного кута. Якщо замість вибійного двигуна з SMA для початкового викривлення стовбура свердловини використовують вибійний двигун із кривим перехідником, ділянку стабілізації зенітного кута часто бурять роторною компоновкою (BHA). Після проходження ділянки стабілізації зенітного кута для набору зенітного кута перед горизонтальною ділянкою використовують компоновку, що включає вибійний двигун із регульованим кутом перекосу.

Горизонтальну ділянку зазвичай бурять вибійним двигуном із регульованим кутом перекосу, розрахованим на інтенсивність різкого перегину 2 – 3 градус / 30 м (100 фут) при орієнтованому бурінні (установка пристрою в положення на буріння зі зміною кута). Уникають застосовувати компоновки з великими кутами перекосу, щоб звести до мінімуму крутний момент на роторі і навантаження на гак при підйомі і збільшити стійкість бурового долота і міжремонтний період вибійного двигуна. Рейси з роторними компоновками здійснювалися успішно в тих горизонтальних ділянках, де не було потрібно управляти азимутом стовбура свердловини. Переважно використовуються компоновки, що включають вибійний двигун із регульованим кутом перекосу, так як вони забезпечують високу якість управління зенітним кутом і азимутом.

Кріплення свердловин обсадною колоною

При кріпленні свердловин підошву обсадної колони встановлюють зазвичай або перед кінцевою ділянкою набору зенітного кута, або після закінчення буріння ділянки набору зенітного кута. Глибина встановлення залежить від порід геологічного розрізу і очікуваних ускладнень у відкритому стовбурі. При мінімальних ускладненнях проміжну колону часто спускають до кінця останньої ділянки набору зенітного кута. Це дозволяє встановити експлуатаційну колону-хвостовик у прямій ділянці, а не в зоні вигину. Якщо очікуються ускладнення при бурінні ділянки стабілізації зенітного кута, підошву проміжної колони можна встановлювати вище останньої ділянки набору зенітного кута. Це зменшує протяжність відкритого стовбура перед бурінням в заданому об'єкті.

Переваги профілів із великим радіусом викривлення:

– нижча інтенсивність різких перегинів (DLS);

– довга горизонтальна ділянка (порівняно з профілем із малим радіусом викривлення);

– можливість досягнення великого горизонтального відхилення вибою від гирла в плані;

– можливість застосування технологій і обладнання, що використовуються для звичайного направленого буріння;

– збільшення частки роторного буріння дозволяє поліпшити показники буріння свердловини;

– використання стандартних бурильних і обсадних труб;

– зменшення обмежень на діаметри стовбура свердловини і обладнання;

– можливість розширення діапазону схем закінчування свердловин;

– пристосованість до геофізичних досліджень свердловини і відбору керна;

– можливість буріння компоновками, що включають вибійний двигун із регульованим кутом перекосу.

Недоліки профілів із великим радіусом викривлення:

– велика протяжність ділянок стовбура свердловини, на яких необхідно контролювати траєкторію;

– велика протяжність відкритого стовбура (можливо більше ускладнень);

– збільшується загальна довжина стовбура свердловини;

– можливе збільшення вартості споруджування свердловини;

– потрібно більше обсадних труб.

Буріння свердловин із середнім радіусом викривлення

На рисунку 3.8 представлений типовий профіль стовбура свердловини з середнім радіусом викривлення і стабілізації зенітного кута, яка допускає відхилення фактичних значень інтенсивності набору зенітного кута від проєктних значень.

При середніх радіусах траєкторія стовбура свердловини може міняти положення від вертикального до горизонтального при глибині свердловини по вертикалі 90 – 300 м (300 – 1000 фут). Відомо багато систем для буріння свердловин із середнім радіусом викривлення. Вони об'єднують різні схеми з вигнутим корпусом вибійного двигуна, з корпусом із можливістю регулювання кута перекосу кривих перехідників і стабілізаторів.

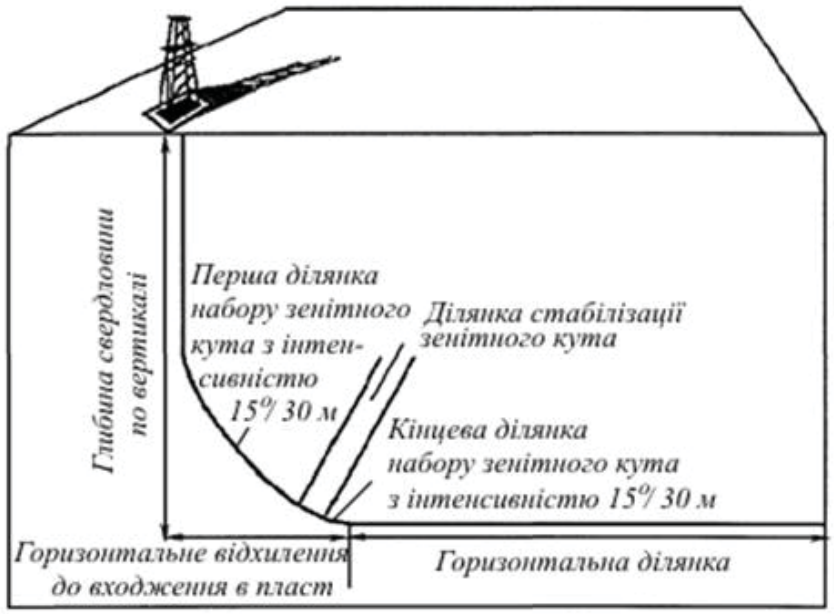


Рисунок 3.8 – Профіль стовбура свердловини з середнім радіусом кривизни і ділянкою стабілізації зенітного кута

При бурінні свердловин із середнім радіусом викривлення в ділянці з високою інтенсивністю набору зенітного кута застосовуються компоновки з подвійним перекосом. Вони розраховані на набір зенітного кута з інтенсивністю до 35 градус / 30 м (100 фут) при орієнтованому положенні компоновки (тобто без обертання бурильної колони). Проєктна інтенсивність набору зенітного кута визначається розмірами і розміщенням відхиляючих пристроїв і стабілізаторів, і зазвичай для вибійних двигунів досягає 16 градус / 30 м (100 фут). Компоновки з одним відхилювачем можуть бути застосовані як при роторному бурінні, так і при бурінні з вибійним двигуном.

Кріплення свердловин обсадною колоною

Зазвичай обсадна колона встановлюється безпосередньо над точкою відхилення стовбура свердловини від вертикалі або новий стовбур забурюється з існуючої обсадної колони.

Переваги профілів із середнім радіусом викривлення:

– зменшення довжини відкритого стовбура порівняно з профілем стовбура свердловини з великим радіусом викривлення;

– застосування звичайного бурового обладнання;

– можливість зменшити крутний момент і зусилля на гаку при підйомі;

– управління траєкторією стовбура свердловини здійснюється на коротшому інтервалі. Поєднання меншого вигину і рідшої зміни

конструкцій компоновки полегшує отримання рівномірної інтенсивності набору зенітного кута;

– можливість забезпечити, порівняно з викривленням стовбура свердловини за малим радіусом, велике горизонтальне відхилення;

– ширший діапазон варіантів закінчування порівняно з малим радіусом. Можливість проводити каротаж і відбір керна;

– зменшення обмежень за діаметром стовбура свердловин у діапазоні 98 – 311 мм (3 7/8 – 12 1/4 дюйма);

– можливість багатовибійного буріння з однієї свердловини.

Недоліки профілів із середнім радіусом викривлення:

– можуть знадобитися спеціальні інструменти, наприклад КНБК із подвійним перекосом;

– потрібні спеціальні методи буріння (наприклад, відсутність обертання бурильної колони при роботі КНБК на ділянці набору зенітного кута ускладнює очищення стовбура свердловини). Якщо потрібне обертання бурильної колони (наприклад, для проробки стовбура свердловини), великі циклічні напруження вигину прискорюють втому матеріалів елементів бурильної колони;

– можуть знадобитися нестандартні з'єднання, дорожчі обсадні і бурильні труби;

– вищі інтенсивності при різкому перегині стовбура (порівняно з профілем стовбура свердловини, пробуреної по великому радіусу) обмежують можливості каротажу і схеми закінчування свердловини.

Буріння свердловин із малим радіусом викривлення

У більшості випадків свердловина буриться вертикально і викривляється з малим радіусом безпосередньо у покрівлі пласта або в самому пласті.

Методика полягає в установці пакера з віпстоком і відхиленням стовбура свердловини з набором зенітного кута спеціальною компоновкою для набору кута (рис. 4.9). При досягненні кута 90^{o}, спускають спеціальну компоновку для стабілізації зенітного кута, для буріння горизонтальної ділянки. Така компоновка для стабілізації зенітного кута приводиться в дію за допомогою труб із шарнірними з'єднаннями, які дають можливість їм обертатися в обмеженому просторі викривленого з малим радіусом стовбура свердловини. Останнім часом на деяких свердловинах використовувались системи з вибійними двигуном із

шарнірними з'єднаннями для профілів із малим радіусом викривлення.

Більшість свердловин, пробурених із застосуванням такої системи, мали глибину по вертикалі меншу 3 000 метрів (10 000 фут) і горизонтальні ділянки довжиною 90 – 120 м (300 – 400 фут), іноді вони досягали довжини 350 м (900 фут).

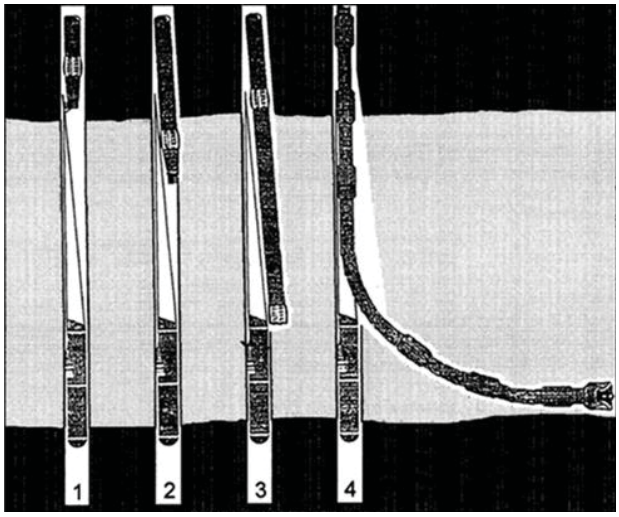


Рисунок 4.9 – Схема технології вирізання вікна компоновкою з клином-відхилювачем (уіпстоком)

1 – спуск і установка клина-відхилювача; 2 – вирізання вікна першим райбером; 3 – завершення робіт із вирізання вікна; 4 – буріння горизонтальної ділянки

Однією з головних проблем при використанні цієї системи є необхідність спуску вимірювального приладу для кожного каротажу в окремих рейсах на алюмінієвій трубі. Це збільшує тривалість і вартість геофізичних досліджень свердловини.

Конструкція свердловини

Так як профіль стовбура свердловини з малим радіусом кривизни використовується для багатовибійного буріння, більшість свердловин із малим радіусом викривлення закінчують відкритим стовбуром. Іноді спускають хвостовик із щілинними отворами.

Варіанти буріння бічних стовбурів із існуючих свердловин

Є чотири головні системи буріння бічного стовбура горизонтально-розгалужених свердловин:

– технологія буріння свердловин із надмалим радіусом за допомогою струменя високого тиску;

– система буріння свердловин із малими радіусами викривлення, заснована на застосуванні роторної компоновки;

– система буріння свердловин із малими радіусами викривлення, заснована на використанні вибійних двигунів;

– буріння свердловин із середнім радіусом викривлення.

Таблиця 4.2 – Системи буріння свердловин із бічними стовбурами

	З надмалим радіусом викривлення	З малим радіусом викривлення і роторною компоновкою	З малим радіусом викривлення і вибійним двигуном	З середнім радіусом викривлення
Діаметр обсадної колони: 114 мм (4 ½ ") 140 мм (5 ½ ") 178 мм (7 ")	 так так так	 немає так так	 так так так	 так так так
Радіус викривлення	1м < 3фут	7 – 12м 20 – 40 фут	12 – 20 м 40 – 55 фут	50 – 290 м 160 – 1000 ф
Компоновка з можливістю регулювання кута перекосу і телеметричною системою, з кабельним каналом зв'язку	немає	немає	так	так
Компоновка з системою вимірювань у процесі буріння*	немає	немає	немає	так
Спеціальний бурильний інструмент	так	так	так	немає

* *Можливо також проведення гамма-каротажу.*

Усі чотири системи придатні для буріння бічного стовбура. Перші три системи вимагають застосування спеціального бурильного інструменту і спеціальних методів досліджень у свердловинах. Малі радіуси викривлення свердловин накладають також обмеження на можливість оцінки продуктивного пласта і методи закінчування свердловин.

При середніх радіусах викривлення застосовується звичайний бурильний інструмент, включаючи систему вимірювань у процесі буріння для інклінометрії і орієнтування відхилювача. Єдиним винятком є обмеження оцінки продуктивного пласта і закінчування свердловини по радіальному зазору, пов'язані з обмеженнями діаметра стовбура свердловини.

Свердловини з бічними стовбурами представляють інтерес, так як вони дозволяють знизити вартість проєктів розробки. У

багатьох випадках є можливості зниження витрат на проходку свердловин із горизонтальним стовбуром на 25 – 50 %.

Буріння таких свердловин повинно збільшити їх дебіт, запаси нафти або коефіцієнт вилучення нафти (EOR).

Нижче наведені схеми, які можуть бути застосовані при проєктуванні горизонтальних бічних стовбурів. На схемах (рис. 4.10) представлені типові експлуатаційні свердловини з проміжною колоною, встановленою над продуктивним пластом і експлуатаційною колоною-хвостовиком, встановленою у похилій ділянці, яка розкрила продуктивну зону.

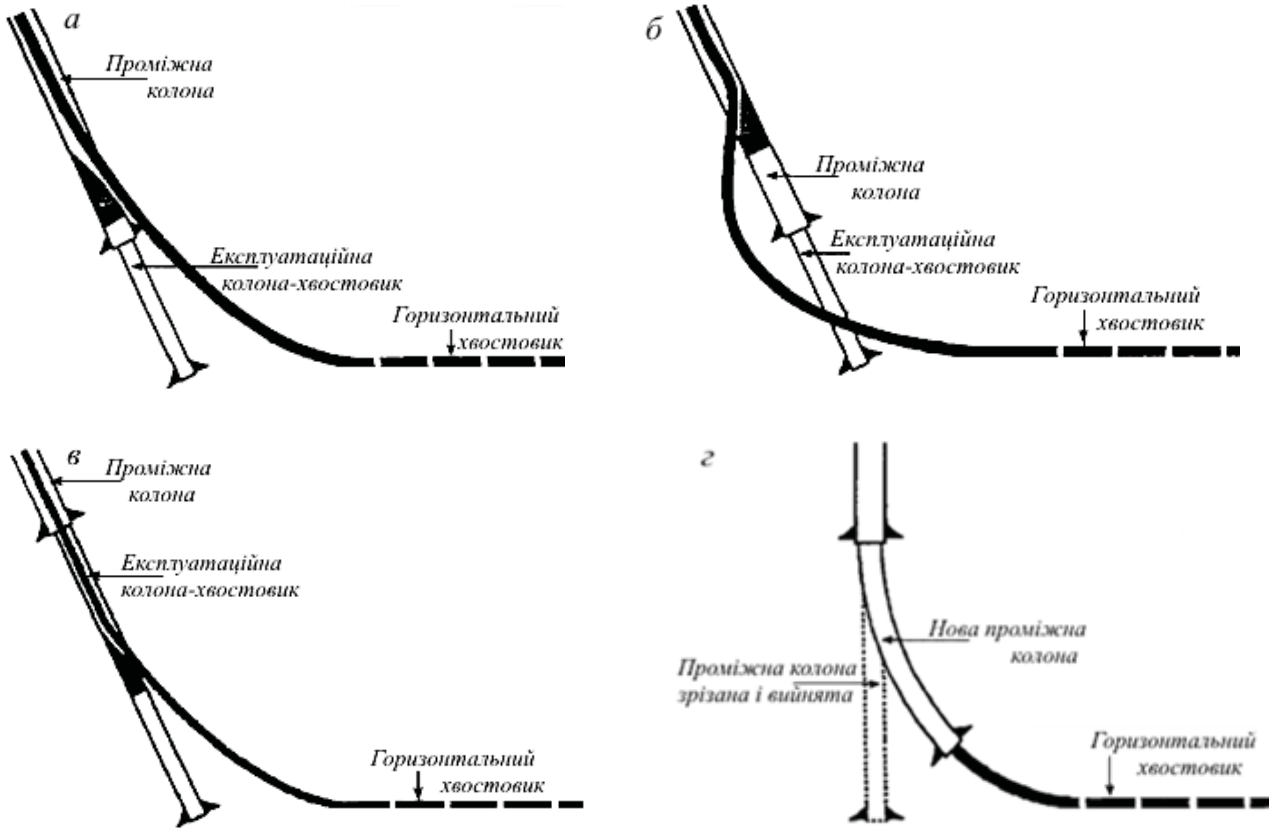


Рисунок 4.10 – Схеми для проєктування горизонтальних бічних стовбурів

За схемою (рис. 4.10, *а*) у проміжній колоні вирізається вікно і проєктується профіль із середнім радіусом викривлення, щоб отримати горизонтальну ділянку у продуктивному пласті. Перевагою цієї схеми є те, що вона може бути реалізована відносно легко, взаємодія гірських порід із промивальною рідиною повинна бути добре відомою і можна вибрати максимальний розмір експлуатаційної колони-хвостовика.

Недоліками схеми (рис. 4.10, *а*) є те, що початок горизонтальної ділянки буде на деякій відстані від старої

свердловини, крім того орієнтування горизонтальної ділянки обмежено азимутом старої свердловини. Якщо проміжна колона дуже зношена, може знадобитися ремонтна обсадна колона-надставка. Це може обмежити діаметр бурильних і насосно-компресорних труб і негативно позначитися на економічних показниках проєкту.

За схемою (рис. 4.10, *б*) вікно вирізається у проміжній колоні вище, ніж передбачено схемою *а*, свердловина забурюється у нижній стінці старої свердловини і новий стовбур буриться у формі літери "S".

Перевагою схеми (рис. 4.10, *б*) перед схемою *а* є те, що вона дозволяє наблизити горизонтальну ділянку до старої експлуатаційної ділянки під більш пильний геологічний контроль.

Основним недоліком схеми *б* є те, що буріння "S"-подібної криволінійної ділянки пов'язане з великим ризиком. Це призводить до подовження і подорожчання свердловини, збільшує крутний момент і навантаження на гаку при підйомі і призводить до більшого зносу проміжної колони.

Схема (рис. 4.10, *в*) передбачає вирізання вікна в експлуатаційній колоні-хвостовику, буріння нового стовбура і буріння горизонтальної ділянки меншим діаметром.

Перевагою цієї схеми є те, що довжина нового стовбура і його закріпленої ділянки може бути зведена до мінімуму і початок горизонтальної ділянки буде ближче до старої свердловини, ніж при схемі *а*.

Недоліком такої схеми є те, що у свердловинах малого діаметра можна проводити тільки гамма-каротаж, а не повний обсяг вимірювань у процесі буріння. До того ж, орієнтація горизонтальної ділянки буде обмежена напрямом старої свердловини, а експлуатаційна колона-хвостовик повинна мати малий діаметр.

У схемі (рис. 4.10, *г*) проміжну колону зрізують і витягують. Новий стовбур бурять із точки нижче підошви попередньої обсадної колони. Вище продуктивного пласта встановлюється нова проміжна колона. Це створює сприятливі умови при проведенні горизонтальної ділянки і робіт із закінчування свердловини, але ця схема найдорожча.

Головною проблемою буріння бічних стовбурів були великі витрати часу на буріння нового стовбура. Удосконалення

конструкцій райберів дозволило вирізати вікно за один рейс. Проблеми з неякісними цементними мостами у свердловині були вирішені попереднім розширенням ділянки установки моста-корка і установкою клина-відхилювача (уіпстока) в обсадній колоні без його цементування.

Контрольні питання

1. Які переваги дає розкриття продуктивного пласта горизонтальним стовбуром?

2. З якою метою проводиться вирізання вікна в обсадній колоні свердловин?

3. Яка технологія застосовується для відновлення ліквідованих (недіючих) свердловин?

4.Які функції виконує уіпсток при забурюванні бічних стовбурів у свердловинах?

5. Яка технологія вирізання вікна в обсадній колоні із застосуванням роторного способу буріння?

Інтернет-ресурси:

Ткаченко, М. В., & Жабський, С. М. (2017). АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ І ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ БУДІВНИЦТВА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН ДЛЯ ВИЛУЧЕННЯ ВАЖКОВИДОБУВНИХ І ВИСНАЖЕНИХ ЗАПАСІВ НАФТИ ТА ГАЗУ. *НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ*, (2), 70–80. вилучено із https://journals.nupp.edu.ua/oge/article/view/269

https://www.youtube.com/watch?v=IUT1jXRwNNI ***Роторна керована система PowerDrive Archer4 хв.***

Роторная управляемая система РУС Revolution компании Weatherford https://www.youtube.com/watch?v=0Bs630UnrEI 4 хв
Бурение роторно-управляемым хвостовиком https://www.youtube.com/watch?v=TaIqge_hS9w 4 хв

РОТОРНО-УПРАВЛЯЕМАЯ СИСТЕМА РУС-ГМ-195 https://www.youtube.com/watch?v=tt-LlFS4Exk 2 хв
Особливості розробки нафтових родовищ із застосуванням горизонтальних свердловин https://www.youtube.com/watch?v=VdAssNGQo5M 47 хв

Лекція 5. СИСТЕМИ І ПОКАЗНИКИ РОЗРОБЛЕННЯ РОДОВИЩ

План

5.1. Системи розроблення багатопластових родовищ.
5.2. Характеристика показників системи розробки.
5.3. Розробка нафтових родовищ без впливу на пласт

Література:

1. *Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г. Технологія розробки нафтових родовищ. [Текст]: 2-ге видання, навч. посіб. для студ спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик; ХНУМГ ім.О.М.Бекетова; НТУ «ХПІ». – Львів: «Новий Світ - 2000», 2020. – 243 с.* https://repository.kpi.kharkov.ua/items/6d7bccf3-0dcf-49d7-b5ca-049da966a92d

2. *Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут». – Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2020. – 311 с.* https://repository.kpi.kharkov.ua/items/dfbbed76-86cb-4512-8242-6674577146f1

5.1.Системи розроблення багатопластових родовищ

Залежно від порядку введення експлуатаційних об’єктів у розроблення виділяють дві групи систем розроблення багатопластового нафтового родовища: системи одночасного розроблення об’єктів і системи послідовного розроблення об’єктів.

Системи одночасного розроблення об’єктів. Перевага систем одночасного розроблення об’єктів – це можливість негайного використання запасів усіх об'єктів після їх розбурювання. Реалізувати ці системи можна за одним із трьох варіантів:

1. Роздільне розроблення – це система розроблення, коли кожний об’єкт експлуатується самостійною сіткою свердловин; потребує великої кількості свердловин, що потребує значних капітальних вкладень. Може застосовуватися за наявності високопродуктивних об'єктів і можливості швидкого їх розбурювання. Перевага – забезпечення надійного контролю за процесом розроблення і його регулювання.

2. Сумісне розроблення–це система розроблення, за якої два або більше пластів як окремий експлуатаційний об’єкт розробляються єдиною сіткою видобувних і нагнітальних свердловин. Можливі її підваріанти: із збільшенням кількості видобувних свердловин на малопродуктивні об'єкти та із збільшенням кількості нагнітальних свердловин на малопродуктивні об'єкти. Перевага – забезпечення високих поточних рівнів видобутку за заданої кількості свердловин. Проте в основномуспостерігається нерегульоване розроблення пластів, що призводить до погіршення техніко-економічних показників.

3. Сумісно-роздільне розроблення– це система розроблення, за якої видобувні свердловини обладнують устаткуванням для одночасно-роздільної

експлуатації, а нагнітальні свердловини – устаткуванням для одночасно-роздільного нагнітання води. Вона дає змогу подолати недоліки перших двох варіантів, зберігаючи при цьому їх перевагу.

Системи послідовного розроблення об'єктів.Системи послідовного розроблення об’єктів можна реалізувати за такими основними варіантами:

1. Розроблення зверху вниз, за якої кожний нижче розміщений об’єкт експлуатується після вищерозміщеного. Стара система, яка нині визнана в основному нераціональною, оскільки затримує розвідку і розроблення нижче розміщених об’єктів, збільшує обсяги буріння та витрату металу на обсадні труби, підвищує небезпеку порушення правил охорони надр вищерозміщених об'єктів під час розбурювання нижчерозміщених об’єктів.

2. Розроблення знизу вверх,за якої починають розробляти об’єкти з нижнього, так званого опорного (базового) об’єкта, а потім переходять на поворотні об’єкти. За наявності багатьох об’єктів за базові об’єкти вибирають найзначніші та найпродуктивніші об’єкти з достатньо великими запасами нафти, а за поворотні – решту об’єктів. Тоді приступають до розроблення базових об’єктів, таким чином не затримують експлуатацію вищерозміщених високопродуктивних об’єктів з великими запасами.

Кращі показники можуть бути досягнуті комбінацією усіх названих варіантів систем розроблення багатопластового родовища.

Системи розроблення експлуатаційних об’єктів (покладів)

Системи розроблення покладів класифікують залежно від розміщення свердловин і виду енергії, яка використовується для переміщення нафти.

Розміщення свердловин. Під розміщенням свердловинрозуміють сітку розміщення і відстані між свердловинами (густота сітки), темп і порядок уведення свердловин в експлуатацію. Системи розроблення поділяють на: системи з розміщенням свердловин по рівномірній сітці; системи з розміщенням свердловин по нерівномірній сітці (переважно рядами).

Системи розроблення з розміщенням свердловин по рівномірній сітці розрізняють за: формою сітки; густотою сітки; темпом уведення свердловин у роботу; порядком уведення свердловин у роботу відносно одна одної і відносно структурних елементів покладу. Сітки за формою бувають квадратними і трикутними (шестикутними). При трикутній сітці на площі розміщується свердловин більше на 15,5%, ніж при квадратній за однакових відстаней між свердловинами.

Під **густотою сітки**свердловин розуміють відношення площі нафтоносності до кількості видобувних свердловин. Але це поняття не однозначне. Часто вкладають різний зміст у поняття густоти сітки свердловин: беруть лише площу розбуреної частини покладу; кількість свердловин обмежують за різними величинами сумарного видобутку нафти з них; включають або не уключають нагнітальні свердловини в розрахунок; у процесі розроблення родовища кількість свердловин значно змінюється, площа нафтоносності за напірних режимів зменшується, це по-різному

враховують тощо. Інколи розрізняють малий, середній і великий ступені ущільнення свердловин.

Установлено, що в реальних неоднорідних пластах густота сітки свердловин чинить істотний вплив на нафтовилучення. Цей вплив тим більший, чим більш неоднорідні й переривчасті продуктивні пласти, гірші літологофізичні властивості колекторів, вища в'язкість нафти в пластових умовах, більше нафти спочатку знаходиться у водонафтових і підгазових зонах. Ущільнення сітки свердловин у неоднорідно лінзоподібних пластах істотно збільшує нафтовилучення (охоплення розробленням), особливо при вдалому розміщенні свердловин відносно різних лінз та екранів. Найбільший вплив чинить густота сітки в діапазоні густоти понад (25 … 30)10^4 $м^2$/св. У діапазоні з меншою густотою сітки ніж (25 … 30)10^4 $м^2$/св. вплив хоч і спостерігається, проте він не такий істотний, як у випадку рідких сіток. У кожному конкретному випадкові вибір густоти сітки має визначатися з урахуванням конкретних умов.

На практиці застосовують двоетапне розбурювання початково рідких сіток свердловин і подальше вибіркове їх ущільнення з метою підвищення охоплення неоднорідних пластів заводненням, збільшення кінцевого нафтовилучення та стабілізації видобутку нафти. У перший етап бурять так званий **основний фонд**видобувних і нагнітальних свердловин за малої густоти сітки. За даними буріння і дослідження свердловин основного фонду, уточнюється геологічна будова неоднорідного об'єкта, у результаті чого можливі зміни густоти сітки свердловин, які розбурюють у другому етапі й називають **резервними**. Резервні свердловини передбачаються з метою залучення до розроблення окремих лінз, зон виклинювання та застійних зон, які не залучаються до розробки свердловинами основного фонду в межах контуру їх розміщення. Кількість резервних свердловин задають з урахуванням характеру і неоднорідності пластів (їх переривчастості), густоти сітки свердловин, співвідношення коефіцієнтів в'язкостей нафти і води тощо. Кількість резервних свердловин може сягати 30% основного фонду свердловин. Їх місцерозташування слід планувати в більш ранні терміни розроблення. Для заміни фактично ліквідованих свердловин через старіння (фізичний знос) або за технічних причин (у результаті аварій під час експлуатації видобувних і нагнітальних свердловин) потрібно обґрунтовувати також кількість свердловин-дублерів, яка може становити 10 … 20% фонду.

За темпом уведення свердловин у роботу можна виділити **одночасну**(суцільна) та **уповільнену системи розроблення покладів**.У першому випадкові темп уведення свердловин у роботу швидкий – усі свердловини вводять у роботу майже одночасно протягом перших одного-трьох років розроблення об'єкта. При великому терміні уведення систему називають **уповільненою**, яку за порядком уведення свердловин у роботу поділяютьна **систему, яка згущується**, і **повзучу**.Систему, яка згущується,

доцільно застосовувати на об'єктах зі складною геологічною будовою. Вона відповідає принципу двохетапного розбурювання.

Повзучу систему, орієнтовану відносно структури пласта, поділяють на системи: а) вниз за падінням; б) уверх за падінням; в) за простяганням. У практиці розроблення великих родовищ повзуча система комплексно поєднується з системою, яка згущується.

Системи розроблення з розміщенням свердловин по рівномірній сітці вважають доцільними за режимів роботи пласта з нерухомими контурами (режим розчиненого газу, гравітаційний режим), тобто за рівномірного розподілу по площі пластової енергії. В основному за трикутною сіткою розбурено більшість експлуатаційних об'єктів Передкарпаття та ін.

Системи розроблення з розміщенням свердловин по нерівномірній сітці аналогічно розрізняють: за густотою сітки; за темпом уведення свердловин у роботу (введення рядів свердловин – працюють один ряд, два, три ряди); за порядком уведення свердловин у роботу. Додатково їх поділяють: за формою рядів – з незамкнутими рядами і з замкнутими (кільцевими) рядами; за взаємним розташуванням рядів та свердловин – з однаковими відстанями відповідно між рядами й між свердловинами в рядах і з ущільненням центральної частини площі.

Такі системи широко використовували за режимів роботи пласта з рухомими контурами (водо-, газонапірний, напірно-гравітаційний і мішаний режими). При цьому свердловини розміщували рядами, паралельними початковому контуру нафтоносності. Густота сітки свердловин сягає від $20 \cdot 10^4$ м^2/св., якщо відстані між рядами 500 м та між свердловинами у рядах 400 м, до $64 \cdot 10^4$ м^2/св. У сучасному проектуванні початкове розміщення свердловин майже завжди рівномірне.

Вид використовуваної енергії.Залежно від виду енергії, використовуваної для переміщення нафти, розрізняють: **системи розроблення нафтових покладів на природних режимах**,коли використовується лише природна пластова енергія (тобто системи розробки без підтримування пластового тиску); **системи розроблення з підтримуванням пластового тиску**,коли застосовують метод регулювання балансу пластової енергії шляхом штучного її поповнення. За методами регулювання балансу пластової енергії виділяють: системи розроблення зі штучним заводненням пластів; системи розроблення із запомповуванням газу в пласт.

Характеристика систем розробки

1. За геометрією розташування свердловин на площі виділяють системи з рівномірною і нерівномірною розстановкою свердловин.

Для систем з рівномірною розстановкою свердловин характерне їх розташування за правильними геометричними сітками: квадратною чи трикутною. Кожна з них має свої переваги і недоліки. Трикутна сітка забезпечує високу ступінь розкриваємості окремих лінз

колекторів. Але при послідовному згущуванні такої сітки на кожному етапі число свердловин зростає в 3 рази. Квадратна сітка, гнучка при згущенні, забезпечує високу розкривність лінз, а число свердловин на кожному етапі подвоюється. Це дає переваги системам з квадратним сіткам у порівнянні з трикутними.

Для систем з нерівномірним розташуванням свердловин проводять розробку покладів ланцюжками або рядами свердловин, паралельними контуру нафтоносності чи рядам нагнітальних свердловин. Відстані між свердловинами в рядах і між ними неоднакові.

2. За методом впливу застосовують наступні системи розробки: без впливу і з впливом на пласт.

Системи без впливу на пласт використовують у процесі розробки нафтових родовищ природну пластову енергію. Кращі результати досягаються при пружноводонапірних і газонапірному режимах, що забезпечують високий ступінь нафтовилучення.

Найбільш поширені системи з впливом на пласт шляхом закачування в нього води.

На родовищах при розробці пластів з високов'язкими нафтами застосовують системи з впливом шляхом закачування в них теплоносіїв (пару, гарячої води).

5.2. Характеристика показників системи розробки.

Фонд свердловин – загальне число нагнітальних і видобувних свердловин, призначених для здійснення процесу розробки родовища. Він підрозділяється на основний і резервний. Під основним фондом розуміють число свердловин, необхідне для реалізації запроектованої системи розробки. Резервний фонд планують з метою залучення в розробку виявлених під час досліджень окремих лінз колектора і для підвищення ефективності системи впливу на пласт. Число свердловин цього фонду залежить від неоднорідності будови пласта, його уривчастості, особливостей застосовуваної технології вилучення нафти з надр.

Параметр щільності сітки свердловин S_c – площа об'єкта розробки, яка припадає на одну свердловину, тобто ця величина дорівнює частці від ділення площі нафтоносності на загальне число видобувних і нагнітальних свердловин.

Питомий видобуваємий запас нафти $N_{\text{с}}$ – відношення видобуваємих запасів нафти по об'єкту до загального числа свердловин.

Параметр $\bar{\omega}$– відношення числа нагнітальних свердловин до числа видобувних свердловин, $\bar{\omega} = n_{\text{н}}/n_{\text{в}}$ характеризує інтенсивність системи заводнення.

Параметр ω_p – відношення числа резервних свердловин до числа свердловин основного фонду, $\omega_{\text{р}} = n_{\text{р}}/n_{\text{о}}$.

Крім зазначених параметрів використовують ряд інших показників: відстань від контуру нафтоносності до першого ряду видобувних свердловин, відстань між рядами, ширина блоку та ін.

Показники розробки

Для характеристики процесу вилучення нафти з надр застосовують показники, що визначають в часі інтенсивність та ступінь вилучення нафти, води і газу.

Видобуток нафти $q_н$ – основний показник, сумарний по всіх видобувних свердловинах, пробурених на об'єкт за одиницю часу, і середньодобовий видобуток $q_{нд}$, що припадає на одну свердловину. Характер зміни в часі цих показників залежить не лише від властивостей пласта і рідин, його насичуючих, але й від технологічних операцій, здійснюваних на родовищі на різних етапах розробки.

Видобуток рідини $q_р$ – сумарний видобуток нафти і води за одиницю часу. Із свердловин нафтоносній частині покладу протягом певного часу безводного періоду експлуатації свердловин видобувають чисту нафту. На більшості родовищ рано чи пізно їх продукція починає обводнюватись. З цього моменту часу видобуток рідини перевищує видобуток нафти.

Видобуток газу $q_г$. Цей показник залежить від вмісту газу у пластовій нафті, рухливості його відносно рухливості нафти у пласті, відношення пластового тиску до тиску насичення, наявності газової шапки і системи розробки родовища. Видобуток газу характеризують за допомогою газового фактора, тобто відношення об’ємувидобуваємого із свердловини за одиницю часу газу, приведеного до стандартних умов, до видобутку за ту ж одиницю часу дегазованої нафти. Середній газовий фактор як технологічний показник розробки визначають за відношенням поточного видобутку газу до поточного видобутку нафти.

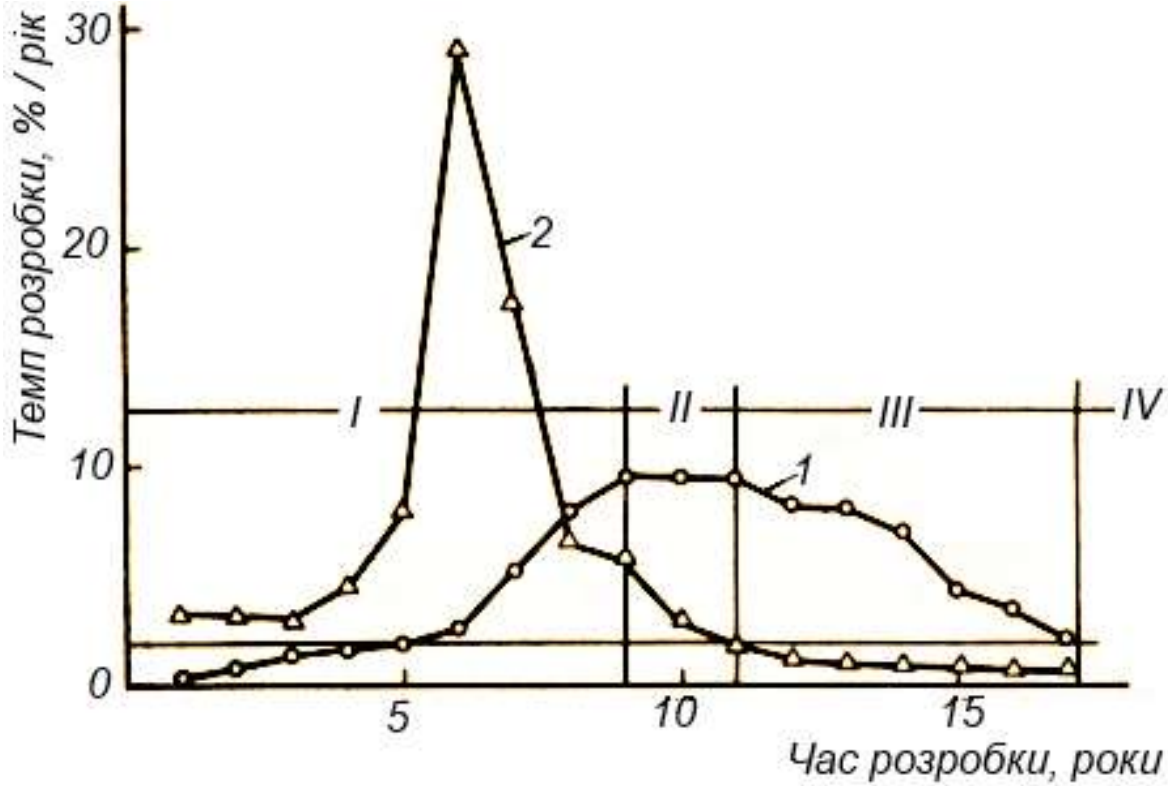
При розробці родовища з підтриманням пластового тиску вище тиску насичення газовий фактор залишається незмінним тому характер зміни видобутку газу повторює динаміку видобутку нафти. Якщо ж у процесі розробки пластовий тиск буде нижчим тиску насичення, то газовий фактор змінюється наступним чином. Під час розробки на режимі розчиненого газу середній газовий фактор спочатку збільшується, досягає максимуму, а потім зменшується і прямує до нуля при пластовому тиску, рівному атмосферному. У цей момент режим розчиненого газу переходить в режим гравітаційний.

Розглянуті показники відображають динамічну характеристику процесу видобування нафти, води і газу. Для характеристики процесу розробки за весь минулий період часу використовують інтегральний показник – накопичений видобуток. Накопичений видобуток нафти відображає кількість нафти, видобуту по об'єкту за певний період часу з початку розробки, тобто з моменту пуску першої видобувної свердловини.

На відміну від динамічних показників накопичений видобуток може лише збільшуватися. Зі зниженням поточного видобутку темп збільшення відповідного накопиченого показника зменшується. Якщо поточний видобуток дорівнює нулю, то зростання накопиченого показника припиняється і він залишається постійним.

Крім розглянутих абсолютних показників, що виражають кількісно видобуток нафти, води і газу, використовують і відносні, які характеризують процес вилучення продуктів пласта в частках від запасів нафти.

Темп розробкиz – відношення річного видобутку нафти до вилучаємих запасів, виражається у відсотках. Цей показник змінюється в часі, відображаючи вплив на процес розробки усіх технологічних операцій, здійснюваних на родовищі в період його освоєння і регулювання. На рис. 5.1 наведені криві, що характеризують темп розробки в часі на двох родовищах з різними геолого-фізичними властивостями. Виходячи з наведених залежностей, процеси розробки цих родовищ істотно відрізняються. За кривою *1* можна виділити чотири періоди (стадії) розробки.



1 – родовище А; *2* – родовище В; *I, II, III, IV* – стадії розробки

Рис. 5.1 Графік зміни темпу розробки в часі

Перша стадія– введення родовища в експлутацію, коли відбувається інтенсивне буріння свердловин основного фонду, темп розробки безперервно збільшується і досягає максимального значення до кінця періоду. На цьому протязі добувають, як правило, безводну нафту.

Тривалість її залежить від розмірів родовища і темпів буріння свердловин, що становлять основний фонд.

Досягнення максимального річного відбору видобуваємих запасів нафти не завжди збігається із закінченням буріння свердловин. Іноді воно настає раніше терміну разбурювання покладу.

Друга стадія – підтримка досягнутого максимального рівня видобутку нафти характеризується більш-менш стабільними річними відборами нафти. Основне завдання цієї стадії здійснюється шляхом буріння свердловин резервного фонду, регулювання режимів свердловин і освоєння повною мірою системи заводнення або іншого методу впливу на пласт. Деякі свердловини до кінця стадії перестають фонтанувати, і їх переводять на механізований спосіб експлуатації за допомогою насосів.

Третя стадія – зменшення видобутку нафти характеризується інтенсивним зниженням темпу розробки на тлі прогресуючого обводнення продукції свердловин при водонапірному режимі і різкому збільшенні газового фактора при газонапірному режимі. Практично усі свердловини експлуатуються механізованим способом. Значна частина свердловин до кінця цієї стадії вибуває з експлуатації.

Четверта стадія – завершальна стадія розробки характеризується низькими темпами розробки. Спостерігаються висока обводненість продукції і повільне зменшення видобутку нафти.

Перші три стадії, протягом яких відбирають від 70 до 95% від видобуваємих запасів нафти, утворюють основний період розробки. Протягом четвертої стадії витягують решту запасів нафти. В цей період, що характеризує в цілому ефективність реалізованої системи розробки, визначають кінцеве значення кількості видобуваємої нафти, загальний термін розробки родовища і добувають основний об’єм попутної води.

Для деяких родовищ характерним є те, що слідом за першою стадією настає стадія падіння видобутку нафти (рис. 5.1, крива 2). Іноді це відбувається вже в період введення родовища в розробку. Таке явище характерне для родовищ з в'язкими нафтами або тоді, коли до кінця першої стадії були досягнуті високі темпи розробки 12 – 20% / рік і більше. Максимальний темп розробки не повинен перевищувати 8 – 10% / рік, а в середньому за весь термін розробки величина його повинна бути в межах 3 – 5 % / год.

На практиці аналізу і проектування розробки нафтових родовищ використовують також показники, що характеризують темпи відбору запасів нафти в часі: темп відбору балансових запасів $\bar{z}$ і темп відбору залишкових видобутих запасів φ:

$$\bar{z}(t) = \frac{q_{\text{н}}(t)}{G},$$

де $q_н(t)$ – річний видобуток нафти по родовищу в залежності від часу розробки; G– балансові запаси нафти.

Темп розробки: $z = q_{\text{н}}/N$,

де N – видобуваємі запаси нафти.

Зв'язок між $\bar{z}$iz виражається рівністю: $\bar{z}(t) = z(t)\eta_к$,

де $\eta_к$ – нафтовіддача до кінця терміну розробки родовища.

Темп відбору залишкових видобуваємих запасів нафти

$$\varphi(t) = \frac{q_н(t)}{N - Q_н(t)} = \frac{q_н(t)}{N_{зал}(t)},$$

де $Q_н(t)$ – накопичений видобуток нафти по родовищу в залежності від часу розробки.

Накопичений видобуток нафти

$$Q_н(t) = \int_0^t q_н(\tau) d(\tau),$$

де t – час розробки родовища; τ – поточний час.

Поточну нафтовіддачу або коефіцієнт відбору балансових запасів визначають з виразу

$$\eta(t) = \int_0^t \bar{z}(\tau) d\tau = \frac{\int_0^t q_н(\tau) d\tau}{G} = \frac{Q_н(t)}{G}.$$

До кінця розробки родовища, тобто при $t = t_к$, нафтовіддача

$$\eta_к = \int_0^{t_к} \bar{z}(\tau) d\tau = \frac{Q_н(t_к)}{G} = \frac{N}{G}.$$

Обводненість продукції B – відношення дебіту води до сумарного дебіту нафти і води. Цей показник змінюється в часі від нуля до одиниці:

$$В = \frac{q_в}{q_в + q_н} = \frac{q_н}{q_р}.$$

Характер зміни показника B залежить від ряду факторів. Один з основних – відношення в'язкості нафти до в'язкості води в пластових умовах μ_0:

$$\mu_0 = \mu_н / \mu_в,$$

де $\mu_н$ і $\mu_в$ – динамічна в'язкість відповідно нафти і води.

Темп відбору рідини – відношення річного видобутку рідини в пластових умовах до видобуваємих запасів нафти, виражається в % / рік.

Водонафтовий фактор – відношення поточних значень видобутку води до нафти на даний момент розробки родовища, вимірюється в $м^3/т$. Темп його збільшення залежить від темпу відбору рідини.

Витрати нагнітаємих в пласт речовин. При здійсненні різних технологій з метою впливу на пласт використовують різні агенти, що поліпшують умови вилучення нафти з надр. Закачують у пласт воду або пар, вуглеводневі гази або повітря, двоокис вуглецю та інші речовини. Темп закачування цих речовин та їх загальна кількість, а також темп їх вилучення

на поверхню з продукцією свердловин – найважливіші технологічні показники процесу розробки.

Пластовий тиск. У процесі розробки тиск у пластах, що входять в об'єкт розробки, змінюється порівняно з початковим. Причому на різних ділянках площі він буде неоднаковим: поблизу нагнітальних свердловин максимальним, а поблизу видобувних – мінімальним. Для контролю за зміною пластового тиску використовують середньозважену по площі чи об'єму пласта величину. Для визначення середньозважених значень пластового тиску використовують карти ізобар, побудовані на різні моменти часу.

Важливі показники інтенсивності гідродинамічного впливу на пласт – тиски на вибоях нагнітальних і видобувних свердловин. За різницею між цими величинами визначають інтенсивність потоку рідини в пласті.

Тиск на гирлі видобувних свердловин встановлюють і підтримують виходячи з вимог забезпечення збору та внутрішньопромислового транспорту продукції свердловин.

Пластова температура. У процесі розробки цей параметр змінюється в результаті дросельних ефектів у привибійних зонах пласта, закачування в пласт теплоносіїв, створення в ньому рухомого фронту горіння.

5.3. Розробка нафтових родовищ без впливу на пласт

https://www.youtube.com/watch?v=pPycIvGglQc Системы разработки месторождений нефти и газа . 9 хв

Водонапірний, пружний, розчиненого газу, газонапірний, гравітаційний, змішаний.

Розробка при пружноводонапірному режимі.

Вода і нафта разом з розчиненим у ній газом, що насичують поровий об'єм продуктивного пласта, під впливом пластового тиску знаходяться у стислому стані. При цьому твердий скелет породи навантажений вище лежачою товщею порід під дією гірського тиску. Стиснуті рідини протидіють тяжкості цих порід, намагаючись розширити поровий об'єм пласта.

Під час пуску видобувних свердловин тиск у привибійній частини пласта знижується, при цьому збільшується об'єм рідини відповідно до закону Гука і скорочується поровий об'єм. Спільне проявлення цих двох механізмів викликає приплив рідини до видобувних свердловин. Таким чином, пружні властивості колектора і насичуючих його рідин визначають рушійну силу, під впливом якої нафта притікає до свердловин.

Зниження тиску в пласті, викликане експлуатацією однієї або групи свердловин, у міру відбору рідини поширюється по ньому, захоплюючи все більш віддалені від свердловин області. Швидкість поширення тиску в пласті визначається коефіцієнтом пьезопровідності$\varkappa$, який підраховують за формулою:

$$\varkappa = \frac{k}{\mu\beta},$$

де k – коефіцієнт проникності; μ – динамічна в'язкість рідини; β – коефіцієнт пружності пласта, що характеризується кількістю рідини, яку можна витягнути з одиниці об'єму пласта при зниженні тиску на одиницю:

$$\beta = m\beta_{\text{р}} + \beta_{\text{с}},$$

де β_p і β_c – коефіцієнт об'ємного розширення, відповідно, рідини і пористого середовища; m – пористість.

Положення межі області поширення пониженого тиску можна оцінити за формулою:

$$R(t) = r_c + \sqrt{\pi\varkappa t},$$

де $R(t)$ – умовний радіус впливу свердловини; r_c – радіус свердловини; t – час після пуску свердловини.

За межами області зниженого тиску, тобто при $R \geq R(t)$, тиск дорівнює початковому і рух рідини відсутній. Область зниженого тиску досягає межі пласта за час, який визначає тривалість фази пружного режиму. До цього моменту, якщо у покладі тиск не знизився нижче тиску насичення, уся рідина видобувається лише за рахунок пружних сил. Поширюючись, область зниженого тиску захоплює не лише нафтонасичену частина продуктивного пласта, але й його водоносну область.

У подальшому механізм рухомих сил залежить від геологічних умов на межах пласта. Якщо продуктивний пласт не має гідродинамічного зв'язку з областю живлення, то і в подальшому видобуток визначається проявленням пружних сил. При цьому тиск знижується у всьому об’ємі продуктивного пласта. У деяких випадках непроникні межі збігаються або близькі до меж нафтоносності. Поклад нафти як би «запечатаний». У цих умовах запас пружної енергії незначний і видобуток рідини супроводжується швидким зниженням тиску. Режим замкнуто-пружний швидко переходить у режим розчиненого газу, при якому не можна очікувати нафтовіддачі більше 30%.

Якщо нафтовий поклад оточений широкою водонасиченою областю пласта, то за рахунок проявленню пружної енергії вода надходить у межі нафтонасиченої частини пласта і витісняє нафту до вибоїв свердловин. Це забезпечує високу нафтовіддачу, і розробка покладу протікає досить ефективно.

Якщо продуктивний пласт гідродинамічно пов'язаний з областю живлення, після пружної фази настає водонапірна. При цьому процес може протікати двояко. В одному випадку, коли витрати води, що надходить у пласт з області живлення, повністю компенсує видобуток рідини, настає стабілізація пластового тиску, тобто продовження видобутку рідини з постійним темпом не викликає подальшого пониження тиску в покладі. В іншому випадку, коли витрати води в області живлення менші за сумарний

відбір рідини з пласта, процес розробки супроводжуватиметься зниженням тиску у всьому об’ємі пласта.

Для доказу цього можна скористатись рівнянням виснаження пружної енергії:

$$q_{\text{р}} - w_{\text{в}} = -V_{\text{п}}\beta\frac{dp}{dt},$$

де q_p – сумарний дебіт усіх свердловин; $w_в$ – темп надходження води з області живлення; $V_{\text{п}}$ – об’єм пласта; p – середньозважений тиск за об’ємом пласта.

З цього рівняння видно, що при $q_{\text{р}} = w_{\text{в}}\frac{dp}{dt} = 0$, а при $q_{\text{р}} > w_{\text{в}}$ тиск знижується (знак мінус у правій частині рівняння виснаження відображає умову, за якою відбору рідини із пласта відповідає зменшення пластового тиску). При $q_{\text{р}} < w_{\text{в}}$, що характерно для умов закачування води в пласт, тиск у покладі збільшується.

Часто природні геолого-фізичні умови не забезпечують повного заповнення втрат пластової енергії при розробці. Відсутність, наприклад, хорошого гідродинамічного зв'язку покладу з водонапірною областю пласта призводить до інтенсивного падіння пластового тиску. Зниження його нижче тиску насичення обумовлює перехід від пружного до режиму розчиненого газу.

Розробка при режимі розчиненого газу.

Якщо нафтоносна частина пласта внаслідок різних геолого-фізичних умов гідродинамічно не пов'язана з пластовою водонапірною системою, то в такому покладі розвивається режим розчиненого газу з моменту, коли тиск стає рівним тиску насичення.

При цьому в всьому об’ємі нафтонасиченого пласта починається виділення з розчину вільного газу. Кількість газу, що виділився прямо пропорційна зниженню тиску відносно тиску насичення. Зони пласта з найбільшим вмістом газу у поровому об’ємі концентруються навколо видобувних свердловин.

З появленням пухирців вільного газу у поровому об’ємі пласта знаходяться одночасно дві фази, що істотно відрізняються за своїми фізичними властивостями, – рідка і газова. При невеликих розмірах бульбашок газу або невеликій газонасиченості порового об'єму (до 10%) газова фаза залишається нерухомою, в той час як рідка фаза – нафта з рештою розчиненого газу рухається. Але появлення бульбашок збільшує опір руху рідини і одночасно призводить до суттєвого зменшення об’єму пор, зайнятого нафтою. У результаті нерухомий газ, розсіяний по всьому об'єму пласта, розширюючись з пониженням тиску, виштовхує нафту до видобувних свердловинах. Видобуток нафти в цих умовах дещо збільшується, у той час як газовий фактор (відношення об’ємівидобуваємого газу до нафти в

поверхневих умовах) залишається практично постійним або дещо меншим початкового.

При газонасиченості порового об’єму пласта 10 – 20% окремі бульбашки газу об'єднуються, утворюючи безперервну газову фазу, яка починає рухатися одночасно з рідкою фазою. Причому газ, як більш рухлива фаза, прагне випередити нафту, відтіснити її. Подальше збільшення газонасичення призводить до швидкого згасання руху нафти. У результаті в міру зниження тиску видобуток нафти падає, а газовий фактор швидко збільшується. Збільшення видобування газу інтенсифікує процес зниження тиску, що призводить до швидкого виснаження пластової енергії.

Надалі настає момент часу, коли газ, що виділяється з розчину перестає поповнювати великі відбори його із свердловин. При цьому газовий фактор досягає свого максимального значення, а потім починає знижуватися, обумовлюючи подальше зниження темпу видобутку нафти.

Таким чином, розробка нафтових родовищ при режимі розчиненого газу характеризується швидким зниженням пластового тиску, що супроводжується інтенсивним падінням видобутку нафти, зростанням газового фактора, а потім його зменшенням.

Низька технологічна ефективність процесу розробки нафтових родовищ при такому режимі вимагає використання активних систем розробки, які передбачають закачування води в пласт з метою підтримки в ньому тиску на рівні тиску насичення.

Контрольні питання

1. *Розкрийте тему: Системи розроблення багатопластових родовищ.*
2. *Розкрийте тему: Характеристика показників системи розробки.*
3. *Розкрийте тему: Розробка нафтових родовищ без впливу на пласт*

Лекція 6. РАЦІОНАЛЬНІ СПОСОБИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

План

6.1. Фонтанна і газліфтна експлуатація свердловин.
6.2. Експлуатація свердловин глибинонасосними установками.
6.3. Вибір раціонального способу експлуатації свердловин.

Література:

3. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г. Технологія розробки нафтових родовищ. [Текст]: 2-ге видання, навч. посіб. для студ спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик; ХНУМГ ім.О.М.Бекетова; НТУ «ХПІ». – Львів: «Новий Світ - 2000», 2020. – 243 с. https://repository.kpi.kharkov.ua/items/6d7bccf3-0dcf-49d7-b5ca-049da966a92d

4. *Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут». – Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2020. – 311 с.* https://repository.kpi.kharkov.ua/items/dfbbed76-86cb-4512-8242-6674577146f1

6.1.Фонтанна і газліфтна експлуатація свердловин

https://www.youtube.com/watch?v=cwh4KW2JWOk Фонтанная и газлифтная добыча нефти **21 хв**

6.1.1.Способи підйому нафти на поверхню

При введенні в розроблення нових родовищ, як правило, пластової енергії достатньо для підйому нафти із свердловини. Спосіб експлуатації, при якому підйом рідини здійснюється лише за рахунок пластової енергії, називається **фонтанним**.

У міру падіння пластового тиску або із зростанням обводнення свердловин переходять на механізовані способи експлуатації: газліфтний або насосний. При насосній експлуатації свердловин використовують установки занурених відцентрових електронасосів (УЗВЕН) і штангові свердловинні насоси (ШСН).

Після припинення фонтанування за артезіанським механізмом високопродуктивні свердловини експлуатуються газліфтним способом або за допомогою занурених відцентрових електронасосів, а низькопродуктивні – штангових свердловинних насосів. Більшість видобувних свердловин (60%) обладнані ШСН, хоча штанговими насосамивидобувається лише 16,1% нафти. Середня обводненість продукції свердловин становить 71,3%, тобто на 1 т нафти припадає 2 т пластової води. Мінералізовану пластову воду закачують назад у пласти для підтримки тиску і запобіганню забруднення навколишнього середовища.

6.1.2.Зміна тисків по глибині свердловин при різних способах експлуатації

Артезіанські свердловини. Такі свердловини фонтанують, коли пластовий тиск більшийвід гідростатичного тиску стовпа рідини у свердловині, тобто

$$p_{пл} > \rho_р g H,$$

де $\rho_р$–густина рідини. При сталомурежимі експлуатації свердловини вибійний тиск визначають за рівнянням припливу залежно від дебіту свердловини Q.

При лінійній фільтрації

$$p_в = p_{пл} - (Q/K_{п.с}),$$

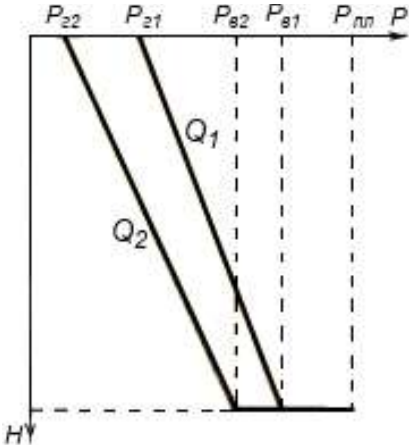
де $K_{п.с}$ – коефіцієнт продуктивності свердловини(коефіцієнт, який характеризує видобувні можливості свердловини– відношення її дебіту до відповідного перепаду між пластовим і вибійним тисками, – величина постійна (не залежить від вибійного тиску) при усталеній фільтрації однофазної рідини і змінна (залежить від тиску на вибої свердловини) при фільтрації газу або рідини і газу, визначається за умови справедливості лінійногозакону фільтрації.Вибійний тиск компенсує гідростатичний тиск стовпа рідини (p), втрати на тертя при її русі (p_m) й тиск на гирлі ($p_г$), необхідний для транспортування продукції

$$p_в = \rho_р g H + p_т + p_г. \quad (6.1)$$

Утрати тиску на тертя (p_m) при русі рідини по трубах розраховують за рівнянням Дарсі–Вейсбаха

$$p_т = 8\lambda Q^2 \rho_р H/\pi^2 d^5,$$

де λ– коефіцієнт гідравлічного опору; d– внутрішній діаметр труб. Оскільки ці втрати пропорційні довжині труби при турбулентному і ламінарному режимах течії, рівняння (6.1) – лінійна функція тиску pвідносно глибини свердловини H (рис. 6.1).



Фонтанні нафтові свердловини. Фонтанування таких свердловин може відбуватися і при пластовому тискові, меншому, від гідростатичного тиску стовпа рідини у свердловині. Це зумовлено великою кількістю розчиненого у нафті газу. Зі зниженням тиску під час підйому продукції свердловини у колоні насосно-компресорних труб (НКТ) виділяється розчинений газ й утворюється газорідинна суміш з густиною $\rho_с$ ($\rho_с < \rho_р$).

Рис. 6.1. Залежність тиску від глибини свердловини H при дебітах $Q_2 > Q_1$

Умова фонтанування нафтової свердловини:

$$p_{пл} > \rho_с g H. \quad (6.2)$$

Рівняння балансу тиску має вигляд

$$p_в = \rho_с g H + p_т + p_г, \quad (6.3)$$

де ρ_c– середня густина суміші вздовж колони НКТ.

На рисунку 6.2 показано криві зміни тиску з глибиною у фонтанних свердловинах. На ділянці від вибою до точки, де тиск дорівнює тиску насичення $p_н$, рухається однорідна рідина, тому тиск змінюється за лінійним законом. При зниженні тиску нижче від $p_н$ з розчину починає виділятися газ іутворюється газорідинна суміш. Чим меншийтиск при наближенні до гирла свердловини, тим більше виділиться газу, а газ, що раніше виділився,– розшириться, внаслідок чого стануть меншими густина суміші та градієнт тиску.

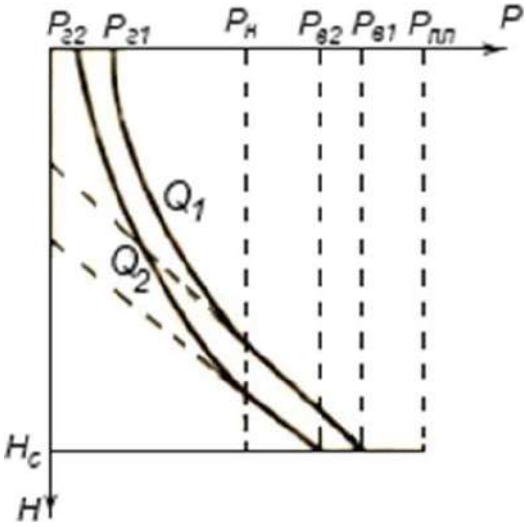


Рис. 6.2. Криві зміни тиску з глибиною у фонтанній свердловині при дебіті $Q_2 > Q_1$

При цьому тиск уздовж ліфта при русі газорідинної суміші змінюється за нелінійним законом. Якщо вибійний тиск меншийза тиск насичення, то нелінійність зазначеної залежності $p = f(H)$ спостерігатиметься по всій глибині свердловини. За рахунок зміни втрат на тертя закономірність зміни тиску будескладнішою, ніж на рисунку 6.2.

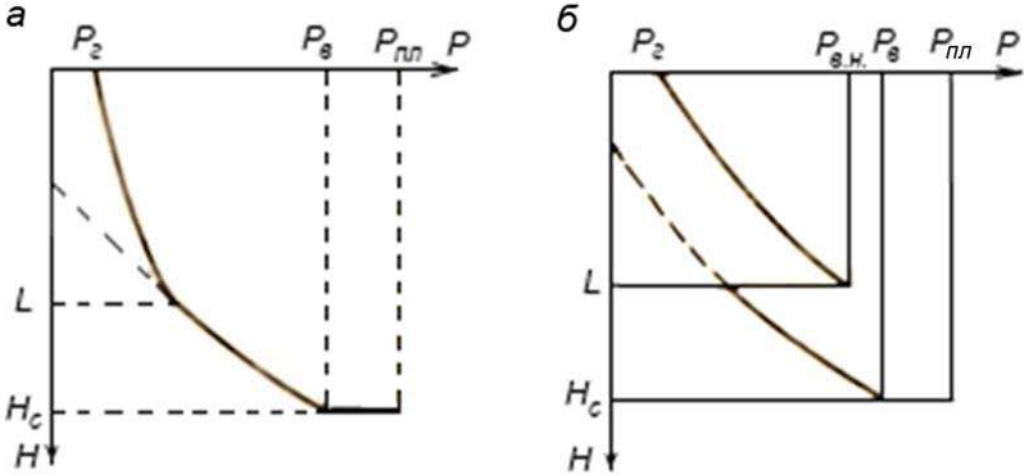
Отже, кількість вільного газу в суміші вздовж стовбура свердловини збільшується в міру наближення до гирла, відповідно змінюється і густина суміші. Тому у формулах (6.2) і (6.3) прийнята середня густина суміші ρ_c, що відповідає середньому об'єму газу, який виділився, що припадає на одиницю маси або об'єму рідини.

Механізовані свердловини. При розробленні родовища енергія на вибої зменшується внаслідок падіння пластового тиску або обводнення свердловини. Тоді для підтримки дебіту свердловини постійним необхідно знижувати вибійний тиск. Розглянемо криві $p = f(H)$на рисунку7.2 (вони зміщуються вліво). Тиск на гирлі падає, що може стати недостатнім для транспортування продукції свердловини до збірного пункту.

У процесі обводнення свердловини збільшується густина рідини і зменшується кількість газу, якийнадходить у свердловину. Якщо $p_в > p_н$, практично весь газ виділяється із нафти, а у воді його вміст дуже малий. У результатізі зростанням обводнення зменшується кількість газу в суміші та збільшується її густина. Градієнт тиску зростає, і при одному й тому ж вибійномутиску це призводить до необхідностізменшення гирлового тиску.

Настає момент, коли рівність (6.3) не може бути виконаною і тоді необхідне підведення додаткової енергії – енергії стисненого газу або механічної енергії насоса.

На рисунку 6.3,*а* і *б*,показано криві зміни тиску в газліфтній та насосній свердловинах.



а – у газліфтній свердловині; *б* – у насосній свердловині

Рис. 6.3. Криві зміни тиску з глибиною

При газліфтному способі експлуатації для зменшення густини газорідинної суміші на глибині *L* у продукцію нагнітають додаткову кількість вільного газу. В результаті під впливом вибійного тиску $p_в$забезпечується підйом більш легкої суміші й створюються умови, необхідні для транспортування продукції.

При насосному способі експлуатації на глибину *L* спускають насос, тиск на викиді якого $p_{в.н.}$ достатній для підйому продукції свердловини.

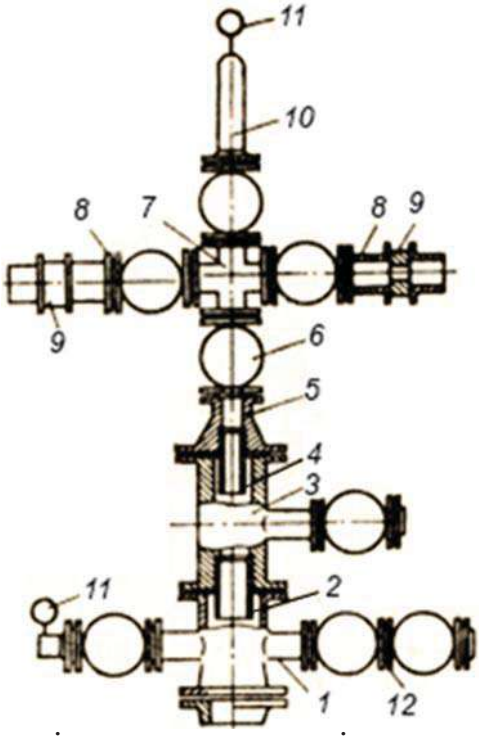
6.1.3.Обладнання свердловин

Для експлуатації фонтанних та газліфтних нафтових і газових свердловин використовують наземне й свердловинне обладнання, що забезпечує відбір продукції в установленому режимі, проведення необхідних технологічних операцій і гарантує захист від виникнення відкритих фонтанів та забруднення навколишнього середовища. Основні елементи обладнання таких свердловин насосно-компресорні труби і фонтанна арматура.

Насосно-компресорні труби (НКТ) використовують сталеві безшовні різних груп міцності зумовними діаметрами від 27 до 114 мм і товщинами стінок від 3 до 8 мм. НКТбувають гладкі й з висадженими назовні кінцямивиконань А і Б. Труби виконання А виготовляють довжиною 10 м, а виконання Б – 5,5 – 8.5 та 8,5 – 10 м. Гладкі труби випускають з муфтовим з'єднанням у звичайному виконанні й високогерметичні, а труби з висадженими кінцями – з муфтовим і безмуфтовим з'єднанням.

Фонтанна арматура призначена для герметизації гирла свердловини, контролю режиму її експлуатації та проведення різних технологічних операцій. Вона розрахована на робочий тиск 7, 14, 21, 35, 70 і 105 МПа. Якщо тиск менший ніж 21 МПа, то як запірні пристрої застосовують прохідні

пробкові крани, при більш високому тиску – прямотокові засувки з ручним, пневматичним дистанційним й автоматичним управлінням.



На рисунку 6.4 показано арматуру хрестового типу. Вона складається з трубної головки і фонтанної ялинки (набору трійників, хрестовин, перехідників, запірних та регулюючих пристроїв).

Трубна головка служить для підвішування одного або двох рядів НКТ за допомогою перехідника або муфти, їх герметизації та виконання технологічних операцій при освоєнні, експлуатації й ремонті свердловини, а фонтанна ялинка – для направлення продукції

1 –хрестовина; *2*, *4* – фонтанні труби;
3– трійник; *5*– перехідник; *6*– центральна засувка;*7*–хрестовина;
8–викидні лінії;
9–регулюючі пристрої;*10*–буфер;
11–манометр; *12*–бічний відвід

Рис. 6.4 Схема хрестової фонтанної арматури

свердловини у викидну лінію, регулювання режиму експлуатації, установки лубрикатора, замірювання тиску і температури потоку. Якщо свердловини обладнані дворядним ліфтом, фонтанні труби *2* підвішують за допомогою трійника *3*, а труби меншого діаметра*4*за допомогоюперехідника *5*. При однорядній конструкції підйомника трійник *3* не встановлюють і ряд труб *4* підвішують до перехідника*5*, який безпосередньо з'єднується з хрестовиною *1*. Продукція свердловини, пройшовши центральну засувку *6*, надходить у викидні лінії *8*, на яких установлені регулюючі пристрої *9*–швидкознімні або регульовані дроселі, призначені для зміни режиму експлуатації свердловини. На рисунку7.4 як регулюючий пристрій показано штуцер втулкового типу. Для зручності робіт із зміни штуцерів,як правило, використовують дві викидні лінії *8*, що працюють за чергою. Тиск на гирлі та взатрубному просторі вимірюють манометрами *11*. Для спуску в свердловину глибинних манометрів та інших приладів замість буфера *10* ставлять лубрикатор.

У піскопроявних свердловинах використовують фонтанну арматуру трійникового типу. На центральну засувку *6* замість хрестовини *7* установлюють трійник (на малюнку не показано) із запасною викидною лінією,потім проміжну засувку і трійник з робочою викидною лінією.

У газліфтних свердловинах запасна викидна лінія не передбачена. При кільцевій подачі газу та одноколонній конструкції підйомника газ надходить через бічний відвід *12*, при двохрядному ліфті через відвід трійника *3*.

Умовний діаметр прохідного перетину стовбурової частини арматури коливається в межах 50…150 мм, бічних відведень 50…100 мм. Високодебітні свердловини оснащують арматурою більшого прохідного перетину. В газових свердловинах на гирлі монтують термометри,

регулятори дебіту і тиску, автоматичні клапани, що закривають свердловину при аварійному стані викидної лінії.

6.1.4. Газліфтна експлуатація свердловин і застосовуване обладнання

При газліфтному способі експлуатації газ, що нагнітається з поверхні або надходить із пласта, вводиться в потік продукції свердловини. При цьомугустина газорідинної суміші зменшується, тиск на вибої стає достатнім для забезпечення заданого відбору продукції й транспортування її до збірного пункту.

Застосовують компресорний і безкомпресорний способи газліфтної експлуатації. В першому випадку робочий агент стискається на компресорних станціях, у другому використовується газ родовища з природним тиском. Різновидом безкомпресорного способу є внутрішньосвердловинний газліфт, коли для підйому нафти використовують енергію газового пласта, розкритого цією ж свердловиною.

Розрізняють безперервний і періодичний режими експлуатації. При періодичній експлуатації після зупинення свердловини на час, необхідний для накопичення рідини у підіймальних трубах, здійснюється продавлювання її на поверхню.

Основні переваги газліфтного способу перед іншими механізованими способами такі: простота обладнання та обслуговування, тривалий міжремонтний період, високий коефіцієнт експлуатації, широкий діапазон дебітів по рідині (від десятків до 1800 $м^3$/добу), можливість експлуатаціїпохилих свердловин та свердловин, у продукції яких міститься велика кількість газу й піску. Недоліки способу – великі початкові капіталовкладення на будівництво компресорних станцій і системи газорозподілу, великі питомі витрати енергії та низький ККД установок при низьких вибійних тисках. Тому газліфтний спосіб найчастіше використовують на великих родовищах з високими пластовими тисками у свердловинах і значними коефіцієнтами продуктивності.

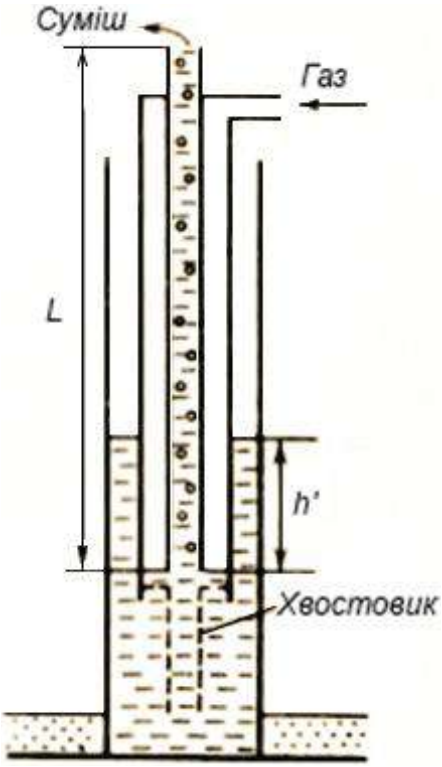
На практиці застосовують підйомники таких типів:

1) однорядні з кільцевою подачею робочого агента;

2) однорядні з подачею газу по НКТ, які використовують лише увисокодебітних свердловинах, коли їх продукція не корозійно-активна і немає небезпеки відкладення в затрубному просторі солей або асфальтосмолистих речовин;

3) дворядні, які застосовують у свердловинах з негерметичною обсадною колоною або у піскопроявляючих.

При надходженні піску НКТ, по яких подається стиснений газ, подовжують хвостовиком меншого діаметра, який спускають до верхніх отворів перфорації (рис. 6.5). Хвостовик забезпечує максимальну швидкість руху суміші по всій довжині свердловини, що сприяє виносу піску і перешкоджає скупченню води на вибої.



Для видобутку нафти безперервним газліфтним способом при подачі газу з поверхні передбачено газліфтні установки типів Л (для вертикальних свердловин) та ЛН (для похилоспрямованих свердловин). Ці установки,що являють собою однорядні підйомники з кільцевою подачею газу й оснащені сильфонними клапанами типу Г, пакером і приймальним клапаном, забезпечують автоматичний пуск свердловин та стабільну їх експлуатацію в заданому режимі. Газліфтні клапани монтують і витягують за допомогою канатної техніки без підйому НКТ. Діаметр насосно-компресорних труб 60, 73 і 89 мм, що забезпечує відбори рідини відповідно до 120, 300 та 700 м^3/добу.

L–довжинапідйомника; *h*′– глибина занурення підйомника під динамічний рівень

Рис. 6.5. Схема дворядного підйомника

Компресорні станції на промислах обладнані в основному поршневими газомотокомпресорами типів ГКМ і ГКН та високопродуктивнимивідцентровими компресорами. Для освоєння й пуску свердловин в експлуатацію і проведення деяких ремонтних робіт використовують пересувні компресорні установки з подачею 3,5…54 м^3/хв при тиску нагнітання 1,0…40 МПа. Вони монтуються на всюдиходах, автопричепах, гусеничних візках або санях.

Як при компресорному, так і при безкомпресорному газліфті робочий агент слід попередньо підготувати: газ очищується від важких вуглеводневих фракцій і конденсату, води, що сприяє утворенню гідратів, механічних домішок, сірководню та інших компонентів, що викликають корозію обладнання.

Для боротьби з гідратоутворенням використовують найбільш простий спосіб – підігрів газу до 95 ^{0}С за допомогою пересувних підігрівачів продуктивністю до 150000 м^3/добу, яківстановлюють біля свердловин, уздовж газопроводу або перед газорозподільним пунктом (ГРП).

Від компресорної станції або комплексу підготовки газ прямує на газорозподільний пункт (ГРП). ГРП оснащують однією або декількома блоковими газорозподільними батареями типу ГРБ-14, розрахованими на підключення до 14 свердловин. Витрати газу регулюють уручну за допомогою голчастих вентилів або автоматично – за допомогою клапанів з мембранним виконавчим механізмом. Для централізованої подачі інгібіторів або поверхневоактивних речовин, які запобігають утворенню стійких емульсій ісприяють створенню більш ефективних структур течії суміші в

НКТ, що сприяє зменшенню питомих витрат газу, встановлюють дозувальні насоси.

6.2. Експлуатація свердловин глибинонасосними установками

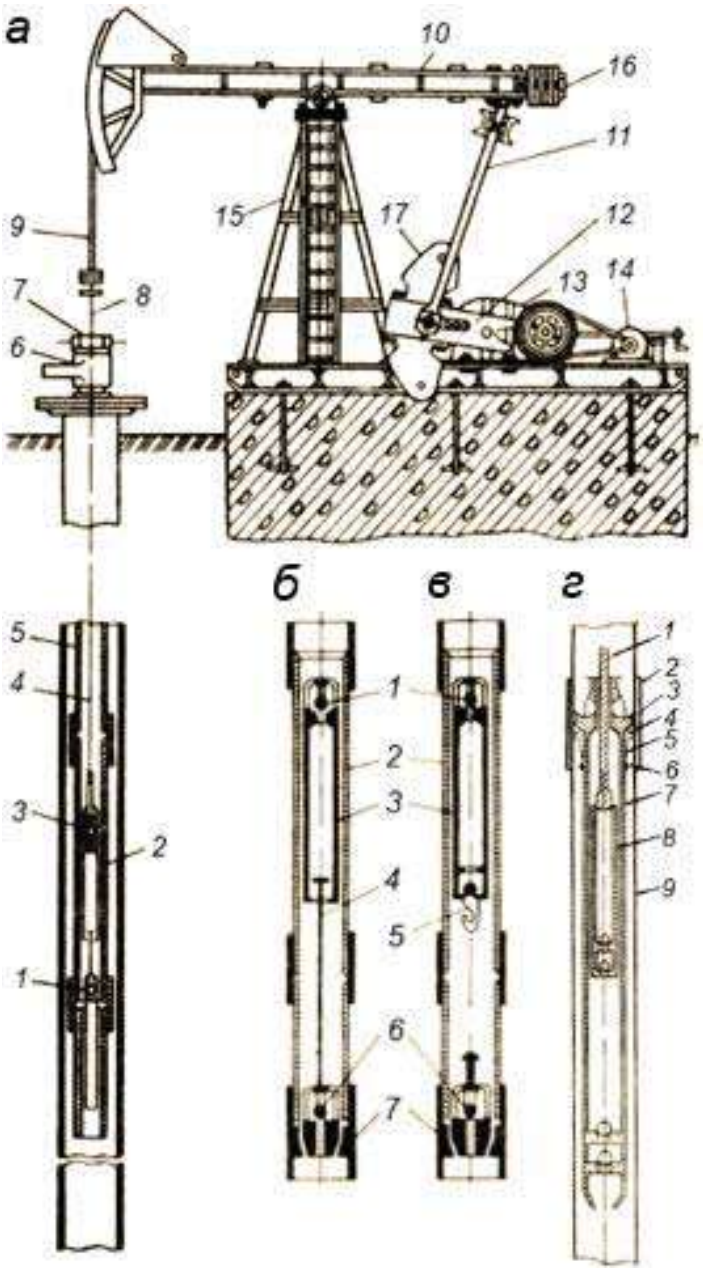
Устрій та обладнання штангових насосних установок

https://www.youtube.com/watch?v=FIBXavtDWHQ
Нафтовидобування в Україні. Штанговий насос. Історія, сьогодення, принцип роботи 9 хв.

https://www.youtube.com/watch?v=mfr3tCl46Vw Эксплуатация скважин штанговыми насосными установками 16 хв.

https://www.youtube.com/watch?v=U5CkwYNPuQk 1 15 година
Установка штангового глубинного насоса

Штангова насосна установка(рис..6*а*) складається з поршневого насоса *2*, верстата-качалки *15*, колони штанг *4*, що з'єднують плунжер (поршень) з качалкою, і колони труб (НКТ) *5*, по яких відкачувана рідина піднімається на поверхню. Електродвигун *14* служить для приведення в обертання кривошипа *12*, установленого на осі редуктора *13*, і далі за допомогою шатуна *11*, балансира *10* створює вертикальний зворотно-поступальний рух колони штанг *4*, підвішених на головці балансира за допомогою канатної підвіски *9*. При ході плунжера вгору нагнітальний клапан *3* закривається, рідина над плунжером піднімається на довжину його ходу і через трійник *6* потрапляє до збірної мережі. Всмоктувальний клапан *1* насоса відкривається, й рідина із свердловини потрапляє в циліндр насоса. При русі плунжера та штанг униз клапан *1* закривається, вплив стовпа рідини передається на труби. В цьому випадку нагнітальний клапан *3* відкривається і продукція свердловини перетікає в простір над плунжером. Далі починається новий цикл ходу плунжера вгору.



Сальник *7* призначено для герметизації гирлової арматури при зворотно-поступальному русі полірованогоштока *8*, що з'єднує штанги з канатною підвіскою 9. Верстат-качалка врівноважений балансирним *16* і роторним *17* вантажами, які згладжують нерівномірність навантаження верстата.

а – глибинонасосна установка:
1– усмоктувальний клапан насоса;*2*– поршневий насос;
3– нагнітальний клапан;
4 – колона штанг;*5*– колона труб (НКТ); *6*– трійник;
7–сальник;*8*– полірований шток; *9*– канатна підвіска;
10– балансир;*11*– шатун;
12 – кривошип; *13*– редуктор;
14– електродвигун;
15 – верстат-качалка;
16–балансирний вантаж;
17– роторний вантаж
б –двоклапаннийневставний насос типу НСН-1;
в–триклапанний невставний насос типу НСН-2:
1– нагнітальний клапан;
2 – труби;*3* – плунжер;
4– захватний шток;
5– уловлювач; *6*–усмоктувальний клапан;*7*– сідло
г–уставний насостипу НСВ:*1*– штанга; *2*–труби;*3*– конус;*4*– сідло;
5– пружини;*6*– бортики; *7*– циліндр;*8*– плунжер;*9*– кожух

Рис. 6.6. Схема глибинонасосної установки та глибинних насосів

Якщо не відбувається витоків газу і рідини, то теоретична добова подача насоса $Q_т$ при рівності довжин ходу плунжера й полірованого штока дорівнює сумарному об’єму, який описує плунжер при ході вгору:

$$Q_т = FSn1440,$$

де *F*– площа плунжера; *S*–довжина ходу полірованого штока; *n*– число хитань (ходів) за хвилину; *1440*– число хвилин у добі.

Фактично подача насоса Q завжди менша, оскільки довжини ходу плунжера і полірованого штока не однакові, відбуваються витоки рідини через проміжок між плунжером і циліндром насоса, в циліндр усмоктується газ разом з рідиною,можливі пропуски нафти й газу в різьбових з'єднаннях труб, тоді

$$Q = FSn\alpha 1440,$$

де $\alpha = Q/Q_т$– коефіцієнт подачі насоса (як правило,αзмінюється від 0 до 1).

Подача насосів варіює в широких межах – від декількох сот до 5 – 6 $м^3$/добу, діаметр плунжера змінюється від 28 до 120 мм, довжина ходу полірованого штока – від 0,3 до 6 м, число ходів – від 1 до 15 за хв. У промислових умовах при нормальній роботі насоса переважно$\alpha \leq$ 0,7 – 0,8, якщо навіть витоки рідини незначні. Це пояснюється тим, що в насос разом з рідиною всмоктується газ і довжина ходу плунжера не відповідає ходу полірованого штока. Відношення об'єму рідини V_p, яка фактично надійшла під плунжер, до об’єму *V*, який описується плунжером, при ході його вгору називається **коефіцієнтом наповнення насоса** ($\beta_н = V_р/V$).

Якщо в рідині міститься велика кількість газу, то у насос буде надходити в основному газ і коефіцієнт подачі насоса αбуде низьким внаслідок малої величини коефіцієнта наповнення $\beta_н$. Для збільшення α підвищують тиск на прийомі насоса, занурюючи його в область з меншим умістом вільного газу під динамічний рівень, або встановлюють газосепаратори (газові якорі) на прийомі насоса, що відокремлюють газ від рідини й направляють його в затрубний (кільцевий) простір. Коефіцієнт $\beta_н$ можна підвищити, збільшуючи довжину ходу плунжера. На цей коефіцієнт суттєво впливає невідповідність довжини ходу полірованого штока та плунжера, що пов'язане з деформацією (розтягуванням і скороченням) штанг та труб у процесі роботи насоса.

Верстати-качалки– механізми, які перетворюють обертальні рухи вала електродвигуна у зворотно-поступальний рух штанг з плунжером і сприймають навантаження у процесі відкачування рідини. Вони відрізняються за вантажопідйомністю, за конструкцією привода, типом урівноважування (роторне або балансирне), діапазоном довжин ходу штока і числом хитань.

Шифр верстатаозначає: перша цифра –виконання; букви – верстат-качалка; цифри після букв – вантажопідйомність у тонах; далі – максимальна довжина ходу штока у метрах і найбільший крутний момент на валу редуктора,наприклад СК1,5-0,42-100.Довжину ходу гирлового штока змінюють шляхом зсуву місця кріплення шатуна з кривошипом. Число хитань балансира залежить від діаметра шківа на електродвигуні. На промислах застосовують насоси різних розмірів і конструкцій. Найбільш поширені насоси двох видів – невставні (трубні) та вставні.

Основні особливості їх полягають у такому. Циліндр невставних насосів спускають у свердловину на насосно-компресорних трубах, а клапани і плунжер – на штангах. Для витягування циліндра необхідний підйом усього обладнання (штанг з клапанами й плунжером та насосних труб).

Циліндр у зборі з плунжером і клапанами вставних насосів спускають на штангах. Їх підіймання здійснюється на колоні насосних штанг (труби залишаються на місці).

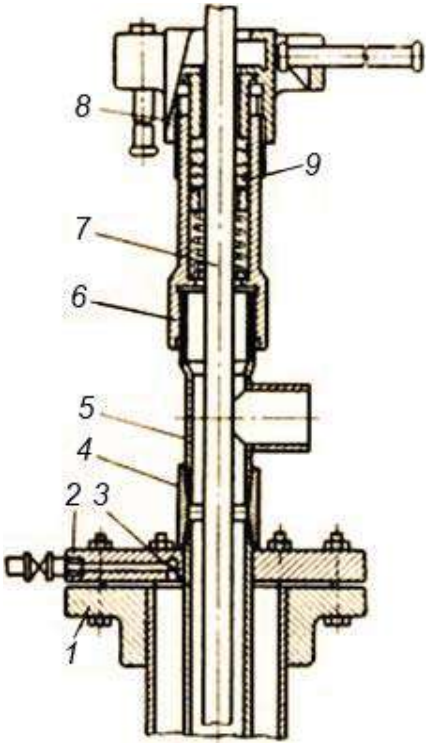
На рисунку 6*б, в* показано схеми невставних насосів. У верхній частині плунжера *3* встановлюється нагнітальний клапан *1*. Конус всмоктувального клапана *6* щільно входить у сідло *7*. До корпусу цього клапана приєднано захватний шток *4* з уловлювачем *5*, які передбачено для підйому всмоктувального клапана на поверхню (для ремонту або зміни насоса НСН-2).

На рисунку 6*г* показана схема вставного насоса типу НСВ. Ці насоси влаштовані так само, як і трубні. Але на відміну від трубних вони мають додаткові деталі, що дають змогу герметизувати насос у трубах *2* після спуску в свердловину. При цьому насос сідає конусом *3* на сідло *4*. Пелюстки пружини *5*, закріплені на кожусі *9*, упираються в бортики*6*. Пружини не дають насосу піднятися ізсідла *4* замкової опори під впливомсил тертяпри русі плунжера *8*вгору. При зміні насоса плунжер піднімається до упору і на штангах *1* вся збірка витягується з посадкового сідла*4*. Пружини *5* зісковзують з бортиків*6*, пропускаючи насос угору. При цьому рідина з насосних труб зливається у свердловину.

Оскільки у вставному насосі через труби *2* цього діаметра пропускається не лише плунжер *8*, але йциліндр *7* разом з конусом *3*, то діаметр плунжера цього насоса повинен бути набагато меншимвід діаметра невставного насоса. Насоси НСН-1 і НСВ мають діаметр циліндрів від 28 до 68 мм, а насоси НСН-2 – від 28 до 93 мм. Проміжки між плунжером і циліндром (по діаметру) становлять від 20 до 70 мкм (туга посадка), від 70 до 120 мкм (середня посадка) і від 120 до 170 мкм (вільна посадка). Для відкачування високов'язких нафт застосовують насоси з вільною посадкою.

Штангиявляють собою стрижні круглого перетину довжиною від 1 до 8 м, діаметрами 16, 19, 22 і 25 мм з потовщеними головками квадратного перетину на кінцях. Вони з’єднуються за допомогою муфт. Оскільки штанги експлуатуються під впливом значних змінних навантажень у корозійному середовищі, їх виготовляють із високоміцних сталей з термообробкою і з застосуванням методів поверхневого зміцнення.

Обладнання гирла (рис. 6.7) служить для підвішування труб *3* на планшайбі *2* і відведення продукції із свердловини через трійник *5*.



1 – колонний фланець; *2* – планшайба; *3* – труби; *4* – опорна муфта; *5* – трійник;*6* – корпус сальника; *7* – полірований шток; *8* – головка сальника;
9 – сальникова набивка

Рис. 6.7. Обладнання гирла свердловини

Експлуатація свердловин заглибленими відцентровими електронасосами

https://www.youtube.com/watch?v=AsGf7atAjDo Как работают погружные насосы? 5 хв
https://www.youtube.com/watch?v=yyJdCCZOnKo 30 сек

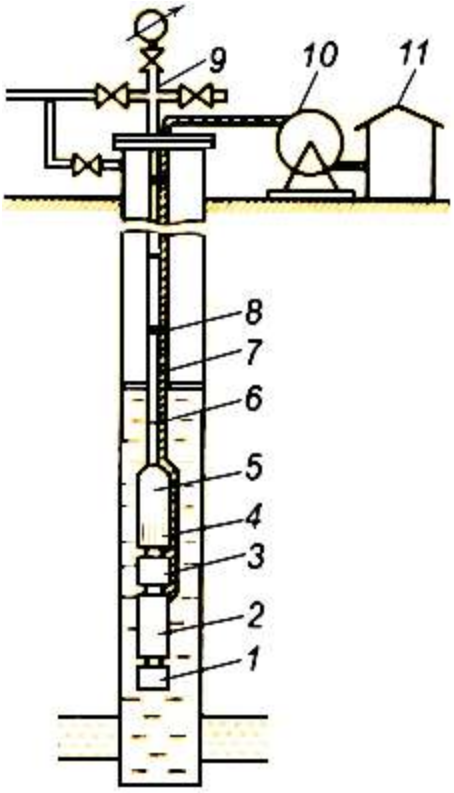
https://www.youtube.com/watch?v=9Amdd-qVxZU 8 хв

https://www.youtube.com/watch?v=2d6-iyDYH-o Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН 17 хв

Комплекс https://www.youtube.com/watch?v=5kmSEB_ykWw 4 хв

Установки із зануреними відцентровими електронасосами (УЗВЕН) дають можливість при великій подачі розвивати високий напір, достатній для підйому нафти з великих глибин. На рисунку8 показано схему компоновки обладнання для експлуатації свердловини за допомогою УЗВЕН. Обладнання складається з маслозаповненогозанурюваного електродвигуна (ЗЕД) трифазного струму*2*, протектора *3*, відцентрового насоса *5*. До нижньої частини ЗЕД приєднано компенсатор *1*,який регулює об'єм мастила велектродвигуні. Вал електродвигуна з'єднаноз валом насоса шліцевими муфтами через протектор, який служить для гідрозахисту електродвигуна від попадання пластових рідин. Рідина всмоктуєтьсячерез приймальну сітку *4* і відкачується насосом *5* по НКТ *6* на поверхню. Гирло герметизується фонтанною арматурою *9*. Для живлення енергією електродвигуна служитьброньований трижильний кабель *7*, який кріпиться до труб пасками

8. При підйомі насоса кабель намотується на барабан *10*. Для контролю і регулювання роботи установки, автоматичного вмиканняйвимикання її залежно від тиску в колекторі, відключення при коротких замиканнях та перевантаженні двигуна, автоматичної підтримки заданого періоду накопичення івідкачування рідини при періодичнійексплуатаціїсвердловини, запуску установки тощослужить станція управління *11*.



1– компенсатор; *2*– електродвигун;*3*– протектор;*4*–приймальна сітка;
5– відцентровий насос; *6*–НКТ; *7*– броньований кабель; *8*–кріплення кабелю; *9*– фонтаннаарматура; *10*– барабан; *11*– станція управління

Рис. 6.8. Схема компоновки агрегатів УЗВЕН

Занурюваний відцентровий електронасос (ЗВЕН) – багатоступінчастий, секційний. Кожний ступінь складається з направляючого апарата і робочого колеса, насадженого на загальний вал усіх ступенів секції (або блоку). Робочі колеса закріплено на валу загальною шпонкою, і вони мають ковзаючу посадку, а направляючі апарати – у корпусі насоса – трубі діаметром від 92 до 114 мм. Число ступенів може досягати 400. Кожен з них залежно від діаметра корпусу насоса розвиває напір при роботі на воді, від 3,8 до 6,8 м. Під час обертання коліс напір, що розвивається насосом,створює тиск, який визначається числомступенів, частотою обертання робочих коліс, діаметром насоса та ін

Насоси виготовляютьсяз подачею від 40 до 3000 м^3/добу. В шифрі насоса, наприклад, ЕВН5-40-950: цифра 5 – група (діаметр обсадних труб у дюймах, для яких призначено насос); 40 – номінальна подача в м^3/добу; 950 – напір, що розвивається насосом, у м.

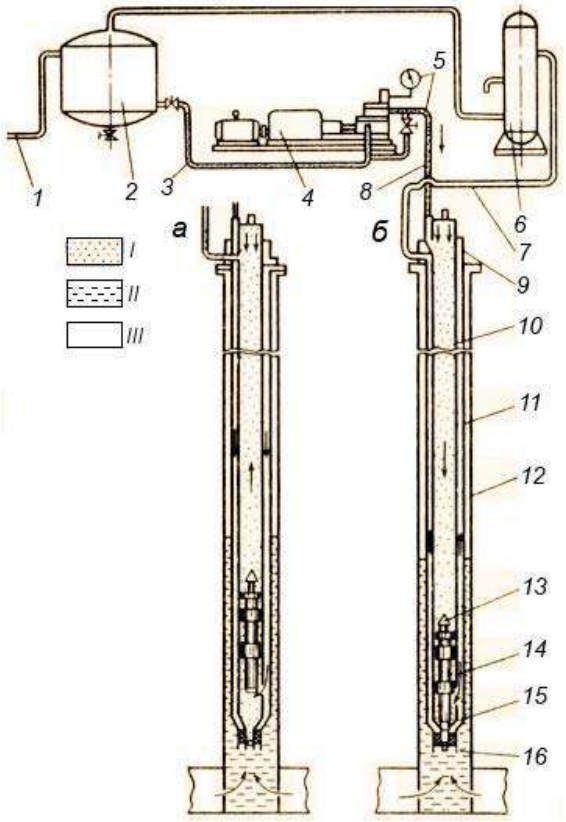
За поперечними розмірами насоси діляться на групи: 5, 5А і 6. Насоси групи 5 призначено для експлуатації свердловин з внутрішнім діаметром обсадних труб, не меншим, ніж 121,7 мм; групи 5А – з діаметром, не меншим, ніж 130 мм; групи 6 – не меншим, ніж 144,3 мм.

Інші види безштангових насосів, що застосовуються при експлуатації нафтових свердловин

https://www.youtube.com/watch?v=84b98H1wfDI гідроприводні насосні установки 1 година

До безштангових відносять також ***гвинтові, гідропоршневі, вібраційні, діафрагмові, струминні насоси.***

Гідропоршневі насосні установки (рис.6.9) складаються із поршневого гідравлічного двигуна і насоса *13*, установленого в нижній частині труб *10*, силового насоса *4*, розташованого на поверхні, ємності *2* для відстоювання рідини і сепаратора *6* для її очищення. Насос *13*, що скидається у труби *10*, сідає в сідло *14*, де ущільнюється у посадковому конусі *15* під впливом струменів робочої рідини, що нагнітається у свердловину по центральному ряду труб *10*. Золотниковий пристрій направляє рідину в простір над або під поршнем двигуна, й тому він робить вертикальні зворотно-поступальні рухи. Нафта із свердловини, що всмоктується череззворотний клапан *16*, направляється у кільцевий простір між внутрішнім *10* і зовнішнім *11* рядами труб. У цей простір із двигуна надходить і відпрацьована рідина (нафта), тобто по кільцевому простору на поверхню піднімається одночасновидобута та робоча рідина. При підйому насоса змінюється напрям нагнітання робочої рідини – її подають у кільцевий простір.



а – піднімання насоса;*б* – робота насоса;*1* – трубопровід; *2* – ємність для робочої рідини; *3* –усмоктуючий трубопровід; *4* – силовий насос;*5* – манометр;*6* – сепаратор; *7* – викидна лінія;*8* – напірний трубопровід;*9* – обладнання гирла свердловини;*10* – 63-мм труби; *11* – 102-мм труби;*12* – обсадна колона;*13* – гідропоршневий насос (що скидається); *14* – сідло гідропоршневого насоса; *15* – посадковийконус;*16* – зворотний клан; *I* –робоча рідина;
II – видобута рідина;*III* – суміш відпрацьованої тавидобутої рідин

Рис.6.9. Схема компонування обладнання гідропоршневої насосної установки

Розрізняють гідропоршневі насоси одинарної й подвійної дії, з роздільним і спільним рухом видобувноїрідини з робочою і т. п. Такі насоси забезпечують підйом рідини з великих глибин (4000…4500 м) при ККД до 0,6. Перевага гідропоршневих насосів – можливість автоматизації тадистанційного керування спуско-підіймальними роботами при заміні насоса. Їх недоліки пов'язані з необхідністю облаштування промислу системою постачання свердловин робочою рідиною з ретельним її очищенням, яка потрібна для успішної роботи гідравлічного двигуна.

Гвинтові насоси розвивають напір унаслідок обертання металевого гвинта *1* (рис. 10) в еластичній (гумовій) обоймі *2*. При цьому по довжинінасоса утворюються замкнуті порожнини, заповнені відкачуваною

рідиною, які пересувається від входу в насос до його викиду, де рідина виштовхується в нагнітальну лінію. Нарізка гвинта *1* однозахідна плавна з великим відношенням довжини витка до глибини його нарізання (15…30), а поверхня еластичної обоймивідповідає поверхні двозахідного гвинта з кроком, рівним подвійному кроку гвинта. Рух гвинта складний: він обертається навколо своєї осі й по колу з радіусом, рівним ексцентриситету *e* (рис. 6.10).

https://www.youtube.com/watch?v=ZFl1P0DK-tU 2 хв
https://www.youtube.com/watch?v=2oErAoaBN7Q 2 хв

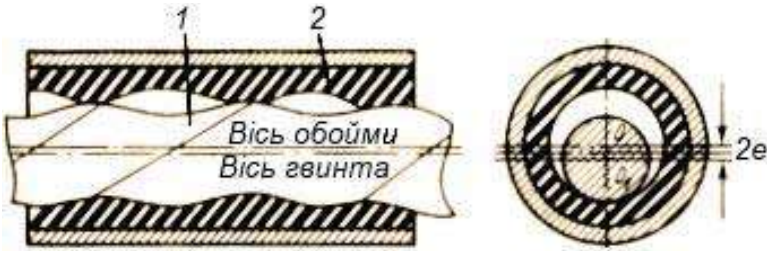
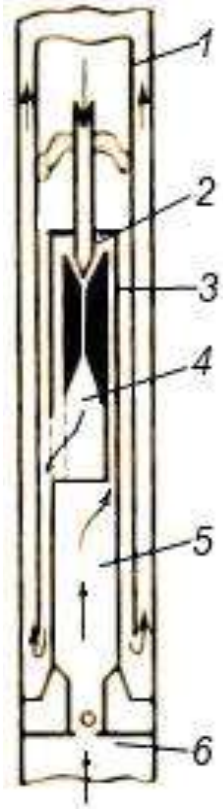


Рис . 6.10. Схема елемента гвинт – обойма гвинтового насоса: *1* – металевий гвинт; *2* – еластична обойма

Для врівноваження навантаження передбачено два гвинти, що обертаються в один і той же бік, але мають різні (праву і ліву) напрямки спіралей, які створюють зустрічний рух потоків від двох прийомів насосів до одного викиду.Далі рідина піднімається в НКТ по кільцевому проміжку між корпусом насоса та його обоймою. Заповнення НКТ рідиною при спуску насоса і скидання її в свердловину під час підйому здійснюються за допомогою спеціального клапана. Для привода насоса призначенозанурювальний електродвигун (ЗЕД) із зменшеною частотою обертання, що живиться по кабелю від трасформатора і обладнаний гідрозахистом. Для контролю його роботи служить станція управління.



Гвинтові насоси здатні відкачувати високов'язкі нафти, менш чутливі до наявності в рідині газу. Електрогвинтовий насос (тихохідний) ЕГНТ5А-100-1000 має подачу 100 м^3/добу при напорі 1000 м.

Струминний насос (рис. 6.11) працює під дією напору робочої рідини (води або нафти), що нагнітається у НКТ *1*, з'єднані з соплом *2*. При проходженні вузького перетину сопла струмінь перед дифузором *4*одержуєвелику швидкість і тому

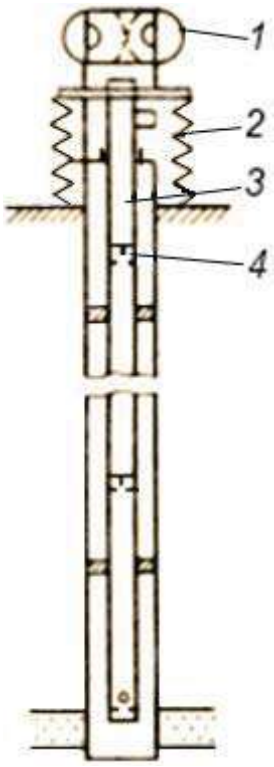
1 – НКТ; *2* – сопло; *3*–канали; *4* – дифузор;
5 – порожнина насоса; *6* – підпакерний простір

Рис. 6.11 Схема струминного насоса

в каналах *3* знижується тиск. Ці канали з'єднано через порожнину насоса *5* з підпакерним простором *6* та пластом, звідки пластова рідина всмоктується в насос і змішується у камері змішування з робочою. Суміш рідин далі

рухається по кільцевому простору насоса й піднімається наповерхню по міжтрубному простору (насос спускають на двох концентричних рядах труб) під тиском нагнітаної в НКТ робочої рідини. Насос не має рухомих частин, може відкачувати високов'язкі рідини та експлуатуватися в ускладнених умовах (високі температури пластової рідини, вміст значної кількості вільного газу і піску в продукції й т. п.).

Вібраційний насос (рис. 6.12) призначено для підйому рідини із свердловин під дією пружних деформацій рідини і колони труб, що генеруються вібратором *1*. Вібратор складається з ексцентрично насаджених на вал вантажів, при обертанні яких верхня частина підіймальних труб *3*, підвішених на пружинах *2*, приводиться в зворотно-поступальний рух. На кожній трубі установлений тарільчастий клапан *4*,що відкривається вгору. При вібрації колони труб по періодичному закону інерційні сили рідини разом із силою тяжіння приводять у рух клапани. Якщо сили інерції, спрямовані вгору, перевищують сили тяжіння рідини, то клапани відкриваються і пропускають рідину нагору, якщо результуюча сила спрямована вниз – клапан закривається. Так відбувається підйом продукції по трубі від клапана до клапана. Амплітуда коливань, як правило, становить від 5 до 20 мм, а частота – від 600 до 1200 за 1 хв.



https://www.youtube.com/watch?v=FqVfptT-A5g 5 хв

1 – вібратор; *2* – пружини;
3 – підйомні труби; *4* – тарільчастий клапан

Рис. 6.12. Схема вібраційного насоса

6.3. Вибір раціонального способу експлуатації свердловин

Задану кількість нафти можна видобути із свердловини різними способами. Тому при проєктуванні розробки нафтових родовищ і технології експлуатації свердловин необхідно знайти найбільш раціональний спосіб. Якщо свердловина фонтанує, чи завжди її слід експлуатувати фонтанним способом? Вирішення цих питань випливає з визначення раціонального способу експлуатації.

Раціональний спосіб експлуатації повинен забезпечувати заданий відбір нафти при максимальному використанні природної пластової енергії і мінімально можливої собівартості нафти. Необхідно також, щоб вибраний метод відповідав технічному облаштуванню родовища, геолого-фізичним умовам покладу й кліматичним умовам району. Якщо, наприклад, дебіт свердловини при фонтануванні з мінімально можливим тиском на гирлі недостатній, а геолого-фізичні умови покладу дозволяють відбирати більшу норму видобутку нафти – у цьому випадку фонтануючу за своїми

природними умовами свердловину експлуатують газліфтним способом, за допомогою УЗВЕН або штанговоюнасосною установкою.

З цього випливає, що фонтанна експлуатація свердловин не завжди доцільна. У свою чергу, виникає завдання вибору способу механізованого видобутку нафти. За величиною ККД установки розташовуються приблизно таким чином: гідропоршневі установки – 0,4 – 0,5; штангові –0,3; УЗВЕН – 0,17; газліфтний спосіб – 0,04 – 0,1. Найменш економічний з цієї точки зору газліфтний спосіб. Але в низці випадків саме цьому способу віддається перевага. Наприклад, в умовах високодебітних свердловин, у продукції яких міститься пісок, лише при газліфтному способі забезпечуються тривалі міжремонтні періоди роботи з високими значеннями коефіцієнтів експлуатації (відношення фактичного часу експлуатації свердловини до календарного часу). Значно випереджає газліфтний спосіб усі інші за багатьма показниками при використанні як робочого агента пластових газів високого тиску.

Отже, під час вибору способу експлуатації враховують широкий комплекс технологічних, геолого-фізичних і техніко-економічних факторів. Як правило, завдання розв'язують з установлення можливості та доцільності фонтанної експлуатації свердловин. Якщо цей спосіб неприйнятний, розглядають і вибирають доцільні механізовані способи експлуатації, починаючи з безкомпресорного газліфта, якщо є пласти природного газу високого тиску й т. п. Вирішальним фактором вибору способу експлуатації є комплекс техніко-економічних показників: міжремонтний період, коефіцієнт експлуатації, собівартість нафти, капітальні витрати та ін.

Контрольні питання

1. *Розкрийте тему: Фонтанна і газліфтна експлуатація свердловин.*
2. *Розкрийте тему: Експлуатація свердловин глибинонасосними установками.*
3. *Розкрийте тему: Вибір раціонального способу експлуатації свердловин.*

Лекція 7. Вторинні і третинні способи видобування нафти: витіснення нафти з пласта

План:

1. Заводнення.
2. Витіснення нафти вуглекислим газом.

Методы поддержания пластового давления
https://www.youtube.com/watch?v=zJG4NoM_Xa0&t=194s **9 хв**
https://www.youtube.com/watch?v=4ajL7D-nz4c **8 хв**

Підвищення нафтовіддачі пластів при розробці нафтових родовищ у даний час стало проблемою надзвичайної наукової та промислової важливості у всіх нафтовидобувних країнах світу. Тривалий час розробка нафтоносних родовищ здійснюється шляхом буріння тільки видобувних свердловин і видобування нафти за рахунок власної енергії родовища. При цьому 25 – 30% початкових запасів родовища залишається з причин виснаження енергії родовища, тобто зниження вибійного тиску, а при розробці високов'язкої нафти нафтовіддача родовищ рідко перевищує 10 – 20%. Причина низької нафтовіддачі криється у високій в'язкості нафти в пластових умовах. Найбільш ефективними способами зниження в'язкості нафти практично стали вторинні і третинні способи.

Вторинні способи збільшення нафтовіддачі пластів містять комплекс заходів, спрямованих на вилучення запасів, що залишилися, з родовищ, виснажених за період первинної (попередньої) експлуатації. У більшості випадків решту запасів нафти з виснажених родовищ витягують шляхом витіснення нафти з пласта, зокрема, закачування води.

Третинні способи довидобування залишкової нафти спрямовані на створення на родовищі штучних сприятливих фізико-хімічних умов, які забезпечують найбільш ефективний процес витіснення нафти. В даний час набули поширення термічні та фізико-хімічні методи.

Таким чином, первинні методи використовують тільки природну енергію пласта, досягають КВН не більше 20-30%.

Вторинні методи досягають типових КВН не більше 30-50%.

Найбільш широко застосовуються теплові і газові (CO_2) методи. За даними Міністерства енергетики США, серед третинних

методів, що застосовуються в США, теплові методи складають 40%, а 60% - газові. Ще близько 1% припадає на хімічні технології (полімери, ПАР).

ВИТІСНЕННЯ НАФТИ З ПЛАСТА

У нафтовидобуванні - заміщення нафти, що міститься в породі-колекторі, пластовою водою (газом) або робочим агентом (водою, газом тощо) під час розробки покладу.

При пром. розробці нафт. покладів В.н.п. здійснюється за рахунок перепаду тиску, зумовленого підтримкою на вибої видобувних свердловин тиску, нижчого від пластового, і безперервним або періодич. відбором флюїдів (рідин або газів) з пласта.

При В.н.п. за рахунок витрачання природної пластової енергії фільтрація нафти в свердловину викликається пружним розширенням рідини і скелета породи, виділенням з нафти газу і збільшенням його в об'ємі, а також вторгненням законтурної води в поклад. У крутоспадних пластах В.н.п. зумовлюється дією сил гравітації, іноді - в поєднанні з розширенням газової шапки.

Механізм В.н.п. істотно залежить від властивостей системи нафта-витісняючий агент-порода. Якщо витісняючий агент має більшу в'язкість, ніж нафта, то заміщення останньої відбувається одноразово, при наявності дуже вузької перехідної зони, в якій фільтруються і нафта, і вода (поршневе В.н.п.). Якщо в'язкість нафти більша, то на фронті витісняючого агента, який вторгається в пласт, заміняється тільки частина нафти.

Для підвищення ефективності В.н.п. – збільшення темпів відбирання, повноти вилучення – в пласт штучно вводять енергію шляхом нагнітання витісняючих агентів. Здебільшого на нових родовищах, що вводяться в розробку, передбачається витіснення нафти з продуктивних пластів шляхом нагнітання води, як найбільш доступного й ефективного агента. З 60–х рр. як витіснюючі агенти використовують також воду з різними хімічними додатками, пару і інш. Темп відбирання нафти з покладу визначається перепадом тиску між лінією нагнітання (нагнітальними свердловинами) і зоною відбирання нафти (видобувними свердловинами), а також відстанню до лінії нагнітання. Зменшення цієї відстані досягається т.зв. розрізуванням нафтового покладу на блоки або окремі поля рядами нагнітальних свердловин. Максимальний темп відбирання може бути досягнено при площовому заводненні, коли вся продуктивна площа покладу ділиться на елементи, в кожному з яких здійснюється нагнітання води.

Повнота В.н. з пласта визначається дією капілярних сил у системі нафта–витісняючий агент–порода і структурними особливостями пустотного простору; характеризується коефіцієнтом витіснення – відношенням кількості видобутої на поверхню нафти до її початкової кількості в одиниці об’єму пласта.

ЗАВОДНЕННЯ

Заводнення – спосіб впливу на пласт при розробці нафтових родовищ, при якому підтримка і відновлення пластового тиску і балансу енергії здійснюються закачуванням води.

Заводнення забезпечує високі темпи видобутку нафти і порівняно високий ступінь видалення нафти (до 70%). Як робочий агент використовуються води водоймищ (ріки, моря, озера), глибинних водоносних горизонтів, пластові води, а також розчини ПАР, полімерів, двоокису вуглецю і лугів, що характеризуються підвищеними нафтовитіснювальними властивостями.

Заводнення - найбільш інтенсивний і економічно ефективний спосіб впливу на нафтовий пласт. Дозволяє зменшити число нафт. свердловин, підвищити їх дебіти, знизити собівартість нафтовидобутку.

У залежності від розташування нагнітальних свердловин розрізняють:

- з а к о н т у р н е З. (свердловини розташовують за межами нафтоносної частини продуктивного пласта по периметру покладу);
- п р и к о н т у р н е З. (свердловини бурять у водонафт. зоні пласта між внутр. і зовн. контурами нафтоносності),
- в н у т р і ш н ь о к о н т у р н е З. (воду закачують безпосередньо в нафтонасичену частину пласта) та
- к о м б і н о в а н е З.

https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%97%D0%B0%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8F

Дотичні файли:

- Метод заводнення
- Блокове заводнення
- Бар'єрне заводнення
- Вибіркове заводнення
- Внутрішньоконтурне заводнення
- Законтурне заводнення
- Міцелярне заводнення
- Полімерне заводнення
- Потоковідхилюючі методи заводнення
- Метод циклічного заводнення
- Заводнення з розрізанням на окремі площі
- Заводнення кільцеве
- Заводнення осередкове
- Заводнення осьове
- Склепінне заводнення
- Площове заводнення
- Міжпластові перетоки
- Лужне заводнення
- Витіснення нафти діоксидом вуглецю
- Витіснення нафти розчинниками і газами високого тиску
- Витіснення нафти гарячою водою і паром
- Гідродинамічні методи підвищення нафтовилучення

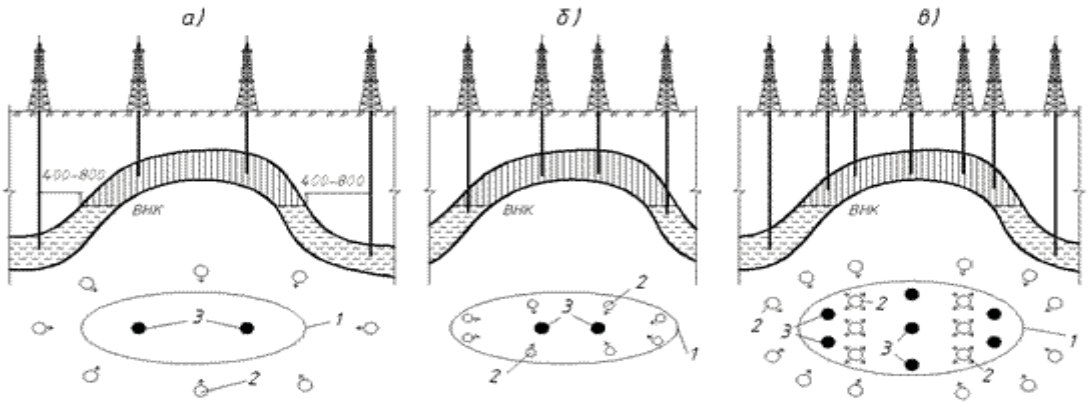


Рис.8.1. Підтримка пластового тиску заводненням: а) законтурне; б)приконтурне; в) внутрішнє. 1 – контур нафтоносності; 2 – нагнітальні свердловини; 3 – експлуатаційні свердловини.

ОКРЕМІ РІЗНОВИДИ ЗАВОДНЕННЯ

Внутрішньоконтурне заводнення — спосіб розробки нафтових родовищ, при якому підтримка або відновлення балансу пластової енергії здійснюється закачуванням води безпосередньо в нафтовий пласт. В.з. — найбільш інтенсивний та економічно ефективний спосіб впливу на нафтовий пласт.

Розрізняють блокове, локальне, вибіркове заводнення та В.з. на всій площі родовища.

За характером взаємного розміщення нафтовидобувних і водонагнітальних свердловин розрізняють декілька різновидів В.з.

Один з них – заводнення із “розрізанням” покладу рядами водонагнітальних свердловин на окремі ділянки (площі), які розробляються незалежно одна від одної як самостійні поклади. Ряди нагнітальних свердловин орієнтують вздовж або впоперек поздовжньої осі структури. Значного поширення набрала схема з поперечним “розрізанням” нафтових покладів витягнутої форми на окремі ділянки – блоки (т.зв. блокове заводнення). Між рядами нагнітальних свердловин звичайно розміщують 3 або 5 рядів видобувних свердловин (трирядні або п’ятирядні системи З.в.). Для підвищення кінцевого нафтовилучення, а також темпів розробки в схеми З.в. вводяться додаткові водонагнітальні свердловини – здебільшого частина нафтовидобувних свердловин, переважно обводнених. З них складаються нові ряди або окремі осередки заводнення (осередкове

заводнення). На нафтових пластах з різко вираженою зональною неоднорідністю продуктивного колектора часом застосовують вибіркове З.в. В цьому випадку поклад спочатку розбурюють по рівномірній сітці, а потім частина свердловин (звичайно 1/5–1/3), які порівняно рівномірно розподілені по всій площі покладу і мають найвищу продуктивність, освоюються під нагнітання води, створюється система (сітка) окремих осередків заводнення. Найбільш інтенсивний вид З.в. – заводнення по площі, при якому видобувні і нагнітальні свердловини чергуються між собою в певній послідовності, рівномірно розміщуючись по площі покладу. Основна перевага З.в. – можливість істотного підвищення темпів відбирання нафти з покладу не тільки за рахунок збільшення кількості свердловин, але і співвідношення нагнітальних і видобувних свердловин, підвищення тиску в нагнітальних свердловинах та ін.

Бар'є́рне заво́днення — спосіб розробки нафтогазових чи нафтогазоконденсатних покладів, оснований на закачуванні води в пласт в межах газонафтової зони через водонагнітальні свердловини, розташовані на лінії внутр. контуру газоносності.

Призначене для створення водяного бар'єру, що розділяє основні запаси нафти, нафтової облямівки і газу газової шапки, запобігання прориву газу в нафтові свердловини і вторгнення нафти в газову шапку.

Дозволяє прискорити темпи відбору нафти і підвищити коеф. нафтовіддачі. Найефективніше застосування бар'єрного заводнення на нафтогазових покладах пластового типу з крилоподібними нафт. облямівками, вузькими підгазовими зонами і великими газовими шапками.

Основна перевага — можливість одночасної розробки запасів нафти і газу.

Недолік бар'єрного заводнення — защемлення значної кількості газу при витісненні його водою. Бар'єрне заводнення інколи застосовується в поєднанні із законтурним та іншими видами заводнення.

Вибіркове заводнення – різновид внутрішньоконтурного не суцільного заводнення, який передбачає цілеспрямоване вибирання місцезнаходження нагнітальних свердловин з урахуванням деталей геологічної будови продуктивного горизонту з метою забезпечення максимальної інтенсифікації розробки при мінімальному впливі зональної неоднорідності на нафтовилучення.

Законтурне заводнення – спосіб розробки нафтових родовищ, за якого підтримування або відновлення балансу пластової енергії здійснюється запомповуванням води в ряд нагнітальних свердловин, що розташовуються за зовнішнім контуром нафтоносності на відстані 100-1000 м (по периметру покладу). З.з. є найефективнішим на відносно невеликих родовищах, пласти яких складені однорідними породами з хорошою проникністю, не ускладнені порушеннями і містять малов'язку нафту.

Міцелярне заводнення – технологія фізико-хімічного підвищення нафтовилучення шляхом нагнітання в поклад облямівки міцелярного розчину, що забезпечує істотне зниження міжфазного поверхневого натягу.

Міцелярно-полімерне заводнення спрямоване на усунення капілярних сил у заводненні пластів і витісненні залишкової нафти. Міцелярні розчини являють собою колоїдні системи з вуглеводної рідини і води, стабілізовані сумішшю ПАР. Як відомо, залишкова нафта в заводнених пластах утримується в нерухомому стані, поверхнево-молекулярному і капілярному, а також силами в'язкості в слабопроникних шарах пласта. При цьому міжфазний натяг між міцелярними розчинами і пластовими рідинами (нафтою і водою) слабким, тому розчин усуває дію капілярних сил, витісняючи при цьому нафту і воду. З метою витіснення оторочки міцелярного розчину, в пласт слідом за цим розчином нагнітають полімерний розчин з в'язкістю, близькою до в'язкості міцелярного розчину, а потім звичайну воду. У результаті в пласті утворюються шість зон:

1 – зона вихідної нафтової насиченості пласта, 2 – нафтовий вал, 3 – водяний вал, 4 – оторочка міцелярного розчину, 5 – буфер рухливості, 6 – зона звичайної води.

Таким способом вдається додатково отримати до 15 – 40% залишкової нафти.

Полімерне заводнення – фізико-хімічний метод підвищення нафтовилучення при заводненні шляхом закачування в пласт облямівки водних розчинів полімерів концентрації 0,015–0,7% з високою молекулярною масою.

Спосіб полягає в тому, що у воді розчиняють високомолекулярний хімічний реагент – полімер поліакриламід, що володіє здатністю значно підвищувати в'язкість води, знижувати її рухливість і за рахунок цього збільшувати охоплення пластів заводненням. Полімерні розчини, володіючи підвищеною в'язкістю,

краще витісняють не тільки нафту, але і пов'язану пластову воду з пористого середовища. Полімери вступають у взаємодію зі скелетом пористого середовища (породою, цементувальною речовиною). У результаті цього відбувається адсорбція молекул полімерів, що призводить до випадання їх з розчину на поверхню пористого середовища і до перекриття каналів, що знижує фільтрацію в них води. За рахунок цього суттєво зменшується динамічна неоднорідність потоків рідини і підвищується охоплення пластів заводненням: з підвищенням швидкості фільтрації і зі зменшенням розмірів каналів пор в'язкість полімерних розчинів збільшується, тобто опір пористого середовища фільтрації розчину зростає. За оцінкою інституту «Дипросхіднафта» (Росія), кількість видобутої нафти на 1 т 100%-го полімеру склала 180 т. За кордоном додатковий видобуток нафти склав 170-600 т на 1 т 100%-го полімеру, тобто збільшення нафтовіддачі не перевищує 7 – 8%. Недоліками способу є зниження продуктивності нагнітальних свердловин через підвищену якість у привибійній зоні, відсутність установок для приготування полімерних розчинів, труднощі з забезпеченням нафтопромислів необхідними хімічними матеріалами та ін.

Метод циклічного заводнення – гідродинамічний метод підвищення нафтовилучення із пласта, технологічна суть якого полягає в періодичній зміні витрати (тисків) нагнітальної води за безперервного або періодичного видобування рідини з покладу і зсуву фаз коливань тиску по окремих групах свердловин. Це означає, що в загальному випадку кожна з нагнітальних і видобувних свердловин працює в режимі періодичної (циклічної) зміни вибійного тиску (нагнітання, відбирання); внаслідок такого нестаціонарного діяння на пласт у ньому проходять хвилі підвищення і зниження тиску. Метод ефективний у шарово-неоднорідних і тріщинувато-пористих пластах (гідродинамічне стискання нафти в малопроникних об'ємах і входження туди води, а відтак капілярне втримування води і вихід нафти з них) і в разі застосування на початковій стадії розробки та можливості створити високу амплітуду коливань тиску (витрати) і здійснити компенсацію відбирання рідини нагнітанням води.

Практичні аспекти застосування заводнення

Найчастіше застосовуються кілька систем заводнення нафтових покладів: законтурне, внутрішньоконтурне, вибіркове і комбіноване. Законтурне заводнення застосовується при закачуванні води в нагнітальні свердловини, розташовані в законтурній частині родовища. При внутрішньоконтурному заводненні родовище розділяється рядами нагнітальних свердловин на окремі блоки самостійної розробки, і нафта витісняється під впливом напору води, що нагнітається. Вибіркове (майданне) заводнення особливо ефективно при розробці малопроникних пластів. Поліпшення

поточних показників розробки родовища і підвищення ефективності кінцевої нафтовіддачі пластів найбільшою мірою досягається при внутрішньоконтурному заводненні, що зумовило його широке застосування у всіх нафтовидобувних районах (табл..1).

Застосування систем заводнення нафтових пластів

Показник	Система			
	законтурна	внутрішньоконтурна	вибіркова	комбінована
Кількість родовищ, %	3,3	50	18	28
Видобуток нафти, %	3,0	70	9	18
Об'єм закачування води, %	8,0	68	9	25
Середнє відношення видобувних і нагнітальних свердловин	4,7	4,65	6	6,4
Максимальний темп розробки, % видобутих запасів	1 – 7	4 – 12	5 – 10	1,5 – 10
Середній дебіт свердловин, %	18	32	14	28

Разом з тим використання заводнення вимагає великих матеріальних витрат. Технологія розробки нафтових родовищ потребує подальшого вдосконалення. Необхідність у цьому очевидна, якщо врахувати, що середній відсоток нафтовіддачі в цілому у світі складає 25%.

Третинні способи розробки нафтових родовищ містять у собі такі методи впливу на продуктивні пласти, як закачування пару (циклічно або безперервно), створення фронту підземного горіння нафти, закачування вуглекислого газу, заводнення з додаванням полімерів, міцелярних розчинів, ПАР. Витіснення нафти парою передбачає нагнітання пари з земної поверхні в пласти з відносно низькою температурою і високою в'язкістю нафти через спеціальні нагнітальні свердловини. Оскільки пара має велику теплоємність (понад 5000 КДК/кг), у 3 – 3,5 рази перевищує теплоємність гарячої води при 230 °С, вона вносить у пласт великий запас теплової енергії, яка витрачається на нагрівання пласта і підвищення відносної проникності, зниження в'язкості, розширення всіх насичуючих пласт агентів – нафти, води і газу.

Ефект витіснення нафти (40 – 50%) забезпечується за рахунок зниження в'язкості нафти, меншою мірою – за рахунок дистиляції нафти і зміни рухливості (18 – 20%), а також розширення нафти і намокання пласта.

Системи розроблення зі штучним заводненням пластів можуть здійснюватися за такими основними варіантами (рис. 7.1):

1. Законтурне заводнення, під час якого воду запомповують у ряд нагнітальних свердловин, розміщених за зовнішнім контуром нафтоносності на відстані від нього 100…1000 м. Його застосовують на об'єктах з малорозчленованими по товщині продуктивними пластами, які характеризуються порівняно високою гідропровідністю, у разі невеликої ширини покладів (до 4…5 км, а за найсприятливішої будови пластів і більше). Таке заводнення не поширене.

2. Приконтурне заводнення, коли нагнітальні свердловини розташовують у водонафтовій зоні в безпосередній близькості від зовнішнього контура нафтоносності. Його використовують замість законтурного заводнення на покладах з проявом так званого бар'єрного ефекту на водонафтовому розділі або через зниження проникності пласта в законтурній зоні. Гідродинамічний зв'язок законтурної й нафтоносної частини може погіршитися внаслідок окислення важких фракцій нафти на водонафтовому розділі, розривних порушень, літологічних заміщень та ін.

3. Внутрішньоконтурне заводнення, яке застосовують в основному на об'єктах з великими площами нафтоносності (сотні квадратних кілометрів і більше). При законтурному заводненні одночасно може працювати не більше від трьох рядів свердловин унаслідок екранування роботи внутрішніх рядів зовнішніми, тому для забезпечення відбирання нафти також з центральної частини експлуатаційного об'єкта великі об'єкти за допомогою розрізаючих рядів нагнітальних свердловин ділять на окремі, самостійно розроблювані ділянки, які називають **експлуатаційними полями** або **блоками**.Внутрішньоконтурне заводнення за необхідності поєднується із законтурним або приконтурним заводненням.

Застосовують внутрішньоконтурне заводнення таких видів: розрізання покладу нафти рядами нагнітальних свердловин на окремі площі, блоки самостійного розроблення; склепінне заводнення; осередкове заводнення; площове заводнення.

а – законтурне; *б* – приконтурне; *в* – з розрізанням на окремі площі; *г* – блокове; *ґ*– осьове; *д* – кільцеве; *е* – центральне; *є* – осередкове

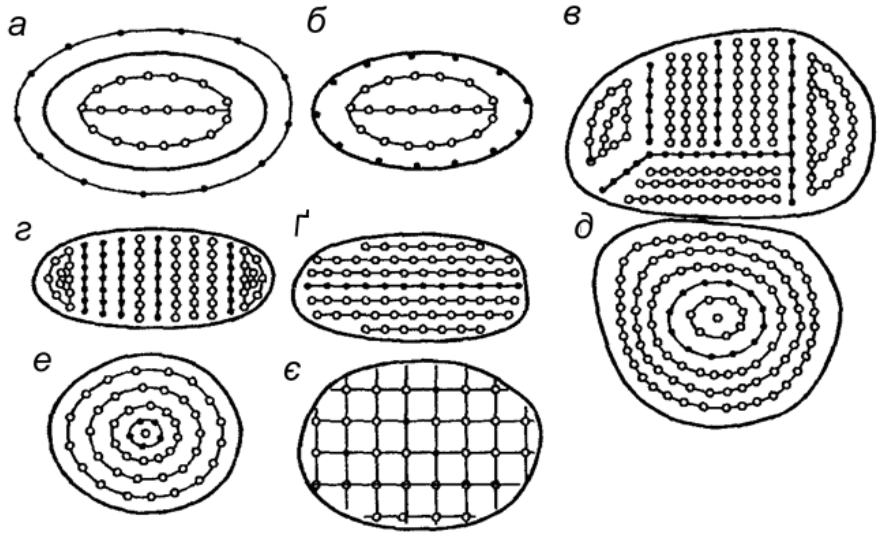


Рис.7.1.Заводнення покладів

Систему внутрішньоконтурного заводнення з розрізанням покладу на окремі площі використовують на великих нафтових родовищах платформового типу з широкими водонафтовими зонами. Широкі водонафтові зони відрізають від основної частини покладу й розробляють їх за окремими системами. На середніх і невеликих за розміром покладах застосовують поперечне розрізання їх рядами нагнітальних свердловин на блоки – **блокове заводнення**.Ширина площ та блоків вибирається з урахуванням співвідношення коефіцієнтів в'язкостей нафти й води та переривчастості пластів (літологічного заміщення) в межах до 3…4 км, усередині розміщують непарну кількість рядів видобувних свердловин (не більше ніж 5…7). Удосконаленням блокових систем можуть бути **блоково-квадратні системи** з періодичною зміною напрямів потоків води.

При склепінному заводненні ряд нагнітальних свердловин розміщують на склепінні структури або поблизу нього. Якщо розміри покладу перевищують оптимальні, це заводнення поєднують із законтурним.

Склепінне заводнення поділяють на:

а) **осьове**– нагнітальні свердловини розміщують уздовж осі структури;

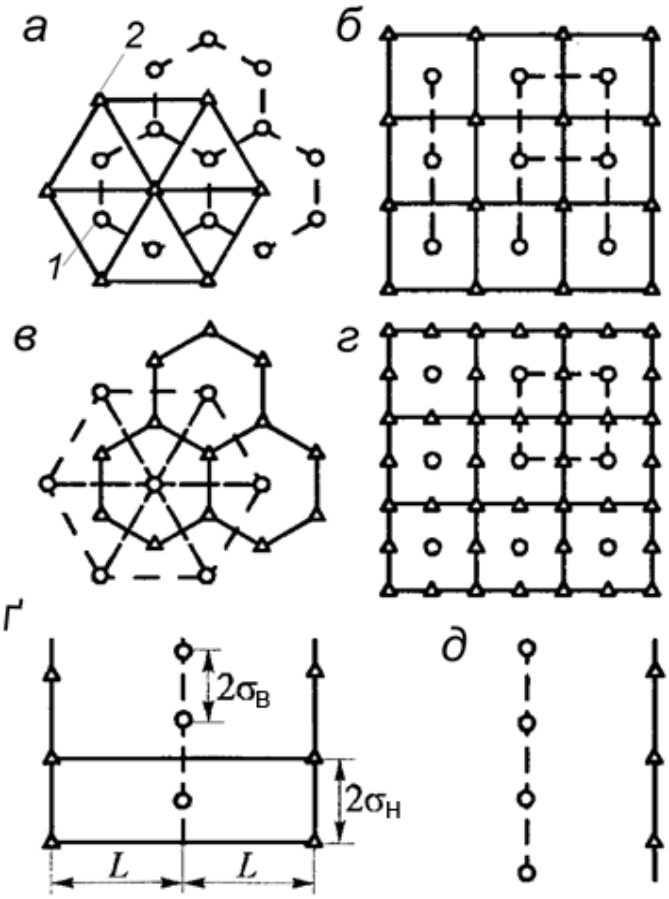
б) **кільцеве**–кільцевий ряд нагнітальних свердловин з радіусом, що приблизно дорівнює 0,4 радіуса покладу, розрізає поклад на центральну і кільцеву площі;

в) **центральне** заводнення як різновид кільцевого – вздовж кола радіусом 200…300 м розміщують 4…6 нагнітальних свердловин, а всередині нього є одна або кілька видобувних свердловин.

Осередкове заводнення може застосовуватися як самостійне при розробленні покладів нафти в різко неоднорідних і переривчастих пластах та як допоміжне заводнення в поєднанні із законтурним і внутрішньоконтурним заводненням для вироблення запасів нафти з ділянок, не охоплених основними системами. Розбурювання здійснюється за рівномірною сіткою з розміщенням бурових поблизу продуктивних свердловин та подальшим переходом "від відомого до невідомого". Нагнітальні свердловини вибирають з пробурених так, щоб вони були розміщені на ділянках з найкращою характеристикою пластів і впливали на максимальну кількість навколишніх видобувних свердловин. У зв'язку з тим його називають **вибірковим заводненням**. Осередкове заводнення є ефективнішим на пізніх стадіях розроблення.

Площове заводнення характеризується розосередженим нагнітанням води в поклад по всій площі її нафтоносності. Площові системи заводнення за кількістю свердловиноточок кожного елемента покладу з розміщеною в його центрі одною видобувною свердловиною можуть бути чотири-, п’яти-, семи- і дев'ятиточковою та лінійною системами (рис. 7.2).

Лінійна система заводнення – це однорядна система блокового заводнення, при якій свердловини розміщують не одна навпроти одної, а в шахматному порядку. Відношення нагнітальних і видобувних свердловин становить 1:1. Елементом цієї системи може бути прямокутник зі сторонами $2Li\ 2\sigma_н = 2\sigma_в = 2\sigma$, де L–відстань між рядами свердловин; 2σ–відстань між свердловинами; індекси "*в*" та "*н*" позначають видобувні і нагнітальні свердловини. Якщо $2L = 2\sigma$, то лінійна система переходить у п’ятиточкову з таким же відношенням свердловин (1:1).



а – чотириточкова; *б* – п’ятиточкова; *в* – семиточкова; *г* – дев'ятиточкова; *ґ, д* – лінійна (з виділеними елементами) системи; *1* – видобувні свердловини; *2* – нагнітальні свердловини

Рис. 7.2.Площове заводнення

П'ятиточкова система симетрична, і за елемент можна вибрати також обернене розміщення свердловин з нагнітальною свердловиною в центрі (обернена п'ятиточкова система). У **дев’ятиточковій системі** на одну видобувну свердловину припадає три нагнітальних (співвідношення свердловин 3:1), оскільки з восьми нагнітальних свердловин по чотири свердловини припадає відповідно на два й чотири сусідні елементи. В оберненій дев'ятиточковій системі (з нагнітальною свердловиною в центрі квадрата) співвідношення нагнітальних та видобувних свердловин становить

1:3. При трикутній сітці розміщення свердловин маємо чотириточкову (обернену семиточкову) й семиточкову (або обернену чотириточкову) системи із співвідношенням нагнітальних і видобувних свердловин відповідно 1:2 та 2:1. Можливі також інші площові системи. Отже, площові системи характеризуються різною активністю дії на поклад, вираженим співвідношенням нагнітальних і видобувних свердловин (1:3,1:2,1:1,2:1,3:1).

Площове заводнення ефективне для розроблення малопроникних пластів. Ефективність площового заводнення збільшується з підвищенням однорідності, товщини пласта, а також із зменшенням в'язкості нафти і глибини залягання покладу.

Площові та вибіркові системи розроблення неефективні з точки зору темпів відбирання нафти (не рідини!) і нафтовилучення. Особливо складними є питання регулювання відбирання й нагнітання, боротьби з обводненням свердловин та ін. Тому застосовувати площові системи можна лише на пізніх стадіях розроблення.

Блокові системи розроблення через високу ефективність єнайпоширенішими, менше застосовують площову і законтурну системи.

ВИТІСНЕННЯ НАФТИ ВУГЛЕКИСЛИМ ГАЗОМ

Витіснення нафти вуглекислим газом — спосіб підвищення нафтовилучення. Механізм витіснення нафти полягає в наступному. При пластовому тиску вище тиску повного змішування пластової нафти з останнім буде витісняти нафту як звичайний розчинник при витісненні змішування. У пласті утворюються три зони — зона первісної пластової нафти, перехідна зона від властивостей первісної нафти до властивостей діоксиду вуглецю і зона чистого CO_2. При нагнітанні CO_2 в заводнену зону перед ним утворюється вал нафти, який витісняє і пластову воду.

Контрольні питання

1. *Розкрити тему: Заводнення.*
2. *Назовіть і охарактеризуйте окремі види заводненн.*
3. *Розкрити тему: Витіснення нафти вуглекислим газом.*

Лекція 8.
Вторинні і третинні способи видобування нафти: теплові методи підвищення нафтовилучення

План:

1. Теплофізичні методи.
2. Теплохімічні методи.
3. Внутрішньопластове горіння

Процессы интенсификации добычи.

https://www.youtube.com/watch?v=S4DDi8IxXBw 8 хв

ТЕПЛОВІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

Теплові методи підвищення нафтовилучення – методи діяння на нафтовий поклад, суть яких полягає в тому, що поряд із гідродинамічним витісненням здійснюється підвищення температури в покладі, що сприяє значному зменшенню в'язкості нафти, збільшенню її рухомості. Методи застосовуються в покладах високов'язкої смолистої нафти, неньютонівської, парафінонасиченої нафти. Серед них виділяють теплофізичні і термохімічні методи.

Застосовують в основному такі методи теплової дії:

– прогрів привибійної зони свердловин парою або різними нагрівачами (електричними і вогневими) до температур 120 – 200 °С,можливе нагнітання в пласт великих об'ємів гарячої води або пари при температурі близько 150 °С;

– застосування внутрішньопластового рухомого вогнища горіння (ВПВГ).

8.1.Теплофізичні методи підвищення нафтовилучення

Це теплові методи діяння на нафтові поклади, суть якого полягає в нагнітанні

в пласт теплоносіїв – гарячої води, водяної пари, в т. ч. і як внутрішньопластового терморозчинника вуглеводнів. При цьому поряд з гідродинамічним витісненням здійснюється підвищення температури в покладі, що сприяє значному зменшенню в'язкості нафти, збільшенню її рухомості, випаровуванню легких фракцій, емульгуванню нафти у воді. Режими в пласті: т-ра від 100 до 320-340 °С, тиск 16-22 МПа. Методи ефективні в покладах високов'язкої смолистої нафти аж до бітумів, в покладах, пластова температура в яких дорівнює температурі насичення нафти парафіном чи близька до неї, але за глибин залягання їх до 700-800 м. Сюди ж відносять і пароциклічні (5-8 циклів) оброблення (стимуляції) видобувних свердловин, коли у свердловину тривало (15-25 діб) нагнітають водяну пару (30-100 $м^3$ на 1 м товщини пласта), а відтак експлуатують її до гранично рентабельного дебіту нафти (протягом 2-3 місяців).

Теплофізичні методи впливу на привибійну зону (циклічний і стаціонарний електропрогрів, термоакустичні й електромагнітні обробки, циклічний паротепловий вплив) застосовують для поліпшення фільтраційних властивостей порід. Їх призначення – видалення парафіну, смол та солей; періодичний прогрів порід пласта навколо свердловини для збереження фільтраційних властивостей порід; ліквідація наслідків проникнення в пласт фільтрату промивальної рідини.

Стаціонарне електропрогрівання

Здійснюється в процесі розроблення родовищ, що містять нафту в'язкістю, більшою, ніж 50 мПа.с за допомогою електричних нагрівачів, що спускаються в привибійну зону свердловини на кабелі. Електронагрівач установлюють під глибинним насосом, а кабель кріплять до насосно-компресорних труб.

Циклічний електропрогрів

Привибійна зона прогрівається періодично. До охолодження порід потоком нафти провідність їх у прогрітій зоні значно зростає. Потім відбувається повторний цикл прогріву порід і т. п. Тривалість та періодичність обробок визначають з урахуванням радіуса, що задається, властивостей пластової системи, потужності електронагрівача, температури у свердловині, яка на вибої підтримується розташованими в корпусі електронагрівача

терморегуляторами. За розрахунковими даними при температурі у свердловині 140 ^{0}С, потужності електронагрівача 25 кВт і початковій температурі пласта 40 ^{0}С для прогріву пісковика на глибину 0,45 –0,5 м до 60 ^{0}С потрібно 4 – 5 діб. У цьому випадкові ефект від термообробки може продовжуватись кілька місяців.

Термоакустичне оброблення.

Для скорочення часу, необхідного на прогрів пласта до заданої температури, і збільшення ефективності впливу теплову обробку поєднують з акустичною. Хвильове поле, створюване акустичним випромінювачем, сприяє збільшенню температуропровідності пласта, глибини обробки, винесенню з пористого середовища частинок парафіну, промивальної рідини та її фільтрату, твердих відкладень солей. Глибина зони впливу при цьому досягає 8 м. Застосовувана апаратура складається з ультразвукового генератора й секційного термоакустичного випромінювача, який спускають у свердловину на колоні НКТ або кабелі.

Циклічний паротепловий вплив

Циклічний паротепловий вплив – періодичне нагнітання у пласт по насосно-компресорних трубах сухої пари (до 3000 т). Цей спосіб використовують при глибині свердловини до 1000 м і в'язкості нафти більшої ніж 50 мПа.с. Пласт вдається прогріти на відстань до 30 м. Після відновлення експлуатації підвищена температура у пласті зберігається протягом 2 – 3 місяців за рахунок накопичених запасів тепла під час нагнітання пари.

8.2 Термохімічні методи підвищення нафтовилучення

Термохімічні методи підвищення нафтовилучення – один із групи теплових методів діяння на нафтові поклади, суть якого полягає в утворенні в нафтовому пласті високотемпературної зони, в якій теплота ґенерується внаслідок екзотермічних окиснювальних реакцій між частиною нафти, яка міститься в пласті, і киснем, та яка переміщується по пласту від нагнітальної до видобувних свердловин нагнітанням окиснювача (повітря або суміші повітря та води). Вигорає 5-15 % запасів нафти (точніше коксоподібні залишки найважчих її фракцій). За співвідношенням витрат води і повітря розрізняють сухе (без нагнітання води), вологе (нагнітають води до 2-3 л/м^3) і надвологе (те ж понад 2-3 л/м^3) горіння. Об’єктами для застосування є поклади високов’язкої нафти.

8.3. Внутрішньопластове горіння

Інтернет-ресурси:
http://um.co.ua/7/7-4/7-48724.html (текст)
http://megapredmet.ru/1-53017.html Методи розробки важких нафт і природних бітумів (текст, схеми, рисунки)

Внутрішньопластове горіння — спосіб розробки нафтових родовищ, який ґрунтується на екзотермічних окиснювальних реакціях вуглеводнів, головним чином пластової нафти із закачуваним у пласт окиснювачем (звичайно киснем повітря); часто в зону генерації тепла подаються також вуглеводневий газ і вода (зволожене горіння на відміну від першого — сухого).

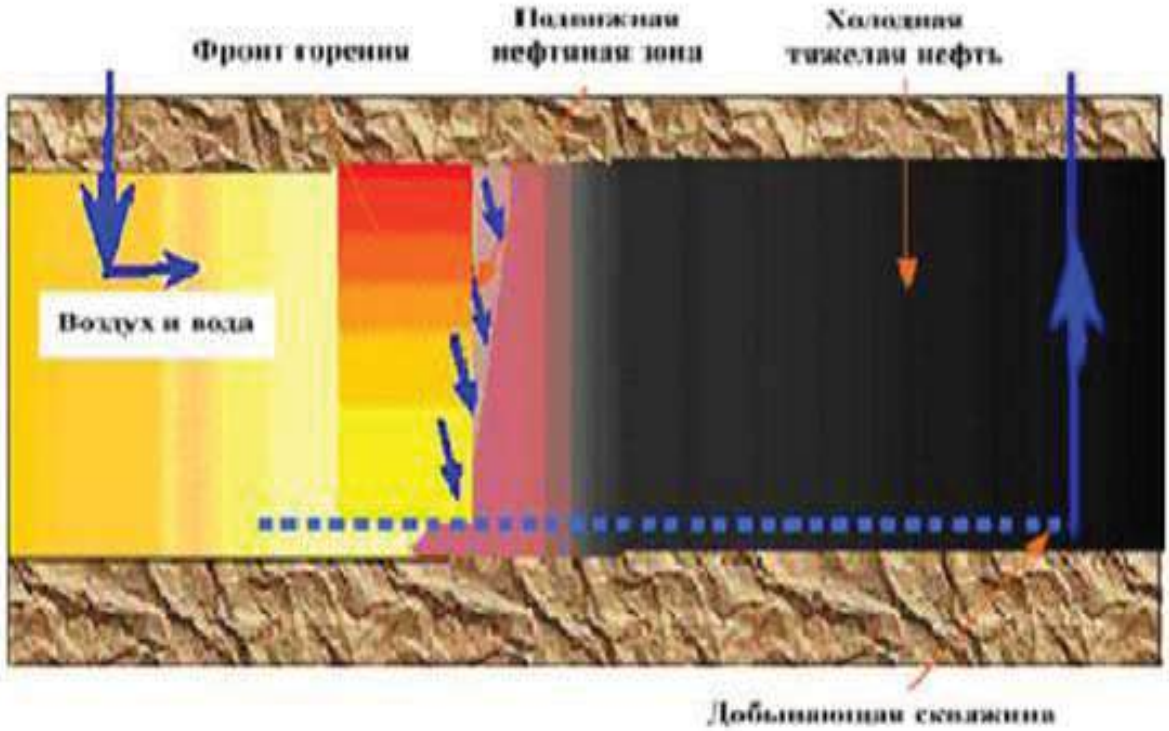


Рисунок 8.1. Зони нагріву в нафтоносному пласті при внутрішньо пластовому горінні

Механізм внутрішньопластового горіння

Суть внутрішньопластового горіння — створення зони екзотермічних реакцій, яка переміщується по пласту і дає змогу в процесі спалювання частини пластової нафти полегшити і збільшити видалення решти її частини. Зміна технологічних характеристик нафти сприяє її витісненню з пласта. В.г. починається з ініціювання горіння поблизу вибою свердловини-

запалювальниці шляхом закачування в неї повітря, рідше іншого газу (сухе В.г.).

Займання пластової нафти відбувається спонтанно або в результаті додаткового розігрівання привибійної зони свердловини з допомогою вибійного електронагрівача, газової горілки, запалювальних хімічних сумішей і ін. Підтримування процесу горіння і переміщення зони (фронту) горіння по пласту забезпечується безперервним закачуванням повітря. Фронт горіння і потік закачуваного повітря можуть рухатися в одному напрямку — від нагнітальної свердловини-запалювальниці до видобувної (прямотечійне В.г.) або назустріч одна одній (протитечійне внутрішньопластове горіння). Останній метод практично не застосовується. При прямотечійному внутрішньопластовому горінні джерелом горіння служить головним чином «нафтовий кокс» (теплотворна здатність 29-42 МДж/кг, температура горіння 350—370°С і вище). Утворюється з найбільш важких фракцій нафти, які відділяються під час її нагрівання перед фронтом горіння; легкі фракції випаровуються і витісняються. Швидкість переміщення фронту горіння визначається концентрацією коксу (зростає із збільшенням густини і в'язкості нафти) і темпами закачування повітря. При недостатньому вмісті коксу в пласт разом з повітрям закачують вуглеводневе газоподібне паливо (наприклад, метан). Ефективність сухого В.г. відносно невисока. В зону перед фронтом горіння через низьку теплоємність повітря переноситься менше 20 % генерованого тепла. Для покращення процесу передавання тепла одночасно (почергово) з повітрям у свердловину закачується вода. Остання, випаровуючись у випаленій зоні, попадає в ділянку перед фронтом горіння і утворює там зони насиченої пари і сконденсованої гарячої води. При збільшенні об'ємів закачуваної води процес горіння припиняється. Однак кисень закачуваного повітря в зоні насиченої пари вступає з нафтою в екзотермічні реакції (В.г. з частковим гасінням, або надвологе В.г.). При цьому швидкість руху зони генерації тепла (температура головним чином 200—300°С) визначається в основному темпами закачування води і значно вище швидкості руху фронту горіння при сухому і вологому В.г.

За напрямком руху окисника розрізняють:

- прямоточний процес внутрішньопластового горіння - напрямок руху зони горіння і окисника співпадають;

- протиточний процес, коли зона горіння рухається назустріч потоку окисника.

Графік температурного режиму в нафтоносному пласті при внутрішньо пластовому горінні подано на рис. 8.2.

Між вибоєм нагнітальної свердловини і фронтом горіння розміщується випалена зона 1. При нормальній течії процесу в ній залишається суха, вільна від яких-небудь домішок порід частина пласта.

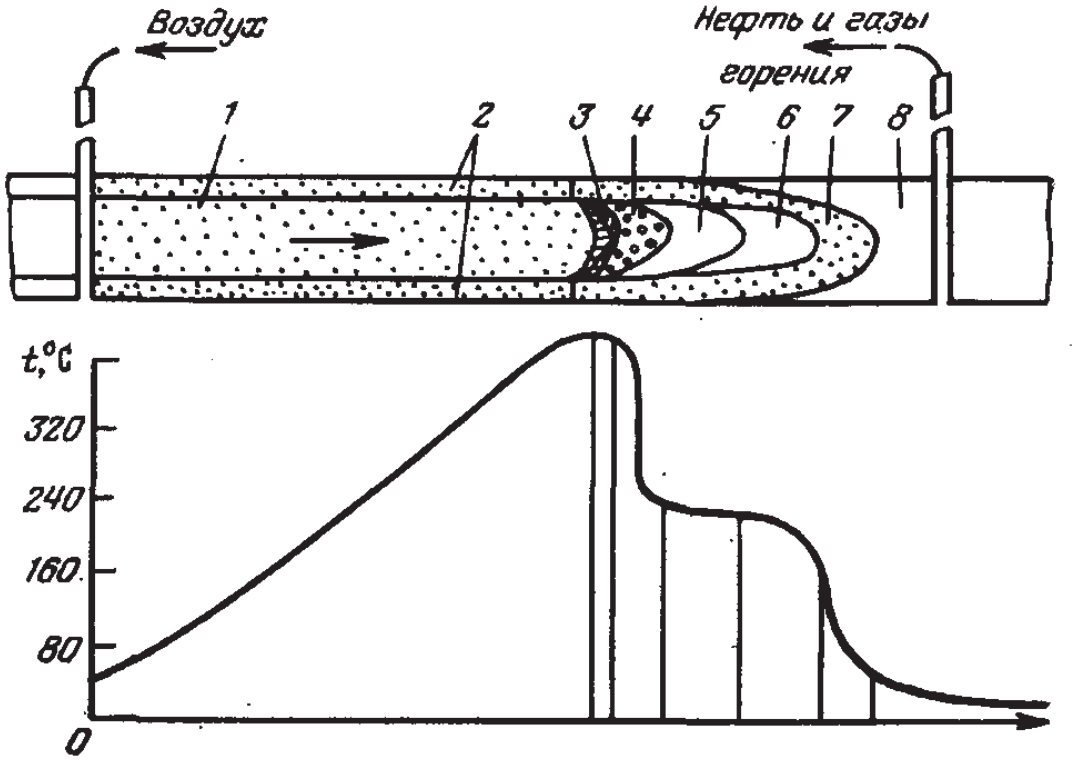


Рисунок 8.2. Графік температурного режиму в нафтоносному пласті при внутрішньопластовому горінні

У покрівлі і підошві пласта в даній зоні після проходження фронту горіння може залишатися нафтонасичена частина 2, так як в зв'язку с втратами тепла в покрівлі і підошві температура в цих частинах може бути недостатньою для займання палива. Лабораторними і промисловим дослідженнями встановлено, що зона фронту горіння 3 має порівняно малі поперечні розміри і не доходить до покрівлі і підошви пласта. Безпосередньо перед фронтом горіння в поровому середовищі рухається зона 4 коксоутворення і випаровування порівняно легких фракцій нафти і зв'язної води. Нагрів цієї області пласта здійснюється за рахунок

теплопровідності і конвективного переносу тепла паром води, нафти і газоподібними продуктами горіння. Температура в цій зоні падає від температури горіння до температури кипіння при пластовому тиску. Перед зоною випаровування рухається зона 5 конденсації пару нафти і води. Температура зони рівна температурі кипіння суміші води і нафти. Перед цією зоною рухається зона 6, температура знижується від температури конденсації до пластової. Перед зоною конденсату нафти і води може утворитися «нафтовий вал» при температурі, рівній пластовій. Остання зона 8 – зона нафти с початковою насиченістю і при пластовій температурі, через яку фільтруються залишені газоподібні продукти горіння.

Технологічний ефект

Процеси внутрішньопластового пароутворення при вологому і надвологому В.г. сприяють інтенсифікації теплового діяння на пласт, зумовлюють скорочення витрат стисненого повітря на видобування нафти. Механізм теплового способу розробки на основі В.г. крім витіснення нафти водяною парою, гарячими газами горіння, водою, водогазовими сумішами і ін., оснований на дії кисневмісних компонентів як поверхнево-активних речовин, а також легких фракцій нафти, які випаровуються. На нафтовилучення (на 50-70 %) можуть впливати фізико-хімічні перетворення самої породи-колектора. Сприятливі геолого-фізичні умови застосування В.г.: коефіцієнт динамічної в'язкості нафти більше 10-2 Па с, товщина пласта понад 3 м, глибина залягання до 2000 м, коефіцієнт проникності понад 0,1 мкм^2, коефіцієнт пористості понад 18 %, коефіцієнт нафтонасиченості понад 30-35 %. Системи розміщення нагнітальних і видобувних свердловин при В.г. — по площі і рядами.

Недоліки процесу

Недоліки внутрішньопластового горіння пов'язані з необхідністю вжиття заходів з охорони довкілля та утилізації продуктів горіння, попередження корозії обладнання.

Розвиток процесу. Застосування

Розвиток внутрішньопластового горіння полягає в його поєднанні з іншими впливами на пласт, підвищенні ефективності

окремих елементів загального механізму витіснення нафти з допомогою теплового ефекту.

Внутрішньопластове горіння застосовується в Росії, Румунії, Азербайджані, США.

Контрольні питання

1. *Розкрийте тему: теплофізичні методи підвищення нафтовилучення.*
2. *Розкрийте тему: теплохімічні методи підвищення нафтовилучення.*
3. *Розкрийте тему: внутрішньопластове горіння*

Лекція 9.
Вторинні і третинні способи видобування нафти: реагентна, акустична, електрична, вібраційна та ін.. обробка свердловин

План:

1. *Реагентна обробка нафтових свердловин*
2. *Акустична обробка нафтових свердловин*
3. *Електрогідравлічна та електрична обробка нафтових свердловин*
4. *Азотно-імпульсна обробка нафтових свердловин*
5. *Об'ємний хвильовий вплив на нафтове родовище*
6. *Віброхвильовий вплив на породи продуктивного нафтового пласта*
7. *Реагентно-гідроімпульсна вібростру минна обробка нафтових свердловин*

9.1.Реагентна обробка нафтових свердловин

Для інтенсифікації нафтовидобутку використовують органічні і мінеральні речовини в рідкій або твердій фазі. За механізмом взаємодії з кольматуючими (що закупорюють) утвореннями — це мінеральні (глинисті) або органічні (парафіни, смоли, асфальтени) утворення, що випадають в твердій фазі в поровому просторі і каналах фільтрації. Реагенти можуть бути поділені на такі типи:

- — Кислотної дії, розчинна спроможність яких заснована на кислотних властивостях водного розчину, що визначаються концентрацією іонів водню;
- — Окисно-відновної дії, реакції яких засновані на перенесенні електронів від відновлювача до окиснювача, що супроводжується зміною фазового стану компонентів, що входять до складу реагуючих речовин;
- — Комплексної дії, що забезпечують утворення розчинних комплексних сполук за участю моно- і полівалентних металів;
- — Поліфункціональні реагенти. Їх розчинна здатність заснована на поєднанні кислотного і окислювально-відновної дії на кольматуючі утворення і породи продуктивного пласта.

Крім того, застосовують поверхнево-активні речовини, наприклад Стеарокс.

У результаті реагентної обробки 1139 нафтових свердловин «Татнафти» їх дебіт в середньому зріс в 2,5 рази, і додатковий видобуток нафти склав 1110 т при успішності обробок 83,5%. При цьому тривалість ефекту склала в середньому 21 місяць.

Рис. 9.1 https://www.youtube.com/watch?v=zanEx5F-Zi8&t=7s 6 хв.

ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ МЕТОДОМ ЗРИВНОЇ КАВІТАЦІЇ

Інтернет-ресурси: https://www.youtube.com/watch?v=xKyjYgodH6A (відео)

Інтенсифікація видобутку нафти методом зривної кавітації - за цим методом обробка фільтрової і привибійної зони свердловини проводиться з метою поліпшення експлуатаційних характеристик свердловини, відновлення проникності пласта, видалення з перфораційних і фільтраційних каналів продуктів облітерації і

кольматації, утворення нових тріщин. У свердловину на глибину продуктивного горизонту доставляється кавітаційний генератор імпульсів тиску (КГІТ). При роботі КГІТ в режимі періодичної зривної кавітації виникає послідовність фаз тиску - репресії і депресії, що діють на фільтрову і привибійну зону свердловини. Динамічний тиск, що створюється генератором, має нелінійний, імпульсний характер з тривалістю імпульсів 2-3 мікросекунди і частотою повторення 700-12000 Гц. Ефективна зона поширення імпульсів тиску перевищує 50 м. Імпульси тиску - керовані і можуть досягати сотень і тисяч атмосфер. В результаті впливу знакозмінного тиску виникають нові тріщини, фільтраційні канали привибійної зони звільняються від забруднень: механічних домішок, колоїдних частинок, відкладень солей, асфальто-смоло-парафінових складових нафти, продуктів окиснення і, як наслідок, відбувається очищення каналів і відновлення проникності пласта. У видобувних свердловинах поліпшується приплив флюїдів, посилюється їх проникнення з привибійної зони і знижується обводненість. У нагнітальних свердловинах збільшується прийомистість, що забезпечує підтримку необхідного пластового тиску.

ЕЛЕКТРОГІДРАВЛІЧНА ТА ЕЛЕКТРИЧНА ОБРОБКА НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

Інтернет-ресурси:

https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%95%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B3%D1%96%D0%B4%D1%80%D0%B0%D0%B2%D0%BB%D1%96%D1%87%D0%BD%D0%B0_%D0%BE%D0%B1%D1%80%D0%BE%D0%B1%D0%BA%D0%B0_%D0%BD%D0%B0%D1%84%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D1%85_%D1%81%D0%B2%D0%B5%D1%80%D0%B4%D0%BB%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%BD

Технологія електрогідравлічної обробки свердловин (ЕГУ) застосовується для підвищення нафтовилучення. При електричному розряді між двома електродами в рідкому середовищі відбувається формування каналу наскрізної провідності з наступним його розширенням до низькотемпературної плазмової каверни, що утворює ударну хвилю і хвилі стиснення. Час дії ударної хвилі не перевищує 0,3 $x10^{-6}$ сек. Поширюючись в присвердловинній зоні, вона руйнує кольматаційні утворення. Основними параметрами електрогідравлічної обробки, що визначають її ефективність, є тиск ударної хвилі і число генеруючих імпульсів уздовж інтервалу перфорації.

Пристрій для електрогідравлічної обробки свердловини складається з наземної частини і свердловинного снаряда, з'єднаних між собою геофізичним кабелем. В наземну частину пристрою входить перетворювач і каротажний підйомник. Свердловинний снаряд складається з зарядного блоку, ємностей накопичувачів, розрядника та електродної системи. Свердловинний снаряд встановлюють в інтервалі обробки і починають генерацію імпульсів високої напруги з послідовним переміщенням пристрою вздовж інтервалу перфорації. В результаті імпульсного впливу на присвердловинну зону відбувається збільшення проникності продуктивних порід і, як наслідок, збільшення в 2-4 рази дебіту свердловини. Час обробки однієї свердловини — від 6 до12 годин, успішність — 85-90%, додатково одержувана нафта порядка 500 т.

Технологія електричної обробки свердловин — призначена для зниження обводненості на видобувних нафтових свердловинах, відновлення їх продуктивності, відсічення газових конусів, а також для відновлення характеристик нагнітальних свердловин. Об'єктами застосування технології є як теригенні, так і карбонатні колектори з глибиною залягання до 2000 м і 3000 м відповідно.

Як правило, обробці підлягають свердловини з обводненістю продукції 40-85% і дебітом по рідині 10-85 $м^3$ / добу при неоднорідних пластах з почергово високою і зниженою пористістю.

Сутність технології заснована на тому, що при пропущенні через нафтовий пласт імпульсів електричного струму відбувається виділення енергії в тонких капілярах. Коли кількість виділеної енергії перевищує якесь порогове значення, спостерігаються зміни структури пустотного простору мікронеоднорідного середовища і просторових структур фільтраційних потоків.

В свердловинах відбуваються руйнація кольматанта і прилеглих шарів гірської породи, газова кольматація, руйнування подвійних електричних шарів, зміна поверхневого натягу на межі розділу фаз. Після закінчення електровпливу на пласт в результаті зміни просторової структури фільтраційних потоків в породі обводненість видобутої нафти виявляється значно зниженою на тривалий період часу.

У загальному випадку для реалізації технології можливі кілька схем підключення до свердловин. Частіше використовується схема підключення двох розташованих поруч свердловин до колонних

голівках. Джерелом живлення служить дизель-генератор із знижуючим трансформатором або високовольтний трансформатор. З виходу силового блоку різнополярний імпульсний струм через силові кабелі подається на металеву арматуру усть двох намічених для електровпливу свердловин. Тривалість електровпливу на пласт становить 20-30 годин. При цьому відсутні негативні впливи на обсадні колони та інше свердловинне обладнання.

Розроблена та починає впроваджуватися схема підключення до колоної голівки однієї свердловини з використанням заземлення. Як заземлення використовуються 50 металевих стрижнів, які виконують роль другого електрода.

За схемою підключення двох свердловин на родовищах Західного Сибіру пройшли обробку 450 свердловин. Їх дебіт був збільшений в середньому в 2,5 рази при істотному зниженні обводненості продукції. Тривалість дії ефекту в середньому склала 32,4 місяця.

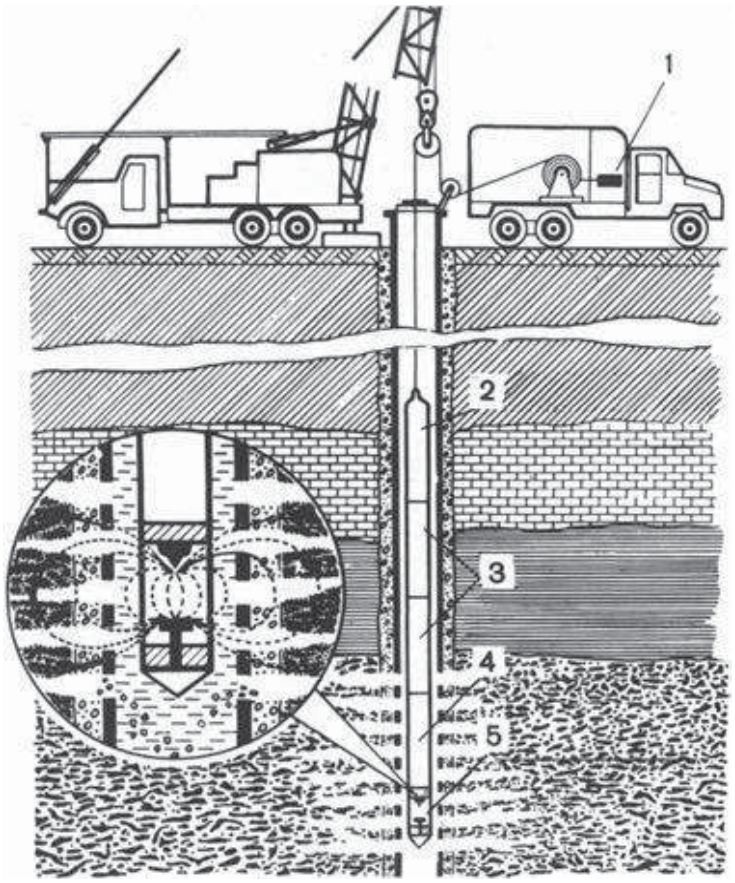


Рис. 9.2. Електророзрядний пристрій для обробки свердловин

1 - перетворювач частоти; 2 - зарядний блок; 3 - ємнісні накопичувачі; 4 розрядник; 5 - електродна система.

АКУСТИЧНА ОБРОБКА НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

Інтернет-ресурси:
https://www.youtube.com/watch?v=eyN2MAWYae4 7 хв.

Технологія акустичної обробки свердловин застосовується для підвищення нафтовилучення. Вона заснована на перетворенні електричної енергії змінного струму в енергію пружних хвиль з частотою коливань 20 кГц в інтервалі перфорації свердловини. Частота ультразвукової хвилі визначає її специфічні особливості: можливість розповсюдження спрямованими пучками і можливість генерації хвиль, що переносять значну механічну енергію.

При взаємодії акустичного поля з фазами гірських порід досягається: збільшення їх проникності завдяки змінам структури пустотного простору; руйнування мінеральних солевідкладів; акустична дегазація і зниження в'язкості нафти; залучення в розробку низькопроникних і закольматованих пропластків порід продуктивного пласта. Технологія забезпечує збереження цілісності експлуатаційної колони і цементного кільця за нею і низькі витрати. При цьому використовується мобільна малогабаритна апаратура, процес впливу є технічно і фізіологічно безпечним та екологічно чистим. Час обробки однієї свердловини не перевищує 8 годин.

Для акустичної обробки в першу чергу рекомендується вибирати свердловини при зниженні продуктивності в процесі експлуатації більш ніж на 30%, фільтраційної неоднорідності по потужності пласта, відсутності заколонних перетоків в свердловині, наявності перемичок потужністю більше 1 м, які поділяють інтервал перфорації від водонасиченого пласта, та ін. Апаратура для акустичної обробки свердловин складається з свердловинного джерела акустичних коливань магнітострикційного або п'єзокерамічного типу і наземної геофізичної станції, яка містить генератор і орган управління частотою та інтенсивністю акустичного поля, створюваного свердловинним генератором.

За результатами геофізичних досліджень в продуктивному пласті встановлюють інтервали обробки. Спуск і підйом випромінювача в інтервал перфорації здійснюється каротажним підйомником на геофізичному кабелі. Режим роботи свердловинного снаряда може бути безперервним (монохроматичне випромі-

нювання) і імпульсним. При імпульсному режимі ширше спектр частот, що дозволяє реалізувати умови резонансу в оброблюваному середовищі, і при цьому амплітудне значення енергії в імпульсі істотно вище, ніж в безперервному випромінюванні. Успішність обробки досягає 80%.

Приклад ***акустичної обробки свердловин:***

Тип ускладнення:

Низький приплив, Інтенсифікація видобутку нафти, Аккустическая обробка

Спосіб експлуатації: Газліфт, Внутрішньосвердловинний газліфт, Компресорний газліфт, Фонтанний видобуток

Місце застосування: Пласт, Привибійна зона

Призначення технології: видалення флюїду

Метод впливу: хвильовий

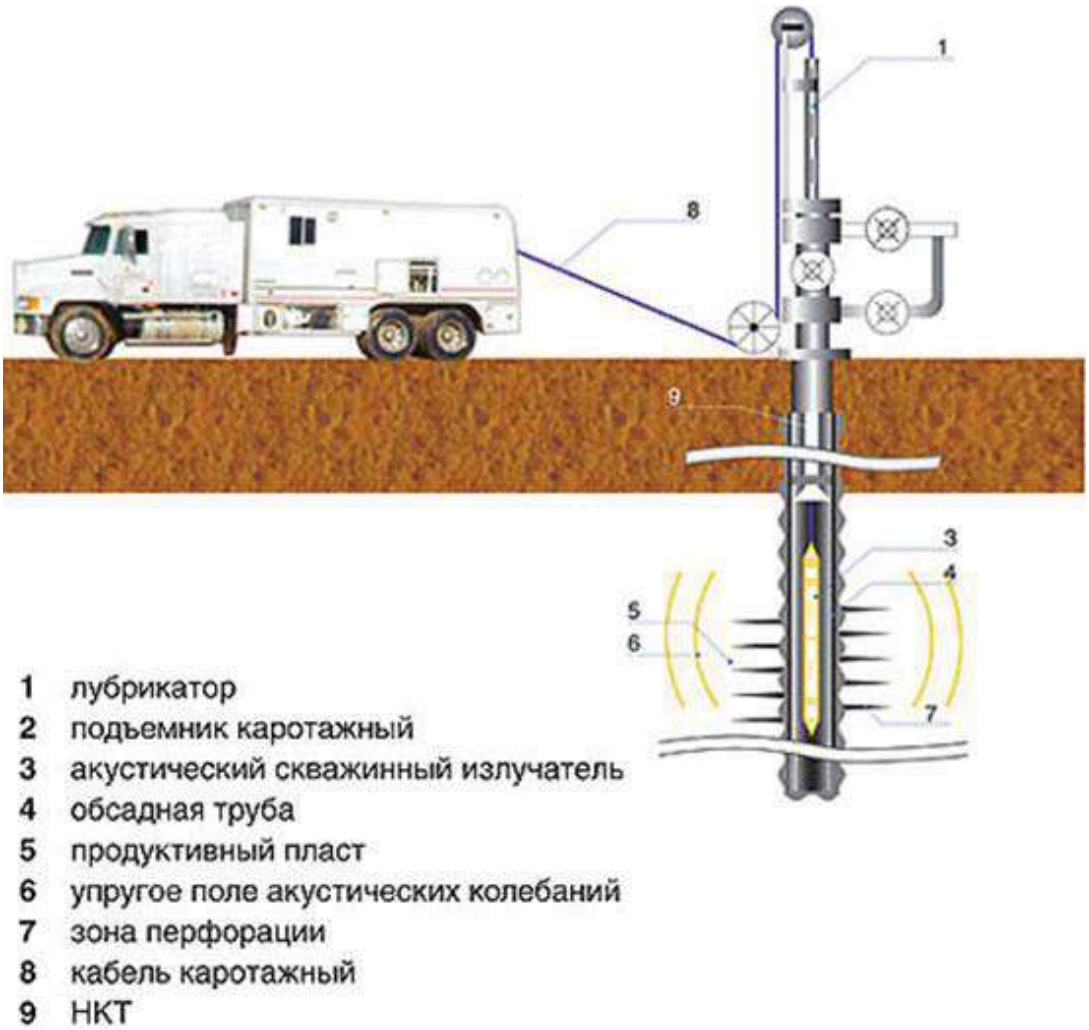


Рис. 9.3. Акустична обробка свердловин.

Опис (конструкція) технології (устаткування), принцип дії (Рис.):

Технологія акустичної обробки свердловин заснована на перетворенні електричної енергії змінного струму в енергію пружних хвиль з частотою коливань 20 кГц в інтервалі перфорації свердловини. При взаємодії акустичного поля з гірськими породами досягається: збільшення їх проникності завдяки змінам структури пустотного простору; руйнування мінеральних солеотложеній; акустична дегазація і зниження в'язкості нафти; залучення в розробку нізкопроніцаемих і закольматірованних пропластков порід продуктивного пласта. Збільшення видобування нафти обумовлено порушенням зв'язку структурного каркаса псевдокрісталлов парафіну та інших високомолекулярних вуглеводнів зі стінками пір під впливом інтенсивного акустичного поля.

Комплект апаратури складається з наземного ультразвукового генератора та свердловинних приладів діаметром Ø 42 мм та Ø 102 мм. Ультразвуковий генератор виконаний в вібро, пило-, вологозахищеного корпусі, що дозволяє використовувати його в польових умовах. Свердловинні прилади з електроакустичними перетворювачами опускаються в привибійну зону свердловини за допомогою геофізичного кабелю. Кожен геоакустический комплекс має узгодження між генератором і випромінювачем, що дозволяє доставити максимум потужності на глибину до 5000 метрів. Застосування свердловинних приладів діаметром Ø 42 мм та Ø 102 мм визначається параметрами флюїду, пласта, конструкцій свердловини.

Під дією ультразвуку відбувається очищення каналів в пористому середовищі привибійної зони від відкладень парафінів і асфальтенів, механічних частинок і т.д. У процесі впливу відбувається десорбція кольматанта в пласті, а при наявності депресії - винос його в свердловину. Потужний ультразвук знижує в'язкість нафти, що дозволяє легко видаляти зруйнований кольматант.

Переваги: час обробки однієї свердловини близько 8 годин; застосування мобільної малогабаритної апаратури; збереження цілісності експлуатаційної колони і цементного кільця за нею; технічно, фізіологічно і екологічно безпечний процес впливу;

успішність обробки досягає 85-90%; збільшення дебіту свердловин на 40-60%; тривалість ефекту від 3 до 12 місяців.

Недоліки: мала глибина акустичного і термічного впливів на нафтовий пласт; пристрій складний у виготовленні і внаслідок цього недостатньо надійний в експлуатації.

Для акустичної обробки в першу чергу рекомендується вибирати свердловини при зниженні продуктивності в процесі експлуатації більш ніж на 30%, фільтраційної неоднорідності по потужності пласта, відсутності заколонних перетоків в свердловині, наявності перемичок потужністю понад 1 м, які поділяють інтервал перфорації від водонасиченого пласта.

Досвід застосування: Технологія акустичного впливу на свердловину проходила промислове тестування з травня 2008 на родовищі Грін Рівер (США) на 3-х свердловинах. Результат: відновлення ефективної проникності родовища, підвищення рухливості неочищеної сирої нафти за рахунок значного зниження її в'язкості. Нафтовидобуток в певних свердловинах збільшився більш ніж на 1000%.

У 2006-2009 застосовувалася в Росії на ряді родовищ. Результат: подвоєний дебіт по нафті.

АЗОТНО-ІМПУЛЬСНА ОБРОБКА НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

Інтернет-ресурси: https://www.youtube.com/watch?v=ay0XXXKdrzI ТЕГАС https://www.youtube.com/watch?v=ay0XXXKdrzI - повышение нефтеотдачи пластов путём поднятия внутрипластового давления газообразным азотом 3.4 хв https://www.youtube.com/watch?v=ay0XXXKdrzI&ab_channel=%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9%D0%BA%D0%BE%D0%BC%D0%BF%D1%80%D0%B5%D1%81%D1%81%D0%BE%D1%80%D0%BD%D1%8B%D0%B9%D0%B7%D0%B0%D0%B2%D0%BE%D0%B4 4 хв.

Азотно-імпульсна обробка нафтових свердловин призначена для збільшення нафтовидобутку шляхом вибіркового впливу імпульсами тиску, які створюють газогенератори, на локальні ділянки найбільшої нафтонасиченності в інтервалі перфорації свердловини. Ефект досягається за рахунок відновлення фільтраційних властивостей присвердловинної зони. Імпульси

тиску руйнують кольматаційні утворення, збільшуючи проникність присвердловинної зони.

Областю застосування технології є низько дебітні і простоюючі свердловини. Азотно-імпульсна обробка може бути використана і для підвищення продуктивності діючих свердловин при регламентній заміні заглибного устаткування, а також для збільшення дебіту нагнітальних свердловин.

Газогенератори заряджаються азотом до тиску 100 атм. Комплект заглибних газогенераторів для п'яти- і шестидюймової обсадної колони встановлюють в інтервалі обробки пласта. В ході обробки протягом 1,0-1,5 метра уздовж стовбура свердловини генеруються імпульси тиску до 120,0-150,0 МПа. При цьому залежно від стану зони обробки регулюються параметри імпульсного впливу по амплітуді, частоті і тривалості імпульсів. Час обробки свердловини не перевищує 24 годин. Весь комплекс устаткування змонтований в автомобілі підвищеної прохідності «Урал».

На родовищах компанії «ЮКОС» успішність обробок 50 свердловин склала 90%, в середньому їх дебіт зріс в 3,7 раза, а кількість відібраної нафти на одній свердловині збільшилося на 510 т.

ОБ'ЄМНИЙ ХВИЛЬОВИЙ ВПЛИВ НА НАФТОВЕ РОДОВИЩЕ

Інтернет-ресурси: https://www.youtube.com/watch?v=7YTe3daetzo https://www.youtube.com/watch?v=7YTe3daetzo Видеофильм ОАО АНК БАШНЕФТЬ "Освоение скважин с использованием волновых технологий" 10 хв.

Об'ємний хвильовий вплив на нафтове родовище застосовується для збільшення нафтовидобутку. При цьому на поверхні родовища нафти спеціальним чином створюються монохроматичні коливання певної амплітуди, що поширюються в вигляді конуса від поверхні до нафтового пласта, охоплюючи об'єм в зоні радіусом 1.5-5 км від епіцентру впливу. Технологія призначена для інтенсифікації видобутку нафти і підвищення нафтовіддачі неоднорідних продуктивних пластів з карбонатними і теригенними колекторами різної проникності (теригенні — колектори, представлені породами різного мінерального складу з різним

ступенем глинястості, з різним складом і характером цементуючих речовин). Застосовується на різних стадіях експлуатації родовищ при виробленості запасів і обводнення не більше 70%. Радіус зони впливу від одного віброджерела становить 3 км при глибині залягання продуктивних пластів 2,5 −3 км.

Технологія створює об'ємний характер впливу на нафтовий поклад і забезпечує інтенсифікацію видобутку за рахунок ряду факторів, кожен з яких або в поєднанні один з одним може переважати в певних геолого-технічних умовах, сприяючи видобутку додаткової нафти. До таких факторів при розробці пластів заводненим відносяться: зміна в'язкості нафти і фазової проникності колектора для нафти і води, прискорення гравітаційної сегрегації залишкової нафти (гравітаційне відділення в поровому просторі нафти від породи при різного виду впливах), активізація систем макротріщин за рахунок вібрації і зрушення блоків, дегазація з витісненням нафти газом з тупикових пор, залучення в розробку обтічних водою нафтових цілікіів (невироблені зони продуктивного пласта із скрученими порами).

В результаті такого роду комплексного впливу відбувається зниження впливу зональної і пошарової неоднорідності на віддачу продуктивних пластів, поліпшується охоплення родовища розробкою, знижується обводненість при поліпшенні фізико-хімічних властивостей нафти. Тривалість дії на поклад в циклі — до року і більше.

Для генерації хвильових коливань використовуються серійні вібродженела, генеруючі коливання з частотою 8-18 Гц. Кількість вібродженел на одному родовищі вибирається залежно від необхідної площі охоплення родовища або його ділянки. Технологія ефективно застосовувалася в теригенних і карбонатних колекторах на 7 родовищах. В зоні впливу знаходилося 205 свердловин, з яких в середньому реагувало на вплив 75,6%. При цьому видобуток нафти збільшилася в середньому на 33,5%.

ВІБРОХВИЛЬОВИЙ ВПЛИВ НА ПОРОДИ ПРОДУКТИВНОГО НАФТОВОГО ПЛАСТА

Віброхвильовий вплив на породи продуктивного нафтового пласта — застосовується для підвищення нафтовидобутку свердловин.

Віброхвильовий вплив на породи продуктивного нафтового пласта створюється при роботі штангового насоса, що впирається в зумпф (відстійник, внутрішній простір свердловини, розташований нижче інтервалу перфорації) через спеціальний хвостовик і колону труб. В результаті впливів в масиві формуються хвилі пружних деформацій, які поширюються на великі відстані від свердловини і забезпечують отримання значних ефектів, як у самій збуджуваній свердловині, так і в свердловинах, розташованих в радіусі 2-2,5 км від неї. Інфра-низькочастотні пружні коливання формують в пласті зону розміцнення, що покращує його фільтраційні характеристики.

Строго необхідною умовою реалізації технології є визначення і дотримання технологічних і технічних параметрів, що забезпечують можливість параметричного резонансу на одній з частот, кратній частоті роботи штангового насоса в системі насос — опорна колона — порода зумпфа.

Технологія ефективно реалізується при виконанні наступних умов: виробка запасів родовища не повинна бути більше 50 −70%, обводненість — 60-80%, наявність в центрі ділянки з радіусом 2 — 2,5 км хоча б однієї свердловини, обладнаної штанговим насосом для відбору нафти, для використання її як збуджувача. Обмежень за літологічним складом колектора, властивостями нафти, пластовому тиску і температурі не існує. На 8 родовищах нафти, включаючи Самотлорське, в радіусі впливу позитивний ефект фіксувався в 75% видобувних свердловин, в інших 25% дебіт знижувався або не змінювався. Збільшення загального видобутку досягало 20-30%.

РЕАГЕНТНО-ГІДРОІМПУЛЬСНА ВІБРОСТРУМИННА ОБРОБКА НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

Реагентно-гідроімпульсна вібростру минна обробка нафтових свердловин — спосіб збільшення нафтовидобутку свердловин.

Технологія реалізується за допомогою вібростру минного декольмататора, що руйнує кольматаційні утворення закачуванням в привибійну зону кислот або інших реагентів шляхом багаторазових гідравлічних ударів і виносу на поверхню продуктів реакції. Пристрій дозволяє виробляти кілька циклів впливу (закачування і виклику припливу) за одну спускоподіймальну

операцію. При цьому в кожному новому циклі збільшується радіус обробки, і нова порція реагенту впливає на наступний шар.

Принцип роботи декольмататора заснований на тому, що в підпакерному просторі в інтервалі перфорації періодично створюється імпульсний надлишковий тиск, при якому в пласт подається чергова порція реагенту (підпакерний простір — внутрішній об'єм свердловини, розташований під пакером — ущільнювальним елементом, що створює герметичний контакт труби з колектором).

Процес відбувається в режимі гідроудару, що полегшує проникнення реагенту в пористе середовище, призводить до руйнування кольматанта і підвищує ефективність впливу. Величина імпульсу тиску може варіюватися в межах 2,0-10,0 МПа. Потім без проведення спускопідіймальних операцій і без заміни підземного обладнання проводиться запуск струминного насоса і здійснюється винесення продуктів руйнування і відпрацьованого реагента з пласта.

Технологія призначена для комбінованої обробки свердловин в низькопроникних високоглинистих колекторах, а також колекторах середньої і навіть високої проникності, фільтраційні характеристики яких значно — на порядок і більше — знижені в процесі буріння, первинного розкриття пласта або експлуатації свердловини.

У період з 2002-го по 2006 рік обробка привибійної зони пласта цим способом проведена на 17 свердловинах. Коефіцієнти їх продуктивності зросли в 2,3-5,9 разів. Приріст дебітів нафти в середньому склали 8,4 т / добу. Додатковий видобуток нафти склав у середньому 1129 т на свердловино-обробку, що в 3 рази перевищує результати традиційної обробки привибійної (перфорованої присвердловинної) зони.

ВНУТРІШНЬОПЛАСТОВИЙ ВИБУХ

Продуктивний пласт можна розкрити внутрішньопластовим вибухом, при якому вибухові речовини нагнітаються в породний массив енергією самого вибуху (рис.). Для цього свердловина заповнюється необхідним об'ємом вибухової речовини, герметизується цементною пробкою, і заряд у верхній частині запалюється (схема I). Тут створюється високий тиск від утворених

порохових газів, які ін'єктують у продуктивний пласт частину вибухових речовин, розташованих у межах продуктивної зони. При поширенні фронту горіння вздовж пластової ділянки свердловини починають займатися і ін'єктуватись у пласт вибуховими речовинами, посилюючи при цьому розрив пласта (схема II). У разі недостатнього тиску газу в зоні горіння передбачається допоміжне руйнування привибійної зони зарядом бризантної дії, який відділяється від основного інертним заповнювачем. Додатковий заряд вибухових речовин забезпечує в початковий період горіння розрив пласта з утворенням розкритих тріщин.

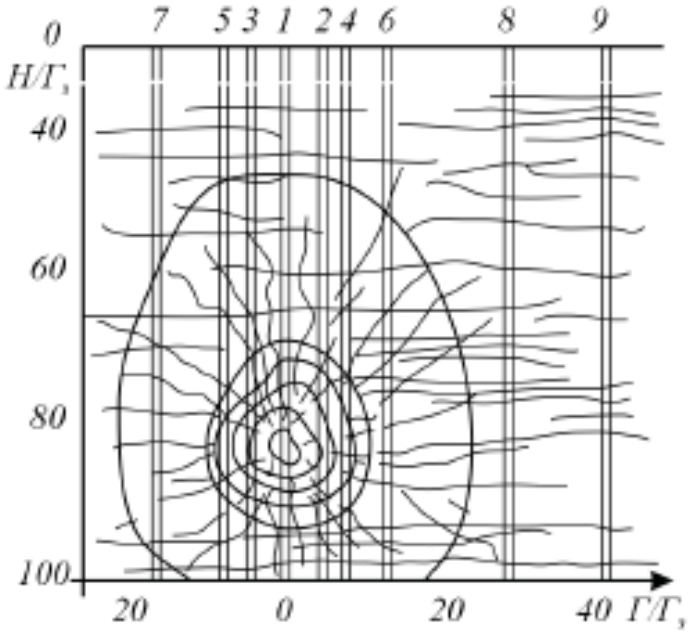


Рис. 9.4. Схема підвищення проникності гірських порід при підземному вибуху

На рис. (схема III) показаний ефективний метод створення розгалужених тріщин утворенням вибухових речовин безпосередньо у зоні вибуху за допомогою хімічних реакцій невибухових композицій з подальшим порушенням детонації цих речовин. Для цього частина свердловини в зоні пласта заповнюється реагентами (одним з них може бути вода, іншим – карбід кальцію, розміщений в капсулі, що вибухає відрізком детонуючого шнура). Після запалювання в зоні реакції ацетилену збільшується тиск і ацетилен нагнітається в тріщинно-поровий простір гірських порід. При досягненні тиску 2 – 4 МПа ацетилен детонує із значним виділенням теплоти, що посилює утворення тріщин.

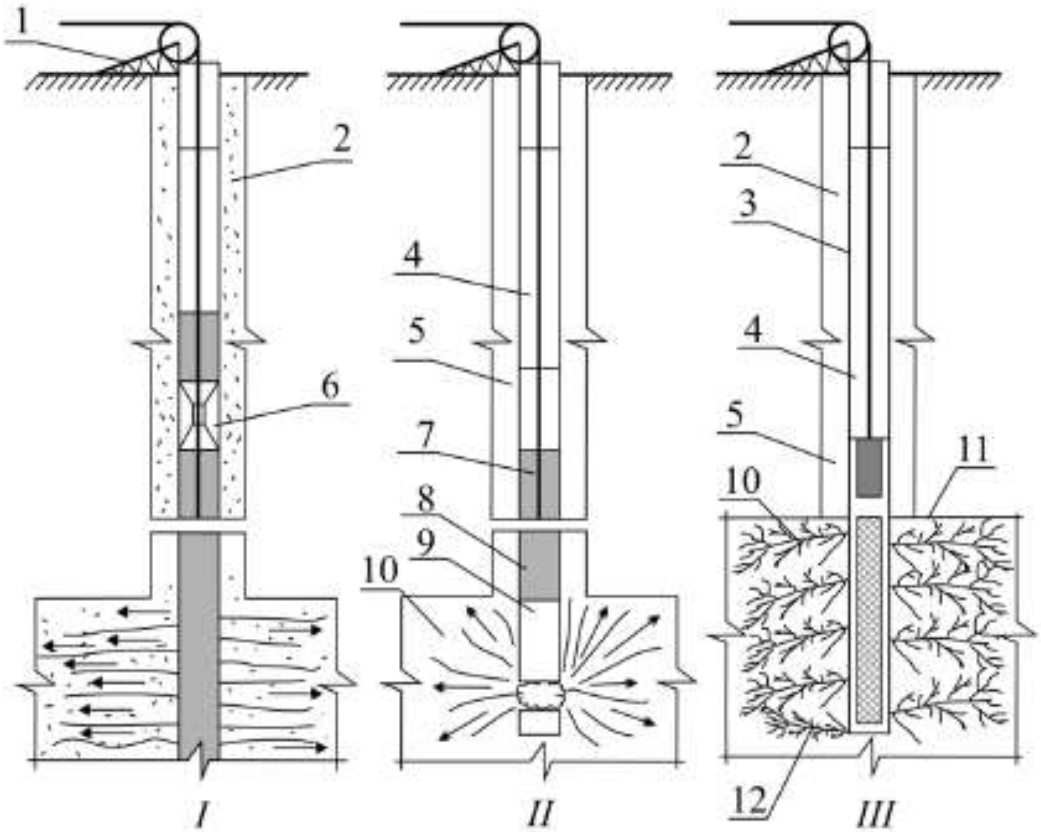


Рис. 9.5. Принципові схеми внутрішньопластових вибухів з використанням енергії заряду для ін'єктування ВР у продуктивний пласт: 1 – спускопідйомний механізм; 2 – тампонажний камінь; 3 – каротажний кабель; 4 – рідина, що знаходиться всередині свердловини; 5 – цементна пробка; 6 – зона горіння; 7 – основний заряд; 8 – інертна речовина; 9 – допоміжний заряд; 10 – продуктивний пласт; 11, 12 – реагенти

З поглибленням геотехнологічних робіт розміри зон утворення тріщин різко зменшуються. Наприклад, при використанні третинних методів нафто-газовидобутку на глибині 2 км зона подрібнення порід зменшується в 2 рази, а розміри (довжина) радіальних тріщин знижуються на 30 – 50%. При зниженні проникності пласта в процесі буріння виникнення тріщин за допомогою порохових газів найбільш ефективно на пластах, складених із вапняків, доломітів і пісковиків, коли пласт має низьку проникність у присвердловинній зоні в порівнянні з проникненням у віддаленій області. Не рекомендується застосування вибухів порохових генераторів тиску в пластах з рихлими відкладеннями і високою обводненістю. Після вибухів порохових зарядів необхідно додатково

обробити присвердловинну зону нагнітанням нагрітої рідини в пласті або закачати ПАР, соляну кислоту або аеровані суміші.

Контрольні питання

1. *Розкрийте тему:Реагентна обробка нафтових свердловин*
2. *Розкрийте тему:Акустична обробка нафтових свердловин*
3. *Розкрийте тему:Електрогідравлічна та електрична обробка нафтових свердловин*
4. *Розкрийте тему:Азотно-імпульсна обробка нафтових свердловин*
5. *Розкрийте тему:Об'ємний хвильовий вплив на нафтове родовище*
6. *Розкрийте тему: Віброхвильовий вплив на породи продуктивного нафтового пласта*
7. *Розкрийте тему:Реагентно-гідроімпульсна вібростуминна обробка нафтових свердловин*

Лекція 10.

Технологія підвищення вилучення із пластів нетрадиційних флюїдів

Лекція 10/1.

Видобування і переробка нетрадиційних нафт

План:

1. Видобування і переробка густих (бітумінозних) нафт. Нагрів нафти у покладі, вилучення густих нафт свердловинним методом.
2. Видобування і переробка нафтоносних пісків.
3. Видобування природних бітумів.

Інтернет-ресурси:
https://www.facebook.com/groups/866495553505940/?multi_permalinks=914917105330451&notif_id=1506754515481532&notif_t=group_activity ШАХТНЫЙ СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ- Ярегське (Ярегенське) родовище 13 хв

https://www.youtube.com/watch?v=oFRQRpLnV6g Канада. Альберта. 47 с.
https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D0%B0%D1%80%D0%BE%D0%B3%D1%80%D0%B0%D0%B2%D1%96%D1%82%D0%B0%D1%86%D1%96%D0%B9%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D0%B4%D1%80%D0%B5%D0%BD%D0%B0%D0%B6 гравітаційний дренаж

ВИЗНАЧЕННЯ, ХАРАКТЕРИСТИКИ І ЗАПАСИ ВАЖКОЇ НАФТИ

За оцінками вчених легка нафта скінчиться вже в першій половині цього століття. У країнах, що не входять в ОПЕК, вона скінчиться ще раніше - через 20-25 років. Але в цілому нафтові запаси ще далекі від виснаження. У надрах є величезні запаси важкої або, як її ще називають, бітумної нафти.

Поняття «важка нафта» не має однозначного визначення. У різних країнах до цієї групи входять нафти, що характеризуються різною густиною і в'язкістю. До важкої нафти відносяться арабська нафта густиною 0,8927 г/см^3 і іранська нафта густиною 0,8703 г/см^3. У Канаді термін «важка нафта» вживається звичайно для позначення малорухомої і в'язкої нафти густиною понад 0,934 г/см^3.

У 1987 році на XII Світовому нафтовому конгресі в м. Х'юстон була прийнята загальна схема класифікації нафт і природних бітумів:

- легкі нафти - з густиною менше 870,3 кг / м ^{3};

- середні нафти - 870,3-920,0 кг / м ³;

- важкі нафти - 920,0-1000 кг / м ³;

- надважкі нафти - більше 1000 кг / м ³ при в'язкості менш 10 000 мПа · с;

- природні бітуми - більше 1000 кг / м ³ при в'язкості понад 10 000 мПа · с.

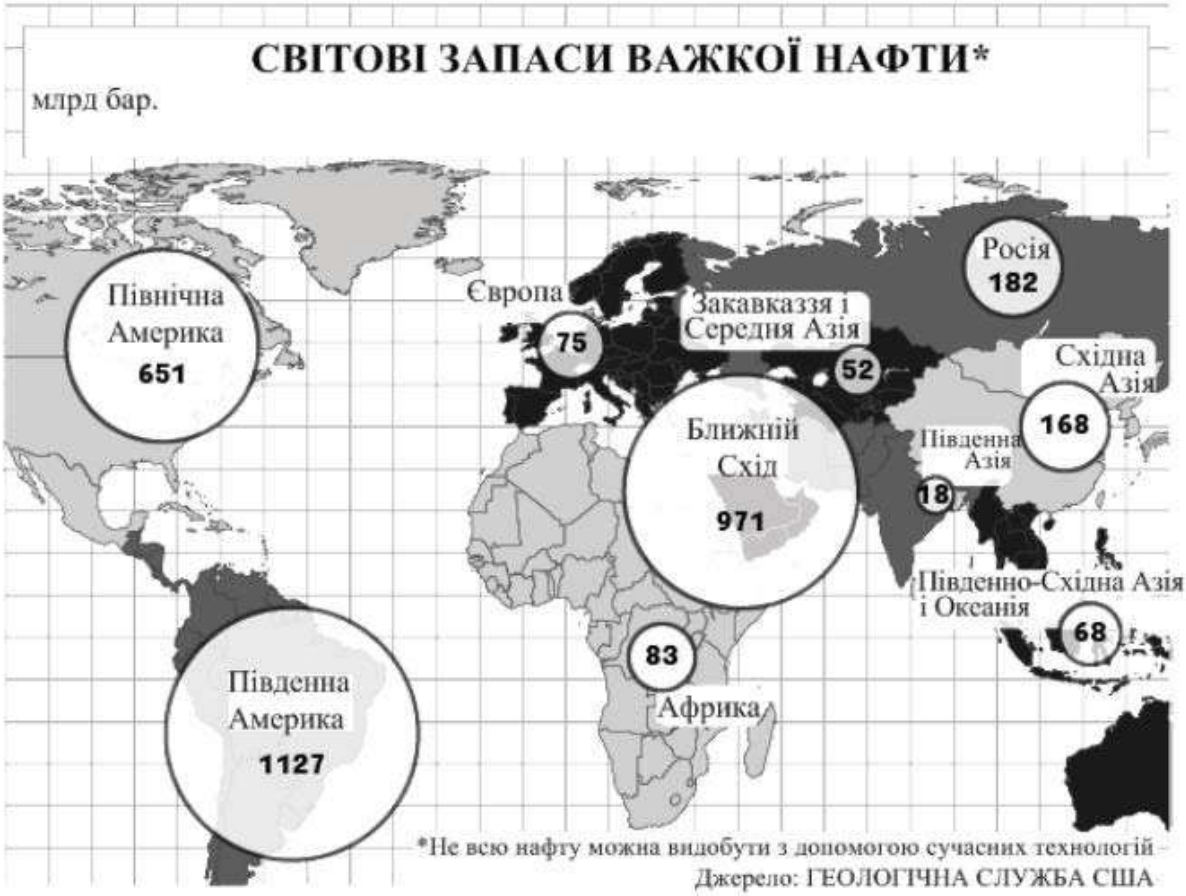


Рис. 10.1. За даними експертів, світові запаси важкої нафти становлять понад 810 млрд тонн.

ВИДОБУВАННЯ І ПЕРЕРОБКА БІТУМІНОЗНИХ НАФТ

Видобування високов'язких нафт ведеться, як правило, із застосуванням термічних процесів інтенсифікації свердловинних геотехнологій.

Крім того, видобування високов'язких нафт ведуть відкритим і шахтним способами. Перспективним є шахтне видобування важких нафт з раніше відпрацьованих свердловинами родовищ.

Шахтна розробка нафтових родовищ – спосіб видобутку нафти або нафтонасиченої породи з нафтового пласта-колектора за допомогою підземних гірничих виробок або підземних свердловин, споруджених у

нафтовій шахті. Застосовується для розробки покладів з високов'язкими нафтами (природними бітумами), а також неоднорідних енергетично виснажених покладів нафти сер. в'язкості.

Історія

Спосіб відомий з XVIII ст. У різний час він досягав пром. масштабів на родовищах Пешельбронн (Франція), Вітце і Гайде (Німеччина), Кимпіна і Сара-те-Монтеору (Румунія), Хагісіяма (Японія), Керн-Рівер і Норт-Тісдейл (США). Він використовувався також на нафт. родов. Австрії, Чехословаччини, Польщі, Канади, РФ і інш. країн. На Кавказі видобуток нафти шахтами здійснювався на Уйташському родовищі в Дагестані. Найбільший досвід Ш.р.н.р. накопичено на Ярегському родовищі в Росії (Комі), де з 1939 ведеться промислова розробка покладів (єдині на сьогодні промислові нафтові шахти в світі).

Нафтова шахта

Нафтова шахта включає в себе об’єкти: надшахтовий комплекс будівель та споруд (надшахтові будівлі підземного та вентиляційних стовбурів, піднімальні устаткування, адміністративно-побутовий комбінат, компресорну, котельну, ремонтно-механічну майстерню, вентиляційну та ін.); піднімальний та вентиляційний стовбури; навколостовбурний двір з камерами центрального водовідливу, центральної підземної підстанції, складу вибухових матеріалів, центральної нафтопастки з ємностями для збирання видобувної рідини та насосної станції; електровозне депо з камерою протипожежного поїзду, камеру очищення вагонеток, вантажну та порожнякову виробку, комплекс гірничих виробок з насосними камерами для подачі напірної води на бурові верстати, збору, транспортування нафти та буріння свердловин; інженерної мережі електропостачання, зв’язку та сигналізації, теплопостачання, паро- та водопостачання, каналізації, постачання стиснутого повітря, автомобільні дороги та під’їзди. Ш.р.н.р. здійснюється за допомогою очисних, дренажних або комбінованих систем розробки. При очисній системі нафтонасичена порода відбивається (руйнується), як правило, за допомогою буропідривних робіт, вантажиться у вибої вантажними машинами на засоби підземного транспорту і через шахтний стовбур видається на поверхню, де переробляється на спец. установках з виділенням нафтових фракцій. При цьому можливе комплексне використання сировини, оскільки вмісні породи продуктивного

пласта після виділення нафтових фракцій можуть бути використані як буд. матеріал, сировина для хім. промисловості і т.п.

При дренажній системі нафта вилучається за допомогою бурових свердловин, пробурених із заздалегідь пройдених гірничих виробок. Застосовується в тих випадках, коли природна вуглеводнева сировина знаходиться або в рухливому (текучому) стані, або може бути приведена в такий стан штучно - термічним впливом на продуктивний пласт. Тому розрізнюють системи природної шахтної розробки, коли дренажна розробка здійснюється при використанні природної енергії пласта, і термічної шахтної (термошахтної) розробки, коли розробка проводиться з впливом на пласт парою, гарячим газом (повітрям), гарячою водою і інш. теплоносіями.

При найбільш поширеній двогоризонтній термошахтній розробці з надпластового горизонту через вертикальні і похилі нагнітальні свердловини закачують в продуктивний пласт теплоносій (напр., пару), а відбір нафти здійснюють з добувних свердловин, пробурених з розташованої в пласті добувної галереї. Видобута нафта насосами подається на поверхню.

Перспективними за геол.-техн. умовами для Ш.р.н.р. є декілька десятків родовищ високов'язких нафт і природних бітумів в Татарії, Казахстані, Узбекистані, Азербайджані, Ічкерії, а також в Канаді, Венесуелі, США, Кувейті і інш.

ВИДОБУВАННЯ І ПЕРЕРОБКА НАФТОНОСНИХ ПІСКІВ

Нафтоносні піски, бітумінозні піски (англ. *oil sands, oil-bearing sands, bituminous sands*, нім.*erdölführender Sand m*) – піски, які мають промислово значимі вмісти нафти. За оцінками експертів, нафтоносні піски і сланці світу можуть містити декілька трильйонів барелів нафти.

Натуральні бітумні відклади є у багатьох країнах, але, зокрема, знаходяться в надзвичайно великих кількостях у Канаді. Інші великі запаси знаходяться в Казахстані, Росії та Венесуелі. Оцінені в усьому світі родовища нафти складають більше 2 трильйонів барелів (320 млрд куб. м).

Великі їх запаси є в Канаді (бл. 300 млрд барелів – більше, ніж запаси традиційної нафти у Саудівській Аравії, див. Нафтоносні піски Атабаски), Австралії (у нафтових сланцях – бл. 28 млрд барелів), є поклади в Естонії, Швеції, США, Китаї та ін. країнах. Масштабні розробки цих пісків здійснюються в Канаді (фірма Suncor Energy).

Кар'єрний метод розробки нафтових родовищ — розробка нафтового покладу, яка передбачає видобування нафтонасиченої або бітумінозної породи і здійснюється в нафтовому кар'єрі в один або декілька уступів розрізу з допомогою відкритих гірничих виробок. Практикується в ряді країн світу, зокрема Канаді. Видобуток нафти кар'єрним методом зростає.

Технологія видобутку і вилучення нафти з пісків

Технологія видобутку і вилучення нафти з пісків включає такі операції: екскаваторний видобуток пісків у нафтовому кар'єрі – подрібнення вихідної гірничої маси – транспорт (конвеєр або трубопровід) на завод – обробка подрібненого матеріалу гарячою водою і водяною парою в обертових барабанах – гравітаційна сепарація (спливання) нафтових фракцій – розчинення бітуму лігроїном – центрифугування продукту для вилучення залишків води та мінералів – температурна перегонка нафтових фракцій. За цією технологією одержують лігроїн, гас, газойль, нафтовий кокс та відходи (вода з піском). Відходи направляють у штучні водоймища – відстійники, де піскова фракція осідає, а воду використовують повторно.

Цікаво, що перша ефективна технологія переробки нафтових пісків запропонована на початку XX ст. Карлом Кларком і полягала в тому, що нафтовий пісок, видобутий кар'єрним способом, змішують з гарячою водою або в спеціальному барабані, або безпосередньо в трубопроводі. Крапельки нафти (бітуму) при цьому відокремлюються від мінеральних часток піску і прикріплюються до невеликих повітряним бульбашок, які допомагають їм перемістити в верхню частину суміші. Потім вся ця маса розміщується в спеціальних розділових посудинах, де насичена бітумом піна просто відкачується з поверхні рідини. Піна містить близько 65 відсотків нафти, 25 відсотків води і 10 відсотків твердих частинок.

Зазвичай таким методом вдається витягти 88-95 відсотків нафти, що міститься в нафтовому піску, що робить цей метод досить ефективним.

Відомі також окремі вітчизняні роботи по екстракції нафти з нафтоносних пісків.

Рис. 10.2. Видобування природних бітумів у Канаді

http://megapredmet.ru/1-53017.html **Методи розробки природних бітумів (текст, схеми, рисунки)**

Термін «бітум» використовується в різних значеннях. Під цим терміном розуміється ціла гама твердих, в'язких і рідких природних і штучних і органічнихсполук – нафта та її похідні, продукти переробки нафти, горючих сланців, вугілля і т.п. Сюди відносяться також природні суміші та концентратиасфальто-смолистих компонентів нафти з тією або іншою часткою газоподібних вуглеводнів. Зазвичай бітуми містять до 45% сірки, можуть містити також невелику кількість розчиненого метану і домішки сульфідів: їх густина 0,96 – 1,03 г/см^3.

Природні бітуми - окиснені високов'язкі, щільні нафти рідкої, напіврідкої і твердої консистенції з високим вмістом сірки, масел, смол і асфальтенів. Відрізняються великим вмістом ванадію, нікелю, молібдену і значно меншим (до 25%) вмістом бензинових і дизельних фракцій. Зазвичай, коли говорять про важкої нафти, мають на увазі як важку нафту, так і надважку нафту. І часто природні бітуми в тому числі.

Видобуток природних бітумів - термічний процес видобування важких вуглеводнів.

Актуальність видобування бітумів обумовлена тим, що близько 2/3 видобувних запасів «нетрадиційних» вуглеводнів складають бітуми, аналогом яких є важка нафта. Геологічні ресурси природних бітумів на порядок перевищують видобувні запаси важкої нафти.

Для розробки таких родовищ застосовують новітні теплові методи, що перевершують за ефективністю застосовувані для вилучення важкої нафти технології паротеплової дії. Наприклад, одним з таких методів є парогравітаційний дренаж (SAGD).

Парогравітаційний дренаж – ефективний термічний спосіб видобутку важкої нафти і природних бітумів (Рис. 10.3.). https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D0%B0%D1%80%D0%BE%D0%B3%D1%80%D0%B0%D0%B2%D1%96%D1%82%D0%B0%D1%86%D1%96%D0%B9%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D0%B4%D1%80%D0%B5%D0%BD%D0%B0%D0%B6

Технологія передбачає буріння двох горизонтальних свердловин, розташованих паралельно одна над іншою, через нафтонасичену товщу

поблизу підошви пласта. Верхня горизонтальна свердловина нагнітає пару в пласт бітуму. В результаті створюється високотемпературна паронасичена область (камера).

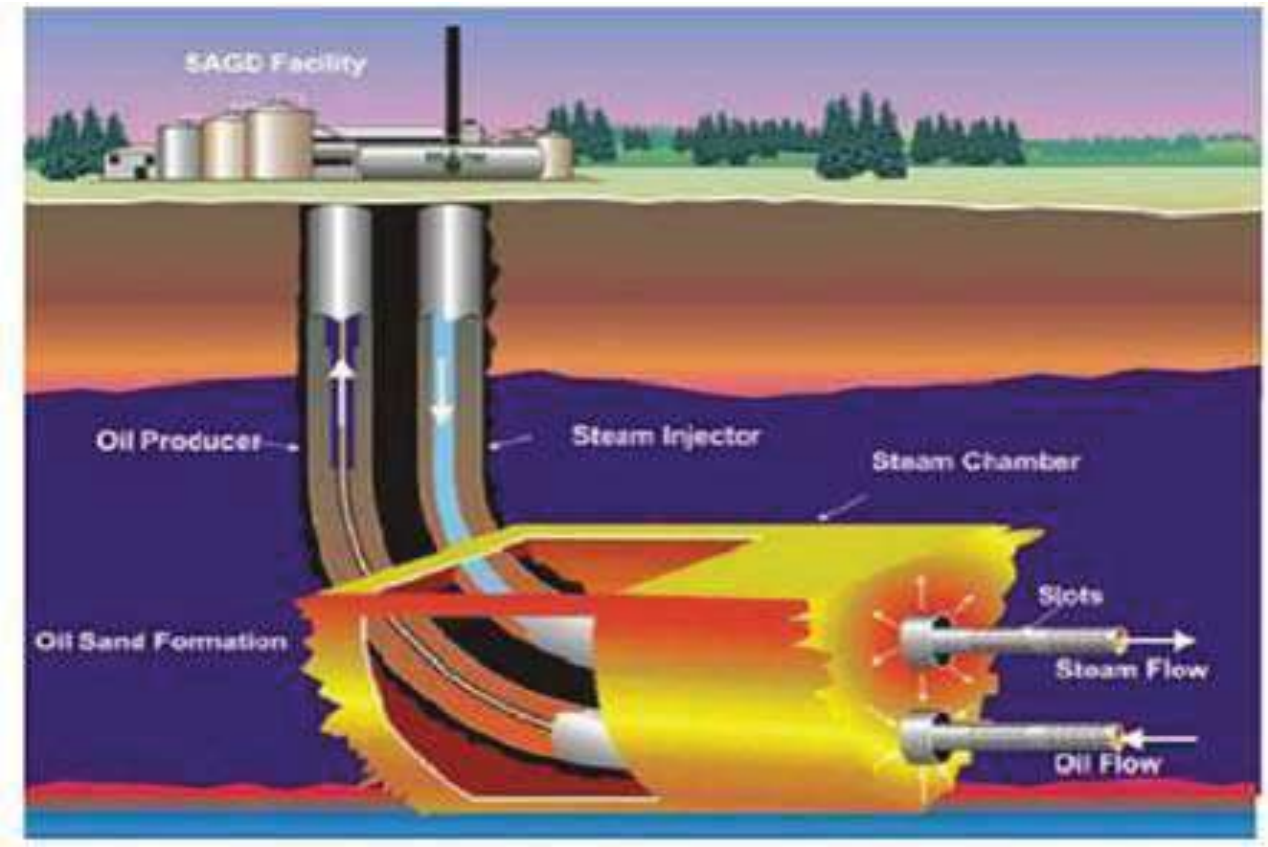


Рис. 10.3.– Парогравітаційний дренаж (SAGD)

Процес парогравітаційного друнажа включає стадії:

- 1) передпрогрівання (декілька місяців) - проводиться шляхом циркуляції пари в обох свердловинах. При цьому за рахунок кондуктивного перенесення тепла здійснюється розігрівання зони пласта між добувною і нагнітальною свердловинами, знижується в'язкість нафти в цій зоні і, тим самим, забезпечується гідродинамічний зв'язок між свердловинами.
- 2) основна стадія видобування з утворенням "парової камери" - здійснюється шляхом нагнітання пари в нагнітальну свердловину. Закачувана парапіднімається до верхньої частини продуктивного пласта, створюючи парову камеру, що збільшується в розмірах. Між границею парової камери і холодної нафтонасиченої товщі постійно відбувається процес теплообміну, в результаті якого пара конденсується і разом з розігрітою нафтою флюїди (бітумно (нафто)-пароводяна суміш) стікають вниз до

добувної свердловини під дією сили тяжіння. Розширення парової камери вгору продовжується до тих пір, поки вона не досягне покрівлі пласта, а потім вона починає розширюватися в сторони. При цьому нафта завжди знаходиться у контакті з високотемпературною паровою камерою.

Таким чином, втрати тепла мінімальні, що робить цей спосіб розробки вигідним з економічної точки зору.

ПРИКЛАДИ ВИДОБУТКУ ВАЖКОЇ НАФТИ І БІТУМІВ

Коефіцієнт вилучення такої нафти при використанні первинних методів рідко досягає 10%, тому ефективна розробка її можлива лише з використанням теплоти або гарячих реагентів, тобто термічними методами.

Спроби видобувати важку нафту сьогодні ще поодинокі. Для прикладу, це - нафтова шахта в Республіці Комі, де нафту добувають шахтним способом з глибини 220 м. Або експериментальний видобуток важкої нафти, що йдуть під землю під кутом 45 ° свердловинами в Татарстані. Де одні свердловини нагнітають в нафтонасичений пласт пар температурою 200 ° С, інші, розташовані в пласті нижче, відкачують розігріту таким чином нафту на поверхню.

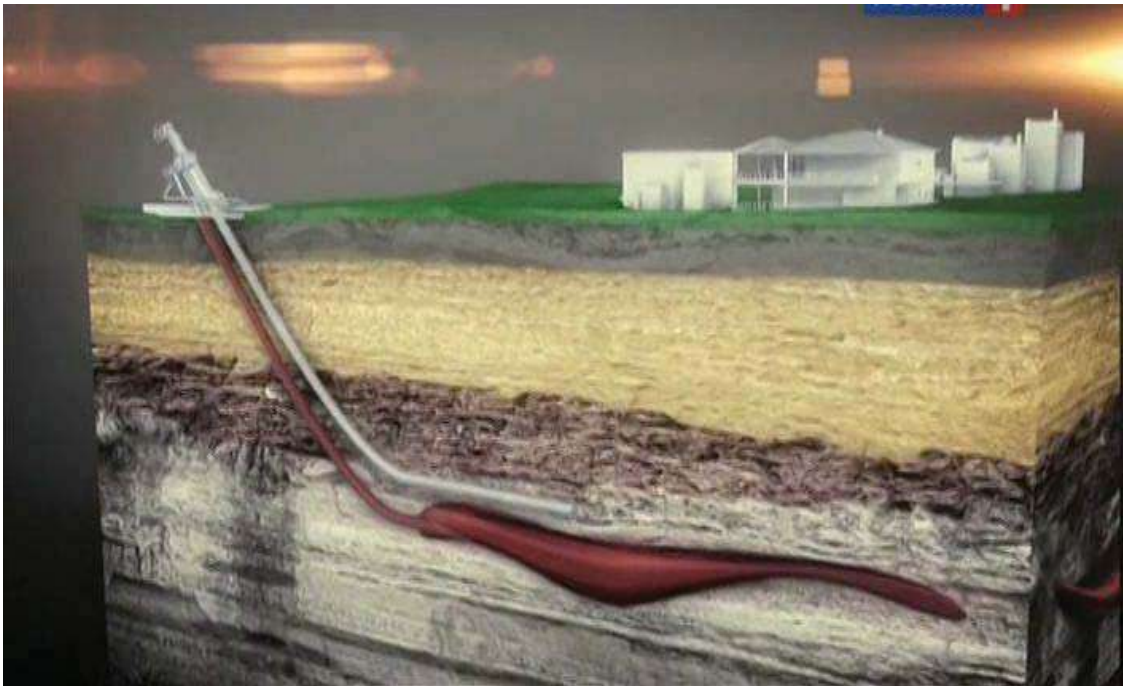


Рис. 10.4.– Парова технологія підігрівання в пласті https://www.youtube.com/watch?v=gC1A3U7-jEg 27 хв

Важкі вуглеводні можуть бути вилучені шахтною дренажною розробкою за допомогою свердловин чи дренажних каналів, проведених з підземних гірничих виробок і взаємодією на пласт теплотою. Така технологія реалізована в Росії на Ярегенському родовищі. П'ятдесят років тому нафтовики республіки Комі заклали поблизу Ухти на цьому родовищі першу в Росії нафтову шахту, потім ще дві. Ярегенське родовище було підготовлено для шахтної розробки з самого початку, тому що тут важка нафта має унікальну в'язкість і видобуток її з поверхні не перевищував 3 – 6%. Для цього з шахтних гірничих виробок бурятьвелику кількість свердловин з відстанню між ними 5 – 20 м. Така густа сіткасвердловин дозволяє ефективно дренувати родовища з високов'язкою і важкою нафтою.

Продуктивний пласт Ярегенського родовища (Рис.10.5.) потужністю 26 м, складений кварцовими пісковиками, залягає на глибині 200 м. Пористість пласта – 26%, середня проникність – 3,17 мкм, насиченість нафти – 87% за об'ємом, в'язкість нафти – 18000 МПа с, густина – 945 кг/м^3. В породах покрівлі пласта на певному горизонті проходить низка гірних виробок, з яких на нафтоносний пласт бурять похилі свердловини для нагнітання пари.

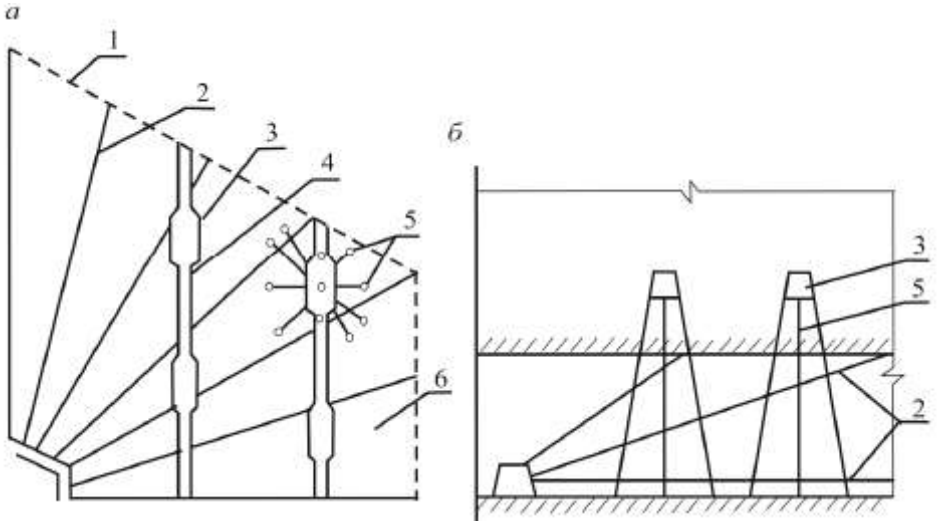


Рис.10.5. – Принципова схема двогоризонтної системи термошахтної розробки Ярегського родовища: а – план; б – розріз: 1 – умовна межа блоку; 2 – видобувна свердловина; 3 – бурова камера; 4 – штрек; 5 – нагнітальна свердловина; 6 – шахтний блок; 7 – видобувна галерея

Потім з надпластового горизонту в ґрунт пласта проходять спарені похилі виробки до кільцевих галерей. Зцих галерей радіально споруджують бурові, полого висхідні свердловини довжиною 160 – 250 м, якими зазвичай охоплюють площу близько 12 – 15 Га. Паропрогрів нафтового пласта здійснюють циклічним закачуванням пари в нагнітальні свердловини під тиском 2 – 4 МПа. Термошахтний спосіб видобутку в'язкої нафти на родовищі «Ярегенське» використовується вже понад 40 років. Працюють три шахти з охопленням ділянки пласта площею 220 Га. Видобуто понад 3,2 млн/т нафти. Поточна віддача нафти пластів становить 25 – 50% балансових запасів. Питома витрата пари 2,0 – 2,74 т/т. В нафтоносний пласт нагнітається 3,2 тис.т/добу пари і добувається 1,3 тис. т/ добу важкої нафти.

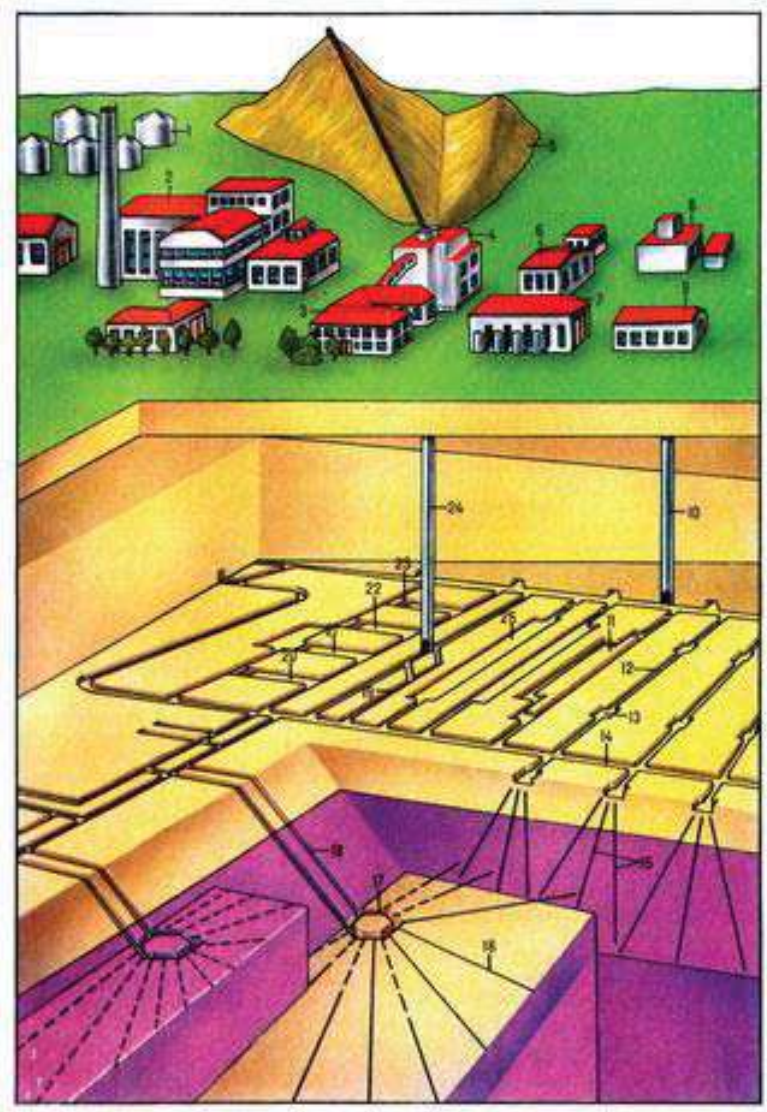


Рис. 10.6. – Комунікації нафтової шахти.

Недолік термошахтної розробки нафтових родовищ – необхідність працювати під землею, що зумовлює великі витрати на вентиляцію підземних гірничих виробок, безпечні умови праці та ін.

Контрольні питання

1. *Опишіть канадський спосіб видобування і вилучення важкої (бітумінозної) нафти в провінції Альберта.*
2. *Опишіть технологію парогравітаційного дренажу (SAGD)*
3. *Опишіть парову технологію підігрівання в'язкої нафти у пласті*
4. *Опишіть технологію шахтного видобування в'язких нафт. Наведіть приклади.*

Інтернет-ресурси

https://www.youtube.com/watch?v=ArlQtiUhK8c нафтова шахта 4 хв
https://www.youtube.com/watch?v=cD52GmmLJRI 13 хв

Лекція 10/2

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) і особливості його застосування для видобування нафт та природного газу. Екологія ГРП.

План:

1. Гідравлічний розрив пласта, техніка та технологія.
2. Особливості його застосування для видобування нафт та природного газу.
3. Екологічні аспекти ГРП.
4. Газодинамічний розрив пласта.

Гідравлічний розрив пласта (ГРП).

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) (або коротко «**фре́кінг**», від «англ. *fracking*») — це технологічний процес закачування рідкої суміші під тиском, достатнім для розкриття природних чи утворення штучних тріщин у продуктивному пласті (як правило, зі щільних порід) із подальшим закачуванням рідини (на водній або вуглеводневій основі, кислотні розчини тощо) із розклинювачем або без нього для створення високої пропускної здатності з метою отримання припливу пластових флюїдів у свердловину після закінчення процесу (Рис. 10.7-10.10).

Гідравлі́чний розри́в пласті́в передбачає нагнітання у породи великих кількостей води під великим тиском, що спричиняє тріщини у породі, а потім закачування суміші води та твердої речовини «пропанту» (дрібнозернистий пісок та невеликі кількості інших додатків, відомих як хімічні речовини для фрекінгу, які допомагають утримувати тріщини відкритими) у свердловину і через перфоратори в обсадженні у сланцеву породу для видобутку нетрадиційних видів викопного палива (таких як метан вугільних пластів, ущільнені пісковики та сланцевий флюїд) та для підвищення дебіту виснажених нафтових родовищ.

Гідравлічний тиск, створений закачуванням рідини у свердловину, достатній для того, щоб утворилися тріщини (фіссури) у резервуарі і сланцева порода розкололася на відстані 1000 м у кожний бік від сталевого трубопроводу, вивільняючи газ з порід та допомагаючи газу попасти у свердловину через численні

тріщини у породі та піднятися на поверхню. Зазвичай на проведенні ГРП та інших методів інтенсифікації нафтовидобутку спеціалізуються сервісні нафтові компанії (Halliburton, Schlumberger, BJ Services та ін.)

Технологія здійснення ГРП включає в себе закачування в свердловину за допомогою потужних насосних станцій рідини розриву. За допомогою сильного напору води створюють тріщини у гірських породах на глибині 1000 до 5000 метрів. Через ці шпарини газ може надходити у свердловину і підніматись нагору.
При бурінні однієї свердловини використовуються десятки тонн хімікатів, склад яких становить «комерційну таємницю».
Під час виконання гідравлічних розривів лише для однієї свердловини використовується від 9 000 до 29 000 м³ води.

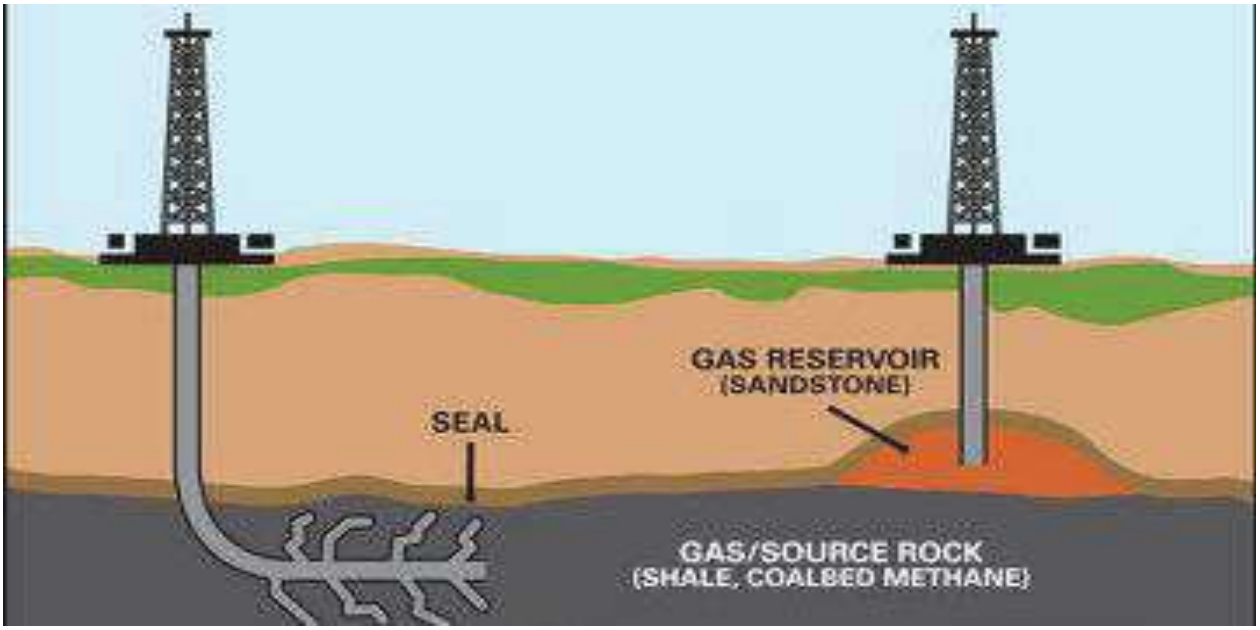


Рис. 10.7. – Загальна сзема ГРП (ліворуч) і традиційного видобування флюїду (праворуч).

Частина води (1 300 — 23 000 м³ води з однієї свердловини) потім повертається на поверхню. Ця вода містить хімічні речовини зі сланцевих порід: важкі метали, природні радіоактивні матеріали та різноманітні забруднюючі речовини, що використовуються при закачуванні, включаючи токсичні речовини.

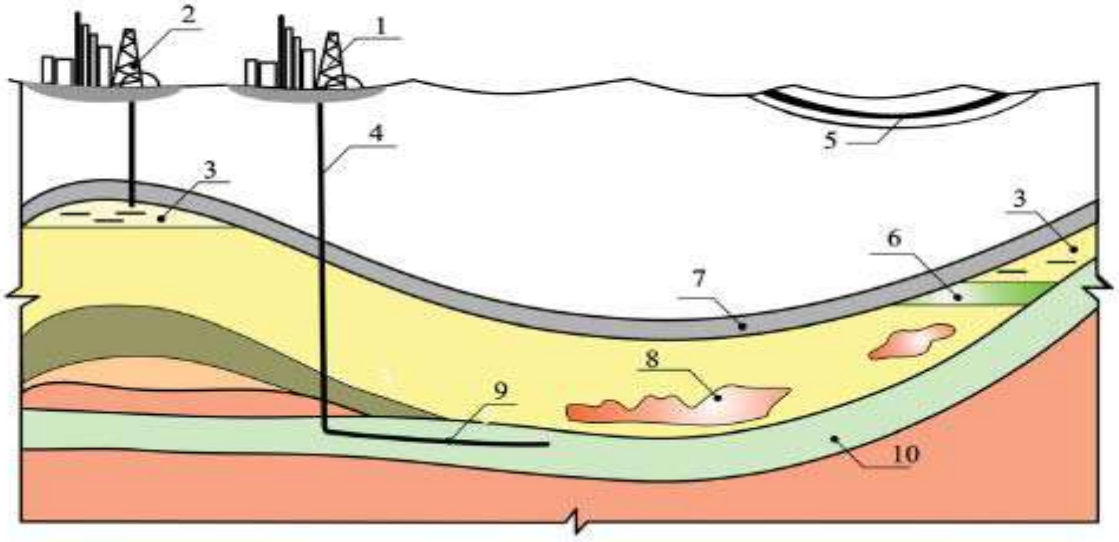


Рис 10.8 – Схема співвідношення родовищ газу і нафти традиційного і сланцевого типів: 1 – бурова установка по видобуванню сланцевого флюїду; 2 – бурова установка з видобування традиційного флюїду; 3 – флюїд; 4 – вертикальна свердловина; 5 – метан вугільних пластів; 6 – нафта; 7 – гірська порода; 8 – флюїд (газ, нафта) щільних пісковикових колекторів; 9 – горизонтальна свердловина по видобуванню сланцевого флюїду; 10 – сланцеві пласти

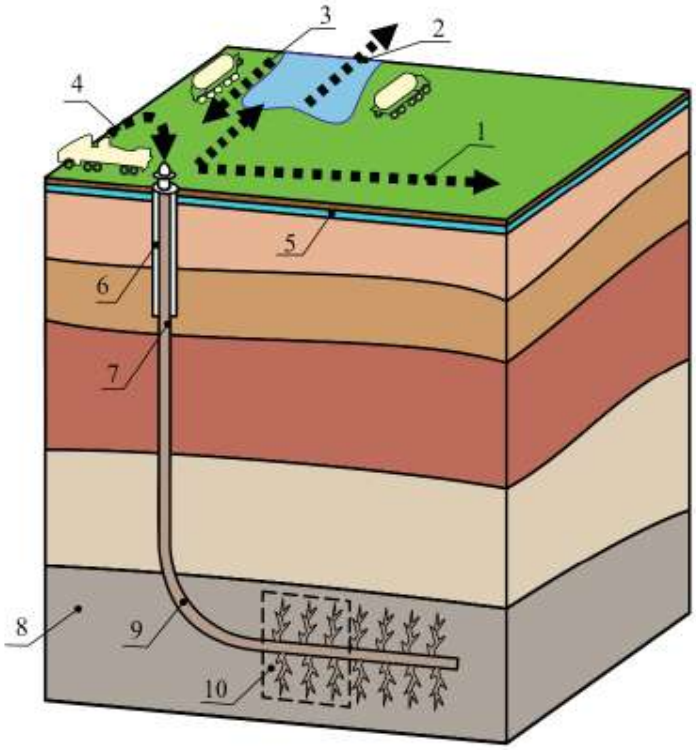


Рис. 10.9. – Технологія видобутку сланцьового флюїду: 1 – сланцевий флюїд; 2 – вода з свердловини; 3 – вода для гідравлічного розриву; 4 – насос для закачування піску, води і хімічних речовин; 5 – водоносний шар; 6 – сталева труба; 7 – цементна ізоляція; 8 – сланцева порода; 9 – перехід свердловини з вертикальної в горизонтальну; 10 – місце видобутку сланцевого флюїду

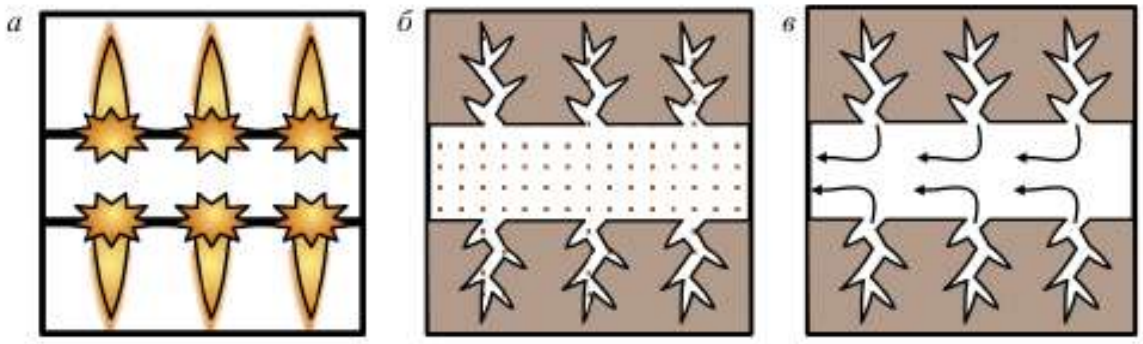


Рис. 10.10 – Схема підготовки і видобутку сланцьового флюїду: а – спрямовані вибухи; б – заповнення пласта водою, піском та хімічними речовинами; в – вихід сланцьового флюїду 3.

Флюїд зі свердловини надходить на установку з переробки та очищення 1. Повернуту зі свердловин воду зберігають у відкритих сховищах, а потім перевозять на очищення 2.

Ризик потрапляння цих хімікатів у ґрунтові води під час фрекінгу пов'язаний з:

- розливанням бурового розчину, зворотнім потоком, витіканням з відстійників або з транспортних засобів під час перевезення;
- Протіканнями або аваріями, спричиненими непрофесійними діями персоналу або пов'язаними із використанням застарілої техніки;
- Протіканнями, спричиненими дефектами обсадки свердловини: документи свідчать, що 6 % свердловин для гідророзриву виходять з ладу відразу, а 50 % — протягом 15 років;
- Протіканнями, які сталися під землею, через природні або штучні тріщини та ходи. Більша частина рідини для фрекінгу залишається під землею (до 80 % закачаного об'єму). Деякі дослідження на комп'ютерних моделях показують, що ця рідина теоретично може мігрувати до природних запасів питної води (таких як водоносні горизонти і джерела) часто за кілька років.

За технологічними схемами здійснення розрізняють однократний, скерований (поінтервальний) та багатократний ГРП.

При однократному гідророзриві під тиском рідини закачування перебувають всі розкриті перфорацією пласти одночасно (інтервал, який має, наприклад, занижену продуктивність), а при багатократному ГРП - здійснюється дія послідовно на кожний окремий пласт або пропласток.

Операція ГРП складається з наступних послідовних етапів: закачка в пласт рідини розриву для утворення в ньому тріщин; закачка рідини пісконосія; закачка рідини для продавлювання піску в свердловину. Для проведення цих операцій попередньо встановлюють якість і об'єм робочої і продавочної рідини, кількість піску та його вміст в робочій рідині, а також темпи їх закачування. Часто рідину розриву використовують і в якості рідини пісконосія. До рідин розриву висуваються наступні основні вимоги:

- сумісність їх з породою і флюїдами продуктивного пласта;

- мала фільтрація через поверхні утворених тріщин;

- простота технології отримання і відносно невисока вартість.

Крім того, рідина-пісконосій повинна мати утримуючу здатність по відношенню до розклинюючих агентів. За фізико-хімічними властивостями рідини розриву поділяються на рідини на вуглеводневій основі і рідини на водній основі. Вони не повинні зменшувати фільтраційні характеристики пласта, не спричиняти набухання глинистого цементу порід, не утворювати осади при контакті з флюїдами і водночас бути доступними і дешевими.

Раніше широко використовувались рідини на вуглеводневій основі (нафта; та загущена мазутом, бітумом, асфальтенами; дизельне паливо) і емульсії гідрофобні та гідрофільні водонафтові; нафто-кислотні; кислотно-гасові). Їх застосування може бути доцільним при проведенні ГРП у видобувних свердловинах. У наш час в основному (десь біля 20 % операцій ГРП) використовують на водній основі (вода, розчини полімерів, кислотні розчини, міцелярні розчини). Збільшенням витрат таких рідин забезпечується розрив пласта і компенсується їх недостатня пісконесучість. Загустіння води досягається вдаванням ПАА (поліакриламід), ССБ (сульфат-спиртова барда), КМЦ (карбоксилметилцелюлоза). Для попередження набухання глин (стабілізації глин) воду додають ПАР, полімери, хлористий амоній та ін.

У якості розклинюючого агенту використовують зернисті матеріали: пісок, шкарлупа грецького горіха, нейлонові і пластмасові кульки, корунд, суміші цих матеріалів.

Розклинюючим матеріалом (наповнювачем тріщин) звичайно служить кварцевий пісок з діаметром частинок 0,5.1,2 мм. Гранульований розклинювальний агент має володіти високою міцністю на зім'яття і не втискуватися в поверхню тріщин, мати невелику густину, сферичну форму і однорідний фракційний склад. На практиці, як правило, при проведенні ГРП в 1 $м^3$ рідини-піскоиосія вводять 200-250 кг розклинюючого агента. Відомі технології гідророзриву із змінною концентрацією розклинюючого агента в рідині піскоиосія, при цьому звичайно масовий вміст частинок в ній рекомендується поступово збільшувати від 100-150 кг до 500 кг на 1 $м^3$.

Оптимальний об'єм розклинюючого агенту встановлюється в результаті накопиченого досвіду. Разом з тим, найбільш доцільно закачувати при гідророзриві 5-6 $м^3$ наповнювача тріщин.

Гідророзрив пласту успішно застосовується вже більше ніж півстоліття.

Першу комерційну операцію з гідравлічного розриву провела компанія Halliburton ще у 1949 році. З того часу у США цей процес провели більше ніж на 1 мільйоні сведловин. Вперше в світі гідравлічний розрив вугільного пласту був здійсненний в 1954 році на Донбасі.

З 1960-х років ГРП використовували в СРСР. Сьогодні в Україні метод застосовують як державні, так і приватні видобувні компанії як метод інтенсифікації видобутку нафти та газу.

Теорія гідравлічного розриву пласта зародилася в Росії в кінці 1950-х років минулого сторіччя. Основоположниками її стали радянські вчені С. А. Християнович і Ю. П. Желтов. Вони описали математичну модель вертикальної тріщини і дали теоретичне обґрунтування даного методу. Їх формули до сих пір використовуються в розрахунках проектування тріщини гідророзриву.

З середини 1980-х років в Росії виконано близько 10 тисяч гідророзривів. Суть методу полягає в тому, що на вибої свердловини шляхом закачування рідини створюється тиск, що

перевищує гірниче, тобто вага вищерозміщених порід. Порода продуктивного пласта розривається по площинах мінімальних напружень гірського тиску і за рахунок триваючої закачування рідини утворилася тріщина збільшується в розмірах.

Далі цієї ж рідиною транспортується в тріщину розклинювальний агент (проппант), який утримує її в розкритому стані після зняття надлишкового тиску. Таким чином, за рахунок створеної тріщини розширюється область пласта біля гирла свердловини, що раніше не використовувалась в розробці покладу, і створюється високопровідний канал для надходження в свердловину додаткової нафти.

Це дозволяє збільшити її дебіт в кілька разів, збільшити коефіцієнт вилучення і тим самим переводити частину позабалансових запасів у промислові. Застосовують рідини розриву на водній, вуглеводневій, пінній і реагентній (кислота, гель) основі. Основні види ГРП: одноразовий (створення однієї тріщини), багаторазовий (створення декількох тріщин) і спрямований.

За дальністю розриву виділяють наступні види ГРП:

- Локальний розрив до 5-15 м з об'ємом закачування до 3 - 5 тонн проппанта. Застосовується в високопроникних колекторах або в покладах, де є обмеження по геометричних розмірах тріщини.

- Глибокопроникаючий розрив до 15-100 м з об'ємом закачування до 100 тонн проппанта.

Використовується в колекторах із середньою і високою проникністю.

- Масований з розривом більш 100 м і об'ємом закачування більше 100 тонн проппанта. Використовується в колекторах з проникністю менше 1 мД.

Ця класифікація досить умовна і приведена для нафтових покладів.

Розроблено такі технологічні операції ГРП, як керуванням ростом тріщин по вертикалі, зміна фазової проникності по нафті і воді в тріщині тощо. В стадії розробки знаходиться технологія проведення ГРП в багатопластових покладах і горизонтальних свердловинах. В даний час проходить адаптація ГРП на газоконденсатному фонді свердловин для відпрацювання критеріїв вибору свердловин, режимів проведення розривів і технології освоєння.

ГРП: Вплив на здоров'я людей

Прибічники ГРП стверджують, що серед хімічних домішок є такі, що використовуються у харчовій, косметичній та фармацевтичній галузях[12]. Дослідження Європейського Парламенту «Вплив видобування сланцевого газу та сланцевої нафти на довкілля та здоров'я людей»[13] показало, що 58 з 260 речовин мають одне або кілька небезпечних властивостей.

- Шість з них відносяться до списку речовин найвищої небезпеки, згідно з класифікацією Європейської Комісії: акриламід, бензол, етилбензол, ізопропил бензола (кумол), нафталін, тетранатрій етилендіамінтетраацетат.
- Одну речовину (нафталін-біс (1-метилетил) в даний час досліджують, оскільки вона вважається стійкою, здатною до біоакумуляції і токсичною.
- Дві речовини (нафталін і бензол) присутні в першому списку з 33 пріоритетних речовин, який складений відповідно до Додатку X Рамкової директиви по воді (РДВ) 2000/60/ЕС — тепер Додатку II до Директиви за пріоритетними речовинам (Директива 2008/105/ЕС).
- 17 класифікуються як токсичні для водних організмів (коротко та / або довгострокові).
- 38 класифікуються як небезпечні токсини (для здоров'я людини), такі як 2-бутоксіетанол.
- 8 речовин класифікуються як відомі канцерогени, такі як бензол (За класифікацією GHS: Carc. 1A) і акриламід, окис етилену, а також різні розчинники на основі нафти, що містять ароматичні речовини (За класифікацією GHS: Carc. 1B).
- 6 класифікуються як можливі канцерогени (Carc. 2), такі як гідроксиламін гідрохлориду.
- 7 класифікуються як мутагенні (Muta. 1B), такі як бензол і окис етилену.
- 5 класифікуються як такі, що мають вплив на репродуктивні процеси (Repr. 1B, Repr. 2).

Численні наукові і медичні дослідження показують, що ГРП дійсно дуже серйозно впливає на якість питної води. Зокрема дослідження на замовлення Європейської Комісії:

- Визначення ризиків для навколишнього середовища і здоров'я людини, пов'язаних з видобуванням вуглеводнів в Європі методом ГРП
- Нетрадиційний газ: можливий вплив на енергетичний ринок ЄС
- Вплив на клімат від можливої розробки сланцевого флюїду в Європі

При видобуванні сланцевого флюїду за новою технологією не проходять багато одиночних вертикальних свердловин, а пробурюють одну, від якої потім на великій глибині розходяться горизонтальні свердловини, довжина яких може досягати 2 – 3 км. Після цього в пробурені свердловини закачується під тиском суміш піску, води і хімічних речовин. Гідроударами руйнують перегородки газових кишень, що дозволяє зібрати запаси сланцевого газу і відкачати їх через вертикальну свердловину. При такій технології немає необхідності у великій кількості внутрішньопромислових газопроводів,оскільки в процесі буріння використовується новітнє сейсмічне моделювання 3D GEO, яке більш точне і виконується дуже швидко.

Видобуток сланцевого газу має низку специфічних особливостей:

– у пласті сланцевий газ міститься в невеликих кількостях (0,2 – 3,2 млрд. $м^3/км^2$);

– для видобування сланцевого газу доводиться розкривати гігантські
площі;

– при технології видобування сланцевого газу використовуються масш-
табні гідророзриви пластів, коли 900 – 1000 т води закачується в породу для витіснення з неї газу;

– у воду обов’язково додають хімічні речовини, а це може призвести до зараження ґрунтових вод і отруєння джерел прісної води.

Видобуток сланцевого флюїду проводять наступним чином:

1. Розкриття пласта здійснюється свердловинами, пробуреними з земної поверхні. Бур опускається вниз до газоносної породи до 2100 м чи більше. Свердловина захищена сталевою трубою 6. Свердловину ізолюють на глубину понад 500 м, щоб

перешкодити буровому розчину чи газу потрапити в ґрунтові води 7. Використовуючи керований на відстані мотор буру,оператори продовжують горизонтально бурити свердловину у сланці.

2. Після цього починається підготовка і безпосередньо видобування газу 10, яка складається з декількох етапів (рис. 3) Спрямовані вибухи пробивають тріщини в навколишній породі (рис. 3, а) Потім закачувані під тиском вода, пісок та хімічні речовини ще більше розкривають породу рис. 3, б. Газ відводиться через тріщини,які тримають відкритими частин піску,і піднімається вгору (рис. 3, в).

Перспективи застосування ГРП. Сланцева нафта

Сланцева нафта (англ. *lighttightoil* - *LTO* - ***tightoil*** - *tightshaleoil* - *shaleoil*) — це нафта, яка міститься в пластах породи з низькою проникністю. Англійською мовою такі породи часто називають shales — сланці.

Світові запаси сланцевої нафти за даними журналу Time, 9 квітня 2012 р. (Дані EIA і OPEC).- 300 млрд барелів. Для порівняння — загальносвітові запаси традиційної нафти оцінюють в 1390 млрдбаррелів.

В США основні запаси сланцевої нафти зосереджені на півдні Техасу (Ігл Форд), в районі Скелястих гір (Найобрараформейшн, Баккен Шейл), на західному узбережжі (Монтерей-формейшн), а також на північному-сході США (Ютіка Шейл). Великі запаси цієї нафти є у східній частині Канади (Кардіум-формейшн).

Сланцева нафтавидобувається з сланцевої породи. Її пори занадтодрібні, тому, щоб витягти нафту, необхідно розколоти породу. Технологія видобутку сланцевої нафти майже така ж, як сланцевого газу. Однак при видобутку сланцевої нафти горизонтальну трубу розташовують трохи глибше — на рівень, де залягають більш важкий конденсат і нафта. Щоб нафта витікала в трубу, при горизонтальному бурінні проводять спеціальні гідророзриви.

Газодинамічний розрив пласта (ГДРП).

Технологія розроблена в ЗАТ «Пермський інженерно-технічний центр «ГЕОФІЗИКА». Для її реалізації використовують

твердопаливні генератори тиску з спалюванням пороху і рідкі термогазоутворюючі композиції.

Механічний вплив при ГДРП здійснюється в два етапи. На першому етапі твердопаливні генератори тиску створюють імпульс тиску з крутим фронтом великої амплітуди і досить малим часом дії (частки секунд). Величина максимального тиску перевершує тиск розриву пласта. В цьому випадку в пласті буде утворюватися сітка дрібних тріщин. На другому етапі відбувається згорання композиції.

Згоряння характеризується тривалим часом дії (кілька секунд) і амплітудою тиску, достатньою для розриву пласта і збільшення довжини і розкриття (зяяння) дрібних тріщин, які утворилися при горінні на першому етапі.

При ГДРП свердловинна рідина, термогазоутворювальні композиції та продукти горіння проникають в пласт під імпульсним впливом тиску не шляхом фільтрації через пористе середовище, з природних та новостворених тріщин, як клин розширюючи і поширюючи їх вглиб пласта.

Утворені в пласті залишкові вертикальні тріщини не вимагають закріплення, що обумовлено властивістю гірських порід необоротно деформуватися при динамічному навантаженні та розвантаженні. Оцінки показують, що довжина залишкових тріщин, утворених при ГДРП, може досягати 25-30 м, а розкриття (зяяння) залишкових тріщин становить 2-8 мм. Компоненти композицій не забруднюють пласт і володіють розглинизуючими властивостями.

Тепловий вплив продуктів горіння полягає в розчиненні високомолекулярних відкладень парафіну, асфальтенів і смолистих речовин і зниженні в'язкості нафти в присвердловинній зоні пласта шляхом передачі тепла від газоподібних продуктів горіння, температура яких може досягати відповідно 22 500 і 14 500 К.

Фізико-хімічний вплив на пласт продуктів горіння проявляється в зниженні коефіцієнтів в'язкості і поверхневого натягу нафти на кордоні з водою, частковому розчиненні карбонатів і пластового цементу. При зниженні тиску в свердловині і його пульсації відбувається очистка тріщин і перфораційних каналів від піщано-глинистих частинок і продуктів реакції.

Для проведення ГДРП вибирають свердловини, що задовольняють наступним умовам. Колектор - вапняки, пористі тріщинуваті доломіти, пісковики з прошарками аргілітів,

алевролітів і глин. Гідростатичний тиск в інтервалі обробки - не менше 10 МПа. Статичний рівень - не менше 200 м від гирла свердловини. Густина перфорації - не менше 20-30 отворів / м. Глибина свердловини повинна бути більше 1200 м. При пластовій температурі до 100^0С роботи проводять з будь-якими марками термогазоутворюючих композицій.

Технологія гідродинамічного розриву пласта застосовувалася на родовищах нафти в Західному Сибіру, Волгоградської, Пермської і Калінінградській областях, та ін. При обробці 43 свердловин 26 свердловин були бездіяльними. Середнє приращення дебіту свердловин в результаті обробки склало 13,8 т / добу і додатково одержувана нафта при одній свердловино - операції склала 2525 т. При цьому тривалість дії ефекту в межах 6-18 місяців.

Контрольні питання

1. *Опишіть технологію та різновиди ГРП.*
2. *Опишіть характерні особливості динаміки флюїдовилучення при застосуванні ГРП. Чим вона відрізняється від традиційних способів?*
3. *Які переваги і недоліки застосування ГРП?*
4. *Охарактеризуйте екологічну проблематику при застосуванні ГРП. Яку роль виконує ефект Ребіндера у інфільтрації водної фази пористим простором гірських порід при ГРП?*

Інтернет-ресурси:

https://www.youtube.com/watch?v=CMHKQgoLkqQ *3 хв*
https://www.youtube.com/watch?v=06jKR6YXWu4 *2 хв*
https://www.youtube.com/watch?v=NpVKsLCDyGE4 *хв*
https://www.youtube.com/watch?v=ZYIOK8CPJBg *3 хв*
https://www.youtube.com/watch?v=CQgeTur *5 хв*

Лекція 10/3

САЙКЛІНГ-ПРОЦЕС

План:

1.Сайклінг-процес, техніка та технологія.

2. Особливості його застосування для видобування природного газу та конденсату.

3.Екологічні аспекти.

1. Сайклінг-процес, техніка та технологія

Сайклінг-процес (англ. cycling process) — це технологія розробки газоконденсатних родовищ, яка передбачає зворотне нагнітання сухого газу в пласт після вилучення з нього конденсату. Основна мета цього процесу — підтримання пластового тиску та максимальне вилучення конденсату1.

Техніка та технологія:

Повний сайклінг: Весь видобутий газ після вилучення конденсату закачується назад у пласт. Це дозволяє підтримувати пластовий тиск на високому рівні, що сприяє максимальному вилученню конденсату.

Частковий сайклінг: Частина видобутого газу закачується назад у пласт. Це менш ефективно для підтримання пластового тиску, але все ж дозволяє зменшити втрати конденсату.

Детальний опис організації повного та часткового сайклінг-процесу

Повний сайклінг-процес

Основні вузли та механізми:

Компресорні станції:

Турбокомпресорні агрегати: Використовуються для стиснення газу перед його закачуванням у пласт. Основу складають відцентрові компресори, які приводяться в дію газотурбінними двигунами.

Блоки фільтрів-сепараторів: Призначені для очищення газу від механічних домішок і краплинної рідини, що запобігає ерозії обладнання.

Сепараційне обладнання:

Сепаратори: Використовуються для відділення конденсату від газу. Сепаратори можуть бути горизонтальними або вертикальними, залежно від умов експлуатації

Фільтри: Забезпечують додаткове очищення газу перед його закачуванням у пласт

Технологічні блоки:

Блоки підготовки газу: Включають обладнання для осушки газу та видалення домішок

Блоки контролю та автоматизації: Забезпечують моніторинг і керування процесом закачування газу

Частковий сайклінг-процес

Основні вузли та механізми:

Компресорні станції:

Турбокомпресорні агрегати: Використовуються для часткового стиснення газу перед його закачуванням у пласт

Блоки фільтрів-сепараторів: Забезпечують очищення газу від домішок

Сепараційне обладнання:

Сепаратори: Використовуються для відділення конденсату від газу

Фільтри: Забезпечують додаткове очищення газу

Технологічні блоки:

Блоки підготовки газу: Включають обладнання для осушки газу

Блоки контролю та автоматизації: Забезпечують моніторинг і керування процесом, де газ частково повертається в цикл сайклінгу

Двостадійний та комбінований сайклінг-процес

Основні вузли та механізми:

Компресорні станції:

Двостадійні компресори: Використовуються для поетапного стиснення газу, що дозволяє досягти більш високих тисків, розділити горизонти із повним або частковим сайклінг-процесом

Блоки фільтрів-сепараторів: Забезпечують очищення газу на кожному етапі стиснення

Сепараційне обладнання:

Багатоступеневі сепаратори: Використовуються для поетапного відділення конденсату

Фільтри: Забезпечують очищення газу на кожному етапі

Технологічні блоки:

Блоки підготовки газу: Включають обладнання для осушки газу та видалення домішок на кожному етапі

Блоки контролю та автоматизації: Забезпечують моніторинг і керування процесом на кожному етапі, підтримують рівні робочих тисків та часткове повернення «сухого» газу в розділені горизонти.

2. Особливості застосування сайклінг-процесу для видобування природного газу та конденсату

Сайклінг-процес широко застосовується на родовищах з високим вмістом конденсату. Основні особливості застосування:

Підтримання пластового тиску: Закачування сухого газу дозволяє підтримувати тиск на рівні, що запобігає ретроградній конденсації.

Збільшення вилучення конденсату: Завдяки підтриманню високого тиску, процес дозволяє вилучити більше конденсату з пласта.

Економічна ефективність: Додатковий видобуток конденсату робить процес економічно вигідним порівняно з традиційними методами видобутку.

3. Екологічні аспекти

Сайклінг-процес має кілька важливих екологічних аспектів:

Зменшення викидів: Підтримання пластового тиску зменшує потребу в додаткових бурових роботах, що знижує викиди парникових газів.

Збереження ресурсів: Ефективне вилучення конденсату дозволяє зменшити втрати вуглеводнів, що сприяє раціональному використанню природних ресурсів.

Мінімізація впливу на довкілля: Використання існуючих свердловин для закачування газу зменшує потребу в нових бурових роботах, що знижує вплив на екосистеми.

ТЕРМІНОЛОГІЧНИЙ СЛОВНИК

Абсолютна (фізична) проникність – проникність гірської породи за умови заповнення в ній усього порового простору однорідною речовиною – рідиною або газом.

Бурова́ вежа – конструкція (споруда), яка встановлюється над гирлом свердловини для проведення вантажно-підіймальних операцій при бурінні, кріпленні, освоєнні, випробуванні і ремонті свердловин.

Бурова установка – комплекс бурового обладнання і споруд, призначених для буріння свердловин (на нафту, газ, воду). Склад вузлів бурової установки, їх конструкція визначається призначенням свердловини, умовами і способом буріння.

Буровий верстат (станок) — машина для буріння підривних і гірничотехнічних свердловин різного призначення (зокрема, геолого-розвідувальних), а також шпурів при відкритих та підземних розробках корисних копалин.

Вибійний тиск – тиск на вибої працюючої (експлуатованої) свердловини. Вимірюється безпосередньо в працюючій свердловині глибинними манометрами.

Відносна проникність – відношення ефективної проникності породи до абсолютної (фізичної) проникності.

Водонафтовий фактор – відношення поточних значень видобутку води до нафти на даний момент розробки родовища.

Вторинна газова шапка – газова шапка, яка утворилася в процесі розробки пласта.

Газліфт, газліфтний видобуток – спосіб підйому рідини із свердловини завдяки енергії газу, що знаходиться під надлишковим тиском. Використовується для видобутку нафти та пластових вод.

Газова шапка – скупчення вільного нафтового газу в найбільш піднятій частині нафтового пласта над нафтовим покладом. Такий поклад називають нафтогазовим (або нафтогазоконденсатним).

Газовий фактор – відношення об’єму видобутого зі свердловини за одиницю часу газу, приведеного до стандартних умов, до видобутку за ту ж одиницю часу дегазованої нафти.

Газонафтовий контакт (ГНК) – поверхня, що розділяє нафту і газ у вільному стані за наявності газу в нафтовому покладі у вигляді газової шапки. Потужність перехідної зони змішаної нафтогазонасиченості зазвичай дуже мала.

Газонафтовий поклад – поклад, у якому вільний газ займає підвищену частину структури і контактує з нафтою, що займає нижню частину структури у вигляді облямівки; об’єм нафтової частини покладу значно менший за об’єм газової шапки.

Газопроникність – властивість гірських порід пропускати газ завдяки наявності в них зв’язаних між собою пор або тріщин. Виражається в одиницях дарсі.

Геологічний розріз свердловини – геологічний опис і графічне зображення послідовності нашарувань, пройдених свердловиною.

Геологогеофізичний розріз – геологічний розріз свердловини, доповнений типовою каротажною діаграмою. Зазвичай розріз доповнюють типовими кривими електричного каротажу.

Гідродинамічно недосконала свердловина – свердловина, яка є недосконалою за ступенем або характером розкриття пласта, або за обома ознаками разом, що призводить до зменшення площі фільтрації та до нерівномірного її розподілу по бічній поверхні свердловини.

Диз'юнктивні порушення – порушення первинного залягання верств гірських порід із розривом їх суцільності. Це розломи, тріщини, поверхні сповзання тощо. Пов’язані переважно з гороутворюючими та складкотвірними рухами. За походженням диз'юнктивні порушення поділяють на нетектонічні і тектонічні. По відношенню до складчастих та ін. тектонічних структур можуть бути крайовими або граничними, внутрішніми і наскрізними, за глибиною проявів – приповерхневими або глибинними.

Ефективна пористість – пористість нафтового пласта, виражена відношенням сумарної величини об’єму пор, заповнених нафтою, до загальної пористості порід, що складають цей нафтовий пласт.

Ефективна (фазова) проникність – проникність пористого середовища для будь-якої рідини або газу за умови одночасної

наявності в породі їх суміші (газ-нафта, вода-нафта, газ-нафта-вода). Е. п. породи для рідини або газу залежить від ступеня насиченості пор породи цією рідиною або газом.

Ефективна товщина нафтоносного горизонту – сумарна потужність у нафтоносному горизонті прошарку порід (зазвичай пісковиків), по яких можливе переміщення нафти.

Індикаторна діаграма – графічне зображення залежності між дебітом свердловини та перепадом тиску. Будується за даними дослідження свердловин на припливі. За формою індикаторної кривої судять про закон, за яким відбувається фільтрація рідин і газу у свердловину. Екстраполюючи індикаторну криву, знаходять потенційний дебіт свердловини.

Категорія А – запаси покладу (його частини), вивченої з детальністю, що забезпечує повне визначення типу, форми і розмірів покладу, ефективної нафто- і газонасиченої товщини, типу колектора, характеру зміни колекторських властивостей; нафто- і газонасиченості продуктивних пластів, складу і властивостей нафти, газу і конденсату, а також основних особливостей покладу, від яких залежать умови його розробки (режим роботи, продуктивність свердловин, пластові тиски, дебіти нафти, газу і конденсату, гідропровідність і п’єзопровідність та інші).

Запаси категорії А підраховуються по покладу (його частині) розбуреній відповідно до затвердженого проєкту розробки родовища нафти або газу.

Категорія В – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якого встановлена на підставі отриманих промислових припливів нафти або газу в свердловинах на різних гіпсометричних відмітках.

Запаси категорії В підраховуються по покладу (його частині), розбуреній відповідно до затвердженої технологічної схеми розробки родовища нафти або проєкту дослідно-промислової розробки родовища газу.

Категорія C_1 – запаси покладу (його частини), нафтогазоносність якої встановлена на підставі отриманих у свердловинах промислових припливів нафти або газу (частина свердловин випробувана випробувачем пластів) і позитивних результатів геологічних і геофізичних досліджень в невипробуваних свердловинах.

Категорія C_2 – запаси покладу (його частини), наявність яких обгрунтовано даними геологічних і геофізичних досліджень.

Категорія C_3 – перспективні ресурси нафти і газу підготовлені для глибокого буріння площ, розташованих у межах нафтогазоносного району і оконтурених перевіреними в даному районі методами геологічних і геофізичних досліджень, а також не розкритих бурінням пластів розвіданих родовищ, якщо продуктивність їх встановлена на інших родовищах району.

Квазістаціона́рний процес – процес, швидкість поширення якого в обмеженій системі така велика, що за час, який потрібен для поширення процесу в межах усієї системи, стан його помітно змінитися не встигає.

Коефіцієнт витіснення нафти водою при розробці нафтових родовищ із застосуванням заводнення – відношення вилученої з пласта нафти до її запасів, які спочатку перебували в частині пласта, що піддавалася впливу заводненням.

Кінцевий коефіцієнт нафтовіддачі – відношення видобутої кількості нафти за весь термін розробки до балансових запасів.

Коефіцієнт витіснення – відношення об'єму нафти, витиснутої з ділянки пласта зайнятої робочим агентом (водою, газом), до початкового вмісту нафти в цій ділянці.

Коефіцієнт охоплення пласта впливом – відношення запасів нафти, які спочатку перебували в частині пласта, що піддавалась впливу заводненням, до геологічних запасів нафти в пласті.

Колектор – пориста або тріщинувата гірська порода, що містить у своїх порах, кавернах і тріщинах нафту, газ і супутню пластову воду і здатна віддавати їх під час розробки. Типи колекторів: 1) тріщинуватий, 2) поровий, 3) кавернозний. Колекторські властивості нафтогазоносних пластів визначаються гранулометричним складом, пористістю та проникністю породи.

Кущові насосні станції (КНС) – насосні станції, що застосовуються з метою здійснення заводнення нафтових пластів.

Літологічна неоднорідність пластів – відмінність колекторських властивостей порід (пористості, проникності) на окремих ділянках пластів.

Модель процесу витіснення – система кількісних уявлень про процеси фільтрації флюїдів у пласті і видобування нафти й газу з

надр, заснована на законах збереження речовини, енергії і рівняннях стану.

Модель процесу розробки родовища – система кількісних уявлень про процес видобування нафти й газу з надр. В моделі розробки нафтового родовища можна застосовувати будь-яку комбінацію моделей пласта і процесу розробки за умови, щоб ця модель найбільш точно відображала властивості пластів і процесів.

Накопичений видобуток нафти – відображає кількість нафти, видобуту по об'єкту за певний проміжок часу з початку розробки, тобто з моменту пуску першої видобувної свердловини.

Нафтовий газ – природний газ, який супроводжує нафту і містить у своєму складі, крім метану, важкі газоподібні вуглеводні (етан, пропан, бутан та ін.).

Нафтоносні породи – гірські породи, просочені нафтою. Зазвичай нафта просочує добре пористі породи – піски, пісковики, ніздрюваті вапняки тощо, створюючи з таких порід промислово-нафтоносні горизонти, що підлягають розробці. Нафтоносними породами бувають також глини та інші щільні породи, але нафта в них розсіяна та трохи зосереджена лише в зламах і зім’ятих частинах.

Обводненість продукції – відношення дебіту води до сумарного дебіту нафти і води.

Оптимальний дебіт свердловини – максимально можливий дебіт свердловини, що забезпечує безаварійну її роботу та раціональну розробку покладу в цілому.

Основний період розробки нафтових родовищ – перші три стадії, протягом яких відбирають від 70 % до 95 % видобувних запасів нафти.

Основний фонд свердловин – кількість свердловин, необхідна для реалізації запроєктованої системи розробки.

Питомий добувний запас нафти *(параметр А. П. Крилова)* – відношення запасів нафти, що добуваються по об'єкту, до загальної кількості свердловин.

Пластовий газовий фактор – відношення сумарної витрати газу, що фільтрується в пласті (вільного і розчиненого в нафті), приведеного до атмосферних умов, до об'ємної швидкості фільтрації нафти.

Пластовий тиск динамічний – тиск, який установлюється в покладі внаслідок спільної дії працюючих свердловин (їх інтерференції).

Пористість ефективна – об’єм вільних не пов’язаних (чи не ізольованих) між собою пор, по яких може пересуватися рідина.

Поточний коефіцієнт нафтовіддачі – відношення видобутої з пласта кількості нафти на певну дату до балансових (геологічних) її запасів.

Пружний запас родовища, його частини або законтурної області – можлива зміна порового об'єму пласта в цілому при зміні пластового тиску на задане, граничне значення, виходячи з умов розробки й експлуатації родовища.

Режимом роботи покладу – прояв переважного виду пластової енергії в процесі розробки. Режими бувають: пружний, водонапірний, розчиненого газу, газонапірний, гравітаційний, змішаний.

Родовище нафти (газу) – сукупність покладів нафти і газу, що належать до однієї ділянки земної поверхні та мають у процесі свого утворення єдину тектонічну структуру. В окремому випадку родовище містить усього лише один поклад нафти і тоді ці терміни є синонімами.

Роторна бурова установка для вертикального буріння (RVDS) – запрограмоване саморегулювальне бурильне обладнання для буріння вертикальних свердловин.

Середній газовий фактор – технологічний показник розробки, який визначають за відношенням поточного видобутку газу до поточного видобутку нафти.

Талевий блок – це рухома частина талевої системи при спуско-підіймальних операціях.

Темп відбору рідини – відношення річного видобутку рідини в пластових умовах до запасів нафти, що вилучаються.

Тиск насичення нафти газом – тиск, при якому певний об’єм газу знаходиться в нафті в розчиненому стані.

Усадка нафти – у промисловій практиці так називається зменшення питомого об’єму пластової нафти внаслідок дегазації та зниження температури під час підйому її на поверхню.

Фільтрація – рух рідин і газів у пористому (або тріщинуватому) середовищі. Швидкість фільтрації визначається об’ємною витратою рідини через одиницю площі поперечного перерізу пласта та пропорційна градієнту тиску, проникності породи та зворотно пропорційна в’язкості рідини, яка фільтрується через породу. Швидкість Ф. завжди менша за дійсну швидкість руху рідини.

Флюїд – будь-яка речовина, поведінка якої під час деформації може бути описана законами механіки рідин. У нафтогазовій справі під флюїдом розуміють пластові газ, нафту і воду.

Фонд свердловин – загальна кількість нагнітальних і видобувних свердловин, призначених для здійснення процесу розробки родовища.

Цементувальні насосні агрегати – призначені для приготування, нагнітання і протискування тампонажних та інших розчинів у свердловину, для промивання свердловин, оброблення привибійної зони пласта у свердловинах, опресування труб та обладнання.

PVT-дослідження (*від англ. PVT – тиск, об'єм, температура*) – термофізичні властивості рідин (фазова поведінка, густина, в'язкість та ін.) при змінних умовах тиску, температури і об'єму.

УКРАЇНСЬКО–АНГЛІЙСЬКИЙ СЛОВНИК НАФТОГАЗОВИХ ТЕРМІНІВ

Бло́кове заводнення – block contour flooding

Бурильна головка – drilling head

Бурильна колона – drill pipe string, drill column

Буріння – drilling, boring

Бурова вежа – drilling rig, derrick

Буровé долотó – drilling bit, bore bit

Буровá платформа – drilling platform

Ванна солянокислотна – hydrochloric acid bath

Верхній привод – top drive

Вибіркове заводнення – selective (water)-flooding

Видобування глибиннонасосне (свердловиннонасосне) – deep-pumping production

Витіснювальний агент – displacement agent

Вимірювання у процесі буріння – Measurement While Drilling (MWD)

Внутрішньоконтурне заводнення – contour flooding

Видобування нафти (газу) – oil (gas) recovery

Витіснювальний агент – displacement agent

Внутрішньоконтурне заводнення – contour flooding

Водорозподíльна систéма – water distribution system

Водорозподíльна систéма – water distribution system

Газове родовище – gas field

Газова свердловина – gas well, gasser

Газові методи підвищення нафтовилучення – gas methods of keeping reservoir pressure and enhanced oil recovery

Газогідратне родовище – gas-hydrate field

Газоконденсатно-нафтове родовище – gas condensate oil field

Газорідинний підіймач – gas-liquid lift, gas-lift

Гідророзрив пласта́ – hydraulic fracturing, fracking

Горизонтальне буріння – directional drilling

Дебі́т – discharge, flow rate, yield, production rate

Диз'юнктивні порушення – disjunctive break, disturbance, fracture)

Заводнення – flooding

Законтурне заводнення – perimeter flooding, marginal flooding, edge water flooding

Зона нафтогазонакопичення – zone of oil and gas accumulation

Капітальний ремонт – overhaul

Каротаж у процесі буріння – Logging While Drilling (LWD)

Квазістаціона́рний проце́с – quasistationary process

Компоновка низу бурильної колони – Bottom Hole Assembly (BHA)

Максимально допустимий робочий дебіт газової свердловини – maximum permissible working debit of gas mining hole

Мікробіологічні методи підвищення нафтовилучення – microbiological methods of enhanced oil recovery

Модель пласта – formation model

Морські нафтогазові промисли – off-shore oil and gas fields

Моторизована керована система – Motary Steerable System (MSS)

Нафта щільних колекторів – tight oil

Нафтове родовище – oil field, petroleum deposit

Нафтовий поклад – oil field, oil pool

Нафтовий промисел, нафтопромисел – oil field

Нафтовилучення з нафтового пласта – oil recovery ratio, production rate of an oil reservior

Нафтовіддача нафтового пласта – oil recovery ratio

Нафтога́зова промисло́вість (га́лузь) – oil and gas industry, petroleum industry

Нафтогазовий сепаратор – oil and gas separator

Нафтовидобува́ння – extraction of petroleum

Нафтовий збірний пункт – oil gathering point

Нафтовіддача нафтового пласта – oil recovery ratio

Нафтогазове родовище – oil-and-gas field

Нафтогазоносний пласт – oil and gas bearing bed

Нафтогазоносний комплекс – oil and gas bearing complex

Нафтогазоносний район (НГР) – oil and gas area

Нафтогазоносна область – oil and gas bearing region, oil and gas bearing area

Нафтогазоносна провінція (НГП) – oil and gas bearing province

Нафтогазоносна формація – oil and gas bearing formation

Нафтогазопромислова геологія – oil and gas field geology

Нафтогазоконденсатний поклад – oil and gas condensate pool

Нафтогазоконденсатне родовище – oil-gas condensate field

Нафтогазонасиченість залишкова – residual saturation of oil and gas

Нафтогазоматеринські породи – parent rocks of oil and gas, mother beds of oil and gas

Нафтогазоносний пласт – oil and gas bearing bed

Нафтоносні піски – oil sands

Нафтосховище – oil storage

Нафтонасиченість пласта – reservoir oil saturation, bed oil saturation

Обводненість продукції – water ratio (water cut, water holdup) of production

Обертальне буріння – rotary drilling

Обсадна колона – casing string

Підіймальне устаткування – hoisting plant

Підтримування пластового тиску – maintenance of reservoir pressure, repressuring

Полімерне заводнення – polymer flooding

Потокометрія – flowmetry

Превентор – blowout preventer

Приро́дний газ – gas

Противикидне обладнання – outburst prevention equipment, blowout equipment, blowout preventor equipment

Родовище вуглеводнів – hydrocarbon deposit

Розкриття продуктивного пласта – tailing-in, drilling-in of a payout bed

Розро́бка на́фтового родо́вища – oil field exploitation

Розробка морського родовища нафти і газу – off-shore mining, sea mining of petroleum and gas

Розширюваний тампонажний цемент – expansion oil-well cement

Роторно-керована система – Rotary Steerable System (RSS)

Сайклінг-процес – cycling process

Свердлови́на – well, drilling hole, borehole

Система видобування, збирання і підготовки газу і газоконденсату – system of recovery and gathering as well as treatment of gas and gas-condensate

Сланцева нафта – shale oil

Сланцевий газ (природний) – natural shale gas

Снаббінг – snubbing

Снаббінг-блок – snubbing unit

Тампонажний цемент – oil-well cement

Тартання – bailing

Теплові методи підвищення нафтовилучення – thermal methods of enhanced oil recovery

Теплофізичні методи підвищення нафтовилучення – thermal and physical methods of enhanced oil recovery

Термоліфтний ефект – thermolift effect

Термохімічні методи підвищення нафтовилучення – thermal and chemical methods of enhanced oil recovery

Фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення – physical and chemical methods of enhanced oil recovery

Швидкість обертання – rotary speed

Язик обводнення – lateral coning; water finger

УДК 665.71:504

Білецький В. С., Орловський В. М., Фик М. І.

Технологія підвищення нафтогазоконденсатовилучення із пластів : навчальний посібник / В. С. Білецький, В. М. Орловський, М. І. Фик. – Харків : НТУ «ХПІ» ; – Львів : «Новий Світ-2000», 2025. – 188 с.

ISBN 978-966-418-537-7

У посібнику акцентується увага на технологіях нафтоконденсатовилучення із важкодоступних і виснажених пластів-колекторів. Подається розгорнута класифікація способів нафтоконденсатовилучення із пластів, описані системи і показники розроблення родовищ. Значна увага приділена схемним рішенням підвищення вилучення флюїдів з пластів, зокрема, із застосуванням похило-скерованого буріння, горизонтальних, багатоярусних і розгалужених свердловин. Виділено чотири періоди (стадії) розробки: введення родовища в експлуатацію, підтримка досягнутого максимального рівня видобутку флюїду, зменшення видобутку флюїду, завершальна стадія розробки. Для кожного з цих періодів розглянуті первинні, вторинні і третинні методи підвищення нафтогазоконденсатовилучення із пластів. При цьому враховані особливості видобування як традиційних, так і нетрадиційних вуглеводнів, зокрема, сланцевих нафти і газу, в'язкої і бітумінозної нафти. Посібник створено із застосуванням інтернет-дидактики, що дозволяє широко використовувати навчальні фільми, інтернет-енциклопедії, сайти, лінки тощо.

Для студентів, аспірантів та фахівців спеціальності G16 «Гірництво та нафтогазові технології».

Навчальне видання

БІЛЕЦЬКИЙ Володимир Стефанович

ОРЛОВСЬКИЙ Віталій Миколайович

ФИК Михайло Ілліч

ТЕХНОЛОГІЯ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ПЛАСТІВ

Навчальний посібник

РЕДАКЦІЯ АВТОРСЬКА

Відповідальний за випуск *В. С. Білецький*

Керівник видавничих проектів *С. В. Піча*
Дизайн обкладинки *К. А. Рижова*

Підписано до друку 28.04.2025. Тираж 100 прим. 1-й завод – 20 прим. Зам. № 2025-29.
Формат 60×84 1/16. Папір офсетний. Гарнітура Times New Roman. Цифровий друк.
Обл.-вид. арк. 11,75. Ум. друк. арк. 9,4.

Видавництво ПП «Новий Світ-2000»
e-mail: novsv2000@gmail.com
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до Державного реєстру видавців і розповсюджувачів видавничої продукції: серія ДК № 59 від 25.05.2000 року, видане Державним комітетом інформаційної політики, телебачення та радіомовлення України.

Виготовлено : Видавець ФОП Піча С. В.
а/с 5026, м. Львів-53, 79053, Україна
e-mail: novsv2016@ukr.net, https://ns2000.com.ua/
+38 068-978-94-42, +38 050-337-58-46
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до Державного реєстру видавців, виготівників і розповсюджувачів видавничої продукції: серія ДК № 5069 від 22.03.2016 року, видане Державним комітетом інформаційної політики, телебачення та радіомовлення України.