

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність Гірництво та нафтогазові технології
Освітня програма Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Гарант освітньої програми
Харченко М.О.

« 22 » _____ 2026 року

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.А.

« 22 » _____ 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Підвищення ефективності кріплення привибійної зони пласта з метою зниження піскопроявів на морських родовищах шельфу

Пояснювальна записка

Керівник

к.т.н., доцент

кафедри буріння та геології

Ягольник А.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата

Виконавець роботи

студент група 601-НБ

Шпінт Марко Михайлович

студент, ПІБ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

А.М. Ягольник

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

К.т.н., доцент кафедри буріння та геології

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

К.т.н., доцент кафедри буріння та геології

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 23.01.2026 р.

Полтава, 2026

Национальний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу
Кафедра: Буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технології
Освітня програма: Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 3 » 09 2025 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Шпіт Марко Михайлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення ефективності кріплення привибійної зони пласта з метою зниження піскопроявів на морських родовищах шельфу

2. Керівник роботи доц. кафедри буріння та геології, доц., к.т.н. Ягольник А.М.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затвержені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 1015-Фс

3. Строк подання студентом роботи 13.02.2026р.

4. Вихідні дані до роботи

1. Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи за темою роботи.

2. Проекти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

5. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної проблеми

2. Обґрунтування об'єкта дослідження, вихідних даних та методів розв'язання поставлених задач.

3. Дослідження, розрахунки та експериментальне обґрунтування прийнятих технічних рішень.

Загальні висновки по роботі

Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	К.Т.М., доц. Зюлькеєв А.М.		
2	К.Т.М., доц. Матвеев О.В.		
3	К.Т.М., доц. Матвеев О.В.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2015

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2015 02.11.2015
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2015 16.11.2015
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2015 28.12.2015
4	Узагальнення результатів, формування висновків	29.12.2015 05.01.2016
5	Оформлення та узгодження кваліфікаційної роботи	06.01.2016 12.01.2016
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	13.01.2016 15.01.2016
7	Захист кваліфікаційної роботи	19.01.2016 23.01.2016

Студент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	3
ANOTATION	4
ПОЗНАЧЕННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ.....	5
ВСТУП	6
INTRODUCTION.....	8
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПРОБЛЕМИ ПІСКОПРОЯВЛЕННЯ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ МЕТИ І ЗАВДАНЬ ДОСЛІДЖЕННЯ	10
1.1. Причини руйнування привибійної зони пласта (ПЗП) та механізми піскопроявлення	10
1.2 Сучасні концепції та підходи до прогнозування і попередження піскопроявлення.	21
1.3 Вплив піскопроявлення на експлуатацію свердловин морських родовищ... 24	
1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження.....	28
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ КРІПЛЕННЯ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА.....	31
2.1 Техніко-економічні особливості експлуатації морських родовищ шельфу . 31	
2.2 Механічні та фізико-хімічні методи кріплення привибійної зони пласта	33
2.3 Хімічні методи кріплення ПЗП: класифікація та принципи дії	36
2.4 Цементні та цементно-карбонатні склади для кріплення привибійної зони пласта	43
2.5 Висновки до розділу 2	47
РОЗДІЛ 3 ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНОЇ ХІМІЧНОЇ КОМПОЗИЦІЇ ДЛЯ КРІПЛЕННЯ ПЗП НА МОРСЬКИХ РОДОВИЩАХ.....	48
3.1 Аналіз та порівняння сучасних хімічних композицій на основі полімерних смола	48
3.2 Критерії вибору та обґрунтування оптимального технологічного рішення для умов шельфу	61
3.3 Висновки до розділу 3	64
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	65

GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK	67
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	69

АНОТАЦІЯ

Шпіт М.М. Підвищення ефективності кріплення привибійної зони пласта з метою зниження піскопроявів на морських родовищах шельфу. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Роботу присвячено вирішенню актуальної науково-технічної задачі обґрунтування та вибору оптимальної хімічної композиції для підвищення ефективності кріплення привибійної зони слабосцементованих пластів на морських родовищах.

У першому розділі проаналізовано причини та механізми руйнування слабосцементованих колекторів, ключовими з яких є гідратація глинистого цементу та втрата капілярного зчеплення при обводненні. Досліджено вплив піскопроявлення на експлуатацію морських свердловин, підкреслюючи критичну необхідність застосування превентивних заходів для зменшення економічних та технологічних втрат.

У Розділі 2 проведено аналіз існуючих методів кріплення ПЗП, класифікуючи їх на механічні, фізико-хімічні та хімічні. Встановлено, що механічні методи є ненадійними через кольматацію, а цементно-піщані склади хоч і доступні, але суттєво знижують проникність.

У Розділі 3 виконано детальний аналіз та порівняння сучасних хімічних композицій на основі полімерних смол (епоксидних, фенолформальдегідних, ацетонформальдегідних). На основі встановлених критеріїв вибору обґрунтовано оптимальне технологічне рішення, яке передбачає використання адаптованих полімерних складів, що відповідають високим вимогам експлуатації морського шельфу.

Ключові слова: буріння, свердловина, піскопроявлення, привибійна зона пласта, родовище, слабосцементовані колектори, кріплення, полімерні смоли, міцність, проникність.

ANOTATION

Shpit M.M. Improving the efficiency of securing the bottomhole zone of the formation in order to reduce sand production in offshore shelf deposits. Master's thesis in the specialty 185 “Oil and Gas Engineering and Technology.” – Poltava; Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic National University. – 2026.

The master's thesis is devoted to solving the urgent scientific and technical problem of substantiating and selecting the optimal chemical composition to improve the efficiency of fastening the bottomhole zone of weakly cemented formations in offshore fields.

The first chapter analyzes the causes and mechanisms of destruction of weakly cemented reservoirs, the key ones being the hydration of clay cement and the loss of capillary adhesion during water flooding. The influence of sand production on the operation of offshore wells is investigated, emphasizing the critical need for preventive measures to reduce economic and technological losses.

Chapter 2 analyzes existing methods of cementing wellbores, classifying them into mechanical, physicochemical, and chemical. It has been established that mechanical methods are unreliable due to clogging, and cement-sand compositions, although available, significantly reduce permeability.

Chapter 3 provides a detailed analysis and comparison of modern chemical compositions based on polymer resins (epoxy, phenol-formaldehyde, acetone-formaldehyde). Based on the established selection criteria, an optimal technological solution is justified, which involves the use of adapted polymer compositions that meet the high requirements of offshore shelf operation.

Keywords: drilling, well, sand production, near-wellbore zone, offshore fields, weakly cemented reservoirs, chemical cementing, polymer resins, strength, permeability.

ПОЗНАЧЕННЯ, ВИЗНАЧЕННЯ І СКОРОЧЕННЯ

ПЗП – привибійна зона пласта (англ. Near-Wellbore Zone, NWZ).

ГРП – гідророзрив пласта (англ. Hydraulic Fracturing).

СКО – соляно-кислотна обробка.

РСР-проппант – проппант, покритий фенолформальдегідними смолами.

ПВС-ВР – полівініловий спирт високої розчинності.

ЦКС – цементно-карбонатні склади.

РВР – ремонтно-відновлювальні роботи.

ПКК-1, MS-1 – марки активаторів спікання для полімерних композицій.

$\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – формула каолініту (основний компонент глинистого цементу).

CaCO_3 – карбонат кальцію (вапняк).

HCl – соляна кислота.

NH_4Cl – хлорид амонію.

NaNO_2 – нітрит натрію.

ТС-10 – суміш сланцевих фенолів, етиленгліколю та розчину їдкого натру (компонент композиції «Контарен-2»).

ВСТУП

Актуальність теми. Експлуатація нафтових і газових свердловин на морських родовищах шельфу часто ускладнена наявністю слабосцементованих колекторів, які під дією пластових депресій руйнуються, спричиняючи інтенсивне піскопроявлення. Цей процес призводить до утворення піщаних пробок, абразивного зносу дорогого підземного і наземного обладнання та значного зниження міжремонтного періоду, що особливо критично в умовах високої вартості робіт на морі. Вирішення цієї проблеми вимагає розробки та обґрунтування надійних і довговічних технологій кріплення привибійної зони пласта, які забезпечують високу механічну міцність при збереженні фільтраційно-ємнісних властивостей. З цією метою хімічні методи закріплення виступають найбільш перспективною альтернативою ненадійним механічним фільтрам.

Мета роботи – обґрунтування вибору оптимального технологічного рішення та хімічної композиції для підвищення ефективності кріплення привибійної зони слабосцементованих пластів на морських родовищах шельфу з метою мінімізації піскопроявлення.

Основні завдання дослідження:

1. Проаналізувати причини руйнування привибійної зони пласта та існуючі механізми піскопроявлення, а також оцінити їхній вплив на експлуатацію морських свердловин.
2. Провести аналіз і класифікацію сучасних технологій кріплення привибійної зони пласта (механічних, фізико-хімічних, цементних) та визначити їхню застосовність в умовах шельфу.
3. Виконати детальний порівняльний аналіз хімічних композицій на основі різних полімерних смол за ключовими критеріями (міцність, проникність, екологічність).
4. Сформулювати критерії вибору та обґрунтувати оптимальне технологічне рішення щодо хімічної композиції для забезпечення

довготривалого та ефективного кріплення привібійної зони пласта на морських родовищах.

Об'єкт дослідження – технологічні процеси кріплення привібійної зони пласта слабосцементованих колекторів.

Предмет дослідження – властивості та характеристики сучасних хімічних композицій (полімерних смол) та критерії їхнього вибору для ефективного закріплення привібійної зони пласта в умовах морського шельфу.

Наукова новизна роботи отримало подальшого розвитку кількісне обґрунтування критерію вибору оптимальної хімічної композиції для кріплення ПЗП на морських родовищах.

Практичне значення роботи полягає у наданні чітких рекомендацій щодо застосування конкретних класів хімічних композицій (наприклад, епоксидних або ацетонформальдегідних смол) та технологічних параметрів, що дозволить нафтогазовидобувним компаніям значно підвищити міжремонтний період роботи свердловин, знизити експлуатаційні витрати та мінімізувати екологічні ризики на морських родовищах.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Робота викладена на 73 сторінках, у тому числі 70 сторінках основного тексту, 18 рисунків, 15 таблиць, 3 сторінок списку використаних джерел.

INTRODUCTION

Relevance of the topic. The operation of oil and gas wells in offshore shelf fields is often complicated by the presence of weakly cemented reservoirs, which are destroyed under the influence of formation depressions, causing intense sand production. This process leads to the formation of sand plugs, abrasive wear of expensive underground and surface equipment, and a significant reduction in the interval between repairs, which is particularly critical given the high cost of offshore operations. Solving this problem requires the development and justification of reliable and durable technologies for securing the bottomhole zone (BHZ) of the formation, which ensure high mechanical strength while maintaining filtration and capacity properties. For this purpose, chemical cementing methods are the most promising alternative to unreliable mechanical filters.

The purpose of the work is to justify the choice of the optimal technological solution and chemical composition to improve the efficiency of cementing the near-wellbore zone of weakly cemented formations in offshore shelf fields in order to minimize sand production.

The main objectives of the study are

1. To analyze the causes of PZ destruction and existing mechanisms of sand production, as well as to assess their impact on the operation of offshore wells.
2. Analyze and classify modern PZP cementing technologies (mechanical, physicochemical, cementitious) and determine their applicability in offshore conditions.
3. Perform a detailed comparative analysis of chemical compositions based on different polymer resins according to key criteria (strength, permeability, environmental friendliness).
4. Formulate selection criteria and justify the optimal technological solution for the chemical composition to ensure long-term and effective cementing of the PZP in offshore fields.

The object of the study is the technological processes of fixing the bottomhole

zone of weakly cemented reservoirs.

The subject of the study is the properties and characteristics of modern chemical compositions (polymer resins) and the criteria for their selection for effective fixing of PZPs in offshore conditions.

The scientific novelty of the work lies in the systematization and quantitative justification of the criteria for selecting the optimal chemical composition for fixing PZP in offshore fields.

The practical significance of the work lies in providing clear recommendations on the use of specific classes of chemical compositions (e.g., epoxy or acetone-formaldehyde resins) and technological parameters, which will allow oil and gas companies to significantly increase the inter-repair period of wells, reduce operating costs, and minimize environmental risks at offshore fields.

Structure and scope of work. The master's thesis consists of an introduction, three chapters, conclusions, and a list of references. The work is presented on pages, including pages of main text, figures, tables, and pages of the list of references.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПРОБЛЕМИ ПІСКОПРОЯВЛЕННЯ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ МЕТИ І ЗАВДАНЬ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1. Причини руйнування привибійної зони пласта (ПЗП) та механізми піскопроявлення

Порушення цілісності привибійної зони пласта в слабосцементованих колекторських породах зумовлюється низкою фізико-хімічних і гідродинамічних чинників. Однією з основних причин руйнування таких порід є процеси розчинення та подальшого винесення цементуючих компонентів, а також дія капілярних сил, які активізуються за умов інтенсивного надходження пластової води до свердловини. Значні дебіти флюїдів сприяють зростанню напружень у прифільтраційній зоні, що негативно впливає на стабільність структури колектора.

Дослідження показують, що у більшості випадків у малостійких піщаних породах функцію цементуючого матеріалу між окремими зернами виконують глинисті фракції. Такі фракції характеризуються низькою механічною міцністю та підвищеною чутливістю до зміни гідрохімічних умов. При виклику припливу рідини з пласта у свердловину відбувається руйнування глинистого цементу, що призводить до втрати зчеплення між зернами піску та подальшого винесення твердих частинок у продукцію свердловини.

Міцність глинистого цементу формується в результаті тривалих геологічних процесів, пов'язаних із поступовим зневодненням глинистих осадів та їх ущільненням. Проте технологічне втручання в пласт, зокрема розкриття свердловиною та зміна режимів фільтрації, призводить до порушення сформованої рівноваги між глинистими частинками та навколишнім поровим середовищем. У разі обводнення пласта змінюється хімічний склад рідини, що заповнює поровий простір між піщинками, унаслідок чого глинисті частки

можуть набухати. Це явище супроводжується різким зниженням міцності цементуючих зв'язків і, як наслідок, дестабілізацією структури колектора.

Глинисті матеріали, які за мінералогічним складом є сумішшю каолінітів ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), смектитів та ілітів, мають шарувату будову. Вони складаються з окремих пакетів плоских елементарних лусочок, які накладаються одна на одну своїми площинними гранями. Кожна окрема лусочка має надзвичайно малу товщину, проте значну довжину та ширину. У процесі агрегації такі лусочки можуть формувати структури значної товщини, при цьому контакт між ними здійснюється переважно через силікатні шари.

Водночас між окремими лусочками відсутнє жорстке механічне з'єднання, що обумовлює їх здатність легко відокремлюватися одна від одної під впливом зовнішніх факторів. Експериментально встановлено, що для сухого глинистого сполучного матеріалу відстань між основами сусідніх частинок становить близько 0,98 нм. При контакті з водою міжплощинна відстань значно збільшується і може досягати 4,0 нм. Така зміна об'ємних характеристик свідчить про інтенсивне набухання глинистих частинок.

У результаті набухання цементуючі частинки прагнуть розійтися, що призводить до переходу основи колектора у рухомий стан. Це створює сприятливі умови для розвитку піскопроявів, особливо за високих депресій на пласт та значних швидкостей фільтрації флюїду.

Стійкість гірських порід до руйнування визначається наявністю сил тертя та зчеплення між зернами і кількісно характеризується відповідним аналітичним виразом, який враховує механічні властивості породи та напружений стан у привибійній зоні пласта:

$$\tau = \alpha \cdot Pr + C, \quad (1.1)$$

де τ - коефіцієнт стійкості, Па;

α – коефіцієнт тертя;

Pr - гідростатичний тиск, Па;

C – сила зчеплення, Па.

У слабосцементованих колекторських породах величина сил зчеплення між окремими зернами, як правило, є незначною, у зв'язку з чим опір гірських порід руйнуванню визначається переважно дією сил тертя. Саме фрикційна взаємодія між піщинками відіграє домінуючу роль у забезпеченні механічної стійкості структури колектора за умов фільтрації флюїдів.

Водночас важливим чинником, що суттєво впливає на процес дестабілізації порового середовища, є капілярні сили. У несцементованих піщаних породах залишкова пластова вода розміщується в порах у вигляді так званих пендулярних кілець, які локалізуються навколо зон контакту сусідніх піщинок. Таке розташування рідини сприяє виникненню капілярних ефектів, що безпосередньо впливають на взаємодію між зернами.

Міжфазний натяг на межі поділу «вода – вуглеводнева рідина» або «вода – газ», а також геометрична кривизна меніска формують капілярний тиск P_k . Цей тиск зумовлює додаткове притискання контактуючих піщинок одна до одної, що тимчасово підвищує механічну стійкість колектора. Величина капілярного тиску визначається відповідно до формули Плато:

$$P_k = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (1.2)$$

де R_1 і R_2 - головні радіуси кривизни поверхні меніска.

У випадку, зображеному на рисунку 1.1, радіус кривизни R_2 береться зі знаком «мінус», оскільки центр відповідної кривизни розташований з опуклого боку меніска. За таких умов вираз (1.2) трансформується і набуває вигляду:

$$P_k = \sigma \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right) \quad (1.3)$$

Сила капілярного притягання, яка діє між двома суміжними піщинками, визначається залежністю:

$$F = \pi R_2^2 P_k = \pi R_2^2 \sigma \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right) \quad (1.4)$$

Зі збільшенням водонасиченості порового простору геометричні параметри та форма пендулярних кілець зазнають суттєвих змін, що наочно показано на рисунку 1.1. При цьому радіус кривизни R_1' зростає інтенсивніше, ніж радіус R_2' , унаслідок чого значення різниці в дужках формули (1.4) поступово зменшується. Це призводить до зниження величини капілярного тиску та відповідного ослаблення сили капілярного притягання між сусідніми піщинками.

За умов достатньо високої водонасиченості пласта капілярні сили можуть бути практично нівельовані, що спричиняє втрату додаткового механічного зв'язку між зернами породи. У такому випадку колектор переходить у нестійкий стан, що значно підвищує ймовірність розвитку піскопроявів у привибійній зоні пласта.

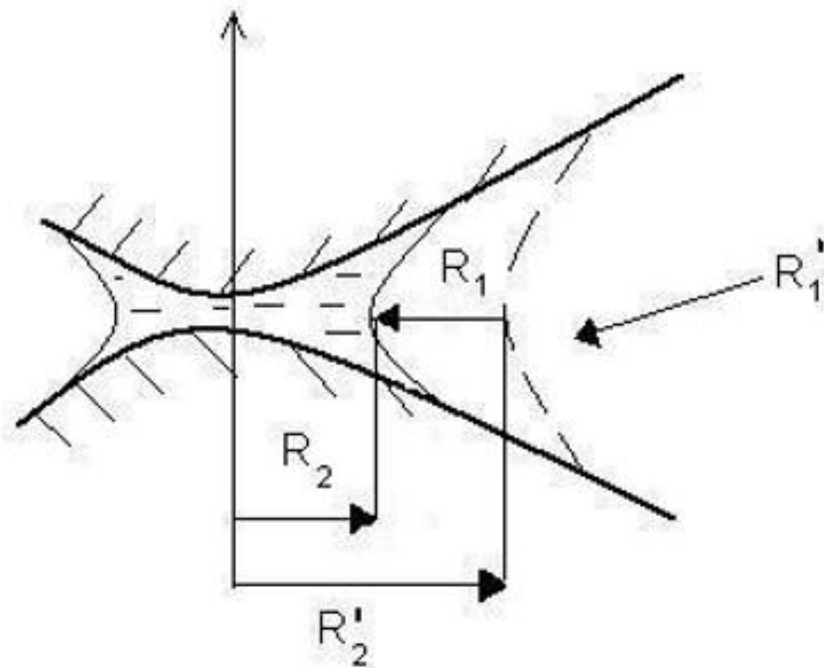


Рисунок 1.1 – Процес зчеплення піщинок під дією капілярних сил

Під час фільтрації вуглеводневої фази в пористому середовищі спостерігається відносно висока механічна стійкість піску. Натомість при надходженні води у пласт відбувається зростання водонасиченості порового простору, внаслідок чого капілярні сили, що забезпечують додаткове зчеплення між піщинками, поступово зникають. Це призводить до різкого зниження опору породи руйнуванню та інтенсифікації процесів виносу піску разом із продукцією свердловини.

Слабомінералізовані водні розчини характеризуються високою проникною здатністю щодо пендулярних кілець, що формуються у зонах контакту зерен. Проникаючи в ці мікроструктури, такі розчини спричиняють збільшення їхніх геометричних розмірів і, відповідно, зменшують сили зчеплення між частинками піску. На відміну від них, в'язкі рідини з низькою фільтраційною здатністю значно меншою мірою підвищують водонасиченість у зонах ще не порушеного колектора. За таких умов капілярне зчеплення між піщинками зберігається, що обумовлює зменшення обсягів винесеного піску.

Таким чином, процеси гідратації глинистих цементуючих компонентів у поєднанні з дією капілярних сил є ключовими факторами, які визначають характер і інтенсивність руйнування продуктивних колекторів за умов надходження води у привибійну зону пласта.

Встановлено, що однією з основних причин дестабілізації привибійної зони є високі значення градієнта тиску, що діє на стінки свердловини, а також значні швидкості фільтрації рідини. За умов інтенсивних депресій і недостатньої міцності цементуючого матеріалу окремі зерна пісковику втрачають зв'язок з основною масою породи, відокремлюються від скелета колектора та транспортуються потоком рідини у стовбур свердловини.

На етапі будівництва свердловини гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини компенсує гірничий тиск у привибійній зоні та сприяє збереженню стійкості стінок свердловини. Однак при переході до режиму експлуатації та виклику припливу рівноважний стан системи «свердловина – пласт» порушується. У результаті цього активізуються процеси руйнування і

пластичного деформування пухких порід, які додатково інтенсифікуються фільтраційними явищами, пов'язаними з рухом пластових флюїдів у напрямку вибою.

За великих дебітів свердловини виникають значні розтягувальні напруження, які можуть спричинити руйнування вибійної частини пласта та винесення уламків породи у стовбур свердловини або їх накопичення безпосередньо на вибої. Очевидно, що зі зростанням дебіту збільшується перепад тиску на вибої, розширюється радіус зони порушень і зростає рівень напружень у нафто- та газонесних горизонтах. У разі досягнення критичних значень розтягувальних напружень, що перевищують межу пружності порід, можливе інтенсивне руйнування колектора з подальшим піскопроявленням.

Крім того, експериментальними та промисловими спостереженнями встановлено, що за умов тривалого статичного навантаження у гірських породах проявляється явище так званої статичної втоми, яке з часом призводить до поступового зниження міцності матеріалу колектора. Наявність часової залежності міцнісних характеристик при сталих навантаженнях відзначалася багатьма дослідниками. Саме з цієї причини значна кількість нафтових, газових, газоконденсатних і водозабірних свердловин обладнується фільтрами різних конструкцій. Їх використання забезпечує перерозподіл напружень у привибійній зоні, збільшення гідравлічного опору потоку, підвищення стійкості порід до втомних руйнувань, зниження інтенсивності піскопроявів і формування стабільніших фільтраційних каналів.

Механізм руйнування слабосцементованих колекторів зазвичай розглядається як процес відриву від поверхні зразка окремих частинок породи, що мають форму конуса. У процесі подальшого розмиву вершина такого конуса поступово зміщується у напрямку, протилежному руху фільтраційного потоку. Теоретичні уявлення про даний механізм базуються на припущенні, що напружений стан у привибійній зоні формується сукупною дією ваги вищерозташованих порід, тиску флюїду та напружень скелета гірської породи:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{пл}} + \delta_{\text{ск}}, \quad (1.5)$$

де P_{Γ} - гідростатичний тиск, МПа;

$P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск флюїду, МПа;

$\delta_{\text{ск}}$ - напруження в скелеті породи, МПа.

Орієнтація та напрямок дії нормальних напружень у скелеті гірської породи визначаються комплексом геологічних факторів і топографічними умовами залягання продуктивного пласта. Просторове положення пласта, глибина його залягання та характер навантаження з боку вищерозташованих порід істотно впливають на розподіл напружень у привибійній зоні.

Під час розтину продуктивного горизонту свердловиною формується вільна поверхня, унаслідок чого в приствольній зоні відбувається перерозподіл усіх трьох складових напруженого стану. Це призводить до деформації порового простору колектора, зміни контактних взаємодій між зернами та, як наслідок, трансформації фільтраційних властивостей продуктивної породи.

Встановлено, що міцність гірських порід на стиск може зменшуватися у кілька разів у разі впливу на продуктивний колектор немінералізованого фільтрату промивальної рідини. Такий вплив супроводжується порушенням фізико-хімічної рівноваги у привибійній зоні, що додатково знижує стійкість порід до механічних навантажень.

Однією з причин розвитку піскопроявів і формування піщаних пробок у стовбурі свердловини є невідповідність конструкції вибою застосованому способу розтину продуктивного пласта. Некоректний вибір технологічних рішень ускладнює контроль за напруженим станом порід і створює передумови для їх руйнування.

Існуючі методи перфорації обсадних колон навпроти продуктивних горизонтів нерідко супроводжуються порушенням цілісності цементного каменю. При цьому руйнування може відбуватися на значній відстані від безпосередньо перфорованих інтервалів, що зумовлює виникнення заколонних

перетоків, обводнення свердловин та винесення піску навіть у відносно стійких колекторах.

Формування поздовжніх тріщин в обсадній колоні, руйнування цементного каменю, а також порушення герметичності контактів типу «цементний камінь – порода» та «цементний камінь – обсадна колона» спричиняють втрату ізоляції пластів. Це, у свою чергу, призводить до інтенсивного винесення піску та накопичення піщаних пробок у свердловині.

Крім того, на етапі освоєння свердловин широко застосовуються методи стимулювання привибійної зони продуктивних горизонтів, зокрема соляно-кислотні обробки (СКО) та гідравлічний розрив пласта (ГРП). Характерною особливістю цих технологічних операцій є створення значних надлишкових тисків у привибійній зоні – як депресійних, так і репресійних. Значення депресій при цьому можуть досягати 15–20 МПа, тоді як репресії – 30–50 МПа.

Дія таких високих гідродинамічних навантажень на елементи кріплення свердловини та фільтрувальні системи є одним із ключових чинників порушення герметичності розмежування пластів у за колонному просторі. Це сприяє виникненню міжпластових і за колонних перетікань флюїдів, прориву підшовних вод до вибою та обводненню продукції свердловин.

За умов відносно невеликих депресій можливий тривалий поступовий винос дрібнодисперсних частинок породи, відомий як суфозія, що супроводжується збільшенням пористості колектора. При досягненні ж критичних значень зсувних напружень відбувається різке порушення структури пористого середовища внаслідок зсуву піщаних зерен.

Вважається, що ініціація процесу руйнування пов'язана з певним узагальненим напруженим станом породи, який може бути охарактеризований безрозмірним коефіцієнтом K :

$$K = \frac{2\varepsilon H g \rho_{\text{п}} - P_{\text{виб}}}{\sigma_{\text{ст}}} \quad (1.6)$$

де ε - коефіцієнт бокового розпору порід; H - глибина продуктивного

пласта; g – прискорення вільного падіння; $\rho_{\text{п}}$ - густина породи; $P_{\text{виб}}$ - вибійний тиск; $\sigma_{\text{ст}}$ - міцність породи на стиск.

За значення $K=1$ у породі встановлюється стан рівноваги, тоді як при $K > 1$ формується напружений стан, що сприяє розвитку деформаційних процесів.

Під час розробки продуктивних горизонтів, складених пухкими пісковиками, у привибійній зоні пласта може формуватися область рухомого піску, або так звана пластична зона. У такій ситуації в перші місяці експлуатації свердловини часто спостерігається інтенсивний і неконтрольований піскопрояв, зумовлений вимиванням піску та утворенням каверн (рис. 1.2) поблизу покрівлі пласта або у зонах більш міцних, неруйнівних пропластків за умов літологічної неоднорідності колектора.

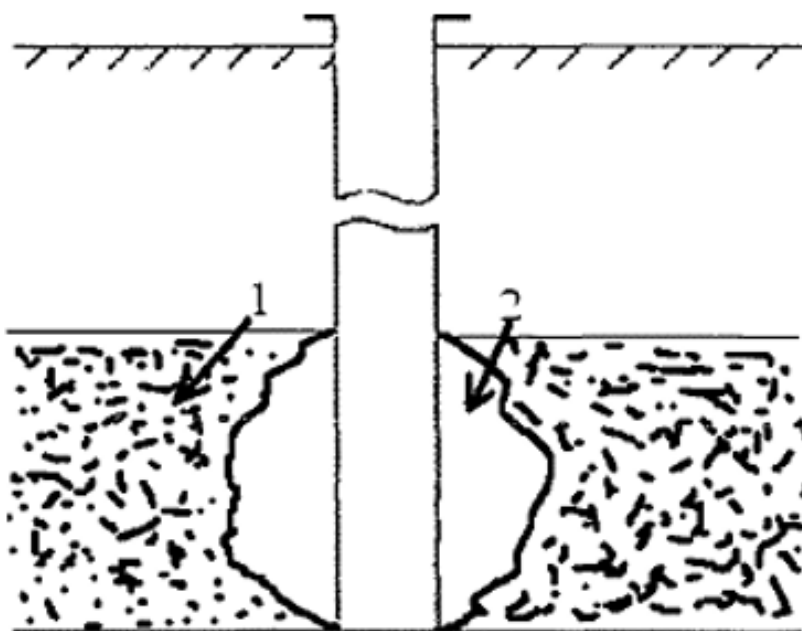


Рисунок 1.2 - Формування каверни у привибійній зоні пласта внаслідок руйнування пісковиків: 1 – нафтонасичений пісковик; 2 – зона каверноутворення в піщанику.

На формування та просторові параметри пластичної області у привибійній зоні впливає значна кількість чинників. До них належать перерозподіл напружень поблизу гірничої виробки, що існували до буріння і зазнали змін у процесі розкриття пласта; вплив бурового розчину на цементуючий матеріал,

який забезпечує зчеплення піщаних зерен; ударні та імпульсні навантаження на привибійну зону під час проведення кумулятивної перфорації; інтенсивність відбору пластового флюїду, а також низка інших геолого-технологічних факторів. Як правило, обсяги винесення піску зростають зі збільшенням дебіту свердловини, підвищенням водонафтового фактора та в міру виснаження продуктивного пласта, що перебуває в експлуатації.

Передбачається, що пісок у межах пластичної області утримується від виносу у стовбур свердловини за рахунок сил тертя, які виникають під дією тиску вищерозташованих товщ піщаних відкладів. Величина цього тиску на будь-якій глибині пластичної зони визначається сумарною вагою піщаної товщі та гірничим тиском, що передається від перекриваючих порід.

Експериментальними та промисловими спостереженнями встановлено, що інтенсивність винесення піску зменшується зі зростанням тиску обтиску. При досягненні значень тиску обтиску близько 0,3 МПа процес виносу піску стабілізується і наближається до постійного рівня. При цьому пісок, цементований глинистим матеріалом, за певних умов може зазнавати додаткового зміцнення.

У ряді випадків роль зв'язувального компонента між піщинками в колекторі може виконувати безпосередньо свердловинний флюїд. Зокрема, це характерно для покладів високов'язкої нафти та бітумів. У таких умовах інтенсивність надходження піску з пласта у свердловину значною мірою визначається величиною депресії на пласт: зі зростанням депресії кількість винесеного піску збільшується. Разом з тим, через високу в'язкість флюїду утворення піщаної пробки у стовбурі свердловини може не відбуватися. У цьому випадку пісок перебуває у зваженому стані в нафті та разом із нею транспортується на поверхню.

Для кількісної оцінки інтенсифікації процесів руйнування привибійної зони пласта застосовується поняття критичної швидкості винесення частинок породи з вибою свердловини. При цьому підкреслюється, що поява частинок породи у продукції свердловини не завжди є прямим свідченням руйнування

ПЗП. Якщо з часом інтенсивність винесення частинок зменшується, це може вказувати на процес очищення перфораційних каналів і високопроникних фільтраційних шляхів від слабкозв'язаних частинок, а також на видалення раніше зруйнованої породи з вибою свердловини [1].

У наукових дослідженнях, присвячених розробці технічних і технологічних рішень щодо закінчення свердловин у нестійких колекторах, запропоновано класифікацію причин руйнування колектора та винесення піску, яка базується на умовах їх виникнення. Відповідно до цієї класифікації всі причини поділяються на три основні групи: геологічні, технологічні та технічні. Характеристика зазначених груп полягає в наступному.

1. Геологічні фактори: глибина залягання продуктивного пласта та рівень пластового тиску; горизонтальна складова гірничого тиску; ступінь зцементованості породи, її ущільненість і природна проникність; фізико-хімічні властивості пластового флюїду та його фазовий стан; характеристика пластового піску (форма зерен, глинистість); проникнення підшовних вод у поклад і розчинення цементуючого матеріалу; тривалість процесу винесення піску.

2. Технологічні фактори: дебіт свердловини; величина депресії та репресії на пласт; зниження природної проникності внаслідок скин-ефекту; фільтраційні навантаження та порушення капілярного зчеплення між піщаними зернами.

3. Технічні фактори: конструкція вибою свердловини; характеристика поверхні вибою, через яку здійснюється фільтрація флюїду (інтервал розтину продуктивного пласта, наявність відкритих або закупорених перфораційних каналів тощо).

Поряд із наведеним підходом, ряд дослідників [4] зазначає, що причини винесення піску доцільно також групувати за альтернативною класифікацією, яка включає три узагальнені категорії (рисунок 1.3).

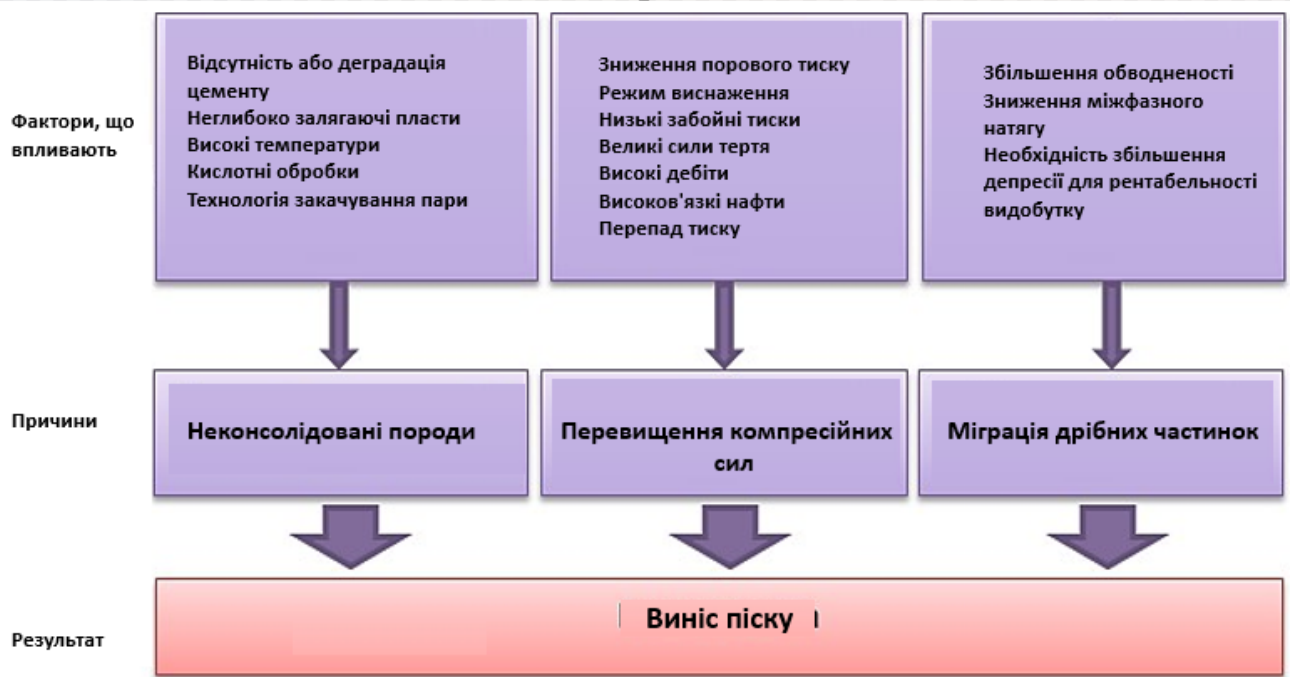


Рисунок 1.3 – Класифікація причин руйнування нестійких колекторів і виносу піску

1.2 Сучасні концепції та підходи до прогнозування і попередження піскопроявлення.

Прояви виносу пластового піску під час експлуатації свердловин призводять до виникнення ряду потенційно небезпечних та економічно витратних ускладнень, серед яких основними є:

- зниження продуктивності свердловин унаслідок формування піщаних пробок у стовбурі;
- порушення герметичності та міцності обсадних колон;
- часткове або повне перекриття перфораційного інтервалу;
- абразивне зношування елементів підземного та наземного обладнання свердловин, а також об'єктів газотранспортної інфраструктури (трубопроводів, запірної арматури, сепараційних установок);
- необхідність додаткового очищення видобутої продукції від піску з подальшою його утилізацією.

З огляду на наведене, формування ефективної стратегії захисту занурювального обладнання від піскопроявлення повинно базуватися на комплексному врахуванні взаємного впливу різних типів ускладнень, характерних для конкретної свердловини та умов її експлуатації.

На практиці доцільність застосування протипіскових заходів, як правило, визначається на основі економічної доцільності у поєднанні з аналізом можливих технологічних ризиків. При цьому оцінюються потенційні наслідки утворення піщаних пробок у свердловині, а також негативний вплив винесеного піску на поверхнєве і підземне обладнання. Фактично враховується дія піску як абразивного матеріалу вздовж усього шляху руху продукції – від вибою свердловини до пунктів збору та підготовки, а також прогнозуються витрати на проведення ремонтно-відновлювальних робіт.

Найбільш суттєва загроза, яку становить винесення піску у свердловину, полягає у можливому зниженні її дебіту до рівня, що не відповідає економічно обґрунтованій експлуатації. Накопичення піску на вибої або формування піщаної «бруківки» здатне істотно обмежити приплив пластового флюїду або повністю його припинити у випадках, коли швидкість висхідного потоку є недостатньою для транспортування твердих частинок на поверхню. Окрім цього, присутність піску у продукції свердловини спричиняє інтенсивне абразивне руйнування дорогоцінного підземного та наземного обладнання, що потребує його часткової або повної заміни. Значні втрати видобутку під час проведення ремонтних або капітальних робіт суттєво збільшують загальні експлуатаційні витрати.

Пластовий пісок також може викликати ерозійне пошкодження та вихід з ладу внутрішньосвердловинних запобіжних клапанів. Порушення працездатності таких елементів становить особливу небезпеку, оскільки може призвести до аварійних ситуацій із серйозними економічними наслідками та загрозою для життя персоналу, особливо в умовах морського буріння або на віддалених та важкодоступних родовищах.

Тривала експлуатація свердловин із постійним винесенням піску на поверхню може сприяти утворенню порожнин за обсадною колоною, внаслідок

чого труби втрачають опору з боку гірських порід. Подальші процеси осідання та переміщення пластового матеріалу призводять до нерівномірного розподілу стискаючих навантажень на обсадну колону, що може спричинити її деформацію, зминання або викривлення. Крім того, винесення частини пластового матеріалу у свердловину створює умови для переміщення менш проникних порід у привибійну зону, які заповнюють простір навколо обсадної колони. Це, у свою чергу, призводить до значного та, як правило, незворотного зниження продуктивності свердловини.

Процеси видалення піску супроводжуються значними фінансовими витратами, особливо під час виконання робіт у морських умовах, де пісок часто є забрудненим нафтою. У таких випадках необхідні додаткові заходи з його збирання, очищення та утилізації. Таким чином, винесення піску з пласта у свердловину та на поверхню може розглядатися як надзвичайно дорогий і потенційно небезпечний фактор, що істотно впливає на техніко-економічні показники розробки родовищ. Основні наслідки піскопроявлення наведені на рисунку 1.4.



Рисунок 1.4 - Наслідки виносу піску в свердловину

1.3 Вплив піскопроявлення на експлуатацію свердловин морських родовищ.

Експлуатація нафтогазових свердловин у межах слабосцементованих колекторів вимагає дотримання оптимального балансу між ефективністю роботи занурювального обладнання, яка визначається досягненням максимально можливих відборів пластової рідини, та показниками його надійності й довговічності. Надмірне форсування режимів роботи свердловин за наявності нестійких порід неминуче підвищує ризик руйнування привибійної зони пласта та розвитку піскопроявлення.

Аналіз особливостей розробки нафтових і газових родовищ, приурочених до слабосцементованих теригенних колекторів, свідчить, що в окремих специфічних умовах винесення піску може мати обмежений позитивний ефект. Зокрема, це стосується малопотужних пластів, складених низькопроникними пісковиками, де вилучення зруйнованої породи сприяє локальному зростанню проникності привибійної зони та, відповідно, підвищенню припливу пластового флюїду. Однак подібний ефект є нестійким і супроводжується значними технічними ризиками.

Практичний досвід промислової експлуатації свердловин свідчить, що заходи з попередження піскопроявлення доцільно реалізовувати на ранніх стадіях розробки, ще до моменту суттєвого руйнування продуктивного пласта. Із зростанням обсягів винесеного піску процес деградації привибійної зони стає дедалі складнішим для контролю, а ефективність подальших втручань різко знижується. У зв'язку з цим превентивні заходи з контролю піскопроявлення значно результативніші та економічно вигідніші порівняно з пізнішими ремонтно-відновлювальними роботами.

Основними джерелами механічних домішок, що надходять у підземне обладнання свердловин, є продукти руйнування гірських порід колектора, проппант, закачаний під час проведення гідравлічного розриву пласта, а також кристалічні утворення солей. Окрім цього, суттєвий внесок у забруднення

продукції вносять технологічні рідини, що використовуються під час буріння та освоєння свердловин, зокрема розчини глушіння, промивальні рідини, різноманітні хімічні реагенти та розчинники. Додатковим джерелом твердих частинок є продукти корозії експлуатаційних колон із подальшим утворенням сполук заліза.

Питання руйнування колекторів, механізмів винесення частинок породи, а також методів і засобів запобігання піскопроявленню під час експлуатації та закінчення нафтових і газових свердловин розглянуті у значній кількості науково-технічних досліджень. Узагальнення цих робіт дозволяє систематизувати підходи до організації експлуатації свердловин у нестійких колекторах.

Умовно всі способи експлуатації свердловин можна розділити на дві основні групи:

- методи, що передбачають винесення зруйнованої породи разом із продукцією на денну поверхню;
- методи, спрямовані на обмеження або повне запобігання виносу частинок породи з продуктивного пласта у свердловину.

Відповідно до сучасних уявлень, методи боротьби з піскопроявленням доцільно класифікувати на заходи, що зменшують інтенсивність винесення піску, та заходи, спрямовані на його повне попередження. На рисунку 1.5 наведено узагальнену схему, в якій способи боротьби з піскопроявленням у свердловинах систематизовані за відповідними ознаками.

Вибір конкретного методу боротьби з винесенням піску здійснюється з урахуванням комплексу факторів, серед яких важливу роль відіграє конструкція вибою свердловини. Під час закінчення свердловин з відкритим вибоєм перевага зазвичай надається механічним або комбінованим методам захисту від піскопроявлення. Хімічні способи закріплення піску, як правило, застосовуються на нових свердловинах, де ще не відбулося утворення каверн унаслідок інтенсивного винесення породи.

Суттєвим чинником при виборі методів боротьби з піскопроявленням є температурний режим експлуатації. Для хімічних методів закріплення піску допустимий інтервал температур зазвичай становить від 16 до 175 °С. Механічні методи не мають жорстких температурних обмежень, за винятком випадків, коли при формуванні набивань використовуються нафта або загущені технологічні розчини. У таблиці 1.1 наведено матрицю застосування основних методів боротьби з піскопроявленням залежно від конкретних умов його прояву.



Рисунок 1.5 - Способи боротьби з піскопроявом в видобувних свердловинах

До технологічних способів запобігання піскопроявленню в свердловинах, насамперед, належить оптимізація режимів відбору пластових флюїдів. Ключовим інструментом такого підходу є керування величиною депресії на пласт шляхом обмеження або поетапного збільшення дебітів свердловини. При цьому суттєву роль відіграють реологічні властивості флюїду в пластових умовах, зокрема його в'язкість. Зі зростанням в'язкості флюїду критичний градієнт тиску, за якого ініціюється винесення частинок породи, зменшується, що необхідно враховувати при виборі режимів експлуатації.

Газ, у порівнянні з водою та особливо з важкими смолистими нафтовими флюїдами, характеризується значно нижчою в'язкістю. У зв'язку з цим газові пласти, складені слабосцементованими пісковиками, здатні витримувати більші депресії без негайного розвитку піскопроявлення. Проте в процесі тривалої розробки газових родовищ зі зменшенням пластового тиску відбувається перерозподіл флюїдів у пласті, що проявляється у стягуванні контуру водоносності або підйомі підшовних вод. У результаті вода поступово наближається до експлуатаційної свердловини і, зрештою, надходить безпосередньо на вибій.

У випадку, коли пісковик зцементований глинистими або вапняними компонентами, надходження води у привибійну зону призводить до поступового вимивання цементуючого матеріалу. Цей процес супроводжується ослабленням міжзернових зв'язків і зниженням механічної міцності колектора. Як наслідок, руйнування пласта та розвиток піскопроявлення можуть відбуватися навіть за значно менших депресій, ніж ті, що були допустимими на початкових етапах експлуатації свердловини.

Таблиця 1.1 - Матриця критеріїв застосовності методів захисту від піску

Методи захисту		Суть технології	Область захисту	Критерії застосування
Без захисту		-	-	Малопотужні пласти, складені з малопроникних порід
Механічні	Застосування фільтруючих систем, шламауловлювачів	Встановлення фільтрів та іншого обладнання нижче та вище насоса для запобігання влученню в його піску	Прийом насоса, насос	Слабкий та помірний винос піску без пересипання вибою
Хімічні	Закачування смол та їх композицій у ПЗП	Створення пористого екрану у пласті для запобігання руйнуванню колектора	Інтервал перфорацій, Прийом насоса, насос	Інтенсивний винос піску з пересипанням вибою
	Застосування спеціальних цементів			
Фізико-хімічні	Застосування RCP пропанта	Створення пропантної упаковки за експлуатаційною колоною і в пласті	Інтервал перфорацій, прийом насоса, насос	Інтенсивний винос піску з пересипанням забою та утворенням каверн

Перша група методів включає техніко-технологічні підходи, спрямовані на очищення піску, який надходить у свердловину, безпосередньо в привибійній зоні або на запобігання його шкідливому впливу на обладнання. Більш ефективними є методи, засновані на принципі попередження виносу піску в свердловину. Для цього використовують хімічні, фізико-хімічні, механічні способи або їх комбінації з метою зміцнення порід у привибійній зоні.

– Механічні методи передбачають застосування різноманітних протипіскових фільтрів: гравійно-навивних, каркасно-гравійних, багат шарових сітчастих, гравійно-навивних тощо.

– Фізико-хімічні методи включають закріплення колекторів шляхом коксування нафти поблизу вибою, а також комбінації фізичних та хімічних методів, наприклад створення проппантного фільтра в привибійній зоні.

– Хімічні методи спрямовані на попередження піскопроявів за допомогою закріплювальних композицій (смол, складів для формування проникного тампонажного каменю), які виконують роль фільтра. Ці підходи зберігають колекторські властивості пласта та забезпечують щадний режим розкриття, що сприяє запобіганню виносу піску [1].

1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження

1. Руйнування слабосцементованих колекторів є комплексним процесом, основними визначальними механізмами якого є гідратація та набухання глинистого цементу, а також втрата капілярного зчеплення між піщинками при обводненні пласта. Встановлено, що при зануренні в глинистий цемент у воду міжплощинна відстань між лусочками глинистих частинок може збільшуватися від 0,98 нм до 4,0 нм, що призводить до зниження сили зчеплення та переведення основи колектора в рухливий стан.

2. Основною причиною руйнування привибійної зони пласта є висока величина градієнта тиску на стінки свердловини та швидкість фільтрації рідини, що створює розтягуючі зусилля, які перевищують межу міцності породи на

стиск. Причини піскопроявлення класифікуються на три основні групи: геологічні (ступінь зцементованості, глибина, пластовий тиск), технологічні (дебіт, депресія/репресія, фільтраційні навантаження) та технічні (конструкція вибою, порушення цілісності цементного каменю).

3. Піскопроявлення є джерелом потенційно дорогих ускладнень, що вимагають обов'язкового контролю, оскільки вони призводять до зниження дебіту через утворення піщаних пробок та абразивної ерозії дорогого підземного і наземного обладнання. Економічна доцільність проведення протипіскових заходів, особливо на морських родовищах, де витрати на ремонтно-відновлювальні роботи (РВР) значно вищі, виправдовує превентивні дії до того, як пласт зазнає серйозного руйнування.

4. Сучасні підходи до боротьби з піскопроявленням стратегічно поділяються на методи, що знижують (наприклад, регулювання відборів) та запобігають виносу піску (хімічні, механічні, фізико-хімічні). Для умов інтенсивного виносу піску з пересипанням вибою найбільш ефективними вважаються хімічні методи (закачування смол для створення пористого екрану) та фізико-хімічні методи (створення проппантної упаковки), які усувають проблему безпосередньо в привибійній зоні.

Мета роботи – обґрунтування вибору оптимального технологічного рішення та хімічної композиції для підвищення ефективності кріплення привибійної зони слабосцементованих пластів на морських родовищах шельфу з метою мінімізації піскопроявлення.

Основні завдання дослідження:

- Проаналізувати причини руйнування привибійної зони пласта та існуючі механізми піскопроявлення, а також оцінити їхній вплив на експлуатацію морських свердловин.

- Провести аналіз і класифікацію сучасних технологій кріплення привибійної зони пласта (механічних, фізико-хімічних, цементних) та визначити їхню застосовність в умовах шельфу.

- Виконати детальний порівняльний аналіз хімічних композицій на основі різних полімерних смол за ключовими критеріями (міцність, проникність, екологічність).

- Сформулювати критерії вибору та обґрунтувати оптимальне технологічне рішення щодо хімічної композиції для забезпечення довготривалого та ефективного кріплення привібійної зони пласта на морських родовищах.

РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ КРІПЛЕННЯ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

2.1 Техніко-економічні особливості експлуатації морських родовищ шельфу

Продуктивні пласти нафтових та газових родовищ шельфу представлені слабкосцементованими пісковиками, внаслідок чого відбувається руйнування скелета породи та винесення піску з пластів у свердловини.

Серед таких родовищ можна виділити нафтове родовище «Ч», геологічний розріз якого представлений піщано-глинистими відкладеннями кайнозойського віку. Нафтові поклади приурочені до продуктивних пластів червонокольорової товщі і переважно характеризуються режимом розчиненого газу з підлеглим впливом контурних вод.

Геологічна будова:

- Породи, що підстиляють червонокольорову товщу, представлені аргілітами і щільними глинами, серед яких виділяються окремі пачки дрібнозернистих і тонкозернистих пісків і пісковиків

- Сама товща має потужність у межах 2100–2500 м і складається з пластів пісків, пісковиків, глин і алевролітів, що чергуються

- Глини сірі, коричневі, бурі, червоні, щільні, вапняні

- Пісковики дрібнозернисті з різним ступенем цементації

Фізико-хімічні параметри продуктивних пластів:

- Початкова пористість: ~20%

- Проникність: ~200 мД

- Газовий фактор: ~250 м³/т

- Пластовий тиск: ~350 атм

- Щільність нафти: 0,84–0,86 г/см³

- У нафті переважають метанові вуглеводні

Видобуток з основної частини свердловин на даному родовищі ускладнений значною кількістю механічних домішок, що становить близько **67%** загального обсягу ускладнень (рис. 2.1).

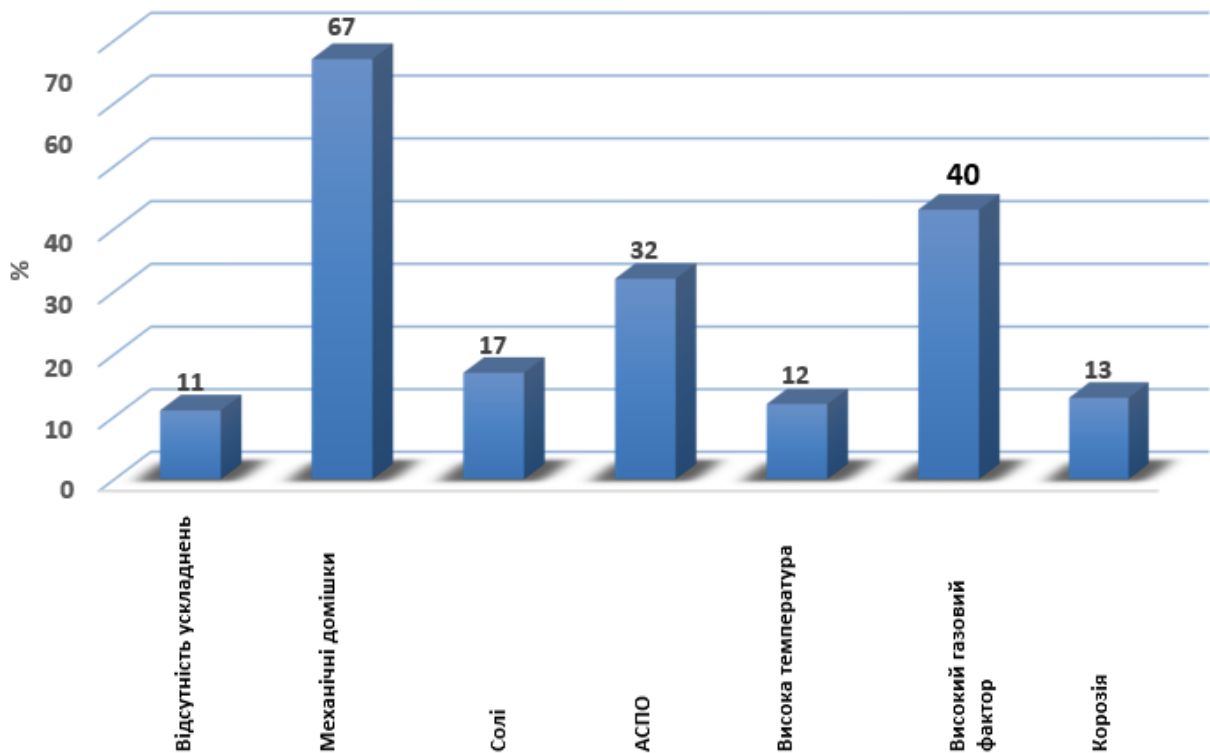


Рисунок 2.1 - Структура ускладненого фонду свердловин

Аналіз складу механічних домішок показує, що на частки породи-колектора припадає значна частина – близько 85%, решта належить до продуктів корозії та інших компонентів.

Негативний вплив механічних домішок:

- Кольматація привибійної зони пласта
- Зниження гідродинамічних характеристик свердловини
- Засмічення вибою свердловини
- Збільшення вібрації насосного обладнання
- Інтенсивний знос насосних установок
- Зменшення міжремонтного періоду роботи свердловин

Як видно з рисунка 2.1, окрім піскопрояву (67%), інші ускладнення у фонді свердловин включають: високі газовий фактор (40%), відкладення АСПО (32%), сольові відкладення (17%), відкладення парафіну (13%), високу температуру (12%) та корозію (11%).

2.2 Механічні та фізико-хімічні методи кріплення привибійної зони пласта

Під час розробки нафтових родовищ із застосуванням термічних методів одним із перспективних напрямів боротьби з піскопроявленням є зміцнення привибійної зони пласта шляхом коксування нафти. Даний метод базується на формуванні в пласті твердого вуглецевого зв'язуючого матеріалу – коксу – внаслідок тривалого процесу окиснення нафти в привибійній зоні при подачі нагрітого повітря.

Відомо, що за умов термічного впливу відбувається розклад нафтової сировини з утворенням твердого залишку вуглецевої природи. При підвищених тисках, що перевищують 1,0 МПа, швидкість деструктивних процесів практично не знижується, при цьому кількість газоподібних продуктів розпаду зменшується, а вихід твердих фаз, навпаки, зростає. У разі закачування гарячого повітря в пласт за температур 260–450 °С кисень вступає у взаємодію з компонентами нафти, внаслідок чого утворюються водяна пара, двоокис вуглецю, а також низькомолекулярні продукти окиснення, зокрема ефіри, органічні кислоти та альдегіди. Одночасно суттєво змінюється структура нафтового залишку, що обумовлено зростанням вмісту асфальтенів – основних компонентів, відповідальних за коксоутворення.

Застосування методу коксування як способу зміцнення пластів доцільне переважно на початкових етапах експлуатації родовищ, які характеризуються високою в'язкістю нафти та відносно невеликою глибиною залягання продуктивних горизонтів.

Разом із тим реалізація цього підходу потребує додаткових енергетичних витрат, пов'язаних із використанням теплових генераторів для підігріву повітря,

що закачується в пласт. У цілому метод коксування не набув широкого промислового застосування через технологічну складність процесу та зростання вартості робіт [1].

З метою оцінки можливості запобігання піскопроявленню в роботі [7] було досліджено ефективність аналогічного процесу шляхом коксування високов'язкої нафти в лабораторних умовах. Для моделювання пластових умов пісок, нафту та воду змішували у ваговому співвідношенні 27:5:1, що відповідало їх реальному співвідношенню в продуктивному пласті. Отриману суміш ущільнювали в керноутримувачі, який встановлювали в експериментальну установку.

Через змодельований таким чином пласт здійснювали прокачування повітря з поступовим підвищенням температури в термостаті, при цьому температурний режим підбирали таким чином, щоб уникнути самозаймання нафти. Протягом визначеного часу, зазвичай до 24 годин, температура в термостаті підтримувалася сталою, після чого експеримент припиняли. У результаті проведених дослідів зразок у керноутримувачі перетворювався на щільно зцементований масив, сформований продуктами окиснення нафти. Встановлена проникність зразка наприкінці експерименту становила в середньому $1,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Із зцементованого зразка виготовляли циліндричні керни діаметром 16 мм, для яких визначали міцність при одновісному стисканні. Отримані значення міцності виявилися порівнянними з вимогами, що пред'являються до максимально допустимих депресій у процесі експлуатації свердловин.

Для оцінки впливу водного середовища на міцнісні характеристики сформованих зразків частину з них витримували в дистильованій воді протягом тривалого часу (до п'яти діб). За результатами випробувань було встановлено, що механічні властивості зцементованих зразків за таких умов не зазнають помітних змін.

З метою орієнтовного визначення хімічного складу окисленого нафтового залишку окремі зразки піддавали впливу різних органічних розчинників. Для

цього зразки витримували в n-гептані, очищеному гасі, бензолі та чотирьохлористому вуглеці з подальшим спостереженням за зміною забарвлення розчинників упродовж десяти діб. У дослідах з n-гептаном і гасом забарвлення розчинників не змінювалося, що свідчить про відсутність у складі окисленої нафти смолистих компонентів і низькомолекулярних асфальтенів. Натомість у дослідах із бензолом та чотирьохлористим вуглецем спостерігалось жовте забарвлення розчинників, що вказує на наявність у зразках високомолекулярних асфальтенів і карбенів.

Результати випробувань із застосуванням розчинників дають підстави стверджувати, що досягнута міцність зцементованих зразків не є граничною. Для подальшого підвищення їх міцнісних характеристик необхідне більш глибоке окиснення нафтового залишку, що може бути досягнуто шляхом використання каталізаторів та оптимізації технологічних параметрів процесу.

На підставі виконаних лабораторних досліджень можна зробити висновок, що слабосцементовані колектори нафтових родовищ, насичені високов'язкими нафтами, можуть ефективно зміцнюватися методом коксування. Оптимальний температурний діапазон процесу коксування становить 205–215 °С. Даний спосіб може розглядатися як один із найближчих резервів запобігання виносу піску як на стадії геологорозвідувальних робіт, так і в процесі промислової експлуатації свердловин та введення родовищ у розробку. Разом із тим практична реалізація методу потребує створення спеціального вибійного теплового генератора [6].

Для свердловин, що характеризуються інтенсивним піскопроявленням і супроводжуються утворенням каверн у пласті, була апробована технологія зміцнення привибійної зони на основі малотоннажного гідравлічного розриву пласта із застосуванням РСР-пропанта масою до 5 т.

Суть цієї технології полягає у формуванні в привибійній зоні та за експлуатаційною колоною високо проникного екрану, який забезпечує безперешкодний приплив пластових флюїдів, одночасно перешкоджаючи виносу дрібнодисперсного несцементованого піску.

Для реалізації даного підходу в привибійну зону свердловини здійснювали закачування RCP-пропанта відповідно до розрахункового дизайну гідророзриву пласта. RCP-пропант (Resin Coated Proppant) являє собою пропант, покритий фенолформальдегідними смолами. Процес зшивання смоляного покриття активується за тисків понад 69 атм, тоді як за атмосферного тиску склеювання відбувається при температурах вище 90 °С. У процесі проведення ГРП температура пласта може знижуватися до 45 °С, що негативно впливає на ефективність зчеплення пропанта.

У таких випадках застосовували спеціальні термореактивні композиції, які при змішуванні безпосередньо на вибої виділяють значну кількість теплоти, забезпечуючи локальний нагрів до 140 °С. Фракційний склад закачуваного пропанта підбирався з урахуванням результатів гранулометричного аналізу піску, що виноситься разом із продукцією свердловини. Оскільки температура пластів ПК в оброблених свердловинах не перевищувала 70 °С, до складу закачуваного RCP-пропанта додатково вводили активатори спікання типу MS-1 та ПКК-1.

До основних недоліків даної технології слід віднести відносно значну витрату пропанта на одну свердловинну операцію, можливість його винесення у свердловину, складність реалізації в низькотемпературних пластових умовах, а також необхідність ретельного підбору та контролю активаторів процесу спікання.

2.3 Хімічні методи кріплення ПЗП: класифікація та принципи дії

Хімічний спосіб зміцнення привибійної зони пласта нафтових свердловин передбачає обробку ґрунту ПЗП шляхом нагнітання через отвори фільтра спеціального хімічного реагенту смоляної природи. Даний метод був розроблений Азербайджанським науково-дослідним інститутом з видобутку нафти та застосовується, головним чином, для запобігання утворенню піщаних пробок у свердловинах.

Використовуваний реагент характеризується здатністю до термічного та хімічного розкладання з утворенням смол, які не розчиняються ні у воді, ні в нафті. У процесі твердіння ці смоли виконують функцію в'язучого матеріалу, що забезпечує зв'язування окремих піщаних зерен у поровому просторі пласта. У результаті формується проникна, але водночас міцна і стійка до розмивання структура, ефективна за наявності в колекторі як води, так і нафти.

За підвищених температур у привибійній зоні глибоких свердловин (60 °С і вище) процес розкладання реагенту та твердіння смоли відбувається інтенсивно і не потребує застосування каталізаторів. Тривалість твердіння смоли істотно залежить від температурного режиму, що підтверджується даними, наведеними в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 Час твердіння смоли в залежності від температури

Температура, °С	60	70	80	90
Час, доба	12	8	5	3

За умов низьких температур у привибійній зоні неглибоких свердловин процеси розкладання реагенту та твердіння смоли протікають вкрай повільно. З метою їх інтенсифікації застосовується каталізатор — 20%-й розчин соляної кислоти. Залежно від фізико-хімічних властивостей смоли та температури на вибої використовують дві основні технологічні схеми кріплення привибійної зони пласта:

1. для свердловин із температурою на вибої 60 °С і вище;
2. для свердловин із температурою на вибої нижче 60 °С.

Хімічне зміцнення привибійної зони рекомендується застосовувати у свердловинах чинного фонду, завершених бурінням або капітальним ремонтом, які не можуть бути введені в експлуатацію через систематичне утворення піщаних пробок. Водночас забороняється проводити хімічну обробку свердловин, у яких у привибійній зоні відбуваються обвали, пов'язані з руйнуванням покрівлі продуктивного пласта.

Свердловини, призначені для обробки, повинні відповідати таким умовам:

- відсутність пошкоджень експлуатаційної колони та сторонніх предметів на вибої;
- надійна ізоляція сторонніх вод;
- висота стовпа рідини у свердловині не менше 150 м;
- свердловини, що вийшли з буріння або капітального ремонту, допускаються до обробки лише після попереднього дренажу пласта;
- свердловини з експлуатаційними об'єктами, представленими частим чергуванням піщаних і глинистих пропластків або глинистими пісками, обробляють виключно за першою технологічною схемою, при цьому температура на вибої не повинна перевищувати 50 °С.

Свердловини з довжиною фільтра понад 30 м рекомендується обробляти у два–три етапи з висотою оброблюваного інтервалу не більше 30 м за один прийом.

Перед проведенням хімічної обробки виконують обстеження експлуатаційної колони, очищають вибій від піщаної пробки, вимірюють температуру на вибої, уточнюють глибину свердловини та рівень рідини, а також визначають поглинальну здатність пласта.

У свердловину спускають заливальні труби діаметром 2½"–3" до рівня верхніх отворів фільтра. На трубах встановлюють пакер, за допомогою якого герметизують кільцевий простір між експлуатаційною колоною та заливальними трубами.

Після жорсткого з'єднання труб із заливальним агрегатом у свердловину через заливальні труби послідовно закачують нафту, далі — смолу, після чого смолу витісняють нафтою з труб і продавлюють у пласт. У свердловинах з підвищеною поглинальною здатністю допускається використання води як продавочної рідини.

Для запобігання витісненню смоли за межі оброблюваної зони в глиб пласта необхідно з високою точністю розраховувати об'єм продавочної рідини. Він має відповідати сумі об'єму заливальних труб нижче статичного рівня та

об'єму експлуатаційної колони в інтервалі від черевика заливальних труб до нижніх отворів фільтра.

Після закачування смоли в пласт пакер розтискають, а заливальні труби піднімають на 50–100 м. Далі через труби закачують 200–250 л води для змивання залишків смоли з їх внутрішніх стінок. Після цього свердловину залишають у спокої на весь період твердіння смоли.

Зразковий розрахунок обробки

Характеристика свердловини: вибій - 2265 м; діаметр експлуатаційної колони - 6"; фільтр - 2244-2249 м; статичний рівень - 1063 м;

температура на вибої - 78 °С. Заливальні труби спущені на 2232 м, у тому числі 3 " - 1030 м; 2 1/2 " - 1202 м.

Кільцевий простір між обсадною колоною і трубами заливки герметизовано пакером, спущеним на кінці труб заливки. Обсяг заливальних труб під статичним рівнем дорівнює $1169 \times 0,00302 = 3,5 \text{ м}^3$ де 0,00302 - об'єм в м^3 1 пог. м 2 1/2" труб .

Кількість смоли в м^3 для кріплення привибійний зони визначається з наступного рівняння:

$$V = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) H \alpha = 1,52 \text{ м}^3, \quad (7)$$

де D - діаметр зони кріплення, рівний 1 м;

d - діаметр експлуатаційної колони, рівний 0,168 м; H - висота фільтра, що дорівнює 5 м;

α - коефіцієнт пористості, рівний 0,40.

Продавочної рідини знадобиться:

$$Q = \frac{l_1 V_{\text{зал}} + l_2 V_{\text{к}}}{\gamma} = 4,5 \text{ м}^3, \quad (8)$$

де $l_1 = l - h_{\text{ст}}$ (рис. 2.2);

$l_2 = l_{\text{ф}} - l$;

$\gamma = 0,85$ - Питома вага продавочної рідини (нафти);

$V_{\text{зал}}$ - обсяг 1 пог. м заливальних труб, рівний $0,00302 \text{ м}^3$;

$V_{\text{до}}$ - обсяг 1 пог. м колони, рівний $0,0176 \text{ м}^3$;

$l_{\text{ф}}$ - відстань від гирла свердловини до дір фільтра, м;

l - довжина спущених заливальних труб, м;

$h_{\text{ст}}$ - відстань від гирла свердловини до статичного рівня, м.

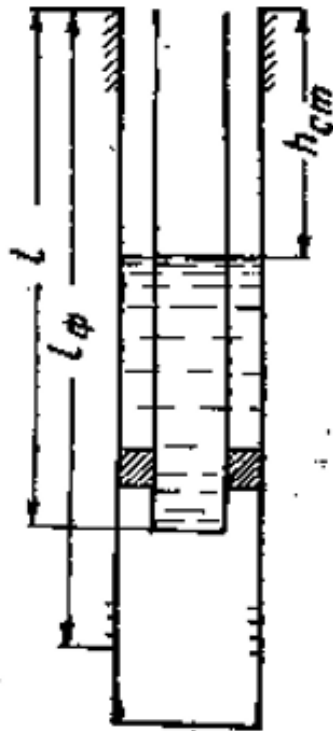


Рисунок 2.2 – Схема свердловини.

Оснащення свердловини здійснюють аналогічно попередньому випадку. Після вимірювання статичного рівня через заливальні труби закачують 15%-й розчин соляної кислоти для попередньої кислотної обробки з метою видалення вуглекислих солей. Кислоту вводять у свердловину порціями у 6–12 прийомів із перервами між закачуваннями 30–60 хв. Залишки кислоти продавлюють у пласт нафтою.

Через 10–16 годин після завершення кислотної обробки в пласт закачують смолу, до якої попередньо додають 3–5% (від об'єму смоли) 15%-го розчину соляної кислоти. Це забезпечує розшарування смоли на водну фазу та власне

смоляний шар. Точна кількість кислоти встановлюється шляхом серії контрольних титрувань середньої проби смоли.

Кислоту дозують у такій кількості, щоб процес розшарування повністю завершився безпосередньо в пласті до кінця закачування. Смоляний шар характеризується високою рухливістю та зберігає її протягом 10–12 годин. Додавання кислоти здійснюють у ємності агрегату малими порціями за умови безперервного перемішування.

Смолу з заливальних труб продавлюють у пласт нафтою. Розрахунок об'єму продавочної рідини виконують за аналогічною методикою, як і для свердловин з високою температурою.

Після закачування смоли в пласт вводять 20%-й розчин соляної кислоти, який виконує функцію каталізатора твердіння. Час твердіння смоли становить близько двох діб. Кислоту закачують у 3–4 прийоми з інтервалами 30 хв, при цьому її загальний об'єм приймають рівним подвійному об'єму закачаної смоли. Кислоту витісняють із труб нафтою або водою.

Поглинання закачуваних рідин контролюють шляхом спостереження за рівнем у заливальних трубах. Після завершення продавки пакер розтискають, труби піднімають на 50–100 м, а свердловину залишають у спокої на дві доби для завершення процесу твердіння смоли.

За відсутності смоляної склянки у фільтровому інтервалі повторно визначають поглинальну здатність свердловини, після чого її вводять в експлуатацію.

Зразковий розрахунок обробки

Характеристика свердловини: вибій - 586 м; діаметр експлуатаційної колони - 6 "; фільтр - 574-578 м; статичний рівень - 113 м; температура на вибої - 32 °С. Заливальні 2 ^{1/2}" труби спущені на 565 м; пакер встановлений на глибині 150 м-коду.

Об'єм заливальних труб під статичним рівнем дорівнює $452 \times 0,00302 = 1,365 \text{ м}^3$.

Розрахунок кислотної обробки Зміст CaCO_3 в піску - 6%.

Кількість вуглекислого кальцію в що піддалася обробці зоні складатиме:

$$\frac{\pi}{d}(D^2 - d^2)H\gamma_{об} * 0,06 = 0,785 * (1 - 0,168^2) * 4 * 2 * 0,06 = 0,368 \text{ т},$$

(9)

де $\gamma_{про} = 2$ - об'ємний вага піску.

Для розчинення 100 кг CaCO_3 потрібно 73 кг HCl , а для розчинення 0,368 т – 268 кг.

У перерахуєте на 15%-ний розчин потрібно приблизно 1800 кг = 1,7 м³.

Для повноти розчинення CaCO_3 беруть $1,7 * 3 = 5,1$ м³ HCl . Потрібна кількість смоли складе (м³):

$$V = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2)H\alpha = 1,22 \text{ м}^3$$

Добавка кислоти до смоли

на підставі даних титрування смоли кислотою додається на кожен літр смоли 0,049 л 15%-ної соляної кислоти.

Необхідна добавка кислоти:

$$V_{\text{HCl}} = 1220 * 0,049 = 59,8 \text{ л}.$$

Закачування смоли і задавка її у пласт

Через 16 годин після закінчення задавки кислоти пласт закачують смолу, потім закачують 200 л нафти, з тим щоб смолу довести до черевика заливальних труб.

Для встановлення статичного рівня роблять витримку часу в 1 годину. Задавку смоли роблять у пласт нафтою.

Кількість продавочної рідини:

$$Q = \frac{l_1 V_{\text{зал}} + l_2 V_{\text{к}}}{\gamma} = \frac{452 * 0,00302 + 13 * 0,0176}{0,85} = 1,88 \text{ м}^3$$

Після задавлення смоли в пласт нафтою, в свердловину закачують 2,5 м³ 20% соляної кислоти в два прийоми: спочатку 2,0 м³ через 30 хвилин ще 0,5 м³. Соляну кислоту продавлюють у пласт водою в об'ємі 1,4 м³ рівними об'ємами в три прийоми з інтервалами по 30 хв. Після продавки кислоти, розтискається пакер, труби піднімаються на 50 м, і свердловина залишається у стані спокою протягом двох діб для затвердіння смоли.

2.4 Цементні та цементно-карбонатні склади для кріплення привібійної зони пласта

Метод кріплення привібійної зони свердловини цементно-піщаною сумішшю є одним із ефективних заходів щодо боротьби з пробкоутворенням у свердловинах.

Сутність методу полягає в закачуванні в прифільтрову частину свердловини через діри фільтру суміші цементу і піску і створення в цій зоні проникної та міцної маси, стійкої проти деформацій фільтрації. Матеріали, що застосовуються: тампонажний цемент, дрібнозернистий пісок фракцій 0,25-1 мм, чистий, без глинистих частинок і вода.

Отримана бетонна маса має проникність, що дорівнює 0,1-0,5 Д, що відповідає проникності порід, стійких до фільтраційних деформацій.

Готують цементно-піщану суміш безпосередньо біля бурової. У ворону заливального агрегату знизу подають воду, а зверху засипають цементно-піщану суміш. Розчин, що утворився, направляють в ємності заливального агрегату, ретельно перемішують лопатами, заміряють і потім закачують через заливні труби в свердловину.

Розрахунок необхідної кількості матеріалів для виробництва цементно-піщаної суміші

Об'єм суміші для створення цементно-піщаного кільця навколо експлуатаційної колони висотою, що дорівнює потужності фільтра, становить (м^3):

$$V = \frac{\pi}{4}(D^2 - d^2)H\alpha + \frac{\pi}{4}d^2H, \quad (10)$$

де D - діаметр зони кріплення, м; d - діаметр експлуатаційної колони, м; H – висота фільтра, м; α - коефіцієнт пористості пласта.

Водоцементний та водопісочний фактор приймають рівним 0,5, тобто на кожну тону цементу та піску, що йдуть для отримання суміші, беруть по 0,5 тонн води.

Співвідношення піску і цементу в суміші встановлюють з розрахунку на три вагові частини піску одна вагова частина цементу, тобто для виробництва цементно-піщаної суміші витрачають на кожну тону цементу 0,5 т води, 3 т піску та 1,5 т води.

Вагове кількість цементу в тоннах:

$$Q_{\text{ц}} = \frac{1}{6} Q_{\text{смеси}} = \frac{1}{6} V_{\text{смеси}} \gamma_{\text{смеси}}. \quad (11)$$

Питома вага суміші визначають з рівняння (12):

$$\frac{1}{\gamma_{\text{ц}}} + \frac{0,5}{\gamma_{\text{в}}} + \frac{3}{\gamma_{\text{п}}} + \frac{1,5}{\gamma_{\text{в}}} = \frac{6}{\gamma_{\text{смеси}}}; \quad (12)$$

$$\gamma_{\text{смеси}} = \frac{6\gamma_{\text{ц}}\gamma_{\text{п}}\gamma_{\text{в}}}{3\gamma_{\text{ц}}\gamma_{\text{в}} + \gamma_{\text{п}}\gamma_{\text{в}} + 2\gamma_{\text{ц}}\gamma_{\text{п}}} = \frac{6 * 3,15 * 2,65 * 1}{3 * 3,15 * 1 + 2,65 * 1 + 2 * 3,15 * 2,65}$$

$$= 1,74$$

Тут $\gamma_{\text{ц}} = 3,15$ питома вага цементу;

$\gamma_{\text{п}} = 2,65$ питома вага піску;

$\gamma = 1$ питома вага води;

γ суміші = 1,74 питома вага суміші.

Вагові кількості сухого цементу $Q_{ц}$, піску – $Q_{п}$ і води в цементно-піщаній суміші визначають за такими формулами:

$$Q_{ц} = \frac{1}{6} Q_{смеси} = \frac{1}{6} V_{смеси} \gamma_{смеси} = \frac{1}{6} * 1,74V = 0.29V_{смеси}; \quad (13)$$

$$Q_{п} = \frac{3}{6} Q_{смеси} = \frac{3}{6} V_{смеси} \gamma_{смеси} = 0.9V_{смеси}; \quad (14)$$

$$Q_{в} = \frac{2}{6} Q_{смеси} = 0.6V_{смеси}. \quad (15)$$

Необхідне кількість рідини для продавки розчину суміші:

$$V_1 = 0,785 d_1^2 l, \quad (16)$$

де d_1 - внутрішній діаметр заливальних труб, м;

l - довжина заливальних труб, м.

По номограмі (рис. 2.2) визначають розрахункову кількість цементу, піску та води.

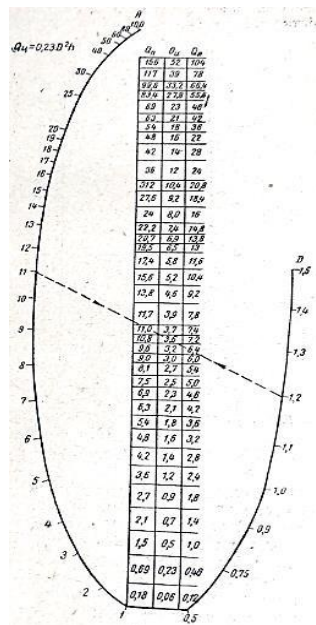


Рисунок 2.2 – Номограма розрахункової кількості цементу, піску та води для приготування цементно-піщаний суміші (наприклад – дано: $D=1.2$ м; $h=11$ м. Знаходимо: $Q_{ц}=3,7$ т; $Q_{п}=11$ т; $Q_{в}=7,4$ т)

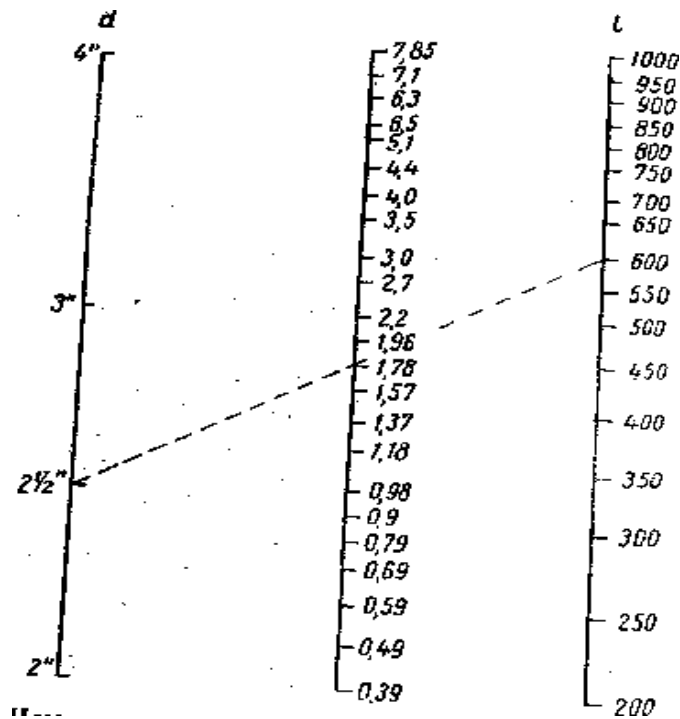


Рисунок 2.3 - Номограма розрахункового кількості продавочної води
(Наприклад дано: $d=2\frac{1}{2}$ " ; $l=600$ м. Знаходимо: $V=1.78$ м³)

Перед закачуванням цементно-піщаної суміші слід закачати в свердловину чистий цементний розчин у кількості 0,5 м³ для запобігання розрідженню суміші. Цементно-піщану суміш закачують у свердловину на максимальній швидкості агрегату.

При досягненні сумішшю черевика заливальних труб затрубний простір свердловини закривають і продавлюють суміш ПЗП. Після закінчення продавки затрубний простір відкривають, відновлюють циркуляцію до чистої води і піднімають заливальні труби.

Для затвердіння цементно-піщаної суміші свердловину дають спокій на 48 годин; після закінчення терміну затвердіння перевіряють вибій свердловини, розбурюють склянку, промивають вибій до чистої води, визначають поглинальну здатність. Після цього свердловину здають в експлуатацію.

У свердловинах, що мають довгі фільтри (понад 20 м), обробку роблять ступінчастим методом: спочатку обробляють верхню частину фільтра, а потім нижню. Для обробки верхнього інтервалу фільтра нижню частину засипають піском, який при подальшій обробці інтервалу очищають промиванням [8].

2.5 Висновки до розділу 2

1 Продуктивні пласти морських родовищ шельфу, зокрема, нафтового родовища «Ч», представлені слабкосцементованими пісковиками (пористість 20%, проникність 200 мД), що призводить до інтенсивного руйнування скелета породи та виносу піску. Піскопроявлення становить 67% загального обсягу ускладнень у фонді свердловин, де частка породи-колектора в механічних домішках сягає 85%, що критично знижує міжремонтний період та ефективність насосного обладнання.

2 Серед фізико-хімічних методів боротьби з піскопроявленням виділяють коксування нафти та малотоннажний ГРП з РСР-проппантом. Метод коксування нафти, хоча й забезпечує міцне цементування зразків (проникність зразка $1,6 \cdot 10^{-3}$ мкм²), є технологічно складним та дорогим через необхідність використання теплового генератора. Технологія РСР-проппанта ефективна для свердловин з кавернами, але вимагає ретельного підбору активаторів, оскільки температура пластів (нижче 70⁰С) може бути недостатньою для якісного спікання смоли (мінімальна температура спікання 90⁰С).

3 Хімічний метод кріплення привибійної зони пласта (ПЗП) полягає у закачуванні спеціального реагенту (смоли), який розкладається і виділяє нерозчинні смоли, що цементують піщинки в міцну та проникну масу. Швидкість твердіння смоли обернено пропорційна температурі: при високій температурі (60⁰С) затвердіння відбувається швидко і без каталізаторів, тоді як при 90⁰С час твердіння становить 3 доби, а при 60⁰С – 12 діб.

4 Метод кріплення привибійної зони цементно-піщаною сумішшю є одним із ефективних заходів проти утворення піщаних пробок, створюючи навколо експлуатаційної колони міцну та проникну масу. Отримана бетонна маса з використанням піску фракції 0,25-1 мм та співвідношенням 3:1 (пісок:цемент), характеризується проникністю 0,1-0,5 Д, що відповідає вимогам стійкості до фільтраційних деформацій.

РОЗДІЛ 3 ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНОЇ ХІМІЧНОЇ КОМПОЗИЦІЇ ДЛЯ КРІПЛЕННЯ ПЗП НА МОРСЬКИХ РОДОВИЩАХ

3.1 Аналіз та порівняння сучасних хімічних композицій на основі полімерних смол.

До хімічних методів запобігання винесенню піску належать технології закріплення привибійної зони пласта спеціальними композиціями смол та проникними тампонажними складами, які утворюють фільтрувальний бар'єр. Такі методи дозволяють зберегти колекторські властивості пласта, забезпечують його вторинне розкриття в щадному режимі й запобігають потраплянню піску у свердловину.

Проникні тампонажні склади

Дослідження показали, що роль фільтра може виконувати високопроникний тампонажний камінь, який утворюється внаслідок тверднення закачаного у свердловину розчину. Найбільший практичний інтерес мають суміші на основі портландцементу – найдоступнішого, недорогого й нетоксичного в'язучого матеріалу, який зручний у використанні, формує міцний камінь і зберігає свої властивості тривалий час.

Відомі склади для закріплення привибійної зони містять 30–40% цементу, 20–30% піску, 10–15% хлориду натрію, 3–5% фосфомелу (відходу преципітатного виробництва на основі карбонату кальцію), а також водний розчин хлориду натрію як решту.

Існує спосіб кріплення свердловини, який передбачає послідовне закачування буферної рідини та трьох порцій цементного розчину. Перші дві порції мають густину 1650–1750 кг/м³ і містять портландцемент, дрібнодисперсний кварцовий пісок (із середнім розміром зерен до 1 мм) у співвідношенні 100:8–100:10, полівініловий спирт (ПВС-ВР) у кількості 0,4–0,6% і піногасник – 0,04–0,06% від маси цементу. Третя порція включає додатково хлориди кальцію (2%) і натрію (1%), які прискорюють процес

тверднення та підсилюють взаємодію компонентів, забезпечуючи густину не менше 1850 кг/м³.

Основним недоліком цього методу є суттєве зниження фільтраційно-ємнісних властивостей пласта після оброблення, невисокий відсоток успішних операцій, а також неконтрольований час тверднення, що ускладнює виконання робіт.

Традиційним засобом є встановлення цементних мостів у нижній частині свердловини, проте цей метод малоефективний – не перевищує 30% ефективності. Вода продовжує просочуватись пластом повз цементний бар'єр, тому ефект є короткочасним, а міжремонтний період – обмеженим, що зумовлює повторні роботи та додаткові витрати.

Перспективним напрямом є використання цементно-карбонатних складів (ЦКС), які утворюють у привибійній зоні міцний і водночас проникний бар'єр. Ефективність оброблення залежить від якості, кількості та швидкості нагнітання ЦКС у пласт, що визначає умови формування проникного екрана.

Основними компонентами ЦКС є портландцемент, карбонатний пісок (фракція 0,5–5,0 мм, з умістом CaCO₃ не менше 90%), синтетична соляна кислота, технічна вода (прісна або морська), нафта як пісконосій і сповільнювач тверднення, а також кварцовий пісок (фракція 0,5–0,85 мм). Нафта продовжує дію кислоти на карбонатну речовину та полегшує рівномірне просочення пласта.

Процес передбачає нагнітання складу у привибійну зону з подальшим герметизуванням гирла свердловини й витримкою протягом 72 годин під тиском. Через 3–5 діб після тверднення проводять перевірку вибою та, за необхідності, очищення або розбурювання пробки. Недоліками цього методу є низька ефективність і значна тривалість виконання робіт.

Закріплення смолами

Технологія передбачає тампонування привибійної зони під тиском із використанням полімерних складів, що містять синтетичну смолу, затверджувач і реагенти, які підвищують міцність та проникність обробленої породи.

Методи на основі смол є одними з найпоширеніших у практиці боротьби з піскопроявами, про що свідчить велика кількість патентів як вітчизняного, так і закордонного походження.

Одним із ефективних варіантів є використання карбамідних смол. Для створення фільтра у привибійній зоні закачують водний розчин, що містить 80% карбамідної смоли, 1–3% хлориду амонію, 1–3% нітриту натрію та решту води. Об'єм закачування становить близько 0,5 порового об'єму породи, після чого здійснюють продавлювання гідрофобною рідиною (нафтою, гасом, дизельним паливом) і витримку протягом доби.

У результаті реакції хлориду амонію з нітритом натрію утворюється азот, який сприяє формуванню пористої структури затверділої маси та підвищує адгезійну міцність полімерної плівки до мінеральних зерен.

Перевагами цієї технології є простота застосування, доступність і невисока вартість компонентів, екологічна безпечність та відносна технологічна гнучкість. Недоліком є зниження проникності привибійної зони на 35–40% і порівняно невисока міцність зчеплення, що становить близько 2 МПа.

Фенолформальдегідні смоли

Для закріплення привибійної зони нафтових і газових свердловин застосовують композиції на основі фенолформальдегідних смол. Відомий склад містить формальдегідну смолу та затверджувач на основі розчину сульфокислоти у настої спирту на гідролізному лігніні – відході, що утворюється під час гідролізу тріски або тирси. Кількість затверджувача у складі становить 7–15%. Настій містить 10–40% спирту з додаванням поверхнево-активної речовини у кількості 8–12% від маси затверджувача. Масове співвідношення спирту й гідролізного лігніну в настої – від 10:1 до 1:1. Додатково склад містить дисперсні частинки гідролізного лігніну (3–20%) як наповнювач.

Затвердіння композиції відбувається внаслідок реакції поліконденсації у свердловинних умовах. Додавання спиртовмісних диспергованих частинок лігніну активує формальдегідну смолу, підвищуючи її адгезійну здатність і забезпечуючи значні сили зчеплення у контактах «смола–труба» та «смола–

порода». Ці сили перевищують величини зсувних напружень, які виникають під час навантаження колони зовнішнім тиском. Таким чином, присутність лігнінових компонентів у тампонуєчій суміші сприяє підвищенню адгезії, регулюванню часу схоплення та покращенню міцнісних характеристик тампонажного каменю.

У результаті застосування композиції формується міцний фільтр у привибійній зоні пласта (до 4,7 МПа) із прийнятним збереженням проникності.

Інший відомий склад для зміцнення слабкозцементованих пористих пластів включає фенолформальдегідну смолу, водний розчин соляної кислоти 15%-ї концентрації, оксиетильований алкілфенол і гетероциклічну кисневмісну сполуку – 4-метил-4-феніл-1,3-діоксан у таких співвідношеннях, мас. %:

- фенолформальдегідна смола – 78–86;
- водний розчин HCl (15%) – 12,7–19,5;
- оксиетильований алкілфенол – 0,3–0,5;
- 4-метил-4-феніл-1,3-діоксан – 1–2.

Додавання 4-метил-4-феніл-1,3-діоксану у кількості 1–2% сприяє підвищенню адгезії полімеру до мінеральних зерен пласта завдяки модифікації структури смоли гетероатомами кисню. Отримана композиція формує міцний полімерний фільтр із втратою проникності не більше ніж 7% від початкової.

Попри високі технічні показники, основним недоліком фенолформальдегідних смол є токсичність їхніх компонентів, що обмежує сферу практичного застосування.

Фурфуриловий спирт

Існує склад для закріплення привибійної зони пласта, який містить кубові залишки ректифікації фурфурилового спирту, концентровану технічну соляну кислоту, воду, ацетон і 25%-ний водний розчин аміаку у співвідношенні об'ємних частин 1:1. Компонентний склад, мас. %, такий:

- кубові залишки фурфурилового спирту – 57–75;
- концентрована HCl – 8–19;
- ацетон – 2–4;

- 25%-ний розчин аміаку – 2–4;
- вода – решта.

Принцип дії цього складу базується на полімеризації фурфурилового спирту у присутності протонних кислот. Сумісне використання ацетону та аміаку дозволяє сповільнити полімеризацію, що запобігає передчасному підвищенню в'язкості й забезпечує високу проникність складу в пористе середовище.

Інший спосіб закріплення піску полягає у послідовному закачуванні буферної рідини (етилацетат – 99%, сірчана кислота – 1%) і піскозміцнювальної композиції (фурфуріловий спирт – 40%, метанол – 59%, сірчана кислота – 1%). Після закачування проводять прогрів пласта водяною парою температурою 150 °С.

Хоча фурфуріловий спирт забезпечує часткове зміцнення пласта (до 2 МПа), він характеризується токсичністю, а використання концентрованих кислот як каталізаторів ускладнює технологічний процес і підвищує екологічні ризики.

г) Поліуретанові полімери

Відомий спосіб боротьби з піскопроявами у нафтових і газових свердловинах базується на використанні поліуретанових передполімерів. Суть методу полягає у закачуванні в свердловину безводної рідини, що містить поліуретановий передполімер (5–15 %) і нижчий кетон як розчинник (85–95 %). Після цього вводиться вода в кількості 0,4–5,0 порових об'ємів протягом не більше трьох годин, після чого систему витримують у статичних умовах не менше десяти годин для затвердіння.

Процес реалізується у три етапи:

1. заповнення порового простору розчином передполімеру;
2. осадження полімеру на поверхні породи;
3. затвердіння осадженого шару.

Метод забезпечує зниження проникності по воді на 36% і по газу – на 61%. Однак технологія вимагає суворого дотримання режиму закачування, оскільки його порушення може призвести до утворення щільної полімерної пробки у

стовбурі свердловини. Недоліком є також використання значної кількості токсичного розчинника.

Ацетонформальдегідні смоли

Суть методу полягає у закачуванні полімерного складу разом із соляною кислотою з подальшою витримкою до повного затвердіння.

Готують суміш карбамідоформальдегідної та ацетонформальдегідної смол у співвідношенні 4:1. Під час перемішування додають алюмінієву пудру у кількості 0,05–0,2% від маси полімерного складу. Далі послідовно закачують буферну рідину (прісна вода, 0,2–0,3 м³) і 10–15%-ний водний розчин соляної кислоти у співвідношенні 1:1 до полімерного складу.

Буферна рідина вводиться для розділення компонентів і запобігання передчасному затвердінню полімеру при взаємодії з кислотою. Після цього полімерний склад і кислоту продавлюють у пласт та витримують до затвердіння.

Під дією кислоти полімерна суміш полімеризується, утворюючи проникний фільтр. У результаті реакції алюмінієвої пудри з кислотою виділяється водень, який формує пористу структуру полімерного каменю з високою проникністю.

Додавання ацетонформальдегідної смоли забезпечує безсадковість, пластичність і високу адгезію полімерного фільтра до гірських порід. Це дозволяє ефективно зміцнювати привибійну зону пласта та зменшувати винос піску. Отримана суміш є технологічною у будь-яку пору року, має тривалий термін зберігання (до одного року) та знижену температуру замерзання.

У результаті застосування складу досягається міцність до 10 МПа при збереженні високої проникності (до 2 мкм²). Недоліками є використання концентрованої кислоти та алюмінієвої пудри, нерівномірний розподіл якої може призвести до формування непроникного екрану.

Резорцинформальдегідні смоли

Для зміцнення слабозцементованих пластів застосовується склад, що містить (мас. %):

- алкілрезорциноформальдегідну або фенолорезорциноформальдегідну смолу – 70–80;
- параформ – 10–15;
- карбонат амонію – 10–15.

Параформ забезпечує затвердіння смоли в лужному середовищі, властивому для пластових вод і бурових розчинів, без необхідності введення кислотного реагенту.

Під час розкладання карбонату амонію виділяються аміак і діоксид вуглецю, що формують пористу структуру тампонажного каменю. Для ініціювання цієї реакції необхідно підвищити температуру пласта до +60 °С і вище.

Отриманий камінь має високу міцність (до 10 МПа) і пористу структуру, однак застосування складу обмежується свердловинами з температурою понад +60 °С.

Резолформальдегідні смоли

Тампонажні матеріали на основі резолформальдегідних смол використовуються для ізоляції водопритоків у нафтових і газових свердловинах.

Склад містить:

- резолформальдегідну смолу – 50%;
- воду – 35%;
- соляну кислоту – 15%;
- піноутворювач – для зниження усадки;
- наповнювач – для підвищення пластичності.

Зшиваючими агентами виступають як неорганічні (соляна, сірчана, фосфорна кислоти), так і органічні (п-толуолсульфокислота, щавлева кислота) сполуки.

Активаторами полімеризації є діоксибензоли (резорцин, пірокатехін тощо), які завдяки високій реакційній здатності утворюють метиленові містки, забезпечуючи зшивання полімеру навіть при температурах нижче 50 °С.

Додавання піноутворювачів (ізоціанати, діаміни, сульфонол, вуглекислий амоній тощо) у кількості 0,06–1,0% запобігає усадці та збільшує об'єм твердого каменю на 1,5–2,5% без погіршення його міцності.

Введення дрібнодисперсних наповнювачів (до 20% маси) – гумової крихти, деревного борошна, лапролу, сульфовугілля тощо – підвищує пластичність і ударну в'язкість матеріалу, а також стійкість до вібраційних навантажень.

Температурний діапазон застосування – від 20 до 150 °С. У привибійній зоні смола утворює міцний проникний фільтр, що скріплює несцементовані піски.

Недоліком є наявність у складі токсичних компонентів і кислот, які ускладнюють технологію застосування.

з) Сланцеві смоли

Контарен-2 – композиція, що включає наповнювач і полімероутворюючі компоненти: сумарні сланцеві акрилрезоцини (ТС-10) та уротропін. При температурі понад 35 °С відбувається їх взаємодія з утворенням тривимірної полімерної сітки, що характеризується високою міцністю, корозійною стійкістю і термостійкістю до 200 °С.

ТС-10 – це суміш сланцевих фенолів, етиленгліколю та водного розчину їдкого натру. Має щільність 1,16 г/см³ при 20 °С і температуру замерзання – 30°С.

Уротропін – дрібнокристалічний порошок щільністю 1,25 г/см³, який забезпечує зшивання полімерної сітки. Їдкий натрій виконує функцію інгібітора коагуляції та регулятора терміну початку загусання.

Наповнювач ШРС-С – продукт спільного помелу розчинних (кухонна сіль) і нерозчинних (агломераційна руда, доменний шлак) компонентів. Нерозчинна частина створює механічну міцність затверділого матеріалу, а розчинна – формує мікропори після вимивання солі водою.

У результаті твердіння утворюється поровий камінь, що має первинну проникність і забезпечує стабільність структури після розчинення солі.

Основними недоліками є складність приготування композиції, потреба у спеціальному обладнанні та невисока міцність утвореного матеріалу (2–4,5 МПа).

Епоксидні смоли

Стабілізація несцементованих колекторів шляхом закачування епоксидної композиції у привибійну зону пласта з наступним затвердінням і формуванням міцного проникного фільтра.

Склад композиції:

- епоксидна смола – 50%
- метанол – 50%
- амінний затверджувач – у кількості, що залежить від умов у свердловині

Метанол знижує в'язкість суміші, забезпечуючи глибше проникнення у поровий простір пласта.

Після закачування композиції і витримки відбувається реакція полімеризації, у результаті якої формується міцний фільтр.

Результати:

- міцність фільтра – до 11 МПа
- збереження проникності – $\approx 67\%$ від початкової

Переваги:

- висока міцність отриманого фільтра
- стабільна структура при зміні тиску і температури

Недоліки:

- токсичність реагентів (метанол, амінні сполуки)
- часткова втрата проникності привибійної зони

Кремнійорганічні смоли

Ізоляція припливів пластових вод та зміцнення привибійної зони пласта.

Склад композиції (мас. %):

- кремнійвмісна речовина – 60–95%

- карбамідоформальдегідний концентрат (КФК) або його продукти – 5–40%
- хлорид амонію + нітрит натрію – газоутворювач

Механізм

дії:

Реакція кремнійорганічних сполук з КФК проходить через стадії приєднання, поліконденсації, гелеутворення та зшивання полімерних структур, у результаті чого формується тверда полімерна сітка. Газоутворювачі створюють пористу структуру, що забезпечує залишкову проникність.

Композиція гідрофобізує поверхню порід, зменшуючи змочуваність і тим самим покращуючи ізоляцію вод.

Результати:

- формування міцного полімерного екрану
- збереження до 60% початкової проникності

Переваги:

- одночасне кріплення і гідрофобізація порід
- можливість використання у водо-, газо- і нафтовидобувних свердловинах

Недоліки:

- застосування хлорорганічних сполук, які знижують якість нафти
- зменшення проникності привибійної зони

Технологія кріплення ПЗП ґрунтується на методі тампонування під тиском із використанням полімерних складів, що містять синтетичну смолу, відповідний затверджувач та реагенти для підвищення міцності й проникності закріпленої зони (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Узагальнена характеристика композицій для підвищення міцності й проникності ПЗ

Тип Смоли	Склад та Особливості	Переваги	Недоліки
а) Карбамідні	Водний розчин карбамідної смоли (80%), хлориду амонію (1-3%), нітриту натрію (1-3%), вода – решта. Закачується, продавлюється гідрофобною рідиною. Виділення азоту (реакція NH ₄ Cl і NaNO ₂) створює пористу структуру.	Технологічно простий, легкодоступний, нетоксичний, недорогі компоненти.	Знижує проникність ПЗП на 35-40%. Невелика міцність (approx 2 МПа).
б) Фенолформальдегідні	Фенолформальдегідна смола + затверджувач (розчин сульфокислоти в настій спирту на гідролізованому лігніні). Може містити дисперсні частинки гідролізованого лігніну як наповнювач. Інший склад: смола (78-86%) + водний розчин соляної кислоти 15%-ної концентрації (12,7-19,5%) + оксиетильований алкілфенол (0,3-0,5%) + 4-метил-4-феніл-1,3-діоксан (1-2%) як функціональна добавка.	Створення міцного фільтра (до 4,7 МПа і до 7% втрати проникності). Підвищена адгезія.	Токсичність компонентів.
в) Фурфуриловий спирт	Склад 1: Кубові залишки ректифікації фурфурилового спирту (57-75%) + концентрована технічна соляна кислота (8-19%) + ацетон (2-4%) + водний розчин аміаку 25%-ної концентрації (2-4%) + вода – решта. Склад 2: Фурфуриловий спирт (40%) + метанол (59%) + сірчана кислота (1%), закачується після буферної рідини (етилацетат 99%, сірчана кислота 1%).	Спільне застосування ацетону й аміаку уповільнює полімеризацію, зберігаючи високу проникаючу здатність.	Неприйнятна міцність (до 2 МПа), знижує проникність. Токсичність фурфурилового спирту, використання концентрованих кислот.

Тип Смоли	Склад та Особливості	Переваги	Недоліки
г) Поліуретанові полімери	Поліуретановий передполімер гідрофобний (ППГ, 5-15%) + нижчий кетон (розчинник, 85-95%). Закачування рідини, потім води для затвердіння.	Реалізується триетапна обробка: заповнення, осадження, затвердіння.	Значне зниження проникності (по воді 36%, по газу 61%). Токсичний розчинник, ризик утворення пробки.
д) Ацетонформальдегідні	Суміш карбамідоформальдегідної та ацетонформальдегідної смол (4:1) + алюмінієва пудра (0,05-0,2% від маси полімерного складу). Продавлюється водним розчином соляної кислоти (10-15%-ної концентрації).	Міцне кріплення (до 10 МПа), збереження високої проникності (до 2 мкм ²). Безусадковий, пластичний фільтр.	Використання концентрованих кислот і гетерогенної алюмінієвої пудри (ризик утворення непроникуваного екрану).
е) Резорцинформальдегідні	Алкілрезорциноформальдегідна або фенолрезорциноформальдегідна смола (70-80%) + параформ (10-15%) + карбонат амонію (10-15%). Параформ забезпечує затвердіння в лужному середовищі.	Створення міцного фільтра (10 МПа). Висока пористість завдяки виділенню NH ₃ та CO ₂ (реакція NH ₄ HCO ₃).	Обмеженість сфери застосування: температура вище +60°C (для розкладу карбонату амонію).
ж) Резолформальдегідні	Резолформальдегідна смола (50%) + вода (35%) + соляна кислота (15%) + піноутворювач + наповнювач. Активатор (діоксибензол, наприклад, резорцин) потрібен при температурі нижче 50°C.	Утворення міцного, проникного фільтра. Піноутворювачі ліквідують усадку, наповнювачі підвищують пластичність	Наявність у складі кислоти та токсичної смоли.

Тип Смоли	Склад та Особливості	Переваги	Недоліки
		і стійкість до вібрацій.	
з) Сланцеві смоли (Контарен-2)	Полімероутворюючі компоненти (сумарні сланцеві акрилрезорцини - ТС-10 та уротропін) + їдкий натрій + вода + наповнювач ШРС-С (розчинний NaCl + нерозчинний).	Термостійкість до 200 ^o C. Наявність розчинної частини наповнювача (NaCl) створює мікрощілинні канали, забезпечуючи початкову проникність.	Складність технології приготування, необхідність спеціального обладнання. Невисока міцність (2 до 4,5 МПа).
і) Епоксидні смоли	Епоксидна смола (50%) + метанол (розчинник, 50%) + амінний затверджувач. Висока в'язкість смоли потребує розведення.	Створення фільтра міцністю до 11 МПа.	Використання токсичних реагентів (метанол, похідні амінів). Втрата проникності (33% втрати від початкової).
к) Кремнійорганічні смоли	Кремнійвмісна речовина (60,0-95,0%) + карбамідоформальдегідний концентрат КФК або продукти на його основі (5,0-40,0%) + хлорид амонію і нітрит натрію (газоутворювач).	Утворення міцного полімерного екрану зі збереженням проникності до 60% від початкової. Гідрофобізація поверхні породи.	Застосування хлорорганічних сполук (негативно впливають на якість нафти), значне зниження проникності ПЗП.

Порівняння ключових характеристик (міцність, зміна проникності, екологічність) розглянутих хімічних композицій наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Порівняння ключових характеристик кріплення ПЗ пласта

Композиція	Макс. Міцність, МПа	Примітка до проникності	Токсичність
Цементні (стандарт)	Низька	Сильне зниження	Низька
Карбамідні смоли	2	Зниження на 35-40%	Низька
Фенолформальдегідні	До 4,7	Втрата до 7%	Висока
Фурфуриловий спирт	До 2	Незначне зниження	Висока
Резорцинформальдегідні	10	Висока пористість	Середня
Ацетонформальдегідні	10	Збереження до 2 мкм ²	Середня (кислоти)
Епоксидні смоли	11	Втрата 33%	Висока
Кремнійорганічні	Висока	Збереження до 60%	Висока

3.2 Критерії вибору та обґрунтування оптимального технологічного рішення для умов шельфу

Ефективна боротьба з піскопроявленням, особливо в складних умовах експлуатації морських родовищ шельфу, вимагає ґрунтового аналізу доступних технологій та чіткого визначення критеріїв вибору. Технологічні рішення для запобігання виносу піску традиційно поділяють на три основні групи:

1. Механічні методи: Встановлення різноманітних фільтрів (дротяних, щільних, каркасних, гравійно-навивних, багатошарових сітчастих).
2. Хімічні методи: Закачування у пласт речовин, що твердіють і цементують пісок (тампонажні склади, смоли, цемент із наповнювачами).
3. Комбіновані методи: Поєднання механічних фільтрів із хімічним закріпленням зерен піску.

Досвід застосування механічних фільтрів на вибої свердловин показав їхню недостатню надійність. Спорудження та правильний вибір конструктивних елементів механічних фільтрів є трудомістким і дорогим процесом, що залежить від безлічі складних геологічних і технічних факторів.

Істотні недоліки механічних фільтрів:

- Кольматація (засмічення): Зниження проникності через закупорку пор.
- Недостатня механічна міцність: Ризик руйнування під дією пластових навантажень і вібрацій.
- Складна ремонтпридатність: Вимагає проведення дорогих ремонтно-ізоляційних робіт.

Через ці недоліки, в умовах слабосцементованих колекторів, особливої актуальності набуває хімічне закріплення.

Хімічні методи спрямовані на підвищення міцності привибійної зони при збереженні або мінімальному зниженні фільтраційно-ємнісних властивостей колектора, забезпечуючи високий дебіт свердловини.

Як в'язучі реагенти використовують хімічні сполуки (наприклад, полімерні смоли), здатні в певних умовах полімеризуватися з утворенням твердоподібного матеріалу, який зв'язує мінеральні зерна. Збереження пористої структури досягається завдяки:

- Правильному вибору хімічних добавок.
- Використанню відповідної буферної рідини (продавочного флюїду).
- Оптимізованій технології закачування полімерного складу.

Вибір оптимального хімічного складу для кріплення ПЗП на морських родовищах базується на сукупності технологічних, експлуатаційних та екологічних вимог (табл. 3.3 – 3.4).

Огляд показав, що вітчизняні та іноземні компанії активно застосовують полімерні композиції на основі епоксидних, фуранових, карбамідних, фенолформальдегідних смол та їх сумішей із піском. Оптимальне технологічне рішення для умов шельфу – це вибір хімічної композиції, яка забезпечує

найвищу міцність та найкраще збереження проникності при одночасній мінімізації токсичності та максимальній технологічності.

Таблиця 3.3 – Основні вимоги до полімерних композицій.

Критерій	Опис та значення
Міцність кріплення	Формування міцного тампонажного каменю (скріпленого пісковика), здатного витримувати значні статичні та динамічні знакозмінні навантаження (особливо важливі при експлуатації газових свердловин).
Збереження проникності	Низька в'язкість і хороша фільтрація в пласт. Ключовий критерій ефективності: мінімальне зниження проникності колектора по нафті/газу після обробки.
Технологічність	Простота приготування та застосування, однокомпонентність або двокомпонентність складу, тривалий термін зберігання.
Керований час затвердіння	Час гелеутворення та затвердіння складу повинен бути точно підібраний. Він має бути достатнім для закачування розчину в пласт до того, як він затвердіє в насосно-компресорних трубах.

Таблиця 3.4 – Специфічні вимоги для морського шельфу:

Критерій	Опис та значення
Екологічність	Нетоксичність або мінімальна токсичність компонентів. Це критично важливо в умовах морського буріння та експлуатації, де діють суворі екологічні норми.
Стійкість до пластових умов	Композиція повинна бути стійкою до впливу кислот, лугів, пластової води та свердловинного флюїду при тривалому контакті та високих температурах.
Антикорозійна активність	Відсутність негативного впливу на свердловинний флюїд та металеве обладнання.
Адгезійна здатність	Хороша адгезія до мінеральних зерен пласта для надійного цементування.

Оптимальне рішення – це, як правило, багатоконпонентний полімерний склад (смола + каталізатор + затверджувач + функціональні добавки), який може бути адаптований до конкретних пластових умов (температура, мінералогія, тиск) шляхом зміни концентрації реагентів і продавлювального флюїду, що забезпечує як високу міцність (наприклад, $\geq 8-10$ МПа), так і збереження проникності (втрата $\leq 10-15\%$). На морських родовищах пріоритет слід надавати складам з доведеною низькою екологічною небезпекою.

3.3 Висновки до розділу 3

1 Найвищу механічну міцність (понад 10 МПа) серед полімерних композицій забезпечують Епоксидні (до 11 МПа), Ацетонформальдегідні та Резорцинформальдегідні смоли, що є критичним для протидії зсувним напруженням. Водночас, найкраще збереження початкової проникності (втрата до 7%) демонструють Фенолформальдегідні смоли з модифікуючими добавками, тоді як менш міцні Карбамідні смоли суттєво знижують її (на 35-40%).

2 Хоча хімічні методи ефективно створюють проникний фільтрувальний бар'єр, більшість високоефективних складів має суттєві недоліки, що обмежують їхнє застосування: це токсичність компонентів (фенолформальдегідні, епоксидні, фурфуроловий спирт) та необхідність використання концентрованих кислот (ацетонформальдегідні, резолформальдегідні) як каталізаторів, що підвищує екологічні ризики та ускладнює технологічний процес, особливо в умовах морського шельфу.

3 На морських родовищах шельфу, через недостатню надійність та складну ремонтпридатність механічних фільтрів (схильність до кольматації та руйнування), хімічні методи кріплення ПЗП набувають особливої актуальності. Оптимальне технологічне рішення ґрунтується на компромісі між забезпеченням високої міцності кріплення (рекомендовано $\geq 8-10$ МПа) та мінімальним зниженням проникності колектора (втрата $\leq 10-15\%$).

4 Для експлуатації в умовах шельфу критично важливим є дотримання екологічних вимог (мінімізація токсичності компонентів) та технологічності (керований час затвердіння та стійкість до пластових умов). Оптимальним рішенням є багатоконпонентний полімерний склад, який можна адаптувати до конкретних умов (температура, тиск) шляхом зміни концентрації реагентів, забезпечуючи надійну адгезію та антикорозійну стійкість.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу обґрунтування оптимального технологічного рішення для підвищення ефективності кріплення привибійної зони слабосцементованих пластів на морських родовищах шельфу хімічними композиціями, що мінімізує піскопроявлення при збереженні колекторських властивостей.

1 Руйнування слабосцементованих колекторів переважно спричинене гідратацією та набуханням глинистого цементу, а також втратою капілярного зчеплення між піщинками при обводненні. Встановлено, що критичним чинником є високий градієнт тиску на вибої свердловини. Оскільки піскопроявлення спричиняє значні економічні втрати (ерозія обладнання, часті ремонтно-відновлювальні роботи, зниження дебіту до 67% фонду свердловин на морських родовищах), превентивні методи кріплення ПЗП є економічно виправданими та стратегічно необхідними.

2 Механічні методи боротьби з піскопроявленням (фільтри, сітки) мають недостатню надійність через схильність до кольматації та складність ремонтпридатності, що робить їх малоефективними для тривалої експлуатації в умовах слабосцементованих колекторів морського шельфу. Альтернативні фізико-хімічні методи, як-от ГРП з RCP-проппантом, ефективні проти утворення каверн, але вимагають точного температурного контролю (спікання смоли $\geq 90^{\circ}\text{C}$) та збільшують витрати.

3 Хімічні методи кріплення, які створюють проникний тампонажний камінь безпосередньо в поровому просторі пласта, є найбільш перспективними для забезпечення високої міцності (до 10-11 МПа) при збереженні колекторських властивостей. Ці методи поділяються на кріплення цементними складами (доступні, але знижують проникність) та полімерними смолами (висока міцність та керованість).

4 Детальний аналіз полімерних смол виявив значний розкид їхніх характеристик: епоксидні та ацетонформальдегідні смоли забезпечують

найвищу міцність (до 11 МПа) із прийнятним збереженням проникності (втрата 33% та $\leq 10-15\%$ відповідно); фенолформальдегідні смоли з модифікаторами демонструють найкраще збереження проникності (втрата $\leq 7\%$), але мають обмеження по міцності та високу токсичність; вміст на основі карбамідних смол є екологічними, але не забезпечують достатньої міцності (до 2 МПа) та сильно знижують проникність (на 35-40%).

5 Головними технологічними викликами є токсичність високоміцних полімерів та необхідність використання концентрованих кислот як каталізаторів, що неприйнятно для морських родовищ. Оптимальне технологічне рішення для умов шельфу вимагає вибору багатокомпонентного полімерного складу, який може бути адаптований для забезпечення високої міцності (≥ 8 МПа) та мінімальної втрати проникності ($\leq 15\%$) при одночасній мінімізації екологічної небезпеки та забезпеченні керованого часу затвердіння.

6 На морських родовищах найбільш обґрунтованим є застосування ацетонформальдегідних або епоксидних смол (з урахуванням модифікації для зниження токсичності розчинників), які здатні формувати міцний та проникний екран. Цементування має відбуватися з чітким контролем процесу закачування та часу твердіння для запобігання утворенню щільних пробок у стовбурі свердловини.

GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK

The work solves an important scientific and technical problem of substantiating the optimal technological solution for improving the efficiency of securing the bottomhole zone of weakly cemented formations in offshore shelf deposits with chemical compositions that minimize sand production while preserving reservoir properties.

1 The destruction of weakly cemented reservoirs is mainly caused by the hydration and swelling of clay cement, as well as the loss of capillary adhesion between sand grains during water flooding. It has been established that a high pressure gradient at the wellbore bottom is a critical factor. Since sand production causes significant economic losses (equipment erosion, frequent repair and restoration work, reduction of flow rate to 67% of the well stock in offshore fields), preventive methods of PZP reinforcement are economically justified and strategically necessary.

2 Mechanical methods of sand control (filters, screens) are not reliable enough due to their susceptibility to clogging and the complexity of maintenance, which makes them ineffective for long-term operation in weakly cemented offshore shelf reservoirs. Alternative physicochemical methods, such as hydraulic fracturing with RCP proppant, are effective against cavitation but require precise temperature control (resin sintering $\geq 900^{\circ}\text{C}$) and increase costs.

3 Chemical cementing methods, which create a permeable cement stone directly in the pore space of the formation, are the most promising for ensuring high strength (up to 10-11 MPa) while maintaining reservoir properties. These methods are divided into cementing with cement compositions (affordable, but reduce permeability) and polymer resins (high strength and controllability).

4 A detailed analysis of polymer resins revealed a significant variation in their characteristics: epoxy and acetone-formaldehyde resins provide the highest strength (up to 11 MPa) with acceptable permeability retention (loss of 33% and $\leq 10-15\%$, respectively); phenol-formaldehyde resins with modifiers demonstrate the best permeability retention (loss $\leq 7\%$), but have limitations in strength and high toxicity;

Urea-based resins are environmentally friendly, but do not provide sufficient strength (up to 2 MPa) and significantly reduce permeability (by 35-40%).

5 The main technological challenges are the toxicity of high-strength polymers and the need to use concentrated acids as catalysts, which is unacceptable for offshore fields. The optimal technological solution for shelf conditions requires the selection of a multicomponent polymer composition that can be adapted to ensure high strength (≥ 8 MPa) and minimal permeability loss ($\leq 15\%$) while minimizing environmental hazards and ensuring controlled curing time.

6 In offshore fields, the most reasonable option is to use acetone-formaldehyde or epoxy resins (taking into account modifications to reduce the toxicity of solvents), which are capable of forming a strong and permeable screen. Cementing must be carried out with strict control of the injection process and curing time to prevent the formation of dense plugs in the wellbore.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. 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.
2. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.
3. Буріння свердловин: навч. посіб. / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 292 с.
4. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
5. Винников Ю.Л. Методологія науково-дослідних робіт: конспект лекцій для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології. Ступінь вищої освіти – магістр / Ю.Л. Винников. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2022 – 70 с.
6. Дем'яненко І.І. Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпровсько–Донецької западини / І.І. Дем'яненко. – Чернігів: ЦНТЕІ, 2004. – 220 с.
7. Колісніченко Е.В. Бурові промивальні рідини: конспект лекцій / Е.В. Колісніченко. – Суми: СумДУ, 2013. – 76 с.
8. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.
9. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С.Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.
10. Коцкулич Я.С. Стан кріплення нафтогазових свердловин і шляхи його покращання / Я.С.Коцкулич, І.І. Витвицький // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. - №2. – С.41-44.
11. Кочкодан Я. М. Технологія буріння нафтових і газових свердловин: практикум, Ч.2. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. 280 с.

12. Кунцяк Я.В. Експериментальні та промислові дослідження і прогнозування стійкості стовбурів горизонтальних свердловин в нестійких породах / Я.В. Кунцяк, Р.Я. Кунцяк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 1(38). – С. 62-68.

13. Політучий О.І. Буріння нафтових і газових свердловин: навч. посібник / О.І. Політучий. – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021. – 170 с.

14. Промивальні рідини в бурінні: Підручник для студентів спеціальностей 184 «Гірництво» та 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Є.А. Коровяка, Ю.Л. Винников, А.О. Ігнатов, О.В. Матяш, В.О. Расцветаев; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка», 4-те вид., доп. – Дніпро : Журфонд, 2023. – 420 с.

15. СОУ 09.1-30019775-245:2015. Свердловини на нафту і газ. Попередження газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів при бурінні та капітальному ремонті свердловин. ПАТ «Укргазвидобування»

16. СОУ 11.2-20077720-030:2008. Свердловини на нафту і газ. Кріплення. Основні положення. НАК «Нафтогаз України»

17. СОУ 11.2-30019775-030:2013. Свердловини на нафту і газ. Розрахунок обсадних колон. ПАТ «Укргазвидобування».

18. СОУ 11.2-30019775-105:2007. Свердловини на нафту і газ. Попередження порушення стійкості стінок ствола при бурінні. ДК «Укргазвидобування».

19. СТП 320.00158764.014-2001. Кріплення свердловин. ДК «Укргазвидобування»

20. СТП 320.00158764.067-2003. Інструкція по закінченню свердловин бурінням. ДК «Укргазвидобування»

21. Технологія і техніка буріння / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.

22. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідникова книга. / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук – Львів: Вид-во «Центр Європи», 2012. – 708 с.

23. Abraham W. Khaemba, Dennis M. Onchiri, BHA and drilling parameters design for deviation control in directional wells-menengai experience. Proceedings of the 6th African Rift Geothermal Conference (2016), p.8
24. Advances in Mechanical Drilling Systems // Wiley, 2018.
25. Briaud J.-L. Geotechnical Engineering: Unsaturated and Saturated Soils / J.-L. Briaud. Wiley. – 2013. – 1024 p.
26. Carlson M. Practical Reservoir Simulation / M. Carlson // PennWell. – 2003. – 540 p.
27. Currie I. G. Fundamental Mechanics of Fluids. 3rd edition. / I. G Currie. – Marcel Dekker, Inc., New. York, – 2003. - 525 p.
28. Dahi-Taleghani A. Analysis of hydraulic fracture propagation in fractured reservoirs: an improved model for the interaction between induced and natural fractures, PhD Dissertation, University of of Texas at Austin, pp. 216, 2009.
29. Das D.B. Upscaling Multiphase Flow in Porous Media From Pore to Core and Beyond / D.B. Das, S.M. Hassanizadeh. // Springer. – 2005. – 257 p.
30. Dilts G.A. Moving-least-squares-particle hydrodynamics II: conservation and boundaries / G. A. Dilts // International Journal for Numerical Methods in Engineering. – 2000. – 48(10). – P. 1503 – 1524.
31. Handbook of Pneumatic Conveying Engineering / D. Mills, M. G. Jones, V. K. Agarwal. – Marcel Dekker Inc., 2004. – 676 p.
32. Hoteit H. Numerical modeling of two-phase flow in heterogeneous permeable media with different capillarity pressures / H. Hoteit, A. Firoozabadi // Advances in Water Resources. – 2008. – Volume 31, Issue 1. – P. 56-73.
33. Improving Big Data Centers Energy Efficiency: Traffic-Based Model / Springer Nature, 2019.
34. Innovations in Drilling Fluids Technology // SPE Journal, 2020.
35. Jiaxiang Xia, Changxue Yang, Xingzhong Wang, Key technologies for well drilling and completion in ultra-deep sour gas reservoirs, Yuanba Gasfield, Sichuan Basin. Natural Gas Industry B 3 (2016), pp. 607-613

36. Kazemi H.; Fakcharoenphol P.; Miskimins J. Simulation of Gel Filter Cake Formation, Gel Cleanup, and Post-Frac Well Performance in Hydraulically Fractured Gas Wells. SPE Production & Operations, 235-245, August 2013
37. Like Everest, but Inland: China Drills Asia's Deepest Oil Well // regnum.ru, 2019.
38. MFrac-II. Hydraulic Fracturing Simulator. - Meyer & Associates, Inc. Conroe, Texas, 1994. - Version 7.x. - 160 p
39. Mixture Formation in Internal Combustion Engines / C. Baumgarten. – Berlin: Springer-Verlag, 2006. – 294 p.
40. Pneumatic Conveying of Solids. A Theoretical and Practical Approach / G. E. Klinzing et al. – Springer, 2010. – 561 p.
41. Schaaf, S., Pafitis, D., and Guichemerre, E. 2000. Application of the point the bit rotary steerable system in Directional drilling Prototype Well-Bore profiles. Presented at the SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, and 19-22 June. SPE-62519-MS.
42. Smith M. B.; Montgomery C. T. Hydrauling Fracturing, CRC Press, 2015.
43. Wang Haige, Ge Yunhua, Shi Lin, Technologies in deep and ultra-deep well drilling: Present status, challenges and future trends in the 13th Five-Year Plan period (2016-2020). Natural Gas Industry B 4 (2017), pp. 319-326