

**ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ПРИПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ У СВЕРДЛОВИНУ
СПИРТО-ПІНО-КИСЛОТНОЮ ОБРОБКОЮ ПЛАСТА
(на прикладі Копилівського газоконденсатного родовища)**

Анотація

Розглянуто вплив спирто-піно-кислотної обробки пласта на Копилівському газоконденсатному родовищі, проаналізовані сучасні методи інтенсифікації припливу флюїдів, їхні переваги та недоліки та наведені обґрунтування конкретного методу для даного покладу.

Ключові слова: *геотехнології гірництва, спирто-піно-кислотна обробка пласта, кольматація, Копилівське газоконденсатне родовище.*

Аннотация

Рассмотрено влияние спирто-пено-кислотной обработки пласта на Копыловском газоконденсатном месторождении, проанализированы современные методы интенсификации притока флюидов, их преимущества и недостатки и приведены обоснования конкретного метода для данного месторождения.

Ключевые слова: *геотехнологии горного дела, спирто-пено-кислотная обработка пласта, кольматация, Копыловское газоконденсатное месторождение.*

Abstract

Influence of alcohol-foam acid treatment seam gas field in Kopylivskomu analyzed modern methods intensification of inflow of fluids, their advantages and disadvantages and justified specific method for the deposit.

Keywords: *Geotechnology of Mining, alcohol-foam acid treatment reservoir, mudding, Kopylivske gas and condensate field.*

Проблема і її зв'язок з основними науковими і практичними завданнями.

У процесі видобування вуглеводнів зі свердловини, часто стикаються із проблемою закупорки порового простору, що призводить до зменшення фільтрації продукції, а іноді – і до повного її припинення. Це пов'язано із тим, що при розкритті продуктивного пласта під час утворення свердловини і в наступний період відбувається зміна фільтраційних властиво стей продуктивних пластів в присвердловинній зоні [1-7]. Цей процес детермінується такими чинниками:

- Фізико-хімічними властивостями промивальної рідини та тривалістю її контакту з гірськими породами;
- Протитиском на пласт, який створюється промивальною рідиною, в процесі його розкриття;
- Взаємодією фільтрату цементного розчину з поровим або тріщинним простором і з гірськими породами;

У результаті дії даних факторів виникає кольматація пласта, що перешкоджає руху флюїду.

Ще одним важливим фактором, який зумовлює погіршення стану привибійної зони пласта у видобувних свердловинах є відкладення смол, парафінів, асфальтенів і солей, а також накопичення механічних домішок, зокрема продуктів корозії. Відкладення солей у нагнітальних свердловинах часто виникає внаслідок змішування запомповуваної і пластової вод. Сучасний досвід розробки родовищ нафти і газу показує, що найбільш ефективним способом покращення проникності закальматованих та забруднених зон є застосування інтенсифікації припливу пластових флюїдів.

Огляд досліджень і публікацій. Проблемам інтенсифікації і припливу вуглеводнів у свердловину присвячені роботи багатьох дослідників, а саме: Ю.Д. Качмара, В.Р. Возного О.В. Дудра, Світлицького В.М. [2-4] Зокрема, для інтенсифікації припливу ефективно використовувати хімічні методи впливу на привибійну зону пласта, які ґрунтуються на властивості гірських порід вступати у взаємодію з багатьма хімічними речовинами, а також на властивості деяких хімічних речовин впливати на поверхневі та молекулярно-капілярні зв'язки в поровому просторі порід. Найбільш поширеними методами хімічного впливу на пласт є:

- Солянокислотна обробка пласта (хлористоводневою кислотою);
- Глинокислотна обробка пласта (хлористоводневою і флуористоводневою кислотами);
- Обробка пластів розчинами ПАР;
- Обробка інгібіторами гідратуутворення;
- Спирто-піно-кислотна обробка пласта.

У результаті солянокислотних обробок (СКО) теригенних колекторів (Кавердинське, Яблунівське, Тимофіївське і Машівське родовище вдалося домогтися підвищення дебітів газу на 25 – 30 % [4]. Дебіти з карбонатних покладів (Чутівське і Загорянське родовище) після обробок збільшувалися на 50 – 70 %. Ефект цього методу залежить як від правильного вибору рецептури солянокислотної обробки, так і від технології освоєння свердловин, що забезпечує необхідний винос важких складових з порового простору колектора. Методи СКО найбільш ефективні на початковій стадії розробки покладу внаслідок збільшення проникності привибійної зони пласта як під час розчинення карбонатних складових колектора, так і очищення порового простору від забруднень, що утворилися у процесі буріння свердловини.

Мета статті – вивчення інтенсифікації припливу вуглеводнів у свердловину спирто-піно-кислотою обробкою пласта в умовах Копилівського газоконденсатного родовища.

Основний матеріал та результати. Проаналізувавши дані про колекторський склад продуктивних пластів родовища було прийнято рішення обрати для проведення спирто-піно-кислотної обробки (СПКО) пласта свердловину №38 Копилівського газоконденсатного родовища (табл.1), в якій не порушена експлуатаційна колона. На рисунку 1 представлений геологічний розріз свердловини. Дебіт свердловини із горизонту А-2а, за даними дослідження становить 10,0 тис.м³/добу, депресія на пласт в свердловині становить 7,15 МПа. Пластовий тиск 8,92 МПа. Вирішальним фактором при виборі методу інтенсифікації був склад породи, яка на 95 % представлена карбонатами. Горизонт А-2 складений вапняками, доломітами та ангідритами, що є позитивною передумовою для виконання робіт з інтенсифікації припливу вуглеводнів шляхом проведення кислотних обробок пласта.

Копилівське газоконденсатне родовище. Геологічний розріз по лінії свердловин 7-38-100-42-13

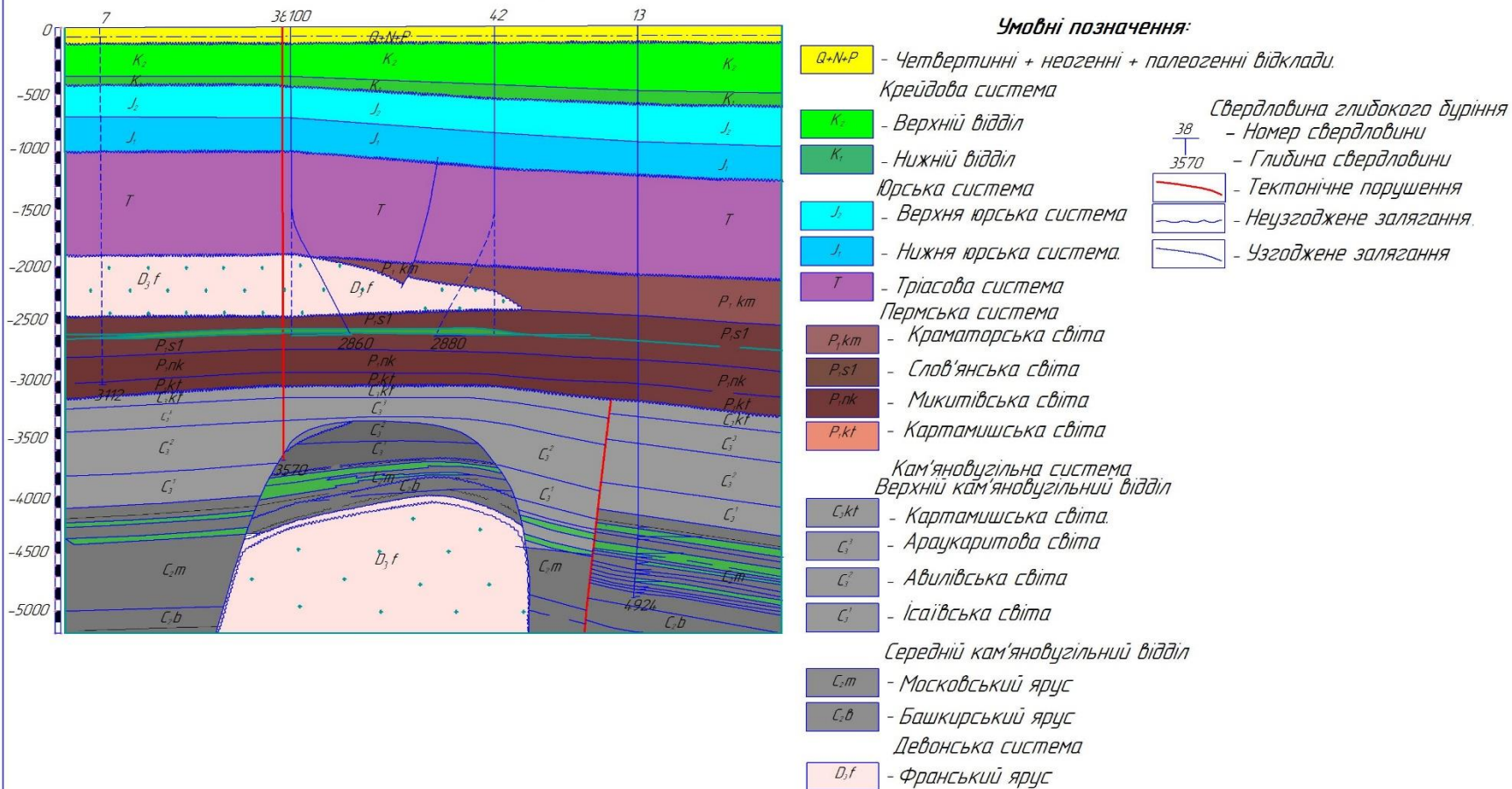


Рисунок 1 – Геологічний розріз Копилівського газоконденсатного родовища по лінії свердловин 7-38-100-42-13

Основні характеристики, які розраховані для проведення СПКО: об'єм кислотного розчину, необхідна кількість соляної та оцтової кислот, інгібітора, хлористого барію та піноутворювача, об'єм метанолу та води для приготування кислотного розчину, кількість води та хлористого барію для ізоляції зумпфа, об'єм газу, необхідний для проведення СПКО, об'єм рідини для продавки пінокислотного розчину в пласт, втрати тиску на тертя при проведенні СПКО та час її проведення .

Таблиця 1 – Параметри свердловини №38 Копилівського газоконденсатного родовища

№	Параметри свердловини	Величина
1	Глибина $H, \text{м}$	2692
2	Внутрішній діаметр експлуатаційної колони $D_{\text{вн}}, \text{м}$	0,168
3	Інтервал перфорації	2588-2593 2599-2609
4	Пластовий тиск $P_{\text{пл}}, \text{МПа}$	8,92
5	Глибина спуску колони НКТ $L, \text{м}$	2612,8
6	Зовнішній діаметр НКТ $d_{\text{зовн}}, \text{м}$	0,073
7	Внутрішній діаметр НКТ $d_{\text{вн}}, \text{м}$	0,062
8	Дебіт свердловини до СПКО $Q_1, \text{тис.м}^3/\text{доб}$	10,0
9	Проникність пласта $k_{\text{пл}}, \text{м}^2$	$0,43 \cdot 10^{-15}$
10	Карбонатність порід, %	95
11	Концентрація кислоти $z, \%$	27,5
12	Концентрація кислотного розчину $x, \%$	12
13	Концентрація оцтової кислоти $c, \%$	80
14	Густина хлористого барію $\rho_{\text{хб}}, \text{кг/м}^3$	4000
15	Глибина зумпфа $h_3, \text{м}$	15

За час дослідно-промислової розробки родовища на свердловинах виконувався ряд робіт з інтенсифікації видобутку вуглеводнів шляхом встановлення кислотних ванн, кислотних обробок ПЗП, встановлення ванн розчинами ПАВ та розчинників.

При виборі способу інтенсифікації припливу вуглеводнів були виділені обмежуючі фактори, які у сукупності із даними про доступність матеріалів, обладнання та бажаних результатів суттєво звузили коло пошуку оптимальної рецептури та технології проведення робіт.

Об'єми та призначення хімічних реагентів для проведення спирто-піно-кислотної обробки пласта на свердловині №38 Копилівського газоконденсатного родовища наведені у таблиці 2.

Таблиця 2 – Розрахункові параметри складу спирто-піно-кислотного розчину для свердловини № 38 Копилівського газоконденсатного родовища

№ п/п	Назва хімічного реагента	Призначення	Розраховані об'єми, м^3
1.	Кислотний розчин	Технологічне	9
2.	Соляна кислота	Розчинення карбонатних порід	3,92
3.	Оцтова кислота	Запобігання випадання осаду із солянокислотного розчину солей заліза	0,169

Продовження таблиці 2

4.	Катамін А	Інгібітор корозії	0,009
5.	Хлористий барій	Попередження випадання кристалів гіпсу при взаємодії породи із технічною соляною кислотою	0,012
6.	Сульфанол	Піноутворювач	0,108
7.	Сумарний об'єм всіх добавок	Технологічне	0,108
8.	Вода	Розчинник	4,782
9.	Метанол	Зменшення міжфазного натягу робочої рідини (покращення ефективності дії піно-кислотного розчину)	0,084
10.	Хлористий кальцій	Ізоляція зумпфа	0,332
11.	Піно-кислотний розчин	Технологічне	8,21
12.	Повітря	Аерація	88,06
13.	Конденсат	Продавлювальна рідина	10,24

Розрахунки проводилися за наступними формулами:

1. Загальний об'єм кислотного розчину

$$W = N \cdot h , \quad (1)$$

де N- норма витрати кислотного розчину, м³/м; h – товщина пласта (довжина перфорованої частини експлуатаційної колони), м.

2. Об'єм соляної кислоти

$$W_k = A \cdot x \cdot W \cdot (B - z) / [B \cdot z \cdot (A - x)] , \quad (2)$$

A і B – числові коефіцієнти, які залежать від концентрації кислотного розчину.

3. Об'єм оцтової кислоти

$$Q_{ок} = W \cdot b / c , \quad (3)$$

де b- процентна добавка оцтової кислоти до об'єму розчину

$$b = f + 0.8 , \quad (4)$$

f – вміст солей заліза в оцтовій кислоті

4. Кількість хлористого барію

$$Q_{хб} = 21.3 \cdot \frac{W}{\rho_{хб}} \cdot \left(\frac{a \cdot x}{z} - 0.02 \right) , \quad (5)$$

де a- вміст в соляній кислоті SO₃

5. Об'єм піноутворювача (сульфазол). Рекомендована концентрація становить 0.7 – 1.5 % від загального об'єму кислотного розчину.

6. Сумарний об'єм всіх добавок

$$\sum Q = Q_{ок} + Q_{інг} + Q_{хб} + Q_{ПАР} , \quad (6)$$

7. Об'єм води для приготування кислотного розчину

$$V_B = W - W_K - \sum Q, \quad (7)$$

8. Об'єм метанолу

$$V_{мет} = \frac{c_{мет}}{1000} \cdot V_B, \quad (8)$$

де $c_{мет}$ - концентрація метанолу.

9. Хлористий кальцій для ізоляції зумпфа

$$V_3 = \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} \cdot h_3, \quad (9)$$

10. Об'єм води для розчинення хлористого кальцію приймався у розрахунку 0,66 м³ на 1 м³ розчину.

11. Об'єм піно-кислотного розчину, який закачується без тиску

$$V_1 = 0,785 \cdot [d_{вл}^2 \cdot l + d_{вн}^2 \cdot L + (D_{вн}^2 - d_{зн}^2) \cdot h], \quad (10)$$

де l – довжина нагнітальної лінії, $l=30$ м;

$d_{вл}$ - діаметр нагнітальної лінії, $d_{вл}=0,05$ м.

h -товщина пласта, м; $h= 10$ м.

12. Об'єм газу, необхідний для проведення СПКО

$$V_2 = d \cdot \frac{P_{пл}}{P_{ат}}, \quad (11)$$

де d – коефіцієнт закачуваного газу, $P_{пл}$ – пластовий тиск; $P_{ат}$ – атмосферний тиск.

Розраховані режимні параметри процесу спирто-піно-кислотної обробки пласта на свердловині №38 Копилівського газоконденсатного родовища наведені у таблиці 3.

Таблиця 3 – Режимні параметри спирто-піно-кислотної обробки пласта на свердловині №38 копилівського газоконденсатного родовища

№ п/п	Назва параметра	Розраховане значення
1.	Швидкість руху піни по насосно-компресорним трубам	2.92 м/с
2.	Втрати тиску на тертя	0,762 МПа
3.	Час проведення СПКО	22,7 хв.

Розрахунки режимних параметрів велися за наступними формулами:

1. Швидкість руху піни по насосно-компресорним трубам

$$V = \frac{4 \cdot (q_g + q_{агр})}{\pi \cdot d_{вн}^2}, \quad (12)$$

q_g - витрата газу при $P_{сп}$ і $T_{сп}$; $q_{агр}$ – подача агрегата, $d_{вн}$ – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб;

2. Втрати тиску на тертя

$$\Delta P_{np} = \lambda \cdot \frac{L \cdot V^2}{d_{вн}^2 \cdot 2} \cdot \rho , \quad (13)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору; L – глибина закачування розчину; ρ – густина піни

3. Час проведення СПКО

$$t = \frac{W}{Q_{агр}} , \quad (14)$$

Приймається, що закачування кислотного розчину і водного розчину ПАР здійснюється двома цементувальними агрегатами ЦА-400 і одним агрегатом ЦА-320. Мінімальна подача агрегату $6.6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, тиск $P_{агр}=40$ МПа. Газ закачується пересувним компресором УКП-8-80 з наступними робочими параметрами: подача $Q_{ком}=8 \text{ м}^3/\text{хв.}$, тиск на прийомі $P_{пр}=0.1$ МПа, тиск на виході – 8 МПа. Метанол закачується агрегатом ЦА-320 з такими робочими параметрами (рисунок 2):

- подача – $2.9 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$,
- тиск 32 МПа.

Кислотний розчин перемішується з газом і в результаті утворюється піна.

Технологічна карта, організація і послідовність виконання запроєктованих робіт на свердловині наступні:

1. Після підготовки свердловини встановлюють НКТ в зоні нижніх перфораційних отворів і обладнують гирло свердловини для закачки пінокислоти в пласт.
2. Здійснюють обв'язку наземного обладнання.
3. Опресовують нагнітальні лінії і газопроводи.
4. Потрібну кількість розчину закачують цементувальним агрегатом ЦА-400, а компресором закачують газ. В сепараторі газ і кислотний розчин перемішують, в результаті чого утворюється піна. Аерований кислотний розчин закачують в свердловину агрегатом ЦА-400. Аератор являє собою насосно-компресорні концентрично-розміщені одна в одній труби діаметрами 100 і 50 мм. Кислотний розчин з ПАР подають в кільцевий простір між трубами, а газ нагнітають в 50 мм трубу, що має отвори. До зовнішньої труби приєднують викидну лінію агрегата, а до внутрішньої – викидна лінія компресора.
5. Агрегатом ЦА-320 закачують потрібну кількість метанолу.
6. Агрегатом ЦА-400 закачують потрібну кількість піноутворювача і води.
7. Закачку кислотного розчину проводять при мінімальній подачі ЦА-400 при відкритому затрубному просторі.
8. Після заповнення НКТ спиртопінокислотним розчином затрубний простір закривають і продовжують закачку в свердловину решту розчину. Потім розчин продавлюють конденсатом і витримують свердловину під тиском протягом 1.5-2 години. Після цього свердловину освоюють закачкою суміші водного розчину ПАР і газу.

Організація і послідовність виконання робіт наступна:

1. На свердловині встановлюють 4 ємності: для конденсату (об'єм 18 м^3), для ПАР (об'єм 5 м^3), третя – замірна ємність, четверта – ємність для технологічних рідин.
2. На свердловину переганяють цистерну з кислотою, цистерну з водою, цистерну з метанолом, два агрегати ЦА-400, один ЦА-320 і компресор УКП-8-80.
3. На свердловині встановлюють аератор.
4. Згідно схеми проводять обв'язку обладнання.
5. Опресовують нагнітальні лінії на півторакратний тиск, а газопроводи – на максимальний тиск компресора.
6. Завозять на свердловину $10,24 \text{ м}^3$ конденсату.

7. Здійснюють підготовку свердловини до проведення СПКО – НКТ встановлюють на рівні нижніх перфораційних отворів, гирло свердловини обладнують для закачки кислотного розчину в пласт.

8. Агрегатом ЦА-400 закачують 9,0 м³ кислотного розчину в НКТ при відкритому затрубному просторі. Закачку проводять при мінімальній подачі агрегату.

9. Одночасно із закачкою кислотного розчину компресором нагнітають 88,06 м³ газу.

10. Агрегатом ЦА-320 закачують 0,084 м³ метанолу, а агрегатом ЦА-400 закачують 0,108 м³ ПАР.

11. Після заповнення НКТ спиртопінокислотним розчином затрубний простір закривають і продовжують закачку в свердловину решти розчину.

12. Конденсатом в кількості 10,24 м³ продавлюють кислотний розчин в пласт.

13. Витримують свердловину під тиском 1,5-2 години.

14. Одночасно при допомозі компресора і агрегату ЦА-400 подають в аератор газ і водний розчин ПАР і освоюють свердловину.

15. Протягом доби здійснюють неперервну продувку свердловини.

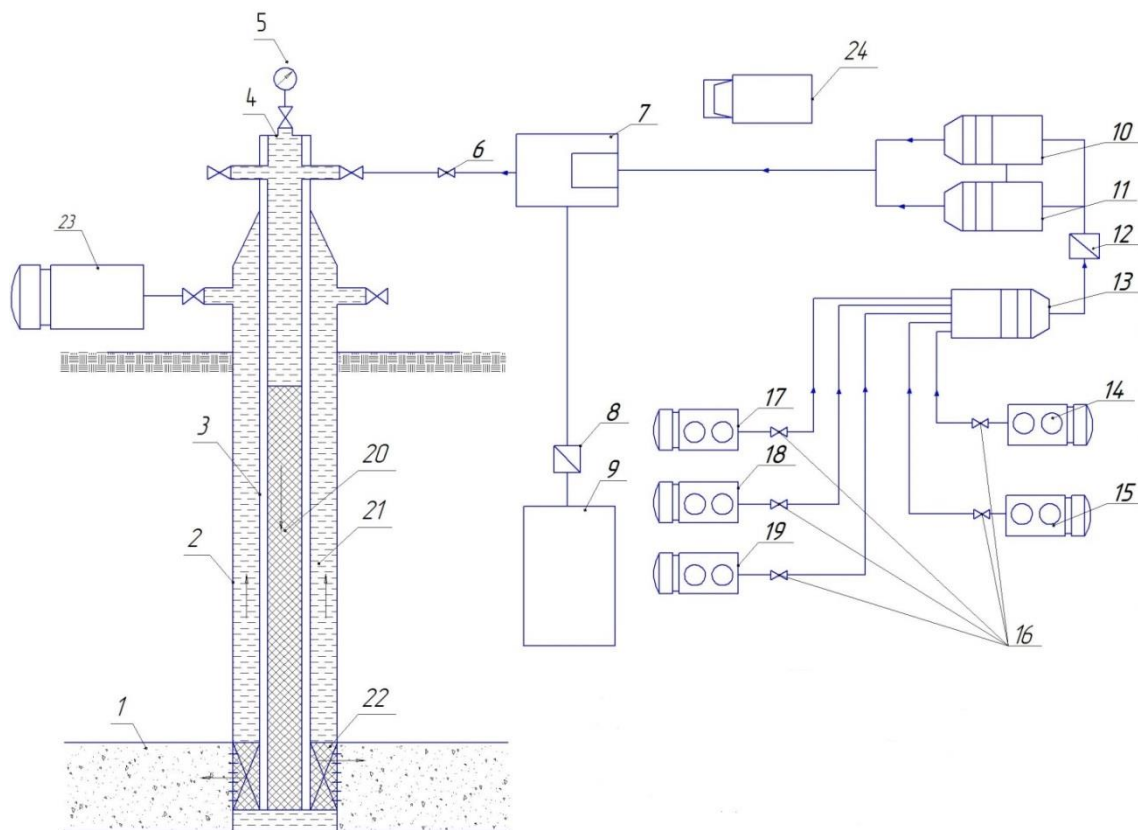


Рисунок 2 – Схема розташування техніки при проведенні СПКО на Копилівському газоконденсатному родовищі:

1 – продуктивний пласт; 2 – обсадна колона; 3 – насосно-компресорні труби; 4 – гирлове обладнання; 5 – манометр; 6 – засувки високого тиску; 7 – аератор; 8 – зворотній клапан; 9 – компресор; 10 – агрегат ЦА-400; 11 – агрегат ЦА-400; 12 – зворотній клапан; 13 – агрегат ЦА-320; 14 – ємність для продавлю вальної рідини (конденсату); 15 – ємність для ПАР; 16 – засувки; 17 – цистерна з кислотою; 18 – цистерна з водою; 19 – цистерна з метанолом; 20 – спирто-піно-кислотний розчин; 21 – продавлю вальна рідина (конденсат); 22 – пакер; 23 – замірна ємність; 24 – станція контролю і управління.

У результаті проведення обраного методу інтенсифікації на свердловині № 38 Копилівського газоконденсатного родовища дебіт зростає з 10 тис.м³ за добу до 19,9 тис.м³ за добу. Отримані результати можна використовувати на свердловинах-аналогах розглянутого родовища.

Висновки

1. Розглянута проблема інтенсифікації припливу вуглеводнів у свердловину спирто-піно-кислотою обробкою пласта в умовах Копилівського газоконденсатного родовища.
2. Розроблена технологічна карта процесу спирто-піно-кислотою обробки пласта на свердловині №38 Копилівського газоконденсатного родовища.
3. У результаті спирто-піно-кислотою обробки пласта на свердловині № 38 Копилівського газоконденсатного родовища дебіт зростає з 10 тис.м³ за добу до 19,9 тис.м³ за добу. Отримані результати можна використовувати на свердловинах-аналогах розглянутого родовища.

Література

1. Єгер Д.О. Упорядковане використання методів дії на привибійну зону пластів у процесах нафтогазовидобутку / Д.О. Єгер. – К.: Техніка, 2003. – 162 с.
2. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Кочмар Ю. Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Кн.1. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352 с.
3. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Кочмар Ю. Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. Кн.2. – Львів: Центр Європи, 2005 – 414 с.
4. Світлицький В.М. До питання підвищення продуктивності нафтогазових свердловин. – Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 1. – С.2 – 3.
5. Maria Vargas, Deputy Director, NETL Strategic Center for Natural Gas and Oil John Anderson, Office of Fossil Energy. [Electronic resource]/ Maria Vargas. – Access mode: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil>
6. Hyne, Norman J. Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling, and production / Norman J. Hyne. -- 3rd ed. Tulsa, Oklahoma 74112-6600 USA. [Electronic resource]/ Hyne, Norman J. – Access mode: <https://books.google.com.ua/books?id=qf9fRjos578C&pg=PR4&lpg=PR4&dq=Hyne,+Norman+J.+Nontechnical+guide+to+petroleum+geology,+exploration,+drilling,+and+production++Norman+J.+Hyne.+>
7. Petroleum related rock mechanics / Fjaer E, Holt R.M., Horsrud P, Raaen A.M. & Risnes R.. Hungary – 2008. [Electronic resource] / Fjaer E. – Access mode: Second edition. <http://store.elsevier.com/Petroleum-Related-Rock-Mechanics/Erling-Fjar/isbn>