

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

ЗВІТ

**про кафедральну науково – дослідну роботу
«Удосконалення технологій видобування вуглеводнів з
родовищ нафти і газу України в ускладнених геолого-
промислових умовах їх розробки» (остаточний),
73 стор.**

**Івано-Франківськ
2020**

УДК 622.276: 622.279

ІНВ. №

№ держреєстрації

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО – ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (380) 0342 54-72-66, факс (380) 0342 54-71-39



Проректор з наукової роботи
д-р техн. наук, професор
І.І. Чудик

2020 р.

**З В І Т
ПРО КАФЕДРАЛЬНУ НАУКОВО – ДОСЛІДНУ РОБОТУ**

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ
З РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ УКРАЇНИ В УСКЛАДНЕНИХ
ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ УМОВАХ ЇХ РОЗРОБКИ
(остаточний)**

Директор НДІНГЕІЕ
канд. техн. наук, доцент.

Тершак Б.А.

Директор ІНГІ,
канд. техн. наук, доцент.

Витязь О.Ю.

Зав. кафедри РЕНГР, керівник теми,
д-р техн. наук, професор




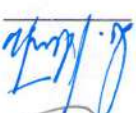





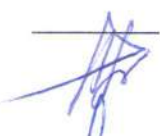

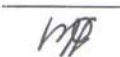


Кондрат О.Р.

Івано – Франківськ 2020

Рукопис закінчено 30.06.2020 р.

Результати роботи розглянуто Вченою радою інституту нафтогазової інженерії. Протокол №5 від "15" червня 2020 року

СПИСОК АВТОРІВ

Кондрат О.Р.		Д-р техн. наук, професор
Кондрат Р.М.		Д-р техн. наук, професор
Бойко В.С.		Д-р техн. наук, професор
Тарко Я.Б.		Д-р техн. наук, професор
Купер І.М.		Канд. техн. наук, доцент
Возний В.Р.		Канд. техн. наук, доцент
Якимечко Я.Я.		Канд. техн. наук, доцент
Овечкий С.О.		Канд. техн. наук, доцент
Мороз Л.Б.		Канд. техн. наук, доцент
Утриновський А.В.		Канд. техн. наук, доцент
Мишук В.М.		Канд. техн. наук, доцент
Дремлюх Н.С.		Канд. техн. наук, доцент
Гришанчук А.В.		Канд. техн. наук, доцент
Дубей О.Я.		Канд. техн. наук, доцент

Асистент



Псюк М.О.

Асистент



Мартинець О.Р.

Асистент



Щепанський М.І.

Асистент



Хайдарова Л.І.

Асистент



Сердюк В.Д.

Нормоконтролер



Бажан М.П.

НДіНЕіЕ



Рябко Г.Ф.

РЕФЕРАТ

Звіт про держбюджетну науково-дослідну роботу: 73 с., 18 рис., 5 табл., 4 додатки, 34 джерела.

РОДОВИЩЕ, ГАЗЛІФТ, ТЕХНОЛОГІЯ, СВЕРДЛОВИНА, ШЛЕЙФ, ЕЖЕКТОР, КОРОЗІЯ, "РОЗУМНА СВЕРДЛОВИНА", ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ.

Об'єкт дослідження – експлуатаційні свердловини на нафту та газ, родовища природних вуглеводнів, об'єкти збору і підготовки продукції нафтови, газових і газоконденсатних свердловин.

Мета роботи – розроблення і вдосконалення технологій підвищення поточних і кінцевих коефіцієнтів вуглеводневилучення, запобігання і боротьба з ускладненнями під час видобування, збору і підготовки вуглеводнів.

Метод дослідження – опрацювання та аналіз існуючих закордонних та вітчизняних публікацій з питань розробки та експлуатації родовищ нафти і газу, аналітичне, лабораторне та комп'ютерне моделювання процесів, пов'язаних з видобуванням, збором і підготовкою свердловинної продукції.

Одержані результати – досліджено напрями підвищення продуктивності свердловин та коефіцієнта вуглеводневилучення; запропоновано технології для підвищення ефективності експлуатації нафтових, газових та газоконденсатних свердловин; досліджено питання впливу агресивних середовищ на внутрішню поверхню викидних ліній газових свердловин та зменшення гідравлічних втрат тиску при їх роботі.

ЗМІСТ

	стор.
Вступ.....	6
1 ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ НАПРЯМІВ ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН	7
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ЕФЕКТИВНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН	27
3 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН	43
4 МОЖЛИВІ НАПРЯМИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕГРОЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ ЗБОРУ НАФТИ І ГАЗУ.....	50
Висновки.....	60
Перелік джерел на посилання.....	63

Додаток А. Витяг з протоколу № 5 засідання вченої ради інституту нафтогазової інженерії від 15.06.2020 р.

Додаток Б. Рецензії на звіт

Додаток В. Наукові результати кафедри

Додаток Г. План проведення та виконання кафедральної науково-дослідної роботи

ВСТУП

Звіт з держбюджетної науково-дослідної роботи містить основні результати, одержані викладачами кафедри видобування нафти і газу у 2019/2020 навчальному році під час роботи над кафедральною держбюджетною науково-дослідною роботою „Удосконалення технологій видобування вуглеводнів з родовищ нафти і газу України в ускладнених геолого-промислових умовах їх розробки”.

У звіті наведено результати дослідження питань: ехнології термохімічного впливу на основі використання солей гідразину або гідроксиламіну та нітритів лужних металів та амонію; удосконалення методичних і технологічних основ дорозробки виснажених родовищ природних газів; визначення ефективності кавітаційної гідроімпульсної дії на привибійну зону пласта; дослідження процесу водоізоляції водоприпливу у нафтових свердловинах; підвищення ефективності застосування рідин для ГРП при розробці нетрадиційних газових родовищ шляхом введення нових мастильних компонентів; оптимізації режимних параметрів роботи існуючих штангово-насосних свердловин на стадії дорозробки родовища; дослідження впливу геометричних параметрів ежекційних систем на ефективність винесення супутнього газу із нафтових свердловин; дослідження закрученого потоку робочої рідини під час проходження її через гідродинамічний кавітатор; удосконалення технології виклику припливу; інтенсифікації роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин із використанням багатофункціональних систем поверхнево-активних речовин та інгібіторів; дослідження впливу піщаного корка на вибої газової свердловини на її продуктивну характеристику; можливість збільшення видобутку нафти і газу впровадженням технологій «Розумних свердловин»; дослідження впливу агресивних середовищ на внутрішню поверхню викидних ліній газових свердловин; дослідження та аналіз ефективності застосування захисних покриттів для внутрішньої поверхні шлейфів свердловин

1 ПІДВИЩЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ВУГЛЕВОДНЕВИЛУЧЕННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ НАПРЯМІВ ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН

Технологія термохімічного впливу на основі використання солей гідразину або гідроксиламіну та нітритів лужних металів та амонію

Для підвищення ефективності термохімічного впливу на пласт розроблена технологія, в якій використовують солі гідразину або гідроксиламіну і нітриту лужних металів та амонію.

У результаті взаємодії з кислотами гідразин утворює солі, деякі фізико-хімічні властивості яких приведені в табл. 1.1.

Хлорид гідразину (нормальний солянокислий гідразин) – безбарвна кристалічна речовина з температурою плавлення ($T_{пл.}$) 198 °С, розчиняється у воді (при 20 °С - 73 г/100 г води). Сульфат гідразину (нормальний сірчанокислий гідразин) – кристалічна речовина, густина 1380 кг/м³, плавиться при 254 °С, розчинність при 25 °С становить 7,42 г/100 г води. Гідразиндінітрат – безбарвна кристалічна речовина, розпадається при нормальній температурі.

Таблиця 1.1 - Деякі фізико-хімічні властивості солей гідразину

Реагент	$T_{пл.}$, °С	$T_{рокл.}$, °С	Густина при 25°С, кг/м ³	Розчинність, г/100 г води, при 25°С	ΔH_{298}° , кДж/моль
$N_2H_4H_2SO_4$	254	< 270	1380	3,42	-
$(N_2H_5)_2SO_4$	110	< 180	1750	202,2	-955,6
$N_2H_4 \cdot HNO_3$	70,7	< 300	1680	76,6	-251,6
$N_2H_4 \cdot HCl$	92	-	-	179,0	-194,3
$N_2H_6 \cdot Cl_2$	198	-	-	36,6	-363,8

Гідроксиламін - NH_2OH , молекулярна маса 33,0298, також є похідною аміаку. Він, як і аміак та гідразин, здатний до реакцій приєднання і в нього один атом водню заміщений групою ОН. Представляє собою безбарвні кристали, теплота утворення $\Delta \overset{i}{I}_{298} = -106,7$ кДж/моль, за іншими даними $\Delta H_{298}^{\circ} = -115,1$ кДж/моль, густина 1216 кг/м³ при 10 °С. Дуже гігроскопічний, термонестійкий,

при швидкому нагріванні вибухоспроможний. Використовується для виробництва пластмас.

Гідроксиламін добре розчиняється у воді, реагує з кислотами з утворенням солей, більшість з яких розчинна у воді. Оскільки степінь окислення азоту в ньому рівна - 1, то гідроксиламін проявляє як відновлювальні, так і окислювальні властивості, однак більш характерна перші, при цьому за дії на нього окислювачів виділяється N_2 або N_2O . У деяких реакціях він може виступати і як окислювач, відновлюючись до NH_3 та NH_4 . Змішується з водою в любых кількостях, добре розчиняється в етанолі та метанолі, у вищих спиртах та бензолі не розчиняється, в кислому середовищі – стійкий.

Оскільки гідроксиламін є нестабільний та вибухонебезпечний, в розробленій термохімічній технології використовуються його солі. З сильними кислотами він утворює солі, які містять катіон гідроксиламонія NH_3OH . Хлорид $NH_2OH \cdot HCl$ (NH_3OHCl) має густину 1670 кг/м^3 , $T_{пл} = 152 \text{ }^\circ\text{C}$ і розчинність $94,7 \text{ г/100 г}$ води, а сульфат $(NH_3OH)_2SO_4$ - $T_{пл} = 170 \text{ }^\circ\text{C}$ і розчинність - $63,7 \text{ г/100 г}$ води. Ці солі – безбарвні кристали з моноклінною решіткою, добре розчиняються у воді, хлорид, крім того, у спирті та ацетоні. Хлорид та сульфат за температури меншої $T_{пл}$ повністю розпадаються. Перхлорид гідроксиламіна - NH_3OHClO_4 густиною 2070 кг/м^3 , $T_{пл} = 89 \text{ }^\circ\text{C}$, $\Delta H_{298}^\circ = -281,6 \text{ кДж/моль}$ і є окислювачем у ракетному паливі.

Нітрит натрію $NaNO_2$ представляє собою безбарвні або жовтуваті кристали, молекулярна маса $68,994$, густина 2170 кг/м^3 , $\Delta H_{298}^\circ = -359,41 \text{ кДж/моль}$. Є окислювачем помірної сили. Розчинність у воді становить $45,07$ і $61,5 \text{ г/100 г}$ води відповідно за температур 22 і 100°C , густини розчинів при концентрації 10 , 20 і 40% становлять відповідно – 1065 , 1137 і 1293 кг/м^3 . Водні розчини мають лужну реакцію ($pH = 9$).

Згідно ГОСТ 19906-74 технічний нітрит натрію випускається трьома сортами - від другого до вищого, в яких доля основного продукту коливається від 97 до 99% . Він використовується в якості інгібітору для захисту від атмосферної корозії та інших цілей в хімічній, металургійній, медичній, целюлозно-паперовій

та інших галузях промисловості.

Нітрит натрію за ГОСТ 828-77 виробляється на Горлівському ВО “Стирол” (м. Горлівка Донецької обл.) та Северодонецькому ВО “Азот” (м. Северодонецьк, Луганської обл.). Нітрит калію за ГОСТ 19790-74 виробляється на Северодонецькому ВО “Азот” (м. Северодонецьк, Луганської обл.). Нітрат амонію за ГОСТ 2-85 виробляється на Горлівському ВО “Стирол” (м. Горлівка Донецької обл.), Северодонецькому ВО “Азот” (м. Северодонецьк, Луганської обл.), Черкаському ВО “Азот” та Рівненському ВО “Азот”.

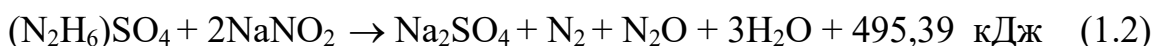
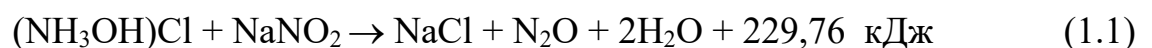
Гідроксиламін сульфат (ГАС), як напівпродукт виробництва капролактаму, за ТУ 113-03-409-84 випускає Северодонецьке ВО „Азот”. Гідразин-сульфат технічний за ТУ 113-00-38-97-91 випускає ВО „Корунд” (м. Дзержинськ, РФ).

У нижче поданій таблиці представлені деякі характеристики нітриту натрію.

Таблиця 1.2 - Характеристики нітриту натрію за ГОСТ 19906-74

№ пп	Найменування показника	Норма		
		Вищий сорт	1 сорт	2 сорт
1	Масова доля нітриту натрію, % не менше	99,0	98,5	97,0
2	Масова доля нітрату натрію, % не більше	0,8	1,0	-
3	Масова доля хлористого натрію, % не більше	0,10	0,17	-
4	Масова доля нерозчинного в воді прокаленого залишку, % не менше	0,03	0,03	0,07
5	Масова доля води, % не менше	0,5	1,4	2,5

В основу нової технології покладені екзотермічні взаємодії мінеральних солей гідразину або гідроксиламіну (хлориди, сульфати або нітрати) і нітритів лужних металів чи амонію, які здійснюють на вибої свердловини або в тріщинах пласта:



З розрахунку на 1 кг нітриту натрію за реакцією (1.1) тепловий ефект складає 3329,9 кДж, за реакцією (1.2) - 3589,8 кДж. З розрахунку на 1 кг хлориду

гідроксиламіну тепловий ефект складає 3305,9 кДж, а на 1 кг сульфату гідразина - 3810,7 кДж. Для інших комбінацій реагентів, які пропонуються у новому способі (всього можливі 12 комбінацій) теплові ефекти реакцій і питомі теплові ефекти з розрахунку на 1 кг реагенту приведені в табл. 1.3.

Реагенти, які приймають участь в екзотермічній реакції на вибої свердловини або в пласті, нагнітають разом, у вигляді суспензії на нейтральній рідині (обезводнена нафта, конденсат тощо). В нейтральних рідинах вони не дисоціюють і, відповідно, не реагують між собою. На вибої або в пласті реагенти переходять з нейтральної фази у водну, розчиняються в ній, дисоціюють на іони і вступають в екзотермічну реакцію між собою з виділенням тепла.

Приріст температури водного розчину, отриманий в результаті реакції, визначають за формулою теплового балансу.

Мінеральні солі гідроксиламіну і гідразину, а також нітриту натрію і калію мають дуже високу розчинність в воді. Так, при 20 °С розчинність нітриту натрію складає 82,9 г на 100 г води, розчинність нітриту калію - 306,7 г на 100 г води. Найменш розчинний із солей гідразину і гідроксил аміну - сульфат гідразину має розчинність при 20 °С - 184,3 г на 100 г води. З підвищенням температури розчинність реагентів ще більше зростає. Така висока розчинність реагентів дозволяє створювати на вибої свердловини при невеликій кількості води розчини високих концентрацій, що буде значно знижувати гідрофілізацію порід і забезпечить високі прирости температур у привибійній зоні пласта.

Таблиця 1.3 - Характеристики екзотермічних реакції при взаємодії мінеральних солей гідразину і гідроксиламіну та нітриту натрію і калію

Реагент А	Реагент Б	Співвідношення по масі, г		Тепловий ефект реакції, кДж	Кількість тепла з розрахунку на 1 кг, кДж	
		реагент А	реагент Б		реагент А	реагент Б
Хлорид гідроксиламіну	Нітрит натрію	69,5	69	229,76	3305,9	3329,9
Хлорид гідроксиламіну	Нітрит калію	69,5	85	243,26	3500,1	2861,9
Нітрат гідроксиламіну	Нітрит натрію	96	69	276,96	2885,0	4013,9
Нітрат гідроксиламіну	Нітрит калію	96	85	292,16	3043,3	3437,1
Сульфат гідроксиламіну	Нітрит натрію	262	276	855,15	3263,9	3098,4
Сульфат гідроксиламіну	Нітрит калію	262	340	908,15	3466,2	2671,0
Хлорид гідразину	Нітрит натрію	105	138	670,19	6382,8	4856,5
Хлорид гідразину	Нітрит калію	105	170	697,19	6639,9	4101,1
Нітрат гідразину	Нітрит натрію	158	138	762,99	4829,1	5528,9
Нітрат гідразину	Нітрит калію	158	170	793,39	5021,5	4667,0
Сульфат гідразину	Нітрит натрію	130	138	495,39	3810,7	3589,8
Сульфат гідразину	Нітрит калію	130	170	519,09	3954,5	3024,1

Для повної взаємодії реагентів і забезпечення максимального теплового ефекту реагенти беруть у стехіометричному співвідношенні (табл. 1.3).

Щоб отримати розчин, який складається із суміші двох реагентів, наприклад, нітриту натрію і сульфату гідразина, максимальної, з врахуванням їх розчинності в воді, концентрації, необхідно розчинити з розрахунку на 1 м³ води (пластової або закачаної в свердловину) 552,9 кг сульфату гідразину і 580,3 кг нітриту натрію і в результаті буде отриманий розчин загальною масою 2133,2 кг.

З розрахунку на 1000 кг такого розчину в результаті реакції між двома реагентами виділиться 976,6 МДж тепла. Приріст температури, розрахований за формулою теплового балансу складе 233 °С.

Спосіб здійснюють наступним чином.

1. Визначають кількість води, яка міститься на вибої або в пласті.
2. Розраховують кількість і співвідношення реагентів, виходячи із необхідної для обробки кількості тепла, а також кількість води для їх розчинення.
3. На поверхні свердловини приготують суміш двох реагентів на нейтральній (наприклад, вуглеводневій) рідині і насосним агрегатом закачують її в свердловину і далі в пласт.
4. При недостатній для розчинення всієї маси реагентів кількості води на вибої або в пласті, у свердловину нагнітають об'єм води, якого не вистачає.
5. Залишають свердловину на 1-2 год. для розчинення, взаємодії і теплового впливу на породи пласта.
6. Здійснюють освоєння свердловини і пускають її в експлуатацію.

В якості рідини-носія солей гідразину, гідроксиламіну і нітриту натрію може бути використана будь-яка вуглеводнева рідина, в якій ці реагенти не розчиняються, в тому числі і безводна нафта. Кількість нафти, яка необхідна для приготування суспензії реагентів, визначається її в'язкістю і технічними можливостями агрегатів, які використовуються для нагнітання суспензії в пласт.

Рекомендується використовувати концентрації реагентів у нафті, аналогічно тим, які застосовуються за рекомендацією НДІ „ТатНИПИнефть” для подачі піску під час ГРП.

Приклад реалізації технологічного процесу термохімічного впливу на пласт.

Технологію реалізують у свердловині, термогідродинамічні дослідження якої показали необхідність впливу на привибійну зону пласта кількістю тепла в 9500 МДж. Кількість води, яка знаходиться в зоні пласта, яку необхідно прогріти, згідно досліджень становить 6 м³.

Конструктивні особливості свердловини: експлуатаційна колона 168 мм з внутрішнім діаметром 152 мм, НКТ – з зовнішнім і внутрішнім діаметром відповідно 73 та 62 мм, встановлені на глибині 1800 м безпосередньо над продуктивним пластом, товщиною 20 м. Застосовують реагенти: нітрит натрію і сульфат гідразину.

Порядок проведення робіт.

1. Визначають необхідну кількість першого реагенту-сульфату гідразину за

формулою:

$$M = \frac{Q}{q}$$

де Q – необхідна кількість тепла; q – питомий тепловий ефект реакції.

$$M_1 = \frac{9500 \cdot 10^6}{3810,7} = 2493,0 \text{ (кг)}$$

2. Визначають необхідну кількість другого реагенту - нітриту натрію:

$$M_2 = \frac{M_1 \cdot M'_1}{M'_2}$$

де: M_2 -необхідна маса другого реагенту; M'_1 , M'_2 -стехіометричні маси першого і другого реагентів, кг (табл.5.9).

$$M_2 = \frac{2493 \cdot 138}{130} = 2646,4 \text{ (кг)}$$

3. Визначають загальну масу обох реагентів:

$$M = M_1 + M_2 = 2493,0 + 2646,4 = 5139,4 \text{ (кг)}$$

4. Визначають кількість нафти відповідної в'язкості, необхідної для приготування суспензії реагентів при концентрації реагентів $n_{\text{конц.}}$ у рідині-носію 300 кг/м³:

$$V_{\text{р.н.}} = \frac{M}{n_{\text{конц.}}} \quad (1.5)$$

$$V = \frac{5139,4}{300} = 17,1 \text{ (м}^3\text{)}$$

5. Визначають об'єм протискуючої рідини:

$$V_{\text{пр.р.}} = V_{\text{нкт}} + V_{\text{екс.к.}} = H_{\text{нкт}} \cdot S_{\text{нкт}} + h_{\text{пл.}} \cdot S_{\text{екс.к.}} ;$$

де: $V_{\text{нкт}}$ - об'єм НКТ; $V_{\text{екс.к.}}$ - об'єм колони в інтервалі продуктивного пласта; $H_{\text{нкт}}$ - глибина спуску НКТ, м; $h_{\text{пл.}}$ - товщина продуктивного пласта, м; $S_{\text{нкт}}$ - площа січення НКТ, м²; $S_{\text{екс.к.}}$ - площа січення експлуатаційної колони, м².

$$V_{\text{пр.р.}} = 1800 \cdot \left(\frac{6,2 \cdot 10^{-2}}{2} \right)^2 \cdot 3,14 + 20 \cdot 3,14 \cdot \left(\frac{15,2 \cdot 10^{-2}}{2} \right)^2 = 5,8 \text{ (м}^3\text{)}.$$

6. Готують на поверхні в спеціальній ємкості суспензію реагентів, змішуючи в 17,1 м³ нафти 2493 кг сульфату гідразину та 2646,4 кг нітриту натрію.

Об'єм суспензії визначають за формулою?

$$V_{\text{сusp.}} = V_{\text{нафти}} + \frac{M_{(\text{N}_2\text{H}_6)\text{SO}_4}}{\rho_{(\text{N}_2\text{H}_6)\text{SO}_4}} + \frac{M_{\text{NaNO}_2}}{\rho_{\text{NaNO}_2}}$$

$$V_{\text{сusp.}} = 17,1 + \frac{2493}{1378} + \frac{2646,4}{2170} = 20,13 \text{ (м}^3\text{)}$$

7. Закачують у свердловину приготвлений об'єм суспензії за допомогою, наприклад, агрегату 4АН-700 з діаметром циліндричних втулок 115 мм і подачею 22 л/с при тиску 20,4 МПа.

Час закачування суспензії реагентів складає:

$$t_1 = \frac{V_{\text{сusp.}}}{g_{\text{агр.}}} \quad t_1 = \frac{20,13}{22 \cdot 10^{-3}} = 915 \text{ (с)} = 15,25 \text{ (хв.)}$$

8. Не припиняючи процес нагнітання, закачують у свердловину протискуючу рідину в об'ємі 5,8 м³, протискуючи реагенти в пласт.

Час закачування протискуючої рідини складає:

$$t_2 = \frac{V_{\text{нр.р.}}}{g_{\text{агр.}}} = \frac{5,8}{22 \cdot 10^{-3}} = 263,6 \text{ (с)} = 4,4 \text{ (хв.)}$$

9. Припиняють процес закачування і закривають свердловину для розчинення і взаємодії реагентів і нагріву привибійної зони пласта на 1 годину.

10. Проводять освоєння свердловини і пуск її в експлуатацію.

Оброблення привибійної зони пласта з застосуванням інших комбінацій реагентів проводяться аналогічним чином.

Таким чином, нова технологія термохімічного впливу на привибійну зону пласта дозволяє отримати приблизно в два рази більший тепловий ефект і приріст температури в обробляючій зоні в розрахунку на одиницю маси реагентів порівняно з відомими технологіями, що підвищує ефективність обробки. Утворення під час деяких реакцій азоту також є позитивним фактором.

Зберігати, транспортувати реагенти та здійснювати роботи у свердловинах необхідно з дотримуватися правил санітарії та техніки безпеки та захисту довкілля. Особливу увагу слід приділяти нітратам лужних металів. Нітрит натрію, наприклад, є токсичний продуктом, який розпадаючись, виділяє окисли азоту і за ступенем впливу на організм відноситься до 3-го класу небезпеки. Як окислювач, він сприяє samozapalюванню палив, яке може супроводжуватися вибухом. Нітрит натрію упаковують в ламіновані або поліетиленові мішки, вкладені в паперові

мішки, зашиті машинним способом. Зберігають його в неопалених приміщеннях, окремо від горючих та інших матеріалів.

Розроблена технологія термохімічного впливу на основі використання солей гідразину або гідроксиламіну та нітритів лужних металів та амонію, перевагою якої є здешевлення та підвищений екзотермічний ефект.

У результаті взаємодії хлориту гідроксиламіну з нітритом натрію тепловий ефект складає 3329,9 кДж, а реакція між сульфатом гідразину та нітритом натрію дає 3589,8 кДж з розрахунку на 1 кг нітриту натрію. Для інших комбінацій реагентів, які пропонуються у новому способі також характерні високі теплові ефекти реакцій.

Удосконалення методичних і технологічних основ дорозробки виснажених родовищ природних газів

Газові родовища характеризуються макронеоднорідною будовою продуктивних відкладів, які складаються з окремих різнопроникних ділянок різного розміру, а на багатопластових родовищах – з різнопроникних пластів різної товщини. Проникність продуктивних відкладів у більшості випадків зменшується від склепіння до периферії.

При розробці родовища першочергові видобувні свердловини переважно розміщують у центральній, найбільше продуктивній частині родовища, що попереджує їх передчасне обводнення законтурними пластовими водами і дозволяє отримати максимальний поточний видобуток газу з родовища наявних фондом свердловин. У подальшому родовище розбурюють від центру до периферії із згущенням сітки свердловин у центральній частині і розрідженням у периферійній.

У процесі розробки родовища пластовий тиск швидше знижується у центральній частині, в якій розміщують більшість видобувних свердловин, і повільніше – у периферійній частині з меншою кількістю видобувних свердловин. Між периферійною і центральною частинами виникає перепад тиску, за рахунок якого газ з периферійної частини перетікає у центральну частину. Але за великої різниці у проникностях між центральною і периферійною зонами інтенсивність

перетоків газу між ними буде низькою. Так, згідно з результатами виконаних нами теоретичних досліджень для гіпотетичного газового родовища за проникності центральної зони $0,5 \text{ мкм}^2$ і проникності периферійної зони $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ на 31-й рік тиск у центральній високопроникній зоні знижується з початкового значення 36 МПа до 0,29 МПа, а тиск у периферійній низькопроникній зоні знижується з 36 МПа до 31,67 МПа. За значення проникності периферійної зони $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ тиск у центральній зоні на 31-й рік розробки родовища знижується з 36 МПа до 0,56 МПа, а у периферійній зоні - з 36 МПа до 3,82 МПа. Наведені дані свідчать, що на момент зниження пластового тиску у високопроникних ділянках до значення, яке відповідає межі рентабельного видобутку газу, у низькопроникних слабкодренованих ділянках пласта ще можуть знаходитися значні залишкові запаси газу.

Нами пропонується один з можливих напрямків видобутку залишкового газу з низькопроникних слабкодренованих ділянок пласта шляхом витіснення його азотом у високопроникну зону з видобувними свердловинами. Для нагнітання азоту у пласт використовують як наявні видобувні свердловини, так і спеціально пробурені свердловини. За результатами виконаних досліджень встановлено раціональне значення тиску початку нагнітання азоту у пласт, тривалості періоду його нагнітання, отримано раціональне значення відношення радіусу зони розміщення видобувних свердловин до радіусу початкового контуру газонасності, ступеня компенсації поточного видобутку газу нагнітанням азоту.

Експлуатація видобувних свердловин на низькопроникні породи є малоефективною через низькі дебіти свердловин, а збільшення депресії на пласт може призвести до руйнування порід у привибійній зоні. У нагнітальних свердловинах можна створити значно вищі депресії на пласт порівняно з депресіями у видобувних свердловинах. Ефективність застосування азоту для видобутку залишкового газу з низькопроникних слабкодренованих ділянок родовища підтверджується результатами виконаних нами теоретичних досліджень.

Значна кількість родовищ природних газів розробляється при водонапірному режимі. В умовах макронеоднорідної будови продуктивних відкладів і

нерівномірному розміщенню свердловин на площі газоносності відбувається вибіркоче (прискорене) переміщення фронту води по найбільш проникних і дренажних ділянках і пластах, що призводить до передчасного обводнення свердловин і заземлення водою у пористому середовищі значних об'ємів газу. У заводненій зоні залишається мікрозаземлений газ, пов'язаний з неоднорідністю структури порового простору і макрозаземлений газ в окремих слабодренажних і низькопроникних ділянках пласта з початковою газонасиченістю, які вода обійшла. Для отримання високих значень коефіцієнта газовилучення і підвищення техніко-економічних показників розробки газового родовища при водонапірному режимі необхідно забезпечити рівномірне переміщення межі розділу газ-вода, зменшити розміри обводненої зони і кількість заземленого у ній газу. Нами за результатами виконаних лабораторних досліджень на вертикальних і горизонтальних однорідних і макронеоднорідних циліндричних моделях пласта запропоновано три технології підвищення газовилучення з родовищ при водонапірному режимі.

Згідно з першою технологією здійснюється нагнітання азоту в обводнені свердловини, розміщені на передньому фронті межі розділу газ-вода, бажано ближче до початкового контуру газоносності. При нагнітанні азоту в обводнений пласт створюється додатковий фільтраційний опір і гідродинамічний бар'єр рухові води, що сповільнює надходження її у родовище. У результаті відбувається вирівнювання положення контуру газоносності, зменшуються розміри обводненої зони і кількість води, що видобувається з інших обводнених свердловин, а азот додатково витісняє з обводненого пористого середовища частину раніше заземленого газу, який поступає у газонасичену частину родовища і видобувається. Згідно з другою технологією здійснюється експлуатація обводнених газових свердловин шляхом спільного відбору з них газу з водою, що сприяє сповільненню переміщення фронту води у зоні цих свердловин, повнішому виробленню необводнених газонасичених прошарків у продуктивному розрізі цих свердловин, видобутку частини раніше заземленого газу у зоні дренажу свердловин і залученню у розробку макрозаземленого газу із ділянок з початковою газонасиченістю, які вода обійшла. Згідно з третьою технологією

воду, що відбирають з обводнених свердловин, запомповується у слабкодреновані низькопроникні ділянки пласта з початковою газонасиченістю, що сприяє витісненню з них газу до видобувних свердловин. Водночас попереджується забруднення навколишнього природного середовища високомінералізованою пластовою водою.

Реалізація запропонованих технологій сприяє підвищенню газовилучення з газових родовищ з макронеоднорідними колекторами в умовах газового і водонапірного режимів [1].

Визначення ефективності кавітаційної гідроімпульсної дії на привибійну зону пласта

Проблема інтенсифікації роботи нафтових свердловин, котрі забезпечують поточний видобуток нафти, була і залишається актуальною, особливо для України в умовах дефіциту власної нафти. Продуктивність свердловин визначається рядом природних і технологічних чинників, у тому числі станом привибійної зони, який формується під час розкриття нафтового пласта, подальшої експлуатації свердловини та її ремонту. Для підвищення продуктивності відомо ряд методів хімічного, фізичного, механічного і комплексного діяння на привибійну зону.

Метод гідроімпульсної обробки привибійної зони пласта (ПЗП) застосовується для відновлення та збільшення природної проникності колектора, сприяючи, особливо в поєднанні з іншими методами (хімічними), інтенсифікації припливу нафти і газу, багаторазового підвищення продуктивності і приймальності свердловин, значного скорочення витрат часу та коштів на їх освоєння.

Механізм дії гідроімпульсної обробки ПЗП полягає у формуванні великих перепадів тиску на вибої свердловини і фронту відбитих хвиль, інтерференція яких призводить в результаті резонансних явищ до виникнення в ПЗП потужних гідравлічних ударів, що викликають мікрогідророзриви пласта, формування в ньому мережі мікротріщин [2]. Вплив обробки пласта проявляється різноманітно, оскільки гідродинамічні хвилі одночасно впливають як на породу пласта, так і на

насичуючі його флюїди. Це призводить:

- до коливального руху частинок породи-колектора, що викликає їх зміщення і в кінцевому рахунку розщільнення і розпушення породи і кольматанта, який приходять в рухомий стан і виносяться з привибійної частини продуктивного пласта;
- до зміни реологічних властивостей пластових рідин, збільшення їх рухливості;
- до зниження гідравлічних опорів в привибійній зоні пласта при закачуванні спеціальних технологічних рідин в пласт (кислотних розчинів, поверхнево-активних речовин та інших реагентів);
- до інтенсифікації процесів руйнування водонафтових емульсій та інших сумішей;
- до уповільнення процесів парафінізації, солевідкладення та інших негативних явищ в свердловині і в пласті.

Технологія гідроімпульсної обробки повинна бути попередньо обґрунтованою аналізом кернавого матеріалу та геолого-промислового та геофізичного досліджень. Для вибору найбільш ефективного методу дії необхідно знати причини зниження продуктивності свердловин. Особливої уваги потребують водочутливі мінерали, які містяться в продуктивному пласті. Набухання чи руйнування даних мінералів при контакті з водою є негативним явищем. Гідродинамічні дослідження можуть стати основою для вивчення стану привибійної зони пласта. Дані досліджень застосовуються для вибору робочої рідини та параметрів обробки.

При виборі свердловини, яка піддається гідроімпульсній обробці, дебіт є важливим показником. Якщо при розгляді історії експлуатації свердловини виявилось, що дебіт різко знизився, і це не пов'язано з обводненням верхніми та нижніми водами, або з швидким падінням пластового тиску, то в такому випадку свердловина після обробки може відновити початковий дебіт. В неоднорідних пластах з низькою проникністю привибійної зони пласта, дебіт свердловини після обробки може досягнути значин дебіту близькорозташованих свердловин, які знаходяться в зонах з більшою проникністю пласта. Це відбувається за рахунок

утворення мікротріщин, очищення привибійної зони від глинистих матеріалів, відкладень солей.

Кожна свердловина, яка обрана для проведення обробки, попередньо повинна бути досліджена, визначений дебіт свердловини, вибійний та пластовий тиски, обводненість продукції, газовий фактор, вміст піску у продукції свердловини, коефіцієнт продуктивності чи приймальності свердловини. Також до обов'язкових умов можна віднести запис кривих відновлення тиску та визначення коефіцієнта скін-ефекту.

На кожен свердловину складається план роботи для здійснення обробки. В плані робіт приводяться геолого-експлуатаційні дані свердловини і передбачається технологічна схема робіт:

- глибина спуску вібратора і діаметр насосно-компресорних труб;
- об'єм і кількість робочої рідини;
- кількість продавлювальної рідини;
- орієнтовна величина очікуваного тиску;
- кількість і потужність агрегатів, необхідних для здійснення обробки;
- послідовність роботи та темпи закачування робочої та протискувальної рідин.

Збудження рідинного середовища в затрубному просторі поширюється за законом хвилеподібного руху. В гідравлічному вибійному вібраторі проходить процес формування збудження у вигляді гідравлічного імпульсу. Це може мати місце при співпадінні отворів пристрою, який з'єднує внутрішню порожнину насосно-компресорних труб з затрубним простором.

Аналіз промислових даних свідчить про те, що всі свердловини, які піддаються гідроімпульсній обробці умовно можна розділити на 3 групи [3, 4]:

1) Свердловини з низьким пластовим тиском, в яких статичний рівень значно нижчий від гирла. Дана категорія свердловин при відкритті фільтру промивається з поглинанням і при закачуванні робочої рідини через вібратор тиск в трубах коливається в межах 5-7 МПа. Цей тиск головним чином створюється в результаті гідравлічних опорів. Після зупинки подавання робочої рідини тиск на гирлі в часі спадає до 0. Обробка для даної групи свердловин не дає результатів.

2) Свердловини в яких пластовий тиск близький до гідростатичного. Дана категорія свердловин при відкритті фільтру, промивається з відновленням циркуляції. Тиск в трубах при закачуванні коливається в межах 10-22 МПа, а затрубний 8-15 МПа. На даних свердловинах були отримані позитивні результати з обробок, оскільки пластовий тиск був достатнім для отримання відбитих хвиль, сильних імпульсів і резонансних явищ.

3) Свердловини, які характеризуються високим пластовим тиском і низькою проникністю. При обробці таких свердловин, в яких тиск в трубах доходить до 30-40 МПа, а затрубний – до 25 МПа, приймальність – 5-8 л/с, що не забезпечує в достатній мірі оптимального режиму роботи вібратора, якщо розраховувати на поглинання всієї робочої рідини пластом. В цих свердловинах необхідно використовувати видозмінену технологію. Суть технології полягає в тому, що обробку ведуть почергово відкриваючи і закриваючи затрубний простір. Тиск в затрубному просторі коливається в межах 30-40 МПа і утримується в цих межах протягом години. Потім протягом 30 хвилин (час залежить від гідродинамічних параметрів пласта) процес ведеться при відкритому затрубному просторі.

Для проведення даної обробки в свердловину опускають наступну компоновку ліфта: хвостовик, пакер, вібратор-кавітатор, корпус вставного струминного апарату та труби НКТ до гирла. Гирло свердловини обладнують заливною головкою з гайкою швидкого з'єднання і викидними лініями. На поверхні встановлюють насосні агрегати і замірні ємності.

Циклічна дія в режимі репресії здійснюється наступним чином: гідравлічний вібратор опускається на насосно-компресорних трубах і встановлюється навпроти вибраної для обробки частини продуктивного пласта. Робоча рідина прокачується через насосно-компресорні труби за допомогою насосних агрегатів з денної поверхні. При протіканні рідини через гідравлічний вібратор утворюється ряд гідравлічних ударів.

Після закінчення обробки в режимі «репресія» переходять до режиму «депресія» з метою очищення привибійної зони від продуктів реакції і інших забруднюючих частинок. Для проведення необхідно запакерувати пакер, і опустити вставний ежекторний насос в корпус, який був спущений в компоновці

ліфта. Перед початком робіт необхідно перевірити пакер на герметичність, створивши в затрубному просторі тиск 5 МПа і витримати протягом 30 хвилин. Після чого під'єднати нагнітальну лінію від агрегатів до трубного простору. Робоча рідина прокачується агрегатами через струминний насос при відповідному розрахунковому тиску, і одночасно створюється депресія в підпакерній зоні. Величина депресії і її тривалість регулюються величиною робочого тиску агрегата і тривалістю його подачі.

При створенні депресії на пласт пластовий флюїд проходячи через гідравлічний вібратор створює імпульсну дію на пласт при від'ємних тисках нижче пластових, чим і покращує винесення твердих частинок із пласта. Обертаючись у вібраторі золотник періодично перекидає потік припливаючої рідини в результаті чого створюється від'ємна циклічна дія.

Відмітними особливостями даного методу є:

- у привибійну зону пласта нагнітається послідовно окремими порціями багатофункціональна суміш фізико-хімічної дії на гірську породу, структуровані і механічні неорганічні та органічні кольматанти пористого середовища, глобули і плівку нафти – водорозчинна відмиваюча суміш, вуглеводневий розчинник, водний розчин лугу, буферна речовина, солянокислотний розчин (3 порції) та протискувальна рідина;
- нагнітання окремих порцій компонентів суміші здійснюється в гідроімпульсному режимі з використанням гідравлічного вібратора;
- вилучення із привибійної зони на поверхню запомпованих рідин, продуктів фізико-хімічного діяння і пластових флюїдів проводиться в подвійному гідроімпульсному режимі з використанням гідравлічного вібратора та струминного насоса.

Дослідження процесу водоізоляції водоприпливу у нафтових свердловинах

Серед значної кількості розроблених та вживаних у виробництві процесів діяння на пласти у ПЗС найбільш широко використовуються процеси кислотного, термохімічного та вібраційно-хвильового впливу, процеси з використанням поверхнево-активних речовин та обмеження водоприпливу з використанням

різних блокуючих реагентів, процеси комплексного діяння на пласти у ПЗС та інші.

Кожний метод ізоляції має свої області ефективного застосування для виконання одної або декількох РІР. Його вибирають у залежності від геолого-фізичних особливостей продуктивного пласта-обводнювача, конструкції свердловини, гідрогазодинамічних умов, існуючого досвіду проведення РІР на даному родовищі, оснащеності матеріалами, технікою тощо.

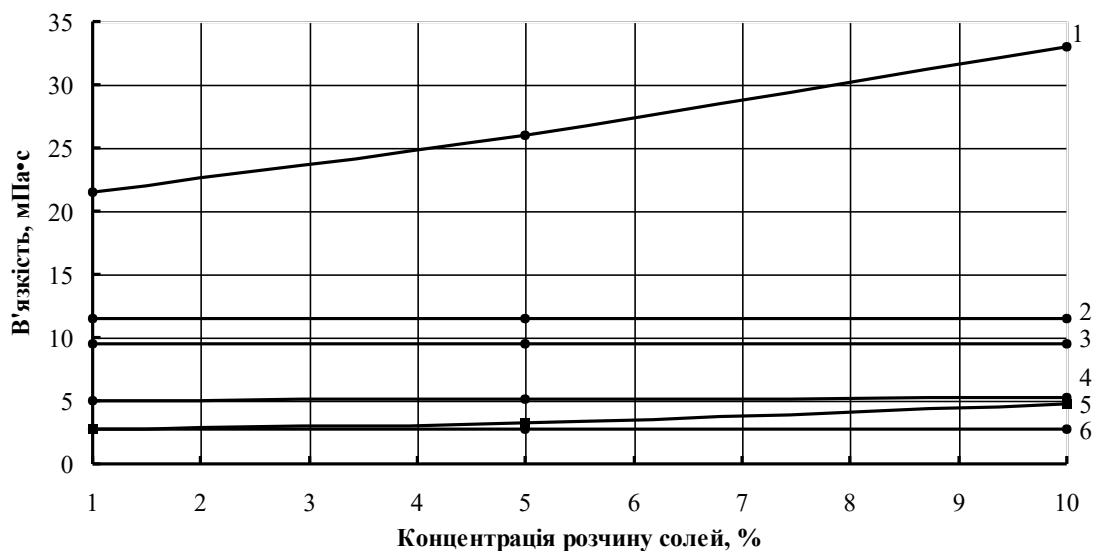
Водоізоляційні методи можуть бути ефективними і надійними, якщо забезпечено системний підхід до організації, тобто вибір методу ізоляції до об'єктів або свердловин повинен базуватися на детальному розгляді ретроспективної інформації з будівництва та експлуатації свердловини, ефективності виконання попередніх РІР, на даних результатів промислових і геофізичних досліджень, які підтверджують інтервали обводнення та повноту їх вироблення, на знанні технічного стану свердловини.

При плануванні ремонтно-ізоляційних робіт значний вплив на вибір типу тампонажної суміші та її компонентів мають розміри каналів, у які здійснюється нагнітання. Тільки аналіз конкретних свердловинних умов, а також дисперсної фази суспензій дає змогу здійснити правильний вибір тампонажної суміші, її проникальної та кольматувальної здатностей.

Композитні системи для обмеження припливу пластових вод можуть бути розроблені як на основі гелеподібних структур, так і на основі нерозчинних осадів.

Оскільки даних про блокуючі системи на основі біополімерів практично немає, то нами проведено дослідження таких композитних розчинів за аналогією з відомими полімерами, такими як КМЦ та ПАА.

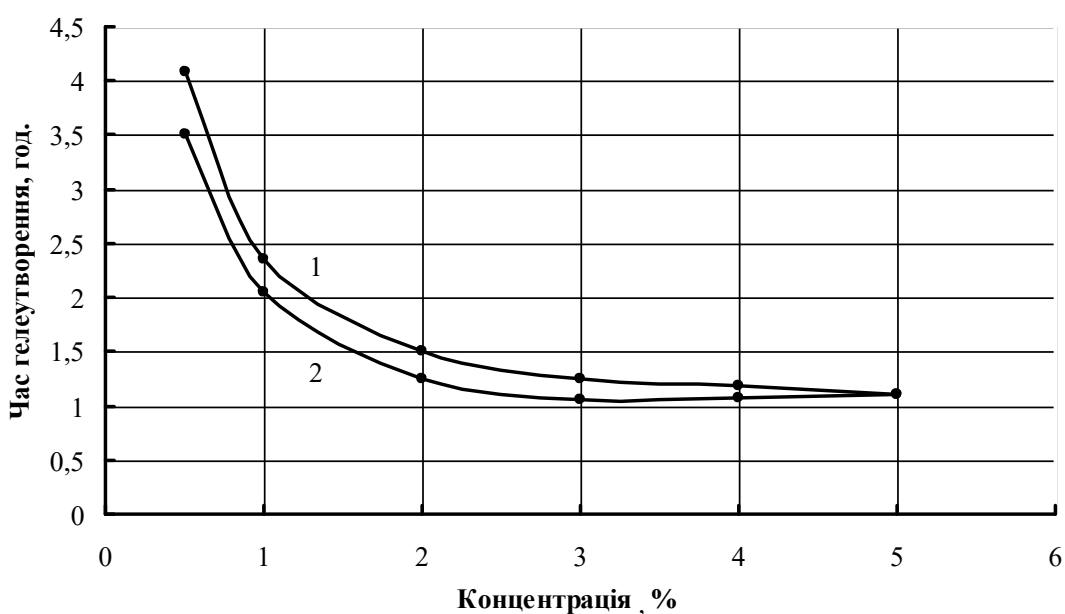
Досліджувалось залежність коефіцієнта динамічної в'язкості розчину біополімеру від концентрації та типу солі та вплив біополімеру на кількість осаду, що утворюється під час змішування лужнополімерного розчину та хлориду кальцію. Дослідження показали, що при змішуванні біополімерів з іонами лужних та лужноземельних металів нерозчинний осад не утворюється рисунок 1.1.



1 - енпосан з CaCl₂; 2 - аубазидан з CaCl₂; 3 - аубазидан з KCl;
4 - аубазидан з NaCl; 5 - ксантан з CaCl₂; 6 - ксантан з KCl

Рисунок 1.1 – Залежність коефіцієнта динамічної в'язкості розчину біополімеру від концентрації та типу солі

Також проводились дослідження часу гелеутворення суміші від концентрації ксантану та біхромату натрію. Встановлена концентрація 2%. Найбільше зниження часу гелеутворення спостерігається в інтервалі концентрацій біхромату натрію від 0,5 до 2 % рисунок 1.2.



1 – 0,5% ксантан; 2 – 0,7% ксантан

Рисунок 1.2 – Залежність часу гелеутворення суміші від концентрації ксантану та біхромату натрію при температурі 80°C

Встановлено, що нагнітання суміші 0,5 % аубазидану та 2 % біхромату натрію після утворення гелю призводить також до зниження коефіцієнта проникності водонасичених взірців. Коефіцієнт закупорки для даної суміші становить 47-107.

Як дослідний об'єкт вибрано Пасічнянське родовище. В межах родовища пробурено 16 свердловин, з них 3 свердловини (804, 810, 817) ліквідовані за геологічними причинами, 1 свердловина (800) – за технічними, 1 свердловина (805) переведена на Битківську складку, 1 свердловина (901) контрольна.

Здійснено аналіз поточного стану та показників розробки Пасічнянського нафтового родовища. Подано аналіз експлуатації свердловин. Охарактеризовано всі ускладнення в роботі свердловин та зроблені відповідні висновки. Запроектовано метод збільшення продуктивності свердловини із застосуванням блокуючого розчину (суміші 0,5% аубазидану та 2% біхромату натрію) на свердловині .

Для проектування водоізоляційних робіт вибрано свердловину 1, яка характеризується наступними параметрами: дебіт свердловини по рідині 9,359 т/доб; обводненість продукції 22 %. Технологічна ефективність від проведення таких робіт склала 1,26 рази (зростання дебіту свердловини). Дебіт свердловини після проведення таких робіт становитиме 9,359 т/д по нафті. (Дебіт свердловини до проведення 9,172 т/д).

Підвищення ефективності застосування рідин для ГРП при розробці нетрадиційних газових родовищ шляхом введення нових мастильних компонентів

Розроблений метод використання підводних виходів газу на поверхню дна у вигляді грязьових вулканів базується на принципах пошуків газогідратних покладів. Оскільки відомо, що однією з основних геологічних ознак наявності газогідратних покладів на дні та під дном різних акваторій є наявність метанових сипів та газових факелів, то існує можливість використання підвищеної температури потоків, які по тріщинах виносять на поверхню дна метан, що утворює гідрати на дні при певних термобаричних умовах, для виведення з

термодинамічної рівноваги піддонних гідратів.

Таким чином, безпосередньо в самих місцях виходу викидів з гарячих і холодних підводних джерел створюються умови, при яких метан не формує донні гідрати і видобування здійснюється без утворення непроникної покришки на дні. Отже, «спрямувавши викиди з гарячих і холодних підводних джерел у донні гідрати, розташовані поблизу, можемо очікувати постійний приплив газу з дебітом, на який здатний даний піддонний поклад гідрату». Слід врахувати також, що за допомогою даного методу може буде отримано додатковий дебіт метану з донних газових проявів – підводних грязьових вулканів.

Наявні засоби буріння та кріплення свердловин на таких глибинах акваторії, а саме напівзанурені плавучі бурові установки, установки SPAR та бурові судна не можуть забезпечити такої точності і безпечності робіт. Крім того, обслуговування та ремонт таких свердловин, також матимуть певні складності при використанні плавучих (SPAR, TLP) та стаціонарних (пружних понтонних) платформ. Тому автором пропонується використати розроблений підводний колтубінговий апарат.

Розроблена методика оцінки ефективності використання підводних грязьових вулканів та інших видів виходу газу на поверхню дна. У випадку відсутності таких виходів запропонована методика створення їх штучно за допомогою вдосконаленого ГРП. Вдосконалення технології підводного ГРП стосується використання мастильних домішок у рідинах, що дозволяє зменшити витрати на його проведення.

2 ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ЕФЕКТИВНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

Оптимізація режимних параметрів роботи існуючих штангово-насосних свердловин на стадії дорозробки родовища

На стадії дорозробки родовища, тобто на завершальній четвертій стадії, доводиться вирішувати дещо суперечливі задачі, серед них, зокрема, збільшення темпів видобування і форсування відборів рідини [5]. Одним із напрямків підвищення ефективності дорозробки родовища є оптимізація технологічних режимів роботи свердловин, а досвід з оптимізації різних об'єктів засвідчує, що шляхом оптимізації можна збільшити виробництво продукції на 10-30 %. На цій стадії, коли родовище повністю облаштоване, фонд свердловин здебільше штангово-насосний, як в Україні, так і у світі, найбільш обґрунтованим є критерій оптимізації – найбільший дебіт свердловини (відповідно найбільший видобуток із родовища). Типорозмір існуючих верстатів – гойдалок (ВГ) задано, а це означає, що задано вантажопідіймальність ВГ. Звідси випливає, що глибина підвісу штангового свердловинного насоса (ШСН) обмежується, тобто вибирається із умови вантажопідіймальності ВГ і міцності матеріалу насосних штанг (НШ). Тоді мета ставиться такою, щоб отримати при цьому найбільший (максимальний) дебіт, а на цій стадії обмеження щодо встановлення технологічного режиму практично відсутні.

В основу розробленої нами методики оптимізації параметрів роботи ВГ і свердловини покладено теоретичні засади гідрогазодинаміки висхідних газоводонафтових потоків у свердловинах [6] з адаптацією розрахункової моделі до параметрів фактично існуючого режиму. При цьому використовуємо необхідні вхідні дані із промислової документації, задаємося рядом значин дебіту свердловини Q . Кожній значині Q відповідає конкретна значина вибійного тиску P_v і відповідно висота піднімання рідини в експлуатаційній колоні, залежно від якої вибираємо глибину H_n опускання насоса у свердловину. Значини заданого дебіту Q і глибини H_n повинні відповідати області заданого конкретного ВГ (в першому наближенні за діаграмою А. Адоніна), але різним діаметром насоса d_n .

Розрахунки спочатку виконуємо без уточнення вибору конкретного ВГ, а за

максимальним навантаженням P_{\max} на головку і максимальним крутним моментом $M_{\text{кр}}$ встановлюємо технічну можливість реалізації розглядуваного режиму (заданого дебіту).

Якщо P_{\max} і $M_{\text{кр}}$ не перевищують допустимих значин для існуючого ВГ, то завершуємо розрахунки до вибору обладнання, а відтак аналогічно виконуємо розрахунки для більших значин Q .

Якщо P_{\max} і $M_{\text{кр}}$ перевищили допустимі значини для існуючого ВГ, то будуємо графіки залежностей $P_{\max}(Q)$ і $M_{\text{кр}}(Q)$, а тоді по графіках для допустимих значин P_{\max} і $M_{\text{кр}}$ знаходимо відповідний їм дебіт Q , який розглядаємо як найбільш можливий.

Відтак, для знайденого дебіту проводимо розрахунки в повному обсязі і визначаємо параметри роботи устаткування і свердловини для оптимізованого дебіту за відомою методикою [6].

Дослідження перетікання флюїдів між пластами в ускладнених геолого-промислових умовах роботи нафтових свердловин.

В Україні гостро стоять проблеми забезпеченості нафти і газом та ресурсами питної прісної води. Щодо перетікання флюїдів між пластами здебільше розглядається в літературі якісно як констатація можливих каналів перетікання, особливо в гідрогеологічній літературі. Робота М.А. Гусейн-Заде і Колосовської висвітлює математичний апарат (часто у вигляді нескінченних рядів із використанням функцій Бесселя, Гріна, Хевісайда і дельта-функції Діреха, операторів Лапласа і Фур'є) дослідження перетікання рідини із пласта в пласт при пружному режимі фільтрації до наявності між ними слабо проникного шару (покрівлі або підшви).

Нерозглянутими залишились питання формулювання умов та дослідження процесу перетікання, для вирішення яких нами використано гідрогеологічні та гідродинамічні положення, методи комплексного потенціалу і суперпозиції.

Для аналізу сформульовано умови перетікання флюїдів (знизу вверху чи навпаки). По-перше, перетікання можливе за наявності перепаду зведених тисків. Питання розрахунку зведених тисків (напорів) і вибору площини порівняння доволі широко обговорюється в літературі. Це зокрема підходи і формули І.Я.

Єрмілова. А.І. Сілін-Бекчуріна, В.В. Ягодіна та інші. У разі великих різниць глибин залягання пластів необхідно також, окрім густини флюїдів (нафти, води, газу), враховувати температурну поправку. Обґрунтовано вибір методи розрахунку, що забезпечує достатню точність.

По-друге, перетікання можливе тільки за наявності каналів перетікання та гідравлічної відкритості (акумуляційної здатності) пласта, в який відбувається перетікання. Виникнення перетікань пов'язано із різними видами природних порушень (тектонічні порушення, тріщини, пустоти, фільтраційна та літологічна неоднорідність тощо) і техногенних впливів (сейсмічні роботи, буріння свердловин, негерметичність стовбурів свердловин і т.п.).

Гідродинамічну характеристику перетікання описано комплексним потенціалом, на основі аналізу якого розглянуто три випадки процесу (відсутність перетікання, відсутність фільтрації в пласті перетікання і поєднання потоків в обох пластах).

Перетікання спричинюють зміну складу (і якості) флюїду в пласті, в який відбувається надходження іншого флюїду (води у нафтовий пласт чи в пласт прісної води, нафти у водяний пласт). Звідси акцент зроблено на наступному.

1. Перед будь-якими роботами, пов'язаними з можливими перетіканнями, необхідно скласти реєстр можливих джерел перетікання.
2. Виконувати ретельний і постійний моніторинг.
3. Виявлені канали перетікання необхідно негайно ліквідувати (у разі фізичної можливості, наприклад канали неякісної герметичності свердловини) або створити умови для усунення перетікання (наприклад, при заводненні нафтового родовища).

Існує два методи встановлення вибірного тиску у фонтанних свердловинах: 1) безпосереднє інструментальне вимірювання; 2) розрахунок за параметрами середовища у свердловині.

Розрахунок вибірного тиску у фонтанній свердловині можна виконувати або стосовно каналу ліфтових труб, або стосовно затрубного простору.

Метою підрозділу є створення методу і методики розрахунку вибірного тиску у свердловинах, в яких газ у вільному стані надходить разом із нафтою із

покладу, на основі застосування сучасних положень теорії висхідних газорідинних потоків.

Вибійний тиск у фонтанних свердловинах перших трьох типів можна розрахувати за одним із трьох методів:

- 1) за гирловим тиском p_2 ;
- 2) за затрубним тиском нафти $p_{затр}$ (свердловини першого типу – артезіанське фонтанування без виділення вільного газу);
- 3) за затрубним тиском газу і динамічним рівнем рідини (свердловини другого і третього типів – газліфтне фонтанування).

На основі методу розроблено конкретну методику розрахунку вибійного тиску за гирловим тиском газово-нафтової суміші, в основу якого покладено часто застосовуваний і доволі точний метод Поеттманна-Карпентера (гомогенна модель) і з уточненим розрахунком кореляційного коефіцієнта (похибка не перевищує $\pm 4,5\%$) [7]. При потребі блок цього методу можна замінити іншим.

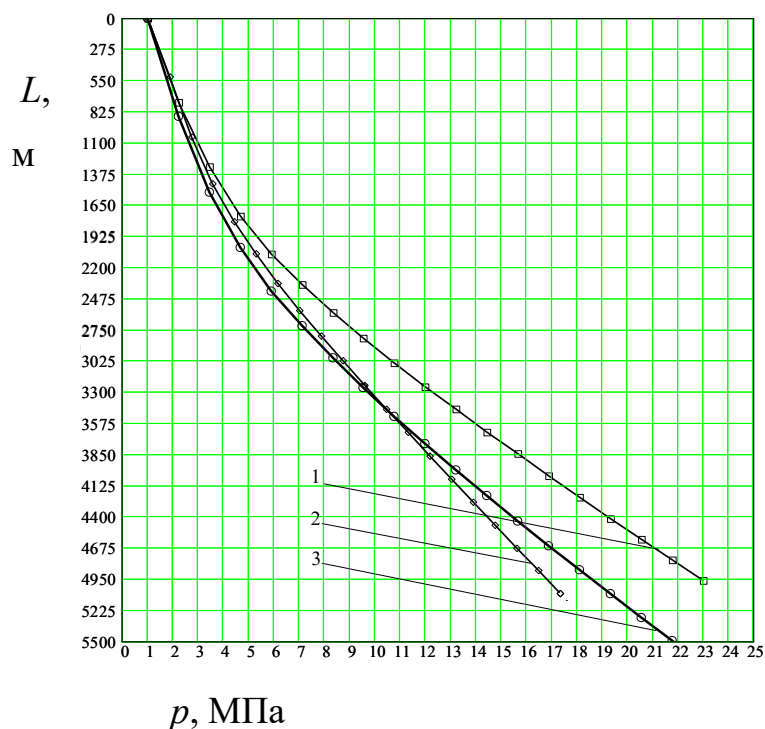
Доповнена методика розрахунку параметрів потоку газорідинної суміші у фонтанних свердловинах третього і четвертого типів зводиться до наступного.

Для розрахунку треба знати, насамперед, гирловий і затрубний тиски, тиск насичення і газовміст пластової нафти, а також дані про свердловину як споруду, про властивості продукції.

Як приклад, виконано розрахунок стосовно одної із свердловин нафтового родовища із опущеною до вибою двоступінчастою колоною НКТ.

На рисунку 2.1 показано розрахунок зміни тиску p з глибиною L за різними методами. Незважаючи на те, що при виконанні розрахунку за методами Сахарова-Воловодова-Мохова та Поеттманна-Карпентера (крива 1 і 2 відповідно) можна отримати розподіл тиску p до значення $L \approx 5000$ м, проте, крива не сягає заданої глибини свердловини, тобто вибійний тиск залишається невизначеним. Говорити про адекватність та точність результатів, які все ж вдалося отримати теж не можна. Причиною є обмеження застосування вищенаведених методик щодо густини нафти. Для актуального, на сьогоднішній день, напрямку розробки глибокозалеглих покладів при наявності нафт перехідного типу, вищенаведені методи застосовувати буде не коректно. Натомість, в доповненому і уточненому

автором, методі розрахунку зміни тиску p з глибиною L згадане обмеження відсутнє, що дає можливість отримати шукане значення вибійного тиску (крива 3) для нафти з малою густиною, які видобуваються із глибоких і надглибоких свердловин.



1 – Сахарова-Воловодова-Мохова, 2 – Поеттманна-Карпентера, 3 – доповнений і уточнений автором

Рисунок 2.1 – Розрахунок зміни тиску p з глибиною L за різними методами

Знаючи тиск на вибої (21,77 МПа) за відомого дебіту, можна розрахувати коефіцієнт продуктивності, а для свердловин четвертого типу – зміну його в часі відповідно до зміни газового фактора.

Дослідження впливу геометричних параметрів ежекційних систем на ефективність винесення супутнього газу із нафтових свердловин

Застосування струминних апаратів при насосному способі видобування нафти зі свердловин почалося досить давно. Ідея застосування струминних насосів полягає в тому, щоб використати енергію відсепарованого газу для полегшення підйому газоводонафтової суміші на поверхню. З цією метою вище основного насоса встановлюють струминний насос. Така схема експлуатації свердловини називається ежекційною системою. Свердловинна суміш,

потрапляючи в струминний апарат (СА), завдяки своїй швидкості захоплює газорідинну суміш разом із відсепарованим газом із затрубного простору. Як показує практика, при цьому стабілізується робота основного насоса, корисно використовується енергія відсепарованого газу і навіть, певною мірою збільшується дебіт свердловини [8].

Відомі і варіанти встановлення струминного апарату над динамічним рівнем [9, 10]. Його функцією в даному випадку є відбір супутнього газу із затрубного простору, оскільки зворотний клапан, який забезпечував перепуск цього газу в колекторну лінію, в умовах низьких температур може замерзати, що призводить до значного пониження динамічного рівня свердловини і, навіть, до зриву подачі насоса.

При встановленні СА у нафтових свердловинах виникає необхідність у розумінні впливу тиску нафтового газу із затрубного простору, а також і різниці між цим тиском і тиском робочої газоводонафтової суміші в приймальній камері апарату на його роботу. Така інформація потрібна для забезпечення оптимального місця його розташування в свердловині вище її динамічного рівня. Основною залежністю, яка пов'язує між собою об'єми робочого та інжектваного потоків, які проходять через СА, із тисками робочого потоку на його вході та виході і в приймальній камері, є безрозмірна характеристика струминного апарату. Безрозмірна характеристика має вигляд $\Delta p_c / \Delta p_p(u)$ ($\Delta p_c = p_c - p_{in}$, $\Delta p_p = p_p - p_{in}$, $u = Q_{in} / Q_p$; p_c , p_p , p_{in} – тиски змішаного потоку на виході з струминного апарату, робочого потоку перед входом в СА і робочого та інжектваного потоків на вході у приймальну камеру; u – об'ємний коефіцієнт інжекції на вході в приймальну камеру; Q_{in} , Q_p – об'ємні витрати інжектваного та робочого потоків на вході в приймальну камеру) і до її символічного запису входять і геометричні параметри струминного апарату (діаметра сопла d_c і відношення площ f_3 / f_{p1} , f_3 , f_{p1} – площі поперечних перерізів отворів камери змішування і сопла):

$$\begin{aligned} & \frac{2f_{p1}}{(1+\xi_c)f_3} \left(p_p - p_{p1} + \frac{\rho_p w_p^2}{2} \right) \times \left[1 + \frac{\rho_{in} u^2}{\rho_p (f_3/f_{p1} - 1)} - \frac{f_{p1} \rho_p}{2} \times \right. \\ & \left. \times \left(1 + \frac{\rho_{in} u}{\rho_p} \right)^2 \left(\frac{\xi_\theta + \xi_{кз} + 1}{f_3 \rho_3} + \frac{f_3 \rho_3}{f_c^2 \rho_c^2} \right) \right] - p_c \frac{\rho_3}{\rho_c} + p_{p1} = 0. \end{aligned} \quad (2.1)$$

В процесі дослідження впливу геометричних параметрів самого струминного апарату на його основні робочі показники (кількість відібраного супутнього газу за одиницю часу, втрата тиску всередині СА, тиск на виході СА, густина змішаного потоку на виході та ін.) були проведені лабораторні дослідження, які дозволяють чіткіше зрозуміти якісний та кількісний вплив основного

геометричного параметра СА (діаметра на виході сопла) на режим його роботи і, як результат, на коливання ККД, а також виконане аналітичне дослідження, що пов'язане із підтвердженням працездатності та ефективності такого СА у фактичній нафтовій свердловині при його експлуатації разом зі штанговим насосом.

Одна із залежностей, що демонструють зміни в безрозмірній характеристиці СА в залежності від різноманітних комбінацій геометричних параметрів, представлена на рис. 2.2.

На рис. 2.3 зображено фактичний розподіл тиску в нафтовій свердловині при її експлуатації ежекційною системою, яка дає змогу відбирати 3,35 м³/год супутнього газу, що виділяється в затрубний простір.

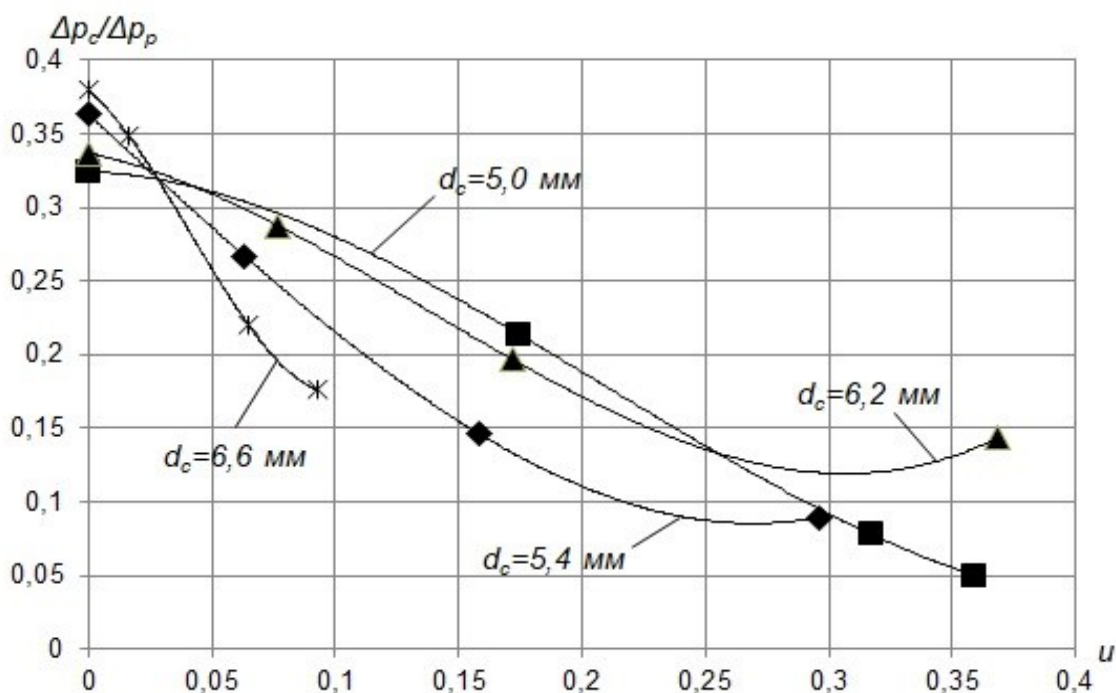


Рисунок 2.2 – Безрозмірна характеристика СА при тиску інжектваного повітря $p_e=0,08$ МПа для різних діаметрів сопла

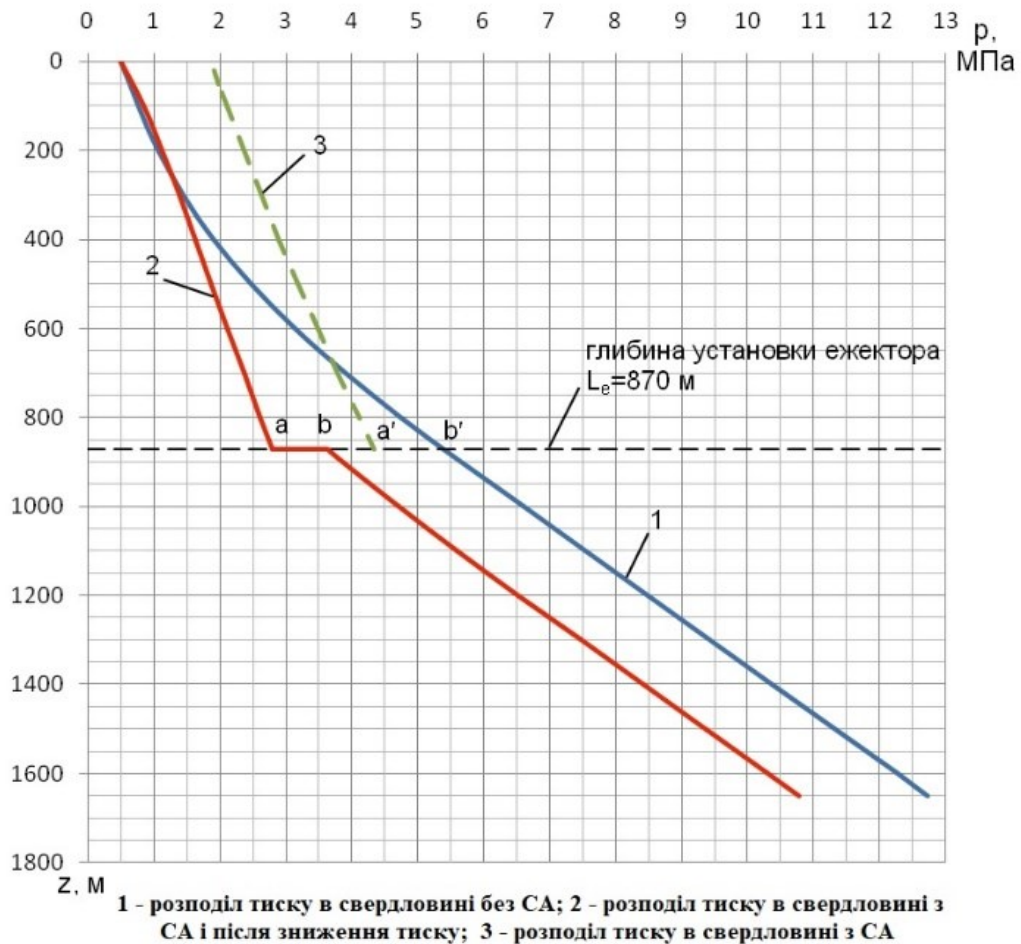


Рисунок 2.3 – Розподіл тиску в свердловині між штанговим насосом та устям

Дослідження закрученого потоку робочої рідини під час проходження її через гідродинамічний кавітатор

Застосування ефектів кавітації в різних галузях промисловості базується на використанні сучасною наукою теорії закрученого потоку і описує рух рідини в центральній області струменю, як обертання цілого (твердого) тіла, а периферійну частину – як вільний вихор, при цьому для випадків слабого і сильного (із зворотними струменями) закручування потоку пропонуються дві різні системи рівнянь. Існування прецесуючого вихрового ядра (ПВЯ) (тобто джерела кавітації – відсутності суцільності середовища) в потоці робочої рідини передбачається при певних числах Рейнольдса [11].

Широке використання закручених потоків із зворотними струменями і з розвиненим прецесуючим вихровим ядром у кавітаторах та інших пристроях зумовило необхідність більш глибокого дослідження закручених потоків.

Залежність ступеня кручення потоку від витрати рідини, частоти коливань вихрового ядра і конструктивних параметрів в умовах стійкості самого закрученого потоку показала, що ступінь кручення потоку прямо пропорційний частоті коливань прецесуючого вихрового ядра і обернено пропорційний квадрату масової витрати рідини. Тобто забезпечення стійкості закрученого потоку при варіюванні витрати вимагає відповідної зміни ступеню кручення або впливу на частоту коливань прецесуючого вихрового ядра [12-14].

Для збудження коливань в рідині використовуються спеціальні пристрої, у яких частина кінетичної енергії струменю перетворюються в енергію коливань [15].

За принципом збудження коливань рухомим струменем вони поділяються на:

- стержневі (пластинчасті);
- роторні (клапанні);
- вихрові (струминні).

Стержневі випромінювачі

- До даної групи відносяться випромінювачі, в яких збудження коливань резонуючих елементів у вигляді пластин, стержнів або мембран викликається набігаючим струменем рідини. В свою чергу коливання резонансних елементів створюють акустичне поле в рідині.

Роторні випромінювачі

- Ґрунтуються на принципі почергового закривання і відкривання проходу для струменю, внаслідок чого виникає циклічне підвищення і пониження тиску в рідині, що сприяє створенню акустичного поля.

Вихрові генератори

- Принципом дії вихрових генераторів ґрунтується на зміні напрямку потоку або на взаємодії двох струменів між собою.

Поєднання струминного насоса із дією на високов'язку нафту імпульсно-кавітаційними технологіями може істотно вплинути на інтенсифікацію видобування важких вуглеводнів із свердловин [16]. Удосконалення технології і модернізація струминних апаратів для видобування високов'язких нафт є на

даний час актуальними і перспективними в контексті збільшення дебітів свердловин вуглеводневих енергоносіїв.

Струминні насоси, які можна застосовувати при підніманні звичайної легкої і високов'язкої важкої нафти, мають дуже гнучку характеристику. В цих насосах відсутні рухомі деталі, тому вони відрізняються досить великою надійністю, мають значний моторесурс (6000 годин), у вставному варіанті можуть бути замінені без підйому насосно-компресорних труб.

Застосування глибинних струминних насосів для експлуатації нафтових свердловин зумовлено такими їх особливостями:

- необхідний тиск робочої рідини біля входу у сопло струминного насосу створюється не тільки наземним силовим насосом, але і напором стовпа робочої рідини в міжтрубному просторі або колоні НКТ;

- тиск на виході струминного насоса, який необхідний для підйому рідини на поверхню, суттєво зменшується завдяки газліфтному ефекту, який виникає при виділенні вільного газу з нафти в колоні НКТ;

- менша чутливість до наявності вільного газу і піску в рідині у порівнянні з поршневыми насосами;

- простота конструкції і порівняно малі габарити насосів, надійність і корозійна стійкість при прийнятній ціні [17, 18].

Струминні насоси залишаються роботоздатними при надвисокій в'язкості продукції, вмісті у ній будь-якої кількості вільного газу, при значному вмісті механічних домішок і при підвищенні температури навколишнього середовища [18].

Враховуючи, що поєднання одночасної роботи струминного насоса і гідродинамічного кавітатора може суттєво збільшити видобуток високов'язкої нафти, ми удосконалили конструкцію насоса за допомогою вставного струминного апарату з розділеними робочими потоками, в який для інтенсифікації видобування нафти вмонтовано гідродинамічний кавітатор [16].

Вдосконалення технології виклику припливу

Розробка більшості родовищ на пізній стадії характеризується, переходом

на режим розчиненого газу та гравітаційний режим. Відбувається перерозподіл насиченостей флюїдами продуктивної частини колектора, збільшується кількість вільного газу та води. В цій ситуації єдиним джерелом енергії для забезпечення рухливості нафти залишається енергія газу та гравітаційні сили. Метою наших досліджень є вивчення можливостей підвищення нафтовилучення родовищ, які знаходяться на пізній стадії розробки та вдосконалення освоєння свердловин на них. Дослідження спрямовані у трьох напрямках:

1. Теоретичні і експериментальні дослідження режиму розчиненого газу з метою виявлення можливостей керування його протіканням і досягнення максимального нафтовилучення.

2. Виявлення закономірностей міграції та перерозподілу пластових флюїдів у зоні змішування води і нафти після проходження фронту витіснення (при гравітаційному режимі).

3. Розроблення пристрою для освоєння і дослідження свердловин виснажених родовищ.

Щодо першого напрямку, то в експериментах моделювалися два можливі варіанти розробки родовищ з застосуванням поєднання режимів роботи водонапірного та розчиненого газу з метою виявлення раціонального способу застосування енергії розчиненого газу, а саме [19, 20]:

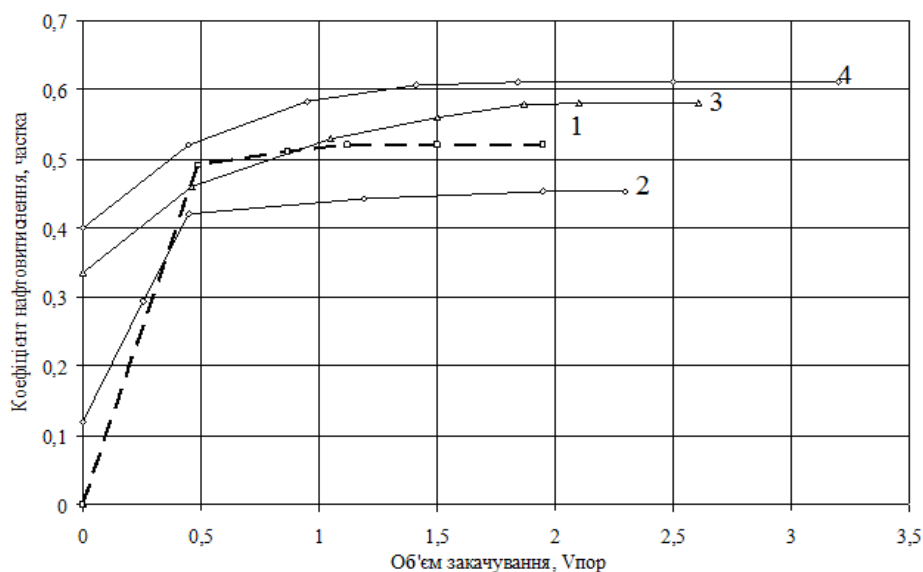
- розвитку природного режиму розчиненого газу до падіння тиску в пласті з наступним нагнітанням води (моделювалися умови роботи пласта на режимі виснаження з наступним заводненням);

- режиму заводнення з підтриманням пластового тиску більшим від тиску насичення до повного обводнення пласта з наступним видобутком нафти на режимі виснаження та нагнітанням води.

Як в першому, так і в другому випадках основною рушійною силою в процесах витіснення нафти є поєднання енергії газу, який виділяється з нафти після зниження тиску в пласті і енергії води, що нагнітається вслід (або одночасно) за виділенням газу.

Проведена серія лабораторних експериментів на моделях продуктивного пласта з використанням установки типу УИПК. Одержані результати дають

підстави вважати про можливість керування розвитком режиму розчиненого газу шляхом поєднання його з заводненням з метою збільшення нафтовилучення (рис. 2.4).



1 – крива витиснення нафти за пластового тиску ($P_{пл}$), вищого тиску насичення нафти газом ($P_{нас}$); 2 - крива витиснення нафти за пластового тиску $P_{пл}=0,75 P_{нас}$; 3 – крива витиснення нафти при $P_{пл}=0,5 P_{нас}$; 4 - крива витиснення нафти при $P_{пл}=0,25 P_{нас}$.

Рисунок 2.4 - Експериментальні залежності нафтовіддачі від пластового тиску і об'єму закачування, одержані на моделі менілітових відкладів Долинського родовища

Встановлено, що фективним є розпочинати заводнення при пластовому тиску нижчому на 30-70% від тиску насичення нафти газом. Оптимальним варіантом розробки таких покладів є наявність активних краєвих вод. В разі їх відсутності, доцільно після початку виділення з нафти газу в законтурну область закачувати воду з компенсацією відборів від 20% до 40 %;

Другим напрямком досліджень є встановлення закономірностей перерозподілу нафтонасиченості в продуктивному пласті після проходження фронту заводнення чи при гравітаційному режимі роботи пласта або в родовищі, розробка якого припинена [21].

Нами проведена серія лабораторних експериментів, результати, яких

вказують на те, що частина залишкової нафти що залишилася в обводненій частині покладу мігрує.

Дослідження проводилися на насипних моделях (рис. 2.5) різного фракційного складу.

В керноитримачі готувалася насипна модель пласта з кварцевого піску. Модель вакумувалася і насичувалася нафтою. Далі нафта витискала водою на установці УИПК до тих пір, доки вміст води нафтоводяної суміші на виході був не менший 96 %.. В результаті експериментальних досліджень встановлено наступне: У міграції на протязі 18 місяців брало участь 28,3% нафти від об'єму, що створює залишкову нафтонасиченість, а інша частина (71,7%) залишкової нафти не мігрувала. Після 18 місяців проведення спостережень за процесом переміщення нафти проводився замір нафтонасиченості моделі пошарово. В результаті встановлено, що найбільше нафтонасичення зафіксовано в зоні 2 (середня частина) і складає 18,5%, зона 1 (нижня частина) має 12,9%, а зона 3 (верхня частина) – лиш 2,6 %. (всього 34% залишкова нафтонасиченість після промивання керну). Такий розподіл насиченостей пов'язуємо з тим, що процес міграції на моделі ще не закінчився і перерваний в стадії розвитку. Встановлена в результаті швидкість міграції складає біля 4-7 см в рік.

Нами також започатковані експерименти з моделювання міграції в нафтонасиченій частині моделі виснаженого обводненого покладу. Тобто після витиснення нафти водою вивчаються закономірності перерозподілу залишкової нафти.

Міграція в реальному пласті відбувається як вертикальна, так і лотеральна. Джерела енергії міграції - гравітаційні сили, напір води в результаті проникнення атмосферних осадів, сил енергії розчиненого і вільного газу. Вторинна міграція залишкових вуглеводнів відбувається, в основному, по «старих» каналах, по шляху первинної міграції. Однак, коли на шляху зустрічається канал з меншим фільтраційним опором, наприклад, вердловина чи тріщина, то флюїди рухаються по них.

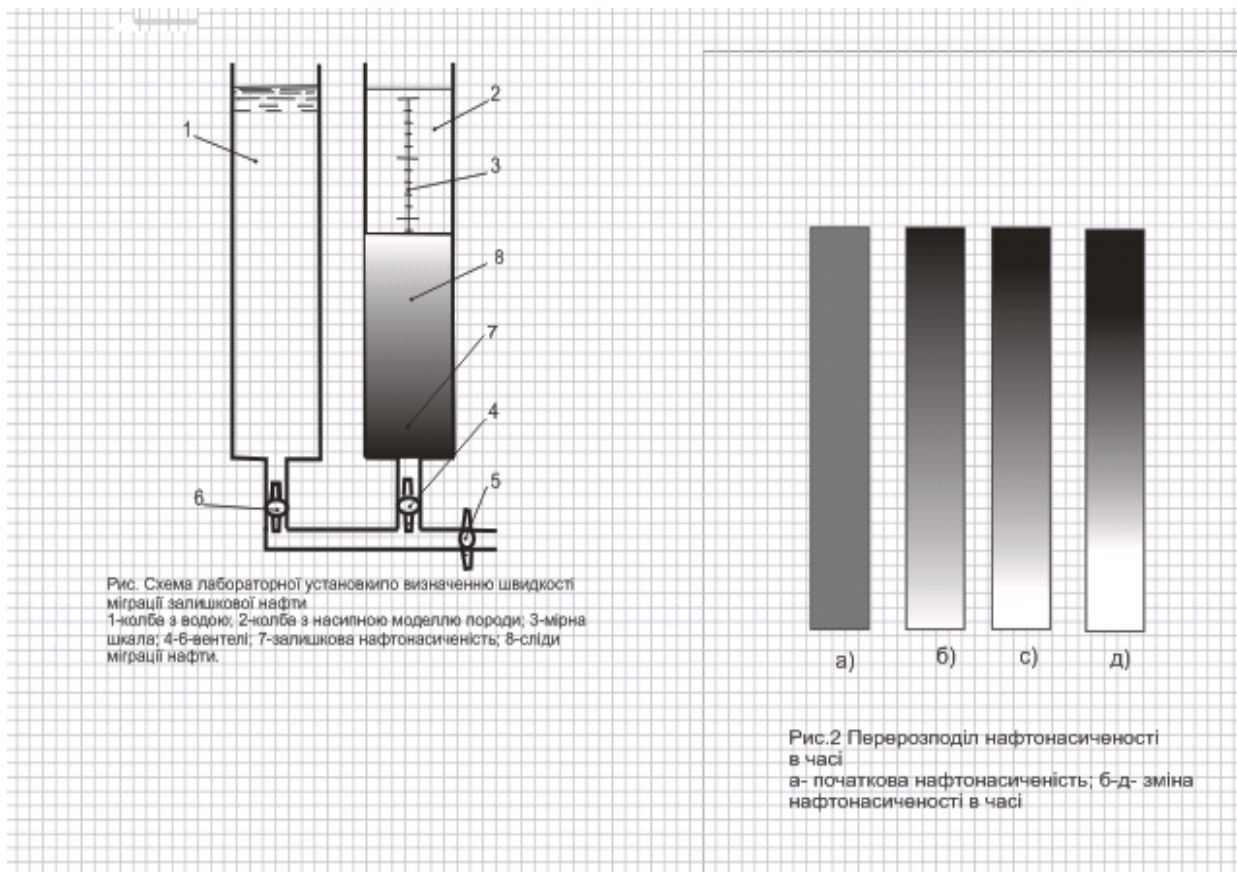


Рисунок 2.5 - Схема міграції вуглеводнів у заводненому пласті

Таким чином результати експериментальних досліджень показали можливість підвищення нафтовилучення шляхом поєднання режиму розчиненого газу з підтриманням пластового тиску. При гравітаційному режимі відбувається перерозподіл залишкових вуглеводнів з швидкістю декілька сантиметрів в рік. При цьому у покладі формуються зони з підвищеною нафтонасиченістю, підключення яких в розробку дасть можливість підвищити коефіцієнт нафтовіддачі.

Для освоєння і дослідження свердловин з виснаженою пластовою енергією нами розроблено пристрій для освоєння і дослідження свердловин [22]. Проблема освоєння і дослідження свердловин є актуальною після буріння чи капітального ремонту. Існуючі методи потребують застосування доволі дорогого обладнання та реагентів, не завжди доступних для підприємства.

Розроблений нами пристрій (рис. 2.6) призначений для очищення привибійної зони від кольматанта, проведення гідродинамічних досліджень в процесі освоєння свердловини та запуску свердловини в роботу без додаткового

обладнання. Можна обійтися тільки застосуванням обладнання бурової установки чи піднімального агрегату для ремонту свердловин.

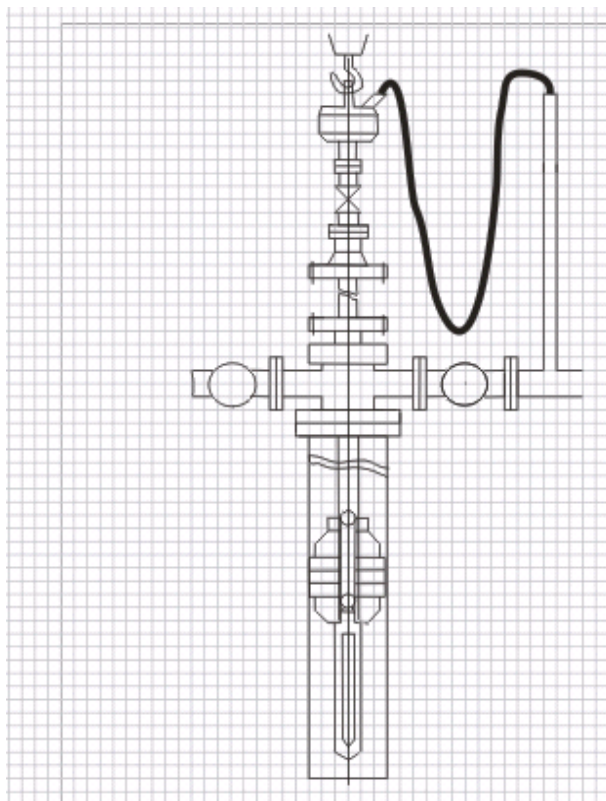


Рисунок 2.6 - Пристрій для освоєння і дослідження свердловин

Динамічне збудження свердловини досягається створенням гідродинамічних циклічних навантажень на привибійну зону пласта з метою її очищення від кольматанта.

Пристрій складається з колони насосно-компресорних чи бурильних труб з поршнем у нижній частині. Поршень після спуску в свердловину на колоні труб по команді зверху збільшують у діаметрі і зменшують зазор між ним та експлуатаційною колоною. Талевою системою підйомного агрегату чи бурової здійснюють зворотно-поступальні переміщення поршня вверх-вниз. Під час руху вверх під поршнем утворюється розрідження (перепад між пластовим та вибійним тиском). В результаті цього пластова рідина, вимиваючи кольматант рухається з пласта до вибою свердловини. Під час руху колони труб вниз рідина з кольматантом через зворотній, противикидний клапан та вертлюг поступає у факельну лінію. Цикли зворотно-поступальних переміщень здійснюються до появи нафти на поверхні чи виникнення фонтанування. У разі активного

фонтанування при досягненні певної величини швидкості потоку зворотно-поступальні переміщення колони припиняють спрацьовує противикидний клапан і закривають превентор. Свердловину заповнюють рідиною глушіння, виймають пристрій, обладнують експлуатаційним обладнанням і приступають до експлуатації. У період роботи по свабуванню свердловини манометром у контейнері відбувається запис змін вибійного тиску (репресія, депресія) проводиться запис кривої відновлення пластового тиску під час циклів.

Перевагою є те, що з його використанням відпадає необхідність застосовувати додаткову техніку (компресор, геофізична лебідка, пакер тощо) окрім тої, яка є в розпорядженні бригади капітального ремонту чи бурової.

3. ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

Інтенсифікація роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин із використанням багатофункціональних систем поверхнево-активних речовин та інгібіторів

Велика кількість газових і газоконденсатних родовищ України перебуває на завершальній стадії розробки. Розробка газових і газокон-денсатних родовищ на завершальній стадії характеризується ускладненнями, що порушують стабільну роботу газових і газоконденсатних свердловин: 1) обводнення свердловин, 2) корозія промислового свердловинного обладнання, 3) гідрато-утворення у стовбурах свердловин і шлейфах, 4) парафіновідкладення на стінках НКТ (що має місце у тому випадку, якщо газовий конденсат містить значну кількість важких фракцій); 5) відкладення солей у привибійній зоні свердловини, у стовбурах і шлейфах свердловин. Наведені вище ускладнення призводять до зниження дебітів експлуатаційних газових і газоконденсатних свердловин. У найбільшій мірі це сто-сується обводнення свердловин. Для інтенсифікації винесення води з вибоїв газових і газоконденсатних свердловин у стовбур обводненої свердловини запомповують розчини спінюючих поверхневоактивних речовин (ПАР). Одним з можливих методів боротьби з вищеперерахованими ускладненнями є хімічний метод, тобто вико-ристання різних хімічних реагентів. Важливим і перспективним напрямком цього методу є розроблення і використання комплексних інгібіторів, що володіють багато-функціональними властивостями. В результаті застосування комплексних інгібіторів можна досягти збільшення дебітів свердловин.

Основною метою наукової роботи (розділу) є інтенсифікація роботи обводнених газових і газоконденсатних свердло-вин із використанням багатофункціональних систем поверхнево-активних речовин та інгібіторів (комплексних інгібіторів). Для досягнення мети поставлено наступні цілі дослідження:

- виконання літературного огляду матеріалів про хімічні реагенти, що використовуються для запобігання і боротьби з ускладненнями під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин;

- визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) та оцінка цінка ефективності інгібіторів корозії;
- проведення лабораторних досліджень з метою обґрунтування композицій (систем) ПАР та хімічних реагентів для захисту обладнання від корозії та відкладення солей, інтенсифікації винесення рідини з обводнених газових і газоконденсатних свердловин та підвищення продуктивності свердловин.

Для інтенсифікації винесення води з вибоїв газових і газоконденсатних свердловин з використанням хімічного методу (тобто із використанням ПАР) використовуються такі ПАР: синтанол, барвамід 2К, диссольван, савенол SWP, олеокс-5, сульфонол, циклімід, савенол NWP, превоцел, барватекс-5, піноутворювач ПО-6К, препарат ОС-20, ПКД-515, “Сольпен”, “Сонбур-1101”, “ТЕАС-М”, синтамід-5К та інші. Для зниження корозійного руйнування свердловинного обладнання застосовуються такі інгібітори корозії: ТАЛ-3, “Нафтохім-1”, СТ-2, сульфонол, тарін, “Азол-5010”, карбозолін ОТ-2, карбозолін СД, савенол SWP, КМА, жир катіоноактивний Р-1, “Нафтохім-3”, катапін А, СНПХ-1004 Р, СНПХ-6302 Б, “КорМастер-1035”, “Коразол-1”, Dodigen 481 та інші.

Лабораторні дослідження з визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) [23, 24] проводилися з мінералізованою водою (вміст NaCl 100 г/л) для таких ПАР: сульфонол, барватекс-5, барвамід 2К, олеокс-5, і синтамід-5К. Із результатів досліджень видно, що кратність піни, утвореної з 0,5 % – них розчинів ПАР у мінералізованій воді при температурі 80 °С становить 23,92 (сульфонол); 17,48 (барватекс-5); 14,1 (барвамід 2К); 17,83 (олеокс-5) і 16,36 (синтамід-5К). Стійкість піни, утвореної з 0,5 % – них розчинів ПАР у мінералізованій воді при температурі 80 °С становить $11,42 \cdot 10^6$ с/м³ (сульфонол); $7,63 \cdot 10^6$ с/м³ (барватекс-5); $6,81 \cdot 10^6$ с/м³ (барвамід 2К); $9,24 \cdot 10^6$ с/м³ (олеокс-5) і $8,27 \cdot 10^6$ с/м³ (синтамід-5К).

Лабораторні дослідження з визначення (оцінки) ефективності інгібіторів ко-розії проводилися з мінералізованою водою (вміст NaCl 100 г/л) на зразках-свідках (сталь Р-110) гравіметричним методом при температурі 80 °С [25]. Використовувались такі хімічні реагенти, як “Нафтохім – 3”, сульфонол,

карбозолін ОТ-2, карбозолін СД і СНПХ-6302 Б. Результати лабораторних досліджень з оцінки ефективності інгібіторів корозії (при концентрації 0,25 % мас. в мінералізованій воді на зразках-свідках із сталі Р-110) свідчать про те, що ступінь захисту від корозії при концентрації 0,25 % мас. на зразках-свідках із сталі Р-110 становить : 93,11 %, (карбозолін СД); 90,68 % (карбозолін ОТ-2); 89,27 % (“Нафтохім-3”), 87,46 % (сульфонол) і 82,75 % (СНПХ-6302 Б).

На основі вищенаведеного робимо висновок про те, що найбільш ефективними композиціями ПАР та інгібіторів є такі композиції : 1) суміш сульфонолу і карбо-золіну СД; 2) суміш олеоксу-5 і карбозоліну ОТ-2; 3) суміш реагенту барватекс-5 та інгібітору корозії “Нафтохім-3”.

Дослідження впливу піщаного корка на вибої газової свердловини на її продуктивну характеристику

У процесі експлуатації свердловин із нестійкими породами-колекторами при перевищенні депресією тиску на пласт критичного значення порода у привибійній зоні свердловини руйнується. Частинки породи виносяться із пласта у свердловину. За недостатніх швидкостей руху газу на вході в НКТ частинки породи осідають на вибої свердловини з утворенням піщаного корка, який створює додатковий опір рухові газу. У результаті знижується дебіт газу.

Для оцінки впливу піщаного корка на вибої на продуктивну характеристику свердловини виконано дослідження для умов тонкого пласта за умови повного перекриття пласта корком і перевищення висоти корка над товщиною пласта при фільтрації газу в пласті за двочленным законом. Із спільного розв’язку двочленної формули припливу газу до вибою свердловини, формули Г. А. Адамова для руху газу у вертикальних трубах свердловини і формули для прямолінійно-паралельної фільтрації газу в області піщаного корка у стовбурі свердловини одержано формулу (3.1) для дебіту газової свердловини з піщаним корком на вибої:

$$q = -\frac{A+D}{2(B+\Theta)} + \sqrt{\left(\frac{A+D}{2(B+\Theta)}\right)^2 + \frac{p_{nl}^2 - p_y^2 e^{2s}}{B+\Theta}} \quad (3.1)$$

Результати досліджень свідчать, що утворення на вибої газової свердловини

піщаного корка призводить до істотного погіршення її продуктивної характеристики. Дебіт газу тим менший, чим більша висота корка порівняно з товщиною пласта, менша проникність пласта і менша проникність піщаного корка, яка може бути знижена за рахунок утрамбування твердих частинок на вибої і замулення пластовими глинистими частинками.

Наведені результати досліджень свідчать про негативний вплив піскоутворення на видобувні можливості свердловини і необхідність своєчасного застосування ефективних методів боротьби з цим явищем, до яких можна віднести такі наукові розробки ІФНТУНГ: створення у штучно чи природно розширеному стовбурі свердловини в інтервалі продуктивного пласта гравійної набивки із зерен гравію певного розміру чи цементного каменю з високими значеннями проникності і міцності, регулярне промивання вибою свердловини пінними системами на основі водного розчину відповідних пінотворних ПАР і стабілізаторів піни.

У результаті експериментальних досліджень розроблено і запатентовано тампонажний склад на основі тампонажної суміші з додавання спученого перліту, неіоногенної ПАР і пластифікатора, який скріплює частинки породи між собою. Утворений цементний камінь характеризується високою механічною міцністю на стиск (до 4 МПа) і проникністю по газу (до 3,47 мкм²). Перевагою розробленого складу порівняно з відомими складами є відсутність необхідності застосування додаткового обладнання при здійсненні технологічного процесу із запомповування у пласт закріплюючих агентів, вища надійність і низька собівартість використовуваних реагентів.

Використання розробленого складу дозволяє підвищити дебіт газових свердловин з нестійкими колекторами і покращити умови їх роботи за рахунок запобігання надходженню піску із пласта у свердловину. Рекомендується створювати у розширеному стовбурі свердловини в інтервалі продуктивного пласта (штучно розширеному на задану величину у процесі буріння свердловини чи природно розмитому під час експлуатації свердловини) цементний камінь із заданими значеннями міцності на стиск і проникності із запропонованого тампонажного розчину.

Можливість збільшення видобутку нафти і газу впровадженням технологій «Розумних свердловин»

На сьогоднішній день більшість родовищ України на завершальній стадії розробки, а нові відкриваються все рідше і рідше, тому виникла необхідність в перегляді раціоналізації використання ресурсів з метою покращення нафто- та газовидобутку. Для вирішення цього питання розглянемо такі технологічні рішення, як «розумні свердловини» та «розумні родовища». Ці рішення спрямовані на покращення знань про процеси видобутку нафти і газу, тим самим на підвищення ефективності операцій та флюїдовилучення [26].

Введення інформаційних технологій (ІТ) є однією з основних рушійних сил в практиці сучасного бізнесу. Це розширює кордони галузі і кардинально змінює її роботу. Застосування ІТ має важливе значення для нафтогазової галузі України, оскільки це один з варіантів завдяки якому можна досягнути енергетичної незалежності. Ефективність багатьох дорого вартісних та небезпечних операцій багато в чому залежить від використання ІТ в формі засобів автоматизації і керування процесами. Ці рішення дозволять зменшити вплив людського фактору та проводити контроль на мікрорівні, тобто мати актуальні на потрібний момент дані та оперативно приймати рішення, відслідковувати найменші зміни параметрів та їх невідповідності.

За останні декілька десятиліть складність операцій з видобутку нафти і газу зросла. До кінця 20-го століття багато великих родовищ традиційних запасів вуглеводнів осушено(видобуто всі запаси), а видобування перемістилося в віддалені зони та зони нетрадиційних запасів. Дороговартісні операції, незручність втручань в віддалених місцях та підводних свердловинах, суворі погодні умови і багато інших технологічних, економічних проблем та проблем безпеки потребують значних наукових зусиль для адаптації сучасних технологій до нетрадиційних умов видобування вуглеводнів.

Накопичені дослідження в нафтогазовій галузі створили можливості для покращеного керування виробництвом шляхом застосування математичного моделювання з метою досягнення необхідних економічних цілей. Для тривалої безперебійної роботи в складних умовах спроектована нова техніка та

контрольно-вимірювальні прилади, які допомагають автоматизувати процес розробки родовища. Пілотний проект під назвою «розумна свердловина» був реалізований в 1997 році на родовищі Снорре в Північному морі норвезькою компанією Saga Petroleum. З того часу сотні інтелектуальних систем свердловин були введені в експлуатацію по всьому світу. Пізніше термін розширився до «розумного родовища», яке передбачає великий масштаб інтеграції. Нафто- та газоносні пласти, свердловини, збірні та переробні об'єкти отримали нову назву – консолідовані гідравлічні системи [27].

Актуальні інженерні та ІТ рішення для нафтогазового сектора зіграли важливу роль в формуванні закордонних технологій «розумних свердловин» та «розумних родовищ» до їх сучасного вигляду. Інженерні компанії такі як WellDynamics (зараз підрозділ Halliburton), Weatherford та Honeywell внесли свій вклад в технологію розробки «операторів» нафтових та газових родовищ, таких як BP, Shell, Statoil та інші.

Таблиця 3.1 - Атрибути інтелектуальних рішень в розробках ведучих компаній-підрядників та системних інтеграторів

Рішення Компанії	Продвинуті виміри та контроль			Оптимізація життєвого циклу		
	Внутрішньо свердловинні датчики	Активний контроль	ICV	Планування розвитку	Контроль розробки покладу	Організація робочого процесу
Halliburton's Digital Oil Field	+	+	+	+	+	+
Weatherford's Field Office and i-DO	+	+	+	+	+	+
Honeywell's Digital Suites for Oil and Gas	+	+	+	+	+	+
Schlumberger's Integrated Project Management	+	+	+	+	+	+
Emerson's Intelligent Fields	+	+				+
ABB's Collaborative Operations		+			+	+
IBM's Integrated Operations						+

Щоб проект розробки та саме родовище стало «розумним» важливі не тільки інтелектуальні технології, але і життєвий цикл підходу до технологічних рішень, тобто всі три рівня прийняття рішень (стратегічний, тактичний і

оперативний). З точки зору прийняття рішень для «розумних родовищ» приймається стратегія життєвого циклу: кожне прийняте рішення має бути оптимальним відносно цілей, встановлених для всього життєвого циклу системи. В наведених вище описах зроблено акцент на операціях, однак є стратегічне і тактичне планування яке не зовсім очевидне. Таблиця 3.1 містить в собі концептуальну матрицю, демонструючи втілення рішень певних компаній в специфічних атрибутах інтелектуальних технологій. Матриця показує, що не всі рішення охоплюють всі вимоги атрибутів інтелектуального поля. Деякі з них надають тільки визначені рішення в області вимірної апаратури разом з програмним забезпеченням для моніторингу процесів, інші відносяться ближче до оптимізації розробки нафтових і газових родовищ або фокусуються в основному на управлінні інформацією та робочих процесах. Системні інтегратори, такі як ABB та IBM, надають інформаційні системи, сумісні з інженерними розробками та розробками програмного забезпечення, які працюють за стандартизованими протоколами. Таким чином, відповідальність за інтеграцію відповідної технології лежить на компаніях які експлуатують родовище. Тому керівникам і інженерам важливо чітко розуміти концепцію розумного родовища [28].

4 МОЖЛИВІ НАПРЯМИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕГРОЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ ЗБОРУ НАФТИ І ГАЗУ

Дослідження впливу агресивних середовищ на внутрішню поверхню викидних ліній газових свердловин

Проблемою перекачування продукції є ряд негативних чинників, одним з яких є перекриття перерізу трубопроводу газогідратними утвореннями, що спричиняє до фінансових затрат та зменшення видобутку газу. Закупорка газовими гідратами промислових газопроводів в осінньо-зимовий період завжди супроводжується сприятливими термодинамічними умовами середовища, високим тиском та низькою температурою транспортування.

Газові гідрати мають здатність ініціювати розвиток різних типів корозії у внутрішній частині трубопроводів природного газу шляхом фізичних, хімічних та електрохімічних процесів, що мають місце на стадії гідратоутворення, визначено розміри гідратів та період контакту з поверхнею труби [29].

За результатами вивчення кородованих поверхонь зразків витриманих у газовому гідраті встановлено механізм його впливу на корозію матеріалу трубопроводів. Сам по собі гідрат корозії не викликає, а лише інтенсифікує і локалізує вплив корозивних компонентів пластових вод (рис. 4.1).

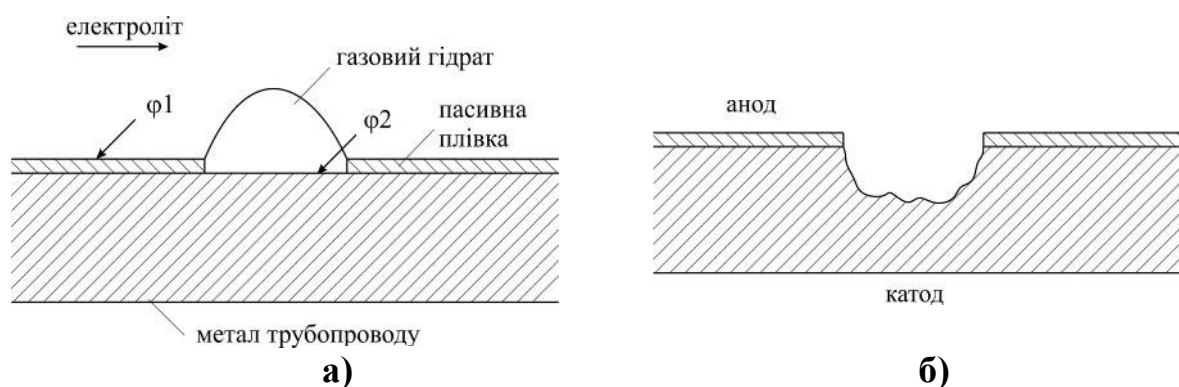


Рисунок 4.1 – Сумісний вплив газового гідрату та пластових вод на метал трубопроводу на першій (а) та другій (б) стадії

На першому етапі (етап утворення гідрату) поверхня металу навколо нього продовжує покриватися пасивними плівками продуктів корозії, в той час як на поверхні металу під гідратом такий процес припиняється.

Крім того, в результаті утворення кристалів гідрату за рахунок вологи, яка адсорбована продуктами корозії, проходить часткове руйнування пасивної плівки, оскільки об'єм утворених кристалів у 2-3 рази більший за об'єм води. Після дисоціації гідрату (стадія 2) утворюється різниця потенціалів між описаними ділянками металу, яка спричиняє виникнення корозійних мікрогальванічних елементів, які прискорюють розчинення металу в менш пасивованій зоні (рис. 4.1, б).

В подальшому, при виникненні термобаричних умов, сприятливих для гідратоутворення, воно проходить найактивніше у зоні утвореного корозійного ураження, оскільки остання відіграє роль центру кристалізації. З кожним циклом «утворення – розпаду» газового гідрату глибина корозійного дефекту збільшується.

Таким чином, механізм сумісного впливу корозивного середовища та газогідратів полягає у інтенсифікації і локалізації корозійних процесів. Для коректної оцінки експлуатаційних ризиків, ресурсу та залишкового ресурсу безпечної експлуатації надзвичайно важливо знати швидкість утонення стінки трубопроводу в процесі експлуатації для вчасного попередження можливих позаштатних ситуацій

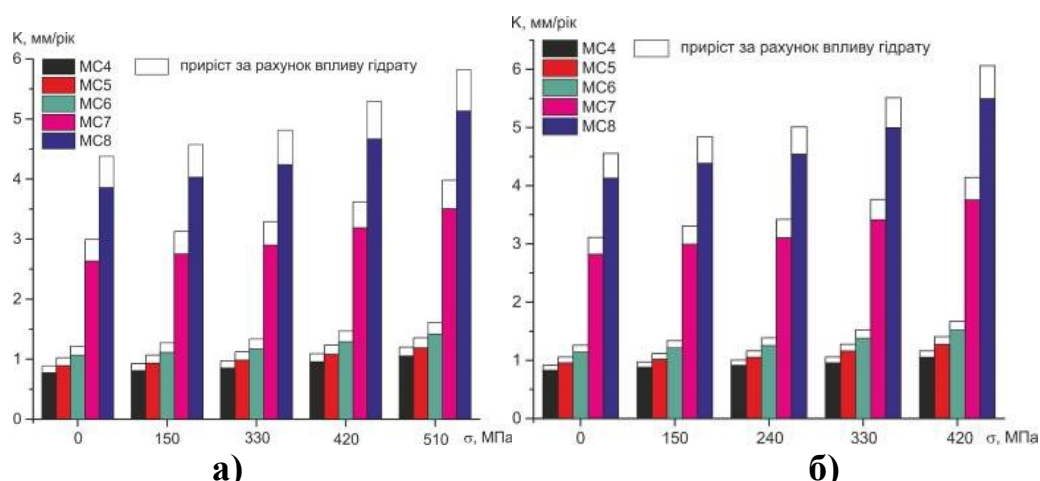


Рисунок 4.2 – Вплив газових гідратів на швидкість утонення стінки трубопроводу для сталі 17ГС (а) та Ст20 (б)

Підвищені ризики позаштатних ситуацій, викликаних корозійно-механічними процесами, будуть насамперед для викидних ліній та інших

промислових трубопроводів, які експлуатуються без активного протикорозійного захисту.

Залежно від рівня напружень та для відповідного модельного середовища приріст загальної швидкості корозії внаслідок дії газового гідрату для сталі 17ГС складає від 0,1 до 0,67 мм/рік, для Ст20 від 0,11 до 0,72 мм/рік (рис. 4.2а).

Для корозії з урахуванням локалізації залежно від рівня напружень та для відповідного модельного середовища приріст внаслідок дії газового гідрату для сталі 17ГС складає від 6,8 до 14,4 мм/рік, для Ст20 від 7,3 до 17,1 мм/рік [30, 31].

З метою перевірки цієї гіпотези побудовано залежність швидкості корозії (без урахування локалізації) від концентрації хлоридів у робочому середовищі. Для різних марок сталі, зокрема для низьколегованої сталі 17ГС та вуглецевої сталі СТ20 прослідковується однотипний характер зміни величини швидкості втрати маси контрольних зразків (рис. 4.3).

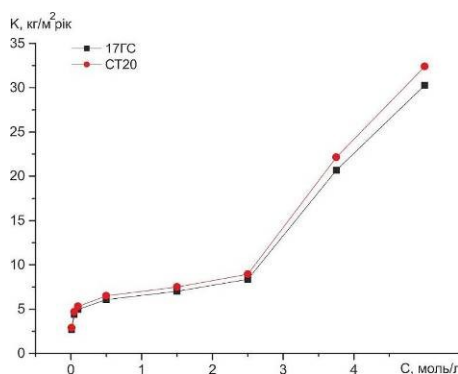


Рисунок 4.3 –Залежність швидкості загальної корозії у хлоридних електролітах від концентрації NaCl

Аналіз залежності швидкості корозії від концентрації хлорид-іонів (рис. 4.3) дає змогу виділити два інтервали концентрацій. На першому спочатку відбувається інтенсивне зростання швидкості з подальшим замиканням, на другому корозійні процеси інтенсифікуються і швидкість зростає практично лінійно. Така поведінка сталі трубопроводу підтверджує висунуту гіпотезу про зміну механізму перебігу корозійних процесів.

Проведено математичний опис результатів експерименту та отримано відповідні залежності для першої та другої ділянок кривої швидкості корозії (рис.

4.4).

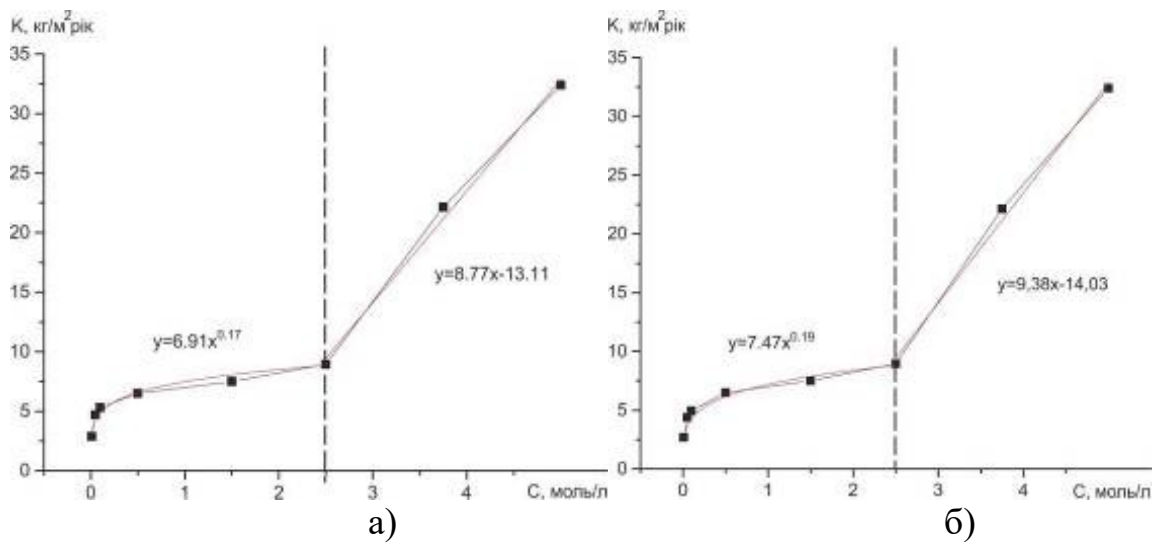


Рисунок 4.4 – Математичний опис результатів корозійних випробовувань для марки сталі 17ГС (а) та Ст20 (б)

Для математичного опису першої ділянки кривої запропоновано використовувати степеневу залежність типу $y = a \cdot x^b$, для другої ділянки лінійної $y = k \cdot x + b$. Математична обробка даних проводилася в програмному пакеті ORIGIN 2016. Для випадку контрольного ненавантаженого зразка отримаємо рівняння: для марки сталі 17ГС – перша ділянка $y = 6.91 \cdot x^{0.17}$, друга ділянка $y = 8.77 \cdot x - 13.11$; для марки сталі Ст20 – I – $y = 7.47 \cdot x^{0.19}$, II – $y = 9.38 \cdot x - 14.03$.

Вивчено корозію матеріалу трубопроводів у агресивних робочих середовищах на прикладі ґрунтового електроліту хлоридного типу та пластової води. Встановлено закономірності корозійної деградації трубопроводів у хлоридних робочих середовищах та вперше виявлено зміну механізму корозії у хлоридах при переході від концентрації 2,5 моль/л до вищих концентрацій.

Дослідження та аналіз ефективності застосування захисних покриттів для внутрішньої поверхні шлейфів свердловин

Причинами збільшення втрат енергії під час експлуатації газопроводу є зростання гідравлічного опору рухові потоку газу в трубах унаслідок підвищення шорсткості внутрішньої поверхні труб чи виникнення наведеної шорсткості, а також появи місцевих опорів у вигляді рідинних пробок у понижених ділянках

трубопроводу. За фіксованого перепаду тисків на початку і в кінці лінійної ділянки зростання гідравлічного опору призводить до зменшення пропускної здатності газопроводу чи системи. Джерелом надходження рідинної фази в газопровід є сам потік газу: при високих тисках і відповідних температурах газу в трубах досягається його точка роси по воді та важких вуглеводнях, що призводить до конденсації рідини. Зростання шорсткості внутрішньої поверхні стінок труб відбувається завдяки процесам внутрішньотрубної корозії [32].

Для зведення до мінімуму ризику корозійних руйнувань трубопроводу захищають протикорозійними покриттями. Досвід застосування гладких покриттів нараховує понад 50 років. Їх уперше застосувала компанія Tennessee Gas Pipeline Co в США в 1955 р. Пізніше компанія Sigma Coatings розробила покриття торгівельної марки SigmaLine 403, які є незвичайно гладкими стосовно руху газу по трубопроводу. Газопроводи в Аргентині, Нідерландах, Мексиці, Єгипті й деяких інших країнах захищені покриттям SigmaLine 403 і надійно експлуатуються протягом 25 років. Основними позитивами гладких покриттів є зниження гідравлічного опору та вірогідності мікросвищів при транспортуванні газу. Тривалою виробничою статистикою підтверджено ряд інших позитивних технічних факторів застосування гладких внутрішніх покриттів трубопроводів:

- забезпечено чистоту продукту, що транспортується;
- суттєво знижено експлуатаційні витрати на запірну арматуру та фільтраційне обладнання;
- прискорено введення трубопроводу в експлуатацію та ремонт, оскільки покриття захищає трубу під час зберігання, перевезення, спорудження та облаштування;
- прискорено процес сушіння трубопроводу після гідравлічних випробувань, оскільки волога легше випаровується з гладкої поверхні;
- ліквідовано дорогий і тривалий процес очищення трубопроводу від бруду й іржі;
- знижено витрату інгібіторів корозії під час транспортування вологого газу;
- зменшено енерговитрати на перекачування газу і створення певного

кінцевого тиску в процесі експлуатації трубопроводу;

– зменшено капітальні витрати завдяки можливому зменшенню проектного діаметра трубопроводу.

Якщо навіть частина наведених факторів наявні в проектах реконструкції або капітального ремонту газопроводів, це вже забезпечує значну технологічну та економічну ефективність від нанесення внутрішнього покриття газопроводів. В решті жодна газова компанія світу не застосувала б внутрішнє покриття, якби не мала очевидної вигоди від цього. Практикою встановлено, що для газопроводів достатньо нанести внутрішнє покриття поверхні товщиною 40-75 мкм для суттєвого покращання їх експлуатаційних характеристик. При цьому витрати на покриття газопроводів окупляться в процесі експлуатації багаторазово. Якщо брати до уваги тільки економію енерговитрат на транспортування завдяки вищій гідравлічній ефективності, то можна повернути відповідні витрати вже за 3-4 роки. Аналітики ЗАТ «Анкорт» стверджують, що для газопроводів економічна ефективність застосування гладких покриттів прямо пропорційна діаметру трубопроводу [33].

Існуючі технологічні процеси внутрішньої ізоляції труб передбачають застосування в якості ізоляційних матеріалів порошкових полімерів і лакофарбових матеріалів, як рідких із вмістом розчинників більше 30%, так і високов'язких з вмістом розчинників нижче 30% і матеріалів, які містять розчинники.

На сьогоднішній день зменшення абсолютної шорсткості труб до величини 5-10 мкм є цілком реальне за рахунок нанесення на внутрішню поверхню труб спеціальних покриттів на основі смол таких фірм як: «Tuboscope Vetco» та «Protective and Marine Coatings».

Компанія Aegion Coating Services пропонує свої послуги для відновлення старих трубопроводів шляхом очищення та нанесення покриттів на існуючі трубопроводи та повернення їх в експлуатацію.

Перший етап починається з механічного очищення трубопроводу, тобто на цьому етапі використовують спеціальні очисні поршні разом з розчинниками, щоб

змити бруд, вуглеводневий віск, нагромадження на стінках трубопроводу (рис. 4.5).

Другий етап включає в себе кислотне очищення трубопроводу. Проводять багаторазові кислотні очистки при регульованій швидкості руху кислотного розчину, що знаходиться під тиском між двома поршнями, щоб видалити всі побічні продукти корозії. На цьому етапі отримують вже майже чисту поверхню, яка готова для нанесення захисного покриття. На рис. 4.6 зображено загальний вигляд трубопроводу при проведенні кислотного очищення внутрішньої поверхні.

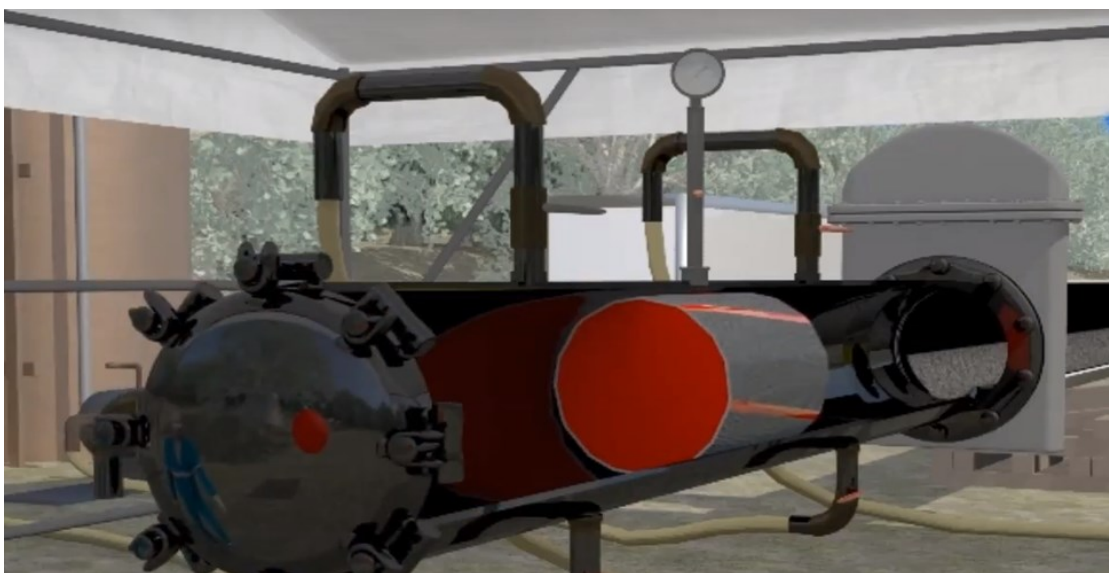


Рисунок 4.5 – Загальний вигляд трубопроводу при проведенні механічного очищення його внутрішньої поверхні

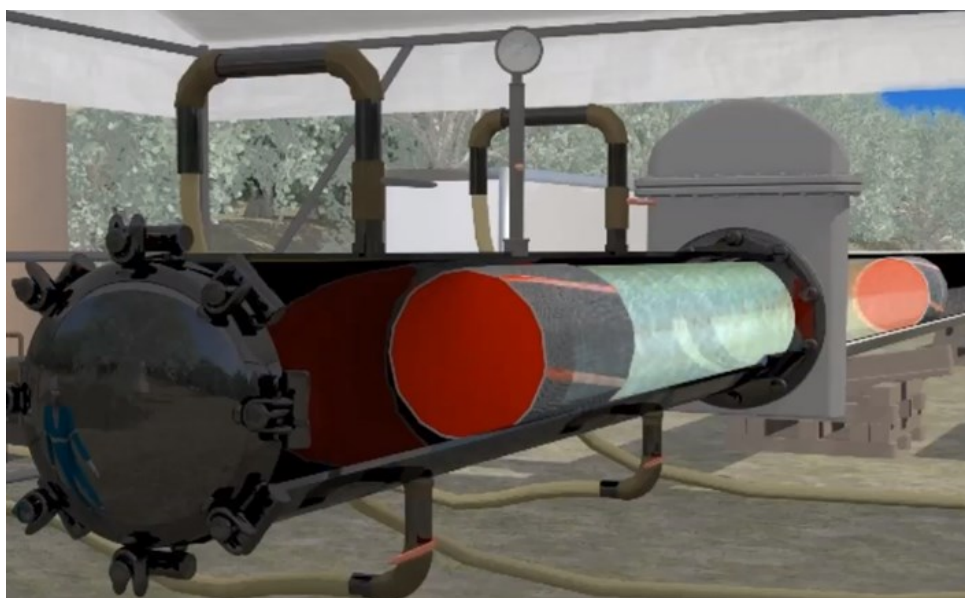


Рисунок 4.6 – Загальний вигляд трубопроводу при проведенні кислотного очищення внутрішньої поверхні

Процес нанесення покриття – це третій і заключний етап. На цьому етапі компанія представляє спеціальний пристрій, який використовується для підготовки майже білої поверхні металу з відповідною шорсткістю (рис. 4.7). Після цього в трубопровід запускають інший пристрій, який візуально і технічно перевіряє готовність поверхні для нанесення покриття. Третім і останнім пристроєм є пристрій, який вже наносить покриття (рисунок 4.8). Нанесене сухе покриття перевіряється на товщину. Трубопровід також перевіряється на наявності пропусків захисного покриття.

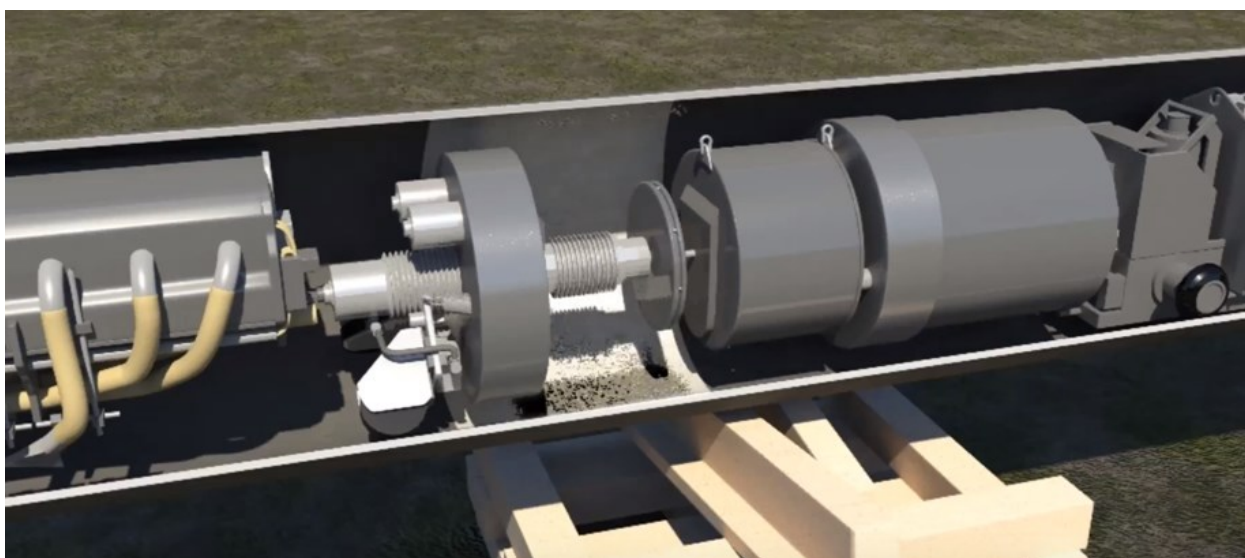


Рисунок 4.7 – Загальний вигляд підготовленої поверхні трубопроводу перед нанесенням захисного покриття

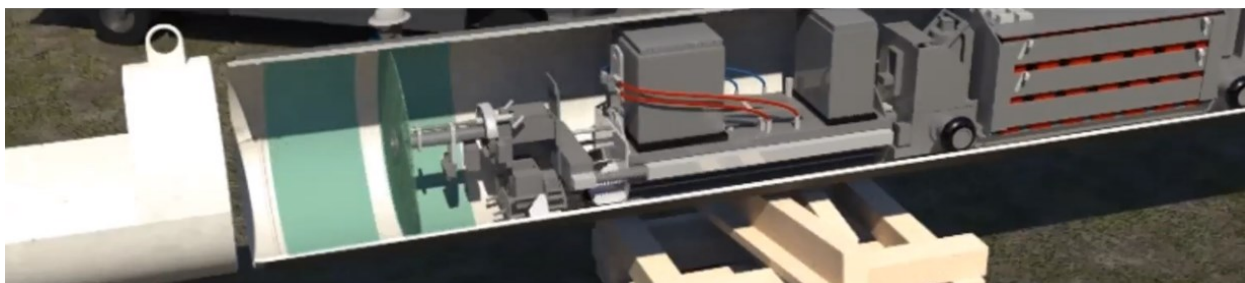


Рисунок 4.8 - Загальний вигляд процесу нанесення захисного покриття

Відновлення старих трубопроводів є економічно ефективним способом підвищення продуктивності та збільшення терміну служби трубопроводу, від старіння, ніж будівництво нового трубопроводу.

Визначимо ефективність застосування захисного покриття на прикладі декількох шлейфів свердловин Юліївського нафтогазоконденсатного родовища

(табл. 4.1). Для порівняння величина абсолютної шорсткості труб з нанесеним покриттям буде рівна 10 мкм, а для старих труб ця величина становитиме 2 мм.

Таблиця 4.1 – Порівняння теоретичних значень коефіцієнта гідравлічного опору шлейфів свердловин Більського НГКР до і після нанесення захисного покриття

№ шлейфу свердловини	Теоретичний коефіцієнт гідравлічного опору труб	
	До нанесення захисного покриття	Після нанесення захисного покриття
166	0,0378	0,014
165	0,038	0,015

Для відповідних значень коефіцієнта гідравлічного опору труб, до і після нанесення захисного покриття знайдемо втрати тиску в шлейфах свердловин за допомогою програми Schlumberger PIPESIM (рис. 4.9-4.10) [34].

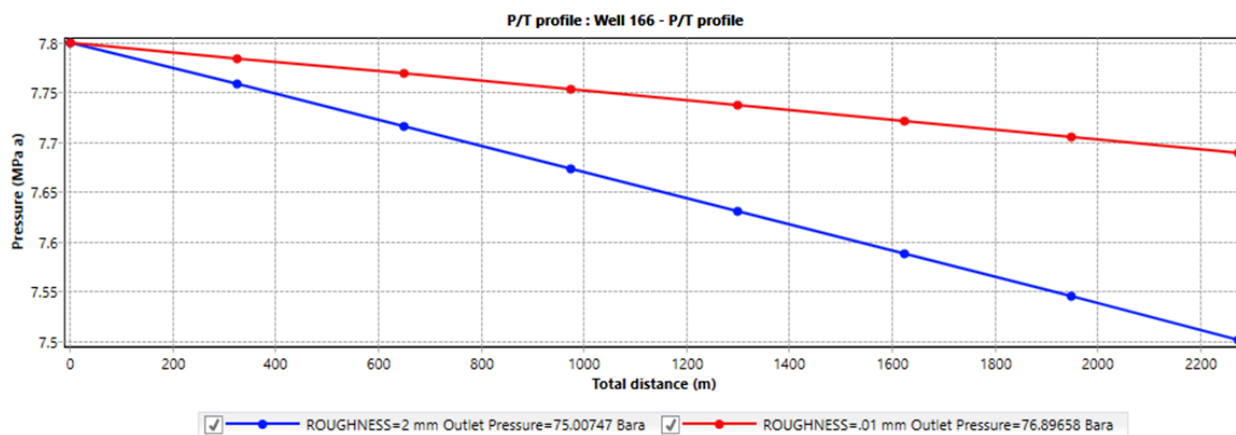


Рисунок 4.9 – Графічна залежність розподілу тиску вздовж шлейфу свердловини 166 за різної величини абсолютної шорсткості труб

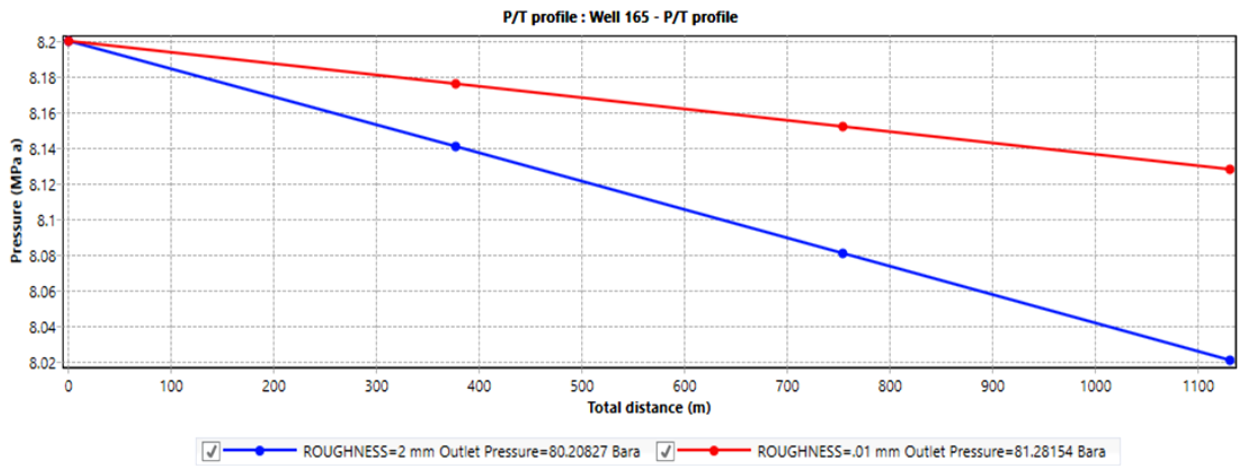


Рисунок 4.10 - Графічна залежність розподілу тиску вздовж шлейфу свердловини 165 за різної величини абсолютної шорсткості труб

З графічних залежностей (рис. 4.9-4.10) видно, що для шлейфів свердловин 165 та 166 за рахунок захисного покриття значно зменшуються втрати тиску на тертя, а саме у 2,5 та у 2,72 рази відповідно.

ВИСНОВКИ

У звіті узагальнено результати досліджень, проведених викладачами кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ у 2017/2018 навчальному році в процесі роботи над кафедральною держбюджетною науково-дослідною роботою „Удосконалення технологій видобування вуглеводнів з родовищ нафти і газу України в ускладнених геолого-промислових умовах їх розробки”.

Отримано такі результати.

Розроблена технологія термохімічного впливу на основі використання солей гідразину або гідроксиламіну та нітритів лужних металів та амонію, перевагою якої є здешевлення та підвищений екзотермічний ефект.

Удосконалено технології підвищення газовилучення з виснажених газових родовищ з макронеоднорідними колекторами в умовах газового і водонапірного режимів шляхом застосування азоту.

Обґрунтовано зворотнє фізико-хімічне і гідроімпульсне діяння з метою усунення нанесених пошкоджень фільтраційної здатності цієї зони шляхом підбору відповідних реагентів і технологічного запомпування їх у привибійну зону та відбирання продуктів реакції зі створенням гідроімпульсного режиму.

Виконано теоретичні дослідження методів ізоляції води в нафтових свердловинах з використанням біополімерів в якості водообмежувальних реагентів у процесах інтенсифікації видобування нафти на Пасічнянському нафтовому родовищі.

Отримано новий спосіб видобування газу з газогідратних родовищ, а саме економічно ефективний метод використання енергії підводних вулканів.

Обґрунтовано й розроблено метод розрахунку вибійного тиску у свердловинах другого, третього та четвертого типів і практичну методику таких розрахунків з використанням найбільш поширеного методу Поеттманна-Карпентера і уточненим розрахунком кореляційного коефіцієнта (похибка не перевищує 4,5%).

Запропоновано вдосконалену конструкцію струминного апарату, що

використовується для підвищення ефективності роботи штангового насоса, а також одержано методику розрахунку режимів експлуатації такої ежекційної системи, що дозволяє визначити найбільш раціональні випадки її застосування.

Одержано уточнену аналітичну залежність ступеня кручення потоку робочої рідини у кавітаторі від її витрати та частоти коливань вихрового ядра, які сприяють виникненню кавітаційно-пульсаційних коливань - основних чинників явища кавітації. Удосконалено конструкцію струминного насоса, у нижню частину якого вмонтовано гідродинамічний кавітатор.

Експериментально встановлено, що в зоні змішування пласта після проходження фронту заводнення відбувається перерозподіл залишкових вуглеводнів з швидкістю декілька сантиметрів в рік. При цьому у покладі формуються зони з підвищеною нафтонасиченістю, підключення яких в розробку дасть можливість підвищити коефіцієнт нафтовилучення.

Розроблено пристрій для осоєння і дослідження свердловин, який значно підвищує ефективність робіт на родовищах з виснаженою пластовою енергією.

Проведено лабораторні дослідження з визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) та оцінки ефективності інгібіторів корозії. Визначено найбільш ефективні ПАР та інгібітори корозії.

Запропоновано удосконалену технологію інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами, яка включає розширення на задану величину стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта під час її спорудження і заповнення утвореного порожнистого простору (або каверн, які утворились у процесі тривалої експлуатації свердловин) тампонажним розчином для утворення цементного каменю високої міцності і проникності.

Проведено огляд літератури за тематикою «розумного родовища» і визначено основні характерні ознаки, проаналізовано технології запропоновані провідними компаніями нафтогазовидобувної промисловості.

Запропоновано методику визначення ділянок трубопроводів із підвищеним ризиком газогідратної корозії. Дана методика дозволяє проводити експрес перевірку швидкості корозійних процесів промислових трубопроводів шляхом розрахунку аналітичних рівнянь в залежності від нафтогазового регіону.

Запропоновано використання спеціальних захисних антикорозійних покриттів для шлейфів свердловин з метою покращення їх енергоефективності та проведено комп'ютерну апробацію з визначення ефективності їх застосування.

Перелік джерел на посилання

1. Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова. Апробація технології витіснення залишкового природного газу азотом для умов виснаженого газового покладу горизонту НД-9 Любешівського газового родовища // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020 №.2(75). С.
2. Светлицкий В. М. Проблемыувеличенияпроизводительностискважин / В. М. Светлицкий, П. Н. Демиченко, Б. В. Зарицкий. – Киев: Вид. Паливода А.В., 2002. – 228 с.
3. Амиров А.Д., Карапетов К.А., Лемберанский Д.Ф., Яшин А.С., Джафаров А.А.: Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовыхскважин. М.: Недра, 1979. - 309 с.
4. Гиматудинов Ш.К.: Справочноеруководство по проектированиюразработки и эксплуатациинефтяныхместорождений. Добычанефти. Недра, Москва, 1983 г., 455 стр.
5. Гришаненко В.П. Наукові основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу / В.П. Гриманенко, Ю.О. Зарубін, В.М. Дорошенко та ін.- Київ: ДП «Науканафтогаз України», 2014.- 456с.
6. Бойко В.С. Технологія видобування нафти: Підручник. – Івано-Франківськ: «Нова Зоря». 2012.- 827 с.
7. Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин: Підручник.- Івано-Франківськ: «Нова Зоря», 2011. – 784 с.
8. Молчанова В.А. Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства / В.А. Молчанова, А.С. Топольников // Нефтепромысловое дело. – 2007. – №10. –С. 34-40.
9. Telkov V.P. Improvement of oil recovery by jet and electrical centrifugal pumping technology of water/gas influence / V.P. Telkov // Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Nov. 2007. – p. 4-9.
10. Shen J.Application of composite jet-rod pumping system in a system in a deep heavy-oil field in Tarim China./ Shen J.,Wu X., Wang J. // Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy. – 2010. – P. 8.

11. Якимечко Я.Я. Дослідження закрученого потоку робочої рідини під час проходження її через гідродинамічний кавітатор [Текст] / Я. Я. Якимечко, Я. М. Фем'як // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2020. - № 1(74). - С. 53-71.

12. Зайцев О.Н. Теоретические следования устойчивости закрученных потоков при прецессии вихревого ядра // Вісник ОДАБА.- Одеса: ОДАБА. – 2002. - №8. – С. 68-71.

13. Зайцев О.Н. Исследование прецессии вихревого ядра в закрученном потоке газа / О.Н. Зайцев // Химия, химическая технология и экология. – Харьков: НТУ «ХПИ». – 2002. – №2. – Т. 2. - С.43-46.

14. Зайцев О.Н. Влияние степени крутки на устойчивость структуры закрученного потока в теплогенерирующих установках / О.Н. Зайцев // Управління ефективним енерговикористанням: матеріали 5-ої міжнародної наук.-практ. конф., Одеса: Головне управл. ЖКГЕЕ. – 2003. - С.73-75.

15. Якимечко Я.Я. Генератори коливань тиску та механізми виникнення імпульсно-хвильових процесів у свердловинних умовах і можливість їх практичного використання [Текст] / Я. Я. Якимечко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2014. - № 4(53). - С. 52-64.

16. Якимечко Я.Я. Інтенсифікація видобування важких нафт зниженням їх в'язкості за допомогою гідродинамічного кавітатора / Я.Я. Якимечко, Р.С. Яремійчук, Т.Р. Шандровський, О.Ю. Витязь, Я.М. Фем'як // Нафтова і газова промисловість. - 2005. - № 6. – С. 24-26.

17. Шандровський Т.Р. До проблеми створення насосів для підймання із свердловин високов'язких нафт / Т.Р. Шандровський, Я.Я. Якимечко // Нафтова і газова промисловість. - 1999. - № 2. - С. 41-44.

18. Казак А.С. Глубинные струйные насосы для добычи нефти в США / А.С. Казак // Нефтяное хозяйство. – 1986. - № 4. – С. 76-79.

19. Купер І.М. Підвищення афто вилучення на пізній стадії розробки родовищ Матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази » 23-25 травня м

Івано-Франківськ // Збірник наукових праць. – Івано-Франківськ, 2018 р. –С.195-197.

20. Купер І.М. Фізика нафтового і газового пласта [Текст] / І.М. Купер, А.В. Угриновський. – Івано-Франківськ: Фоліант, 2018. – 447с. – ISBN 978–966–694–299–2.

21. Купер І.М. Керування режимами роботи нафтових покладів на пізній стадії їх розробки / І.М.Купер// Тези доповідей міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2019». – м. Івано-Франківськ, 27-31 травня 2019 року.

22. Пат. Україна, МПК E21B 33/13 (2006.01), C09K 8/56 (2006.01). Пристрій для освоєння і дослідження свердловин [Текст] / Купер І.М. – № позитивне рішення заявл. 22.06.2018р.

23. Поверхностно-активные вещества : Справочник. / Абрамзон А.А., Бочаров В.В., Гаевой Г.М. и др.; под ред. А.А.Абрамзона и Г.М.Гаевого. – Л.: Химия, 1979. – 376 с.

24. Применение пенных систем в нефтегазодобыче : Учебное пособие / В. А. Амиян, А. В. Амиян, Л. В. Казакевич, Е. Н. Бекиш. – М. : Недра, 1987. – 229 с.

25. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии : Справочник / Л. С. Саакиян, А. П. Ефремов, И. А. Соболева и др. – М. : Недра, 1985. – 206 с.

26. Кочнев А.А. Концепция «интеллектуального» месторождения / А.А. Кочнев // Master's journal. Пермский национальный исследовательский политехнический университет; Под ред. В.Ю. Петрова. – Пермь: Изд-во ПНИПУ. – 2015. – № 2. – С. 165–171.

27. Лактіонов О. Перспективи видобутку нафти і газу в Україні: блеф і реалії / О. Лактіонов. [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://news.finance.ua / ua/news/-/279082/perspektyvy-vydobutku-nafty-i-gazuv-ukrayini-blef-i-realiyi](http://news.finance.ua/ua/news/-/279082/perspektyvy-vydobutku-nafty-i-gazuv-ukrayini-blef-i-realiyi).

28. Кочкодан В.Б. Інформаційні технології в управлінні підприємствами НГК / В.Б. Кочкодан // Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Економіка та управління в нафтогазовому комплексі України:

актуальні проблеми, реалії та перспективи». – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2016. – С. 181–183

29. E.O.Obanijesu. Corrosion education as a tool for the survival of natural gas industry / Obanijesu E.O., Pareek V., Gubner R., Tade M.O. // *Nafta*. 2010. Vol.61.Iss.12.pp. 541-554.

30. Л. Я. Побережний. Вплив гідратуутворення на швидкість внутрішньотрубної корозії / Побережний Л.Я. Грицанчук А.В., Грицанчук В.В. // III Міжнародної науково-технічної конференції «Газогідрати та інші альтернативні джерела газу» 12-14 грудня 2018. С. 100-104.

31. А.В. Грицанчук А.В. Дослідження корозії трубопроводів під дією газових гідратів / Грицанчук А.В., Головатий А.І. // *Sciencejournal*. Научний взгляд в будущее. Выпуск №13. С. 34-37.

32. Грудз В.Я. Гідравлічна ефективність складних газотранспортних систем. / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, М.М. Якимів // *Нафтогазова галузь України*. № 1, 2014. – 2014.-№1. – С. 16-20.

33. Фик М.І. Аспекти застосування сучасних гладких покриттів у вітчизняній ГТС високого тиску / М.І. Фик // *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. – 2009. – № 1 (30). – С. 103–107.

34. Медведєв М.Г. Дослідження напрямів зменшення гідравлічних втрат тиску при експлуатації шлейфів свердловин Більського НГКР / М.Г. Медведєв, А.В. Угриновський // *Тези доповідей міжнародної науково-практичної веб-конференції молодих учених та студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії - 2018»*. – м. Івано-Франківськ, 17-19 вересня 2018 року, с. 16-17.

Додаток А

ВИТЯГ

з протоколу № 5 засідання Вченої ради
інституту нафтогазової інженерії від 15.06.2020 р.

Всього членів вченої ради інституту – 23

Присутніх членів вченої ради інституту - 19

СЛУХАЛИ: Звіт кафедри видобування нафти і газу про виконання кафедральної держбюджетної НДР на тему «Удосконалення технологій видобування вуглеводнів з родовищ нафти і газу України в ускладнених геолого-промислових умовах їх розробки» за 2019/2020 навчальний рік (доповідач - зав.кафедри проф. Кондрат О.Р.).

УХВАЛИЛИ:

1. Кафедральна держбюджетна робота за 2019/2020 навчальний рік викладачами кафедри видобування нафти і газу виконана у повному об'ємі.

**Голова Вченої ради
інституту НГІ**

О.Ю. Витязь

**Секретар Вченої ради
інституту НГІ**

О.Т. Чернова

Додаток Б

РЕЦЕНЗІЯ

на звіт з держбюджетної науково-дослідної роботи кафедри видобування нафти і газу "Удосконалення технологій видобування вуглеводнів з родовищ нафти і газу України в ускладнених геолого-промислових умовах їх розробки"

Науково-дослідна робота присвячена важливій та актуальній проблемі, удосконаленню технологій видобування вуглеводнів з родовищ нафти і газу України в ускладнених геолого-промислових умовах їх розробки.

В роботі проведено дослідження по підвищенню ефективності експлуатації свердловин та вдосконаленню процесів розробки родовищ нафти і газу. В цьому контексті суттєвий інтерес представляє розроблена технологія термохімічного впливу на основі використання солей гідразину або гідроксиламіну та нітритів лужних металів та амонію, перевагою якої є здешевлення та підвищений екзотермічний ефект. На основі аналізу фізико-хімічних і гідродинамічних процесів, що формують погіршений стан привибійної зони пласта обґрунтовано зворотнє фізико-хімічне і гідроімпульсне діяння з метою усунення нанесених пошкоджень фільтраційної здатності цієї зони шляхом підбору відповідних реагентів і технологічного запомпування їх у привибійну зону та відбирання продуктів реакції зі створенням гідроімпульсного режиму.

Досліджено питання оптимізації режимних параметрів роботи існуючих штангово-насосних свердловин на стадії дорозробки родовища, впливу геометричних параметрів ежекційних систем на ефективність винесення супутнього газу із нафтових свердловин, досліджено закономірності міграції та перерозподілу пластових флюїдів при гравітаційному режимі.

Окрему увагу в роботі приділено лабораторним дослідженням з визначення піноутворюючих характеристик ПАР (кратності і стійкості піни) та оцінки ефективності інгібіторів корозії. Визначено найбільш ефективні ПАР та інгібітори корозії. Важливе практичне значення мають дослідження впливу піщаного корка на вибої газової свердловини з різною проникністю на її продуктивну характеристику. За результатами цих досліджень встановлено, що за однакової

висоти піщаного корка і однакового відношення проникностей пласта і корка продуктивність газової свердловини із піщаним корком зростає із збільшенням проникності пласта.

Поряд з теоретичними результатами в роботі отримано низку прикладних результатів, серед яких слід виділити питання впливу агресивних середовищ на внутрішню поверхню викидних ліній газових свердловин та зменшення гідравлічних втрат тиску при експлуатації шлейфів свердловин шляхом нанесення спеціальних захисних покриттів.

Отримані результати мають наукову новизну і практичну значимість.

Робота виконана на високому науковому рівні. Звіт оформлено згідно з вимогами.

Роботу рекомендується прийняти.

Д-р техн. наук, проф. кафедри буріння свердловин

І.В. Воєвідко

РЕЦЕНЗІЯ

на держбюджетну науково-дослідну роботу за темою "УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ З РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ УКРАЇНИ В УСКЛАДНЕНИХ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ УМОВАХ ЇХ РОЗРОБКИ"

Актуальність теми дослідження, розробка якої проводилася протягом 2018-2020 рр, без сумніву, обумовлюється удосконаленням існуючих технологій та пошуком нових можливостей для підвищення вуглеводневилучення з родовищ природних вуглеводнів.

За підсумками виконання держбюджетної науково-дослідної роботи науковцями кафедри видобування нафти і газу, отримані вагомі наукові результати. Слід підкреслити, що важливе наукове значення має розроблена технологія термохімічного впливу на основі використання солей гідразину або гідроксиламіну та нітритів лужних металів та амонію, перевагою якої є здешевлення та підвищений екзотермічний ефект. Окремо слід виділити теоретичні дослідження методів ізоляції води в нафтових свердловинах з використанням біополімерів в якості водообмежувальних реагентів у процесах інтенсифікації видобування нафти. Отримано новий спосіб видобування газу з газогідратних родовищ, а саме економічно ефективний метод використання енергії підводних вулканів.

В контексті роботи запропоновано нову методику оптимізації режимних параметрів роботи штангово-насосних свердловин за критерієм максимального дебіту, вдосконалену конструкцію струминного апарату, що використовується для підвищення ефективності роботи штангового насоса, а також одержано методику розрахунку режимів експлуатації такої ежекційної системи.

Слід підкреслити, що вагоме наукове значення мають представлені удосконалені технології підвищення газовилучення з виснажених газових родовищ з макронеоднорідними колекторами в умовах газового і водонапірного режимів. При експлуатації свердловин із нестійкими запропоновано новий склад тампонажного розчину для створення у привибійній зоні пласта цементного

каменю з відповідними значеннями міцності на стиск та проникності для газу.

Окрему увагу в роботі приділено дослідженню питань підвищення енергоефективності роботи системи збору свердловинної продукції, шляхом вивчення впливу агресивних середовищ на внутрішню поверхню викидних ліній свердловин та нанесенню захисних покриттів для підвищення їх гідравлічної ефективності.

Зважаючи на теоретичну цінність та можливу практичну реалізацію наукового доробку одержаних результатів, доцільно визнати, що представлений звіт по темі "Удосконалення технологій видобування вуглеводнів з родовищ нафти і газу України в ускладнених геолого-промислових умовах їх розробки" заслуговує високої позитивної оцінки.

**Начальник лабораторії нафтовіддачі
та інтенсифікації
НДП ПАТ „Укрнафта”, к.т.н.**

С.М. Рудий