

Міністерство освіти і науки України
 Національний технічний університет
 «ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Геологорозвідувальний факультет
 Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

ПОЯСНОВАЛЬНА ЗАПИСКА кваліфікаційної роботи ступеню магістра

студента Залужного Антона Володимировича
 академічної групи 185М-18-1 ГРФ
 спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
 спеціалізації _____
 за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»
 на тему: «Вдосконалення технології збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області».

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Камишацький О.Ф.			
розділів:				
Технологічний	Камишацький О.Ф.			
Охорона праці	Камишацький О.Ф.			
Економічний	Камишацький О.Ф.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаев В.О.			

Дніпро
 2019

ЗАТВЕРДЖЕНО:
 завідувач кафедри
нафтогазової інженерії та буріння
 _____ к.т.н. Коровяка Є.А.
 « _____ » _____ 2019 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню магістра

студенту Залужний А.В. академічної групи 185М-18-1 ГРФ
спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології
спеціалізації _____
 за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та
технології»
 на тему: «Вдосконалення технології збільшення дебіту експлуатаційної
свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ 2019 р. № _____ -л

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Аналітичний огляд умов буріння свердловини	31.10.2019
	Вдосконалення технології збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області за рахунок використання кавітаційної обробки вибійної зони.	16.12.2019
Економічний	Обґрунтування економічної ефективності запропонованої технології	16.12.2019
Охорона праці	Розробка заходів по безпечним умовам роботи	16.12.2019

Завдання видано _____

(підпис керівника)

Камишацький О.Ф.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 15.09.2019

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

23.12.2019р.

Прийнято до виконання _____

(підпис студента)

Залужний А.В.

(прізвище, ініціали)

Реферат

ЕКСПЛУАТАЦІЙНА СВЕРДЛОВИНА, НАФТА, ГАЗ, ТЕХНОЛОГІЯ БУРІННЯ, КАВІТАЦІЙНИЙ ГЕНЕРАТОР

Пояснювальна записка: 76 стор., 18 рис., 8 табл., 22 джерела.

Магістерська робота присвячена підвищенню газо- та нафтовіддачі пластів на 15-30% при експлуатації родовищ з використанням кавітаційних ефектів в процесах видобутку нафти і газу.

Зниження якісних і техніко-економічних показників робіт на фоні закономірно прогресуючого зростання аномальності геолого-технічних умов буріння, пов'язаного зі збільшенням глибин, обсягів похило спрямованого і горизонтального буріння, переходом багатьох нафтогазових родовищ на пізню і завершальну стадії розробки визначають актуальність обраної теми.

Об'єктом дослідження даної роботи є кавітаційні генератори для збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області, а предметом дослідження – технологія використання запропонованого кавітаційного генератора для збільшення дебіту.

Іноваційність: уперше обґрунтовано ефективність різних типів досліджуваних кавітаційних генераторів по параметру - питома витрата енергії на обробку експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області для збільшення її дебіту.

Практичне значення полягає в розрахунку технологічних параметрів технології для збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області.

Економічний ефект за 1 рік для однієї свердловини складе близько 2000000 грн.

Апробація роботи за матеріалами кваліфікаційної роботи підготувала заявку на корисну модель.

Abstract

CAVITATIONS GENERATOR, PRODUCTION WELLS, OIL, GAS, DRILLING TECHNOLOGY

Explanatory note: 76 pages, 18 images, 8 tables, 22 sources.

The master's thesis is devoted to increase of gas and oil production by 15-30% during exploitation of fields using cavitation effects in the processes of oil and gas production.

Reduction of qualitative and technical and economic indicators of works against the background of naturally progressive growth anomalies of geological and technical conditions of drilling, associated with the increase of depths, volumes of obliquely directed and horizontal drilling, transition of many oil and gas fields to the late and final stages of development.

The object of study of this work is cavitation generators for increasing the flow of production well # 73 of the Hadyatsky deposit of Poltava region, and the subject of the research is the technology of using the proposed cavitation generator for increasing the flow.

Innovation: for the first time the efficiency of different types of cavitation generators under the parameter - specific energy consumption for processing and operational well # 73 of the Hadyatsky deposit of Poltava region to increase its flow rate is substantiated.

The practical value is to calculate the technological parameters of the technology to increase the flow rate of the production well No. 73 of the Hadyatsky deposit of Poltava region.

The economic effect in 1 year for one well will be about 2000000 UAH.

Appraisal of work on materials of qualification work the application for the useful model is prepared.

ЗМІСТ

Вступ.....	9
РОЗДІЛ 1 Аналітичний огляд умов буріння свердловини експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області	12
1.1 Основні положення	12
1.2 Геологічні умови	13
РОЗДІЛ 2 Розробка і удосконалення технологій кавітаційної обробки для збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області.....	18
2.1 Аналіз нафтовіддачі пластів.....	18
Аналіз газовіддачі газових і газоконденсатних родовищ	20
2.2 Класифікація методів впливу на вибійну зону пластів	23
2.3 Висновки до розділу 2	26
РОЗДІЛ 3 Виклики притоку при освоєнні свердловин	28
3.1 Визначення величини допустимої депресії на пласт.....	28
3.2 Послідовна заміна промивної рідини в свердловині на рідину меншої густини	29
3.3. Витіснення рідини з свердловини стиснутим газом або повітрям	29
3.4. Виклик притоку з пласта методом аерації.....	31
3.5. Зниження рівня в свердловині в умовах аномально низького пластового тиску	32
3.6. Виклик притоку з пласта із застосуванням двофазних пін.....	33
3.7. Виклик притоку з пласта за допомогою струминних апаратів	36
3.8 Освоєння свердловин, інтенсифікація припливу з використанням струменевого насоса спільно з пакерами ПМС	40

3.9 Спеціальні рідини для перфорації свердловини	42
3.10 Розробка і удосконалення технологій кавітаційної обробки для підвищення дебіту нафтогазових свердловин.....	54
3.11 Висновки до розділу 3	64
РОЗДІЛ 4 Очікуваних техніко-економічних показників	65
Висновок до розділу 4.....	66
РОЗДІЛ 5 Охорона праці і безпека в надзвичайних ситуаціях	67
5.1 Аналіз шкідливих і небезпечних чинників.....	67
5.2 Гігієна праці і промислова санітарія	68
5.3 Техніка безпеки при роботі з ПВЭМ.....	69
5.4 Протипожежна безпека.....	72
5.5 Безпека в надзвичайних ситуаціях	74
5.6 Розрахунок загального штучного освітлення для виробничого приміщення	75
Загальні висновки.....	78
Література	79

Вступ

Актуальність проблеми

Будь-яке освоєння нафтових і газових свердловин – це комплексна робота, заснована на виклику припливу пластового флюїду на поверхню. Мета, яку переслідує освоєння свердловин, полягає у досягненні максимальної продуктивності свердловини. Освоєння свердловин стартує одразу після завершення робіт, взаємопов'язаних з розкриттям пласта, і після монтажних робіт, які виконуються за допомогою обладнання для освоєння свердловин.

Накопичений значний досвід таких робіт, узагальнений та висвітлений в ряді капітальних праць, довідників, статей тощо [1,2,3, 4,7, 8, 13 і ін]. В галузі освоєння свердловин відомі дослідження вчених різних країн, у тому числі українських Яремійчук Р., 1994 [1], Іванова М.М., 2000 [7], Чоколовский І.П., 1989[3], Матюшов В.Г., 2001 [5], Орлов Д.Г., 2005 [8], Іванишин В.С., 2003 [15], а також С.В. Абатуров, М.О. Ашрафьян, І.Н. Гайворонский, І.Г. Григорян, А.М. Дуванов, В.І. Лаштабег, О.В. Мальцев, С.В. Шишов, І.В. Шпуров та інші.

Більшість нафтових та газових родовищ перебувають на завершальній стадії розробки, яка характеризується падінням дебіту свердловини та погіршенням умов видобування флюїду. Внаслідок цього на багатьох родовищах переважна більшість свердловин переведена на механізовану або періодичну експлуатацію.

Видобування нафти і газу на таких родовищах стає неефективним, або малоефективним. Неоднорідність колекторських властивостей пласта приводить до нерівномірного нафтогазовилучення і зниження коефіцієнта нафтовіддачі.

Під час довготривалої роботи видобувних свердловин на вибраному режимі експлуатації відбувається кольматація присвердловинної зони продуктивного пласта, знижуються фільтраційно-ємнісні характеристики.

Основними перешкодами у видобуванні нафти і газу на пізній стадії розробки та експлуатації свердловин є збільшення обводненості вуглеводнів (до 80-90%), парафінізація, замулювання та закупорювання важкими фракціями нафти та піском нафтоносного продуктивного пласта у привибійній зоні. Таке забруднення пов'язане з інтенсивним виділенням розчиненого газу, відкладенням неорганічних солей, наявністю глинистих частинок, які різко знижують гідродинамічний зв'язок свердловини та пласта. Тому на пізніх стадіях розробки родовищ ми маємо справу із зовсім іншими колекторськими властивостями, новими гідродинамічними, гідрогеологічними, тепловими та фізико-хімічними режимами пласта. В цих умовах актуальним є завдання підвищення ефективності діючих родовищ за рахунок використання потенційних можливостей кожної свердловини. До того ж вирішення цієї проблеми можливе без значних матеріальних затрат.

Мета кваліфікаційної роботи. Вдосконалення технології збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області за рахунок використання кавітаційної обробки вибійної зони.

Основні завдання роботи

1. Аналітичний огляд умов буріння свердловини експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області.
2. Розробка і удосконалення технологій кавітаційної обробки для збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області.
3. Обґрунтування економічної ефективності запропонованої технології.

Об'єктом дослідження даної роботи є кавітаційні генератори для збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області, а **предметом дослідження** – технологія використання запропонованого кавітаційного генератора для збільшення дебіту.

Іноваційність: уперше обґрунтовано ефективність різних типів досліджуваних кавітаційних генераторів по параметру - питома витрата

енергії на обробку експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області для збільшення її дебіту.

Практичне значення полягає в розрахунку технологічних параметрів технології для збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області.

Економічний ефект за 1 рік для однієї свердловини складе близько 2000000 грн.

Апробація роботи за матеріалами кваліфікаційної роботи підготовлено заявку на корисну модель.

РОЗДІЛ 1 Аналітичний огляд умов буріння свердловини експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області

1.1 Основні положення

Полтавське відділення бурових робіт (ПВБР). ПВБР засноване в 1973 році як районне УБР у складі Шебелинського управління бурових робіт. У 1975 році на його базі утворено Полтавське УБР, яке з 1977 року входить до складу "Укрбургаза".

З часу створення ним пробурені понад 1 млн.м. проходки, в т.ч. 140 тис. р. Закінчені будівництвом і передані замовникам понад 350 свердловин, в т.ч. близько 40 - розвідувальних. Пробурені 97 свердловин глибиною понад 4500 м, в т.ч. надглибокі 20 свердловин, з них глибиною понад 5500 м - 14.

На балансі відділення знаходиться 3 монтажних, 16 укомплектованих бурових бригад і відповідна кількість верстатів, які здатні вести буріння свердловин до глибини 5500 м з максимально-допустимою вагою на крюку 320 т. ВБР виконує увесь цикл робіт від підготовки майданчика під бурову до освоєння і здачі землі після рекультивації землевласникові.

За час існування Полтавське відділення бурових робіт побудувало власну базу виробничого забезпечення, яка займає 56 гектар в Затурине під Полтавою. На її території розташований промисловий, адміністративно-побутовий корпус, склади, їдальня, ряд цехів : труб і турбобурів, бурового устаткування, пароводоцех, електроцех, вежомонтажний цех. До бази підведена залізнична колія.

Оснащеність бази виробничого забезпечення дозволяє вести надійне обслуговування 16 бурових установок, які одночасно бурять.

1.2 Геологічні умови

Геофізичні дослідження

Ст.кар., ПС, профілеметрия (в кожному комплексі від вибою до башмака колони), інклінометрія, ТК, ГК, 2ННК, НГК, АКЦ, ВЦК, АК, по всьому інтервалу; БКЗ, БК (багатозондовий), ІК, АКШ, ГТК-щ, МК, ІННК, МБК в інтервалі: 3600-4805 м.

При можливості проведення геофізичних досліджень міжнародного стандарту рекомендовано виконати наступний комплекс: Gamma Ray, Neutron Log, Photo Density Log, Micro Laterolog, Dual Laterolog, Berehole Nawigation, Sonic Log, Array Induction Log, Dual Axis Caliper в інтервалі 3600-4805 м.

Чергування станції ГТД: технологічні дослідження (100-4805 м), геологічні+технологічні+геохімічні дослідження (2810-4805 м).

Таблиця 1.1

Розрахунок профілю проектної свердловини

Інтервал по вертикалі, м			Зенітний кут, град		Середня інтенсивність	Горизонтальне відхилення, м		Довжина по стволу, м	
від	до	довжина	на початку	в кінці	викривлення, град/100м	на інтервал	загальне	інтервалу	загальна
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	3150	3150	0	0	0	0	0	3150	3150
3150	3390	240	0	16,3	0,67	35	35	244	3394
3390	4190	800	16,3	0	0,2	116	151	811	4205
4190	4410	220	0	0	0	0	151	220	4425
4410	4790	380	0	0	0	0	151	380	4805

Таблиця 1.2

Газоносність

Б-10В	4050-4060	4065-4075	газ-конд.	42,98 (438)	1,08
Б-10Н	4085-4095	4100-4110	газ-конд.	43,89 (448)	1,10
С-3Н	4165-4175	4180-4190	газ-конд.	43,60 (445)	1,07
С-5Н	4220-4240	4235-4255	газ-конд.	44,50 (454)	1,08
В-16	4510-4550	4525-4565	газ-конд.	21,20 (216)	0,48
В-18	4625-4665	4640-4680	газ-конд.	17,20 (175)	0,38
В-19В	4685-4705	4700-4720	газ-конд.	17,20 (175)	0,37
В-19Н	4730-4740	4745-4755	газ-конд.	17,20 (175)	0,37

Таблиця 1.3

Конструкція свердловини

Інтервал спуску (по вертикалі/по стволу), м	Ø	Ø
	колони, мм	долота, мм
430/430	340	444,5
3080/3080	245	311,15

Випробування свердловини на приплив

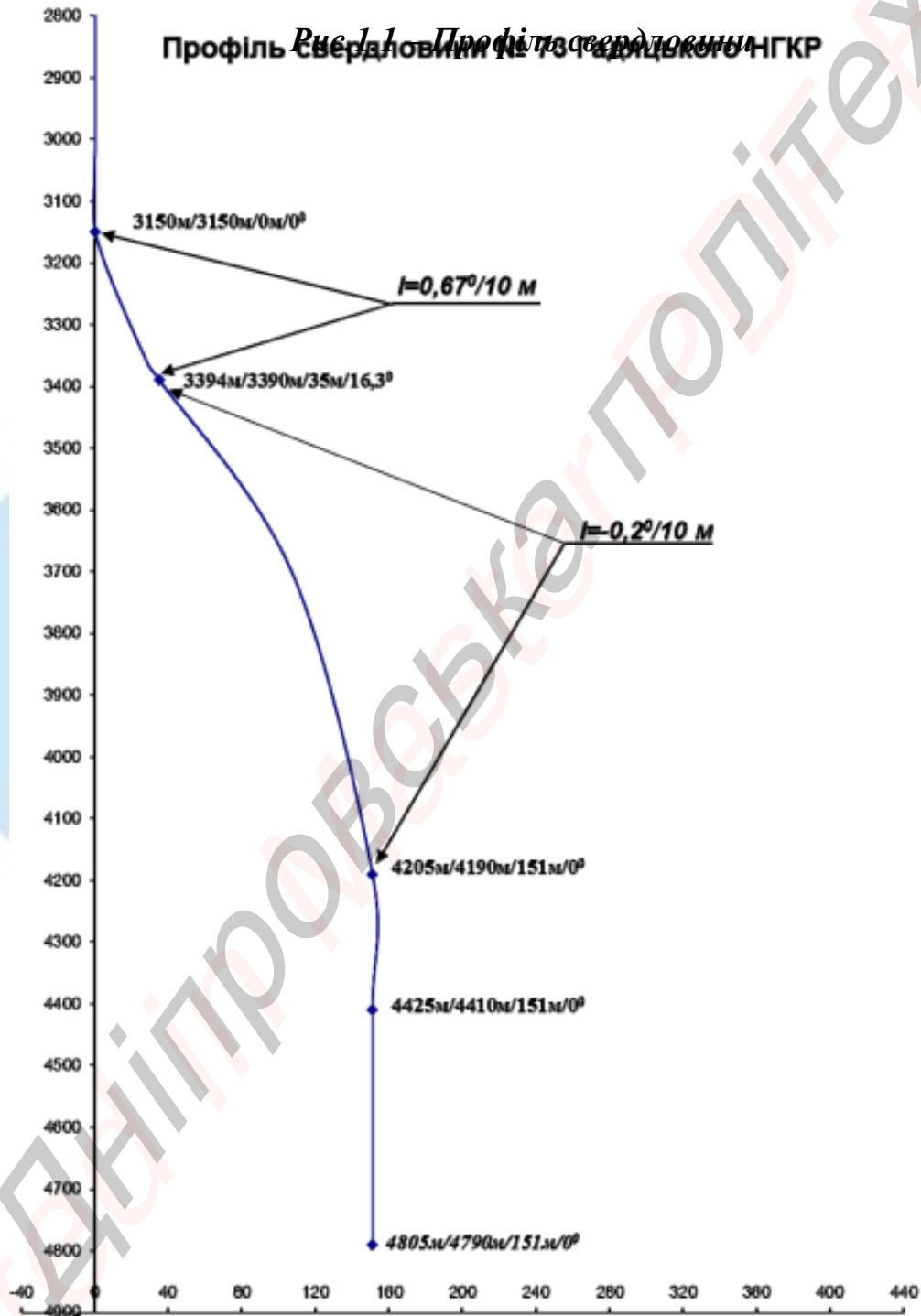
Перфорація ПНКТ зарядами: OWEN, Dynawell, SPD по 18-20 отв. на п.м. з фазуванням зарядів в 60°, з використанням технічної води. Дизайн, вид перфораційних систем, інтервали та депресію при перфорації буде узгоджено з відділом гідравлічного розриву пластів після проведення досліджень ГДС:

І об'єкт (В-19)	4700	-	м	вибірково 30 м
		4755		
II об'єкт (В-18)	4640	-	м	вибірково 20 м
		4680		
III об'єкт (В-16)	4525	-	м	вибірково 20 м
		4565		

Дослідження проводяться на 4 режимах.

Примітки: 1) спосіб розкриття горизонту: перфорація або фільтр уточняється за результатами ГДС;

2) робочим проектом передбачити інтенсифікацію припливу. Доцільність проведення та метод інтенсифікації вибирається за результатами розкриття і дослідження продуктивних пластів.

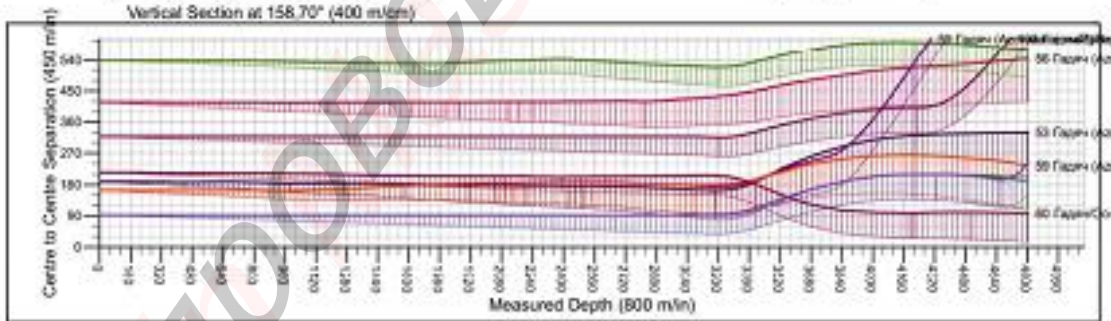
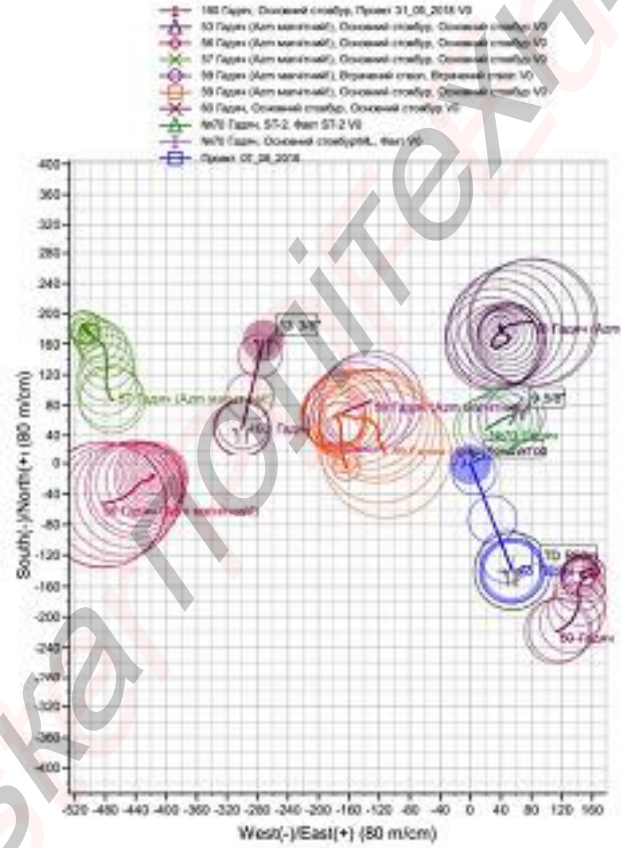
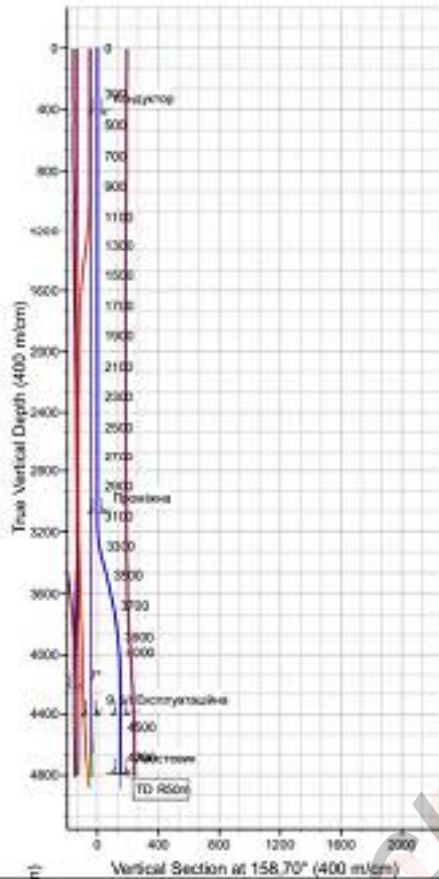




Підприємство: УкрНДІгаз
Родовище: Гадяцьке НГКР
Свердловина: 73 Гадяч



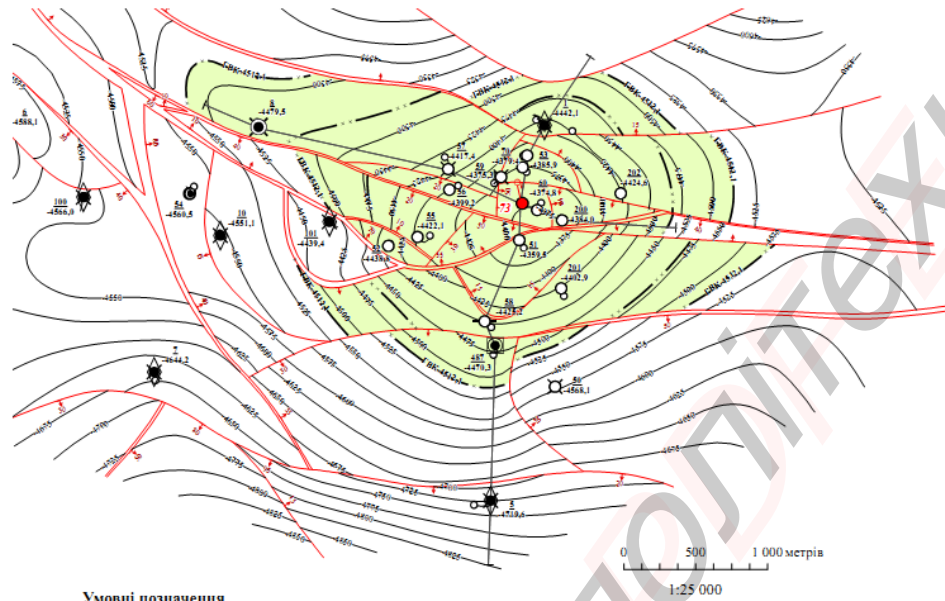
ЛЕГЕНДА



SECTION DETAILS									
MD	Inc	Azi	TVD	+N-S	+E-W	Dleg	TFace	VSect	Target
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	
3150,00	0,00	0,00	3150,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	
3393,27	16,30	168,70	3390,00	-32,02	12,49	0,670	158,70	34,37	
4214,30	0,00	0,00	4200,00	-140,10	54,62	0,199	180,00	150,37	
4804,30	0,00	0,00	4790,00	-140,10	54,62	0,000	0,00	150,37	

Рис.1.2 – Проектування проходки свердловини

Структурна карта покрівлі продуктивної частини горизонту В-16
Гадяцького НГКР



Умовні позначення

- | | |
|--|----------------------------|
| ● свердловина | — ГVK внутрішній |
| ● проектна | — ГVK зовнішній |
| ○ експлуатаційна | — літологічний контур |
| ○ експлуатаційна в консервації | → напрям падіння порушення |
| ○ експлуатаційна ліквідована або в очікуванні ліквідації | — тектонічне порушення |
| ○ параметрична | — ізопієи |
| ◆ пошукова | |
| ◆ пошукова, ліквідована з геологічних причин | |
| ○ розвідувальна | контур категорії запасів: |
| ○ розвідувальна, ліквідована з геологічних причин | ■ 111+221 |
| ○ спеціальна | |
| ○ устя | |

Рис.1.3 – Структурна карта

Геологічний розріз Гадяцького НГКР по лінії свердловин 8-57-60-73-200. Масштаб 1:5 000.

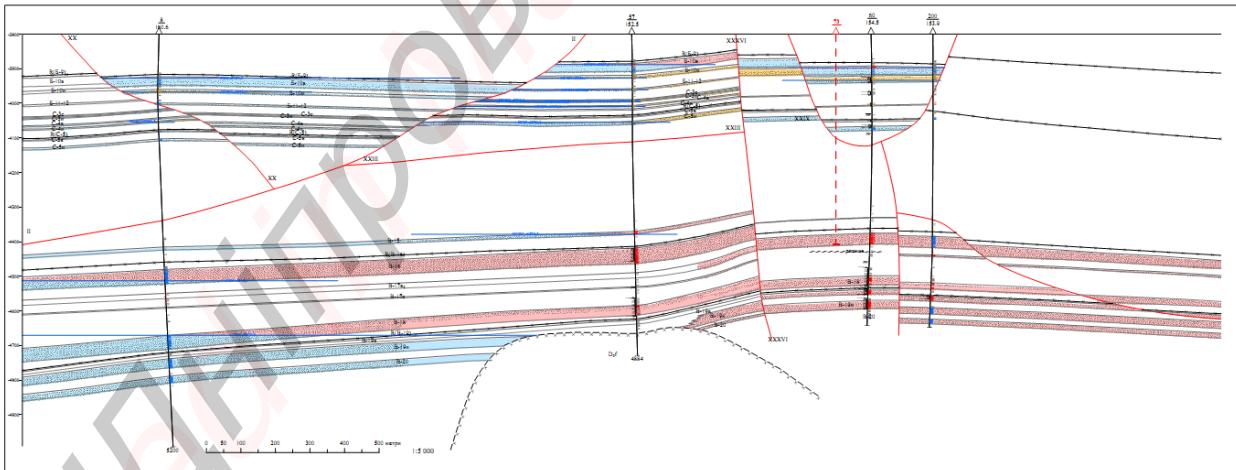


Рис.1.4 – Геологічний розріз

РОЗДІЛ 2 Розробка і удосконалення технологій кавітаційної обробки для збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області

2.1 Аналіз нафтовіддачі пластів

Коефіцієнтом нафтовіддачі називають різницю між початковою і кінцевою (залишковою) нафтонасиченістю, віднесена до початкової. У лабораторних умовах вимірюється зазвичай безводний і водний періоди нафтовіддачі. Із-за геологічних особливостей (будова покладів) видобуток нафти за безводний і водний періоди по різних родовищах відрізняються. Тому виділяють періоди безводної і водної експлуатації покладів. Але, наприклад, відомі родовища нафти в Західному Сибіру, коли безводний період, практично, відсутній. До них можна віднести такі родовища, як Ем-Еговське, Суторминське, Нивагальське, Холмогорське та ін. Це пов'язано з тим, що за своїм характером відносяться до недонасичених покладів, що і зумовлює отримання змішаних припливів з початку їх розробки (див. Характеристика перехідних зон п 10.4).

При сучасних методах витягання нафти коефіцієнт нафтовіддачі складає долі одиниці. Навіть при усіх сприятливих умов коефіцієнт нафтовіддачі досягає 0,7-0,8.

Яким же чином визначається коефіцієнт нафтовіддачі? У цьому питанні є і деякі різночитання. С. Н. Закіров пропонує наступне розуміння коефіцієнт нафтовіддачі (2002 р.). Коефіцієнт витягання нафти (КВН) є відношенням накопиченого видобутку нафти за рентабельний термін розробки Q_u до початкових геологічних балансових запасів нафти $Q_{зап}$.

$$КВН = Q_u / Q_{зап}.$$

Коефіцієнти витягання нафти (нафтовіддачі) за безводний і водний періоди розробки дорівнюють коефіцієнту витягання нафти :

$$КВН = КВНБ + КВН_{вод}.$$

По А.П. Крилову коефіцієнт витягання нафти є твором двох коефіцієнтів :

$$КВН = Кв + Кохв.,$$

де $Кв$ - коефіцієнт витіснення, що характеризує повноту витіснення нафти, ефективність витіснення нафти на мікрорівні. Визначається експериментальним шляхом по зміні коефіцієнтів насичення. Відмітимо наступне. Нині під коефіцієнтом витіснення розуміється коефіцієнтом витіснення водою, хоча нафта і витісняється іншими агентами. Наприклад, газом в низькопроникних колекторах.

$Кохв.$ - відбиває міру охоплення покладу заводнюванням. Він є відношенням охопленого заводнюванням нафтонасиченого об'єму покладу $\Omega_{ох}$ до її початкового нафтонасиченого об'єму Ω_n .

$$Кохв. = \Omega_{ох} / \Omega_n$$

Поширений у нафтовиків і термін технологічний КВН. Це такий КВН, який досягається на покладі за відсутності обмежень.

Нині проектні коефіцієнти нафтовіддачі визначають в основному, за результатами гідродинамічних розрахунків оптимального варіанту розробки. Вирішується це завдання шляхом моделювання процесів розробки покладу. При недостатності початкових даних використовуються параметри по покладах аналогічної геологічної будови.

Неповна віддача пластів пояснюється наступними формами існування залишкової нафти (Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский, 1982 р.) :

- капілярно утримувана нафта;
- нафта в плівковому стані;
- нафта в малопроникних ділянках;
- нафта в лінзах пласта, обмежених непроникними перекладинами і не розкритими свердловинами;
- нафта, що затрималася у непроникних екранів.

Аналіз газовіддачі газових і газоконденсатних родовищ

Технології газовидобутку в перші роки освоєння газових родовищ були орієнтовані на використання газових сумішей як джерела палива, і ефективність розробки покладів оцінювалася по виходу сухого газу ($\text{C}_1\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_6 +$ сліди C_3H_8 і C_4H_{10}) і конденсату (C_5+). Нині газ з пласта розглядається як сировина для нафтохімічної промисловості і джерела енергії, у зв'язку з чим з'явилося поняття про компоненто-віддачу.

Коефіцієнтом об'ємної компоненто-віддачі називається відношення об'єму Q_{qi} витягнутого з пласта компонента до його геологічних запасів Q_{zi} (Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский, 1982 р.) :

$$K_i = \frac{Q_{qi}}{Q_{zi}}. \quad (2.1)$$

Коефіцієнти газо- і конденсато-віддачі тоді виражаться таким чином:

$$K_g = \frac{\sum_{i=1}^4 Q_{qi}}{\sum_{i=1}^4 Q_{zi}}; \quad K_c = \frac{Q_{qc_{5+}}}{Q_{zc_{5+}}}. \quad (2.2)$$

Практика розробки вітчизняних і зарубіжних родовищ показує, що коефіцієнт газовіддачі у багатьох випадках досягає 85-95 %, тоді як коефіцієнт конденсато-віддачі змінюється від 30 % до 75 %.

Основними фізичними чинниками, що впливають на коефіцієнт газовіддачі, є:

- 1) режим експлуатації покладу;
- 2) середньозважене за об'ємом резервуару кінцевий тиск в покладі;
- 3) пошарова і зональна неоднорідності порід пласта;
- 4) тип покладу (структурна, літологічного або масивного типу);
- 5) темп відбору газу.

У загальному випадку об'єм залишкового газу в пласті у кінці періоду розробки можна виразити наступною рівністю [1]:

$$Q_o = \Omega_k \cdot \frac{\bar{P}_k}{Z_k} + (\Omega_n - \Omega_k) \cdot \frac{\bar{P}_v}{Z_v} \cdot \alpha \cdot \left(\frac{\bar{P}_v}{Q_3 \cdot \rho_n} \right), \quad (2.3)$$

де Ω_n і $\Omega_{до}$ - початковий і кінцевий газонасичені об'єми порового простору пласта, м³;

$\frac{\bar{P}_k}{Z_k}$ і $\frac{\bar{P}_v}{Z_v}$ - відповідно кінцеві і середньозважені по газонасиченому і такому, що обводнює об'ємам порового пласта безрозмірні (тобто віднесені до атмосферного тиску) приведені (тобто ділені на відповідні коефіцієнти надстисливості Z) тиски;

α - коефіцієнт залишкової об'ємної газонасиченості обводненої зони об'ємом ($\Omega_n - \Omega_k$), долі одиниці;

$Q(t)$ - поточний витягнутий об'єм газу;

ρ_n - початкова газонасиченість пласта;

Q_3 - запаси газу.

Для випадків прояву різних режимів при розробці газових покладів коефіцієнти газовіддачі розраховуються по відповідних залежностях:

1) при газовому режимі експлуатації

$$K_z = \left(1 - \frac{\bar{P}_k / \bar{Z}_k}{\bar{P}_n / \bar{Z}_n} \right) \quad (2.4)$$

при $\Omega_n = \Omega_{до} = \text{const}$; $Q_z = \Omega_n \cdot (P_n / Z_n)$; $\alpha = 0$;

2) при жорсткому водонапірному режимі

$$K_s = \left[(1 - \alpha_0) \left(1 - \frac{\Omega_k}{\Omega_n} \right) \right], \quad (2.5)$$

при $\Omega_n > \Omega_{до}$; $\alpha > 0,4$;

3) при упругому водонапірному режимі

$$K_y = \left[\left(1 - \alpha \cdot \frac{\bar{P}_g \cdot \bar{Z}_n}{\bar{Z}_g \cdot \bar{P}_n} \right) - \frac{\Omega_k}{\Omega_n} \left(\frac{\bar{P}_k \cdot \bar{Z}_n}{\bar{Z}_k \cdot \bar{P}_n} - \alpha \cdot \frac{\bar{P}_g \cdot \bar{Z}_n}{\bar{Z}_g \cdot \bar{P}_n} \right) \right], \quad (2.6)$$

де $\alpha = \alpha_0 \cdot f(_)$;

$Q(t)$ - річний відбір газу з покладу; α залежить також від літології пласта (це враховується в емпіричних формулах для пісків, піщаників і карбонатних пластів).

На коефіцієнт газовіддачі впливають:

1) розміщення свердловин на покладі;

- 2) охоплення пласта витісненням;
- 3) глибина спуску колони насосно-компресорних труб (НКТ).

На коефіцієнт конденсато-віддачі впливає наступне:

- 1) спосіб розробки покладу (з ППД або без ППД);
- 2) потенційний зміст конденсату (C5+) в газі;
- 3) питома поверхня пористого середовища;
- 4) груповий склад і фізичні властивості конденсату (молекулярна маса і щільність);
- 5) початковий тиск і температура;
- 6) темп відбору газу.

Підтримка тиску пласта за допомогою газоподібного агента може збільшити конденсато-віддачу до 85 %, за допомогою води - до 75 %.

2.2 Класифікація методів впливу на вибійну зону пластів

Усі методи впливу на вибійну зону засновані на розумінні фізико-хімічних процесів що відбуваються в пластах при розкритті їх бурінням і розробці покладів.

Залежно від домінуючих концепцій і ефективності методів в регіонах, розроблена значна кількість різних класифікацій.

Тут викладається класифікація методів, з деякими змінами, запропонована Л.Х. Ібрагімовим, І.Т. Міщенко і Д.К. Челоянцем (2000 р.).

Вони розділяють існуючі методи на три великі групи:

1. Методи впливу на вибійну зону в процесі будівництва свердловин і розкриття продуктивних пластів, що приводять до

погіршення їх ФЕС.

2. Методи впливу для інтенсифікації припливу або прийомистості свердловин.
3. Методи впливу для обмеження або ізоляції водоприпливів.

У таблицях 1.2 і 1.3 приведені класифікації методів інтенсифікації припливів і водоізоляційних робіт.

Найбільш простим і поширеним методом інтенсифікації припливів з низько-проникаючих колекторів є кислотні обробки ПЗП. Про це свідчать численні наукові публікації вітчизняних і зарубіжних дослідників.

Лабораторні дослідження показали досить високу ефективність дії соляно-кислотних і глино-кислотних розчинів на проникність кернів з нафтових родовищ Західного Сибіру (табл. 2.1). В процесі досліджень вивчалася не лише зміна проникності, але і зміна мінералогічного складу цементуючого матеріалу. Позитивні результати лабораторних досліджень дозволили провести роботи по обробці ПЗП товарними кислотними розчинами свердловинах.

В процесі проведення соляно-кислотних обробок ПЗП пласта АВ21-² Самотлорського родовища в ПО Нижневартовськ нафтогаз отримані позитивні результати. Так на вкв. 3985 до проведення СКО дебіт складав 4,5 т/доб, а після обробки в течії місяця свердловина працювала з дебітом 52 т/доб, потім дебіт знизився до 5 т/доб. На свердловині 2002 дебіт нафти складав 1 т/доб., після дії дебіт зріс до 22 т/доб., через 4 місяці дебіт знизився до 5 т/доб. Потім свердловину переклали на механізований спосіб добування. Свердловина тривалий час працювала з дебітом 8 т/доб.

Методи інтенсифікації припливів

Гідро-механічі	Фізико-хімічні	Термічні	Комбіновані
1. Гідророзрив пласта (ГРП)	1. Кислотні обробки соляної і глино-кислотної, сульфамінової, азотної та ін. сумішами на водній, спиртовій або кетонів основих	1. Електропрогрівання ПЗП	1. Термокислотна обробка
2. Гідропіскоструйна перфорація (ГПП точкова і щілинна (ГППЩ))	2. Застосування нафторозчинних розчинників, спиртів, гліколів, кетону	2. Паротеплова обробка	2. Термогазохімічний вплив (ТГХВ)
3. Створення керованих циклічних депресій	3. Застосування водо-нафторозчинних ПАР	3. Імпульсно-дозована теплова дія	3. Гідрокислотний розрив пласта
4. Хвилеві і вібраційні методи	4. Обробка ПЗП інгібіторами солевідкладень (комплексони, сульфоз'єднання, етилгліколі)	4. Порохові генератори і акумулятори тисків свердловини	4. Повторні перфорації в розчинах ПАР, агресивних середовищах і при закачаній в пласт кислоті.
5. Імплозійна дія	5. Обробка бурових розчинів хім. Реагентами	5. Горіння в пласті	5. ГПП і ГППЩ зі збереженням проникності пласта
6. Декомпресійна обробка	6. Застосування водо- і нафторозчинних	6. Горючо-окислювальні суміші	6. Термоакустична дія

	полімерних з'єднань	(ДЕРЖ)	
7. Хвилева дія кавітації	7. Кислотно-лужні і метанольно-лужні обробки		7. Електрогідравлічна дія
			8. Хвилеві і циклічні дія
			9. Кислотні обробки із застосуванням циклічних методів (струминні апарати)
			10. Гідрокислотний розрив пласта
			11. Розрив пласта пороховими газами в кислотному середовищі

2.3 Висновки до розділу 2

Виходячи з вище сказаного була сформульована мета роботи: вдосконалення технології збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області за рахунок використання кавітаційної обробки вибійної зони.

Основні завдання роботи

1. Аналітичний огляд умов буріння свердловини експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області.
2. Розробка і удосконалення технологій кавітаційної обробки для збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області.
3. Обґрунтування економічної ефективності запропонованої технології.

Об'єктом дослідження даної роботи є кавітаційні генератори для збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області, а предметом дослідження – технологія використання запропонованого кавітаційного генератора для збільшення дебіту. Практичне значення полягає в розрахунку технологічних параметрів технології для збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області.

РОЗДІЛ 3 Виклики притоку при освоєнні свердловин

3.1 Визначення величини допустимої депресії на пласт

За роботою Яремійчука Р., 1989, виклик притоку нафти або газу в свердловину можливий лише при умові, коли $P_{пл} > P_v + P_{дод}$,

де $P_{пл}$ - пластовий тиск; P_v - вибійний тиск; $P_{дод}$ - додатковий тиск, що необхідний для подолання опорів, які зустрічаються рідиною або газом при русі до вибою свердловини. Ці опори створюються як природніми причинами, так і штучними, які виникають в процесі буріння (забруднення привибійної зони).

Пластовий тиск - параметр, який залишається без змін в процесі освоєння свердловини. Допустима величина депресії на пласт при виклику притоку вибирається з врахуванням таких умов:

- міцності цементної оболонки в кільцевому просторі;
- міцності обсадної колони;
- стійкості колектора;
- попередження змикання тріщин (для тріщинних колекторів).

Відомо біля двадцяти технологічних процесів виклику притоку з пласта. З основними з них ознайомимось нижче. Методи освоєння свердловин і виклику притоку рідини і газу з пласта в свердловину, які застосовуються в промисловій практиці, базуються на трьох способах зниження протитиску на пласт: зменшення густини рідини, яка заповнює свердловину, рівня рідини в свердловині, вибійного тиску після попередньої дії на продуктивні пласти. Приток з пласта починається в тому випадку, коли тиск стовпа рідини в свердловині буде меншим від пластового тиску, тобто буде створена депресія на пласт.

3.2 Послідовна заміна промивної рідини в свердловині на рідину меншої густини

Виклик фонтану при заміні промивної рідини в свердловині на рідину меншої густини можливий в тому випадку, коли пластовий тиск перевищує тиск, який створюється на вибій дегазованою нафтою. Перед викликом притоку шляхом зменшення густини рідини, яка заповнює свердловину, спускають до фільтра НКТ і збирають фонтанну арматуру на гирлі свердловини. Заміну рідини проводять зворотною промивкою, тобто воду подають в затрубний простір, а промивну рідину витісняють на поверхню через колону НКТ. Якщо буровий розчин, яким заповнена свердловина, має велику густину (1500 кг/м та більше) і високостатичне напруження зсуву, то його замінюють водою не відразу, а поступово. Спочатку в затрубний простір закомповують буровий розчин з густиною на 200-300 кг/м³ меншою від густини розчину, який знаходився в свердловині. При цьому здійснюється повний цикл циркуляції в свердловині. Аналогічні операції здійснюють до того моменту, поки різниця густин між розчином, який виходить з НКТ, і водою буде дорівнювати 200-300 кг/м³. З цього моменту в затрубний простір можна подавати воду. Якщо після промивки водою пласт не проявляє себе, тоді воду в свердловині замінюють нафтою. Під час робіт по заміні бурового розчину водою, тиск нафти в затрубному просторі не повинен перевищувати тиск опресування експлуатаційної колони.

Якщо метод послідовного зменшення густини рідини в стовбурі свердловини з метою виклику притоку є досить простим і здійснюється звичайними промивними агрегатами і насосами, то зниження рівня в свердловині - відповідальна операція, яка характеризується великою трудомісткістю і тривалістю.

3.3. Витіснення рідини з свердловини стиснутим газом або повітрям

Суть полягає в нагнітанні стиснутого газу або повітря в кільцевий простір свердловини між колонами НКТ та обсадною. Рідина, яка заповнює

свердловину, витісняється через НКТ на поверхню. Коли рівень в затрубному просторі буде доведений до башмака труб, газ попадає в колону НКТ і розгазовує рідину, густина суміші зменшується, тому рівень суміші буде безперервно підвищуватися. Досягнувши гирла свердловини суміш викидається з НКТ. Тиск в затрубному просторі, який підтримується на максимальному рівні під час піднімання суміші до гирла, при викиді різко знижується. При переливі рідини і викиді суміші тиск на вибої падає, і свердловина переходить на фонтанування при якомусь установленому робочому тиску. Після цього компресор відключають.

Для нагнітання газу в свердловину застосовують пересувні компресори (табл. 3.1), які підключають до затрубного простору свердловини за допомогою насосно-компресорних або труб з швидко-розкручуваними з'єднаннями.

Таблиця 3.1

Технічна характеристика пересувних компресорів за Р.Яремійчуком, 1989

Показники	Поршневі		Вільнопоршневі				
	УПК-80	КС-16-100	АК-7-200	ДКС-7-200А	ДКС-3,5-200П	ДКС-3,5-400В	АКС-8М
Витрати, м/хв	8	16	7	7	3,5	3,5	2,1
Тиск, МПа	8	10	20	20	20	40	23
Номінальна потужність, кВт	240,6	301,6	191,2	191,2	95,6	95,6	40,5
Витрата палива, кг/год	43	67	34	34	17	17	12,2
Маса, т	16	23	6,8	17	11,2	2,9	3,7
Транспортна база	Від ТГТ-20	Причеп 4МЗАП-5204	Сани	КрАЗ-2558	Транспортер ГТТ	Рама-сани	Причеп 2-ПН-2

3.4. Виклик притоку з пласта методом аерації

За допомогою методу аерації можна поступово збільшувати депресію до будь-якої заданої величини. Суть процесу аерації полягає в поступовому зниженні густини рідини в затрубному просторі і насосно-компресорних трубах внаслідок одночасного нагнітання в свердловину певної кількості стисненого повітря (газу) і води (нафти). Рухаючись вниз по кільцевому простору, робочий агент, змішаний з рідиною, додатково стискається вагою стовпа рідини, аж поки не досягне башмака НКТ. Дійшовши до башмака труб, бульки робочого агента попадають із затрубного простору в НКТ і, поступово розширюючись, віддають отриману ними енергію, внаслідок чого рідина підіймається, одночасно знижується її густина всередині НКТ. Зі збільшенням закачки стиснутого робочого агента депресія плавно збільшується, внаслідок чого в свердловину в певний момент поступає з пласта його флюїд. Схема однорядного ліфта при аерації зображена на рис.

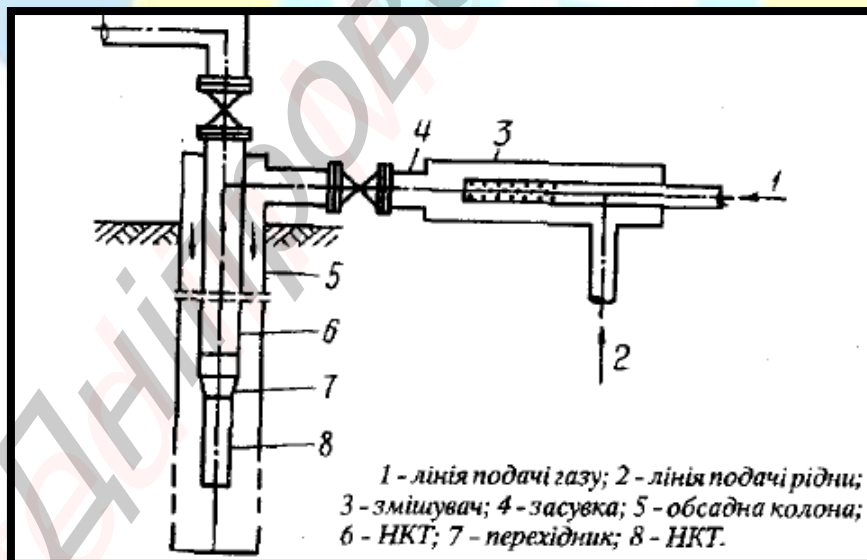


Рис. 3.1 - Схема однорядного ліфта при аерації, Яремійчук Р., 1989

Для успішного здійснення процесу аерації підбирають таке співвідношення між кількістю подаваної в одиницю часу рідини і стиснутого повітря (газу), щоб забезпечити рух бульбашок до башмака НКТ без утворення "повітряної подушки". З метою контролю за якісним проведенням аерації на нагнітальній лінії повинна встановлюватись витратомір повітря (або газу). При подачі води необхідно, щоб швидкість низхідного потоку суміші була більшою, ніж швидкість спливання бульбашок повітря. Якщо ця умова не дотримується, то бульбашки повітря будуть випливати, утворюючи "повітряну подушку" в затрубному просторі, що приведе до зриву процесу аерації. Крім того, необхідно спостерігати, щоб тиск на переборення гідравлічних втрат і різниці густини рідини (суміші) в трубах і затрубному просторі в сумі не перевищував максимального тиску, який розвивається компресором.

При відсутності притоку з свердловини в момент першого падіння тиску процес аерації продовжують.

3.5. Зниження рівня в свердловині в умовах аномально низького пластового тиску

Зустрічаються нафтоносні пласти з великою глибиною залягання і з пластовими тисками нижчими гідростатичного на 14...15 МПа. В таких свердловинах рівень рідини встановлюється значно нижче гирла. Викликати приток із такого пласта звичайним методом дуже важко, а деколи і неможливо. Підчас роботи компресора, наприклад, створюється додатковий протитиск на пласт, внаслідок чого поглинається рідина, рівень її в обсадній колоні знижується, і компресор працює без виконання своєї ролі. Природньо, що чим нижчий рівень рідини в свердловині, тим трудніше дренувати пласт і отримати з нього стійкий приток флюїду. Для виклику притоку з пласта з низьким пластовим тиском необхідно застосовувати особливі технологічні

прийоми, при яких підвищення рівня в свердловині не викличе підвищення тиску на вибій. Розглянемо технологічну схему виклику притоку і дренажу пласта при випробуванні глибокої свердловини з низьким пластовим тиском і доброю проникністю пласта. В такому випадку виклик притоку з пласта здійснюється з подачею повітря в свердловину за схемою зворотної і прямої промивки. В першому випадку (рис. 3.2. I) передбачено використання пакера.

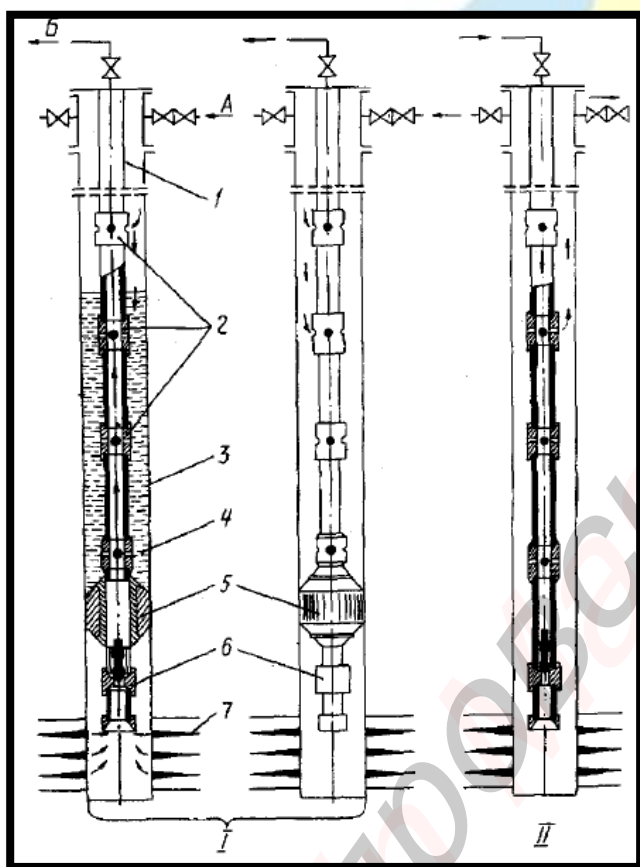


Рис.3.2 - Схема виклику притоку з пласта за схемою прямої і зворотної промивки:

- I – з використанням пакера;
- II – без використання пакера

Другою схемою (рис. 3.2. II) передбачається закачування повітря в НКТ. В цій схемі відсутній пакер, низ труб об'єднується гілчастим зворотним клапаном, а на розрахованих глибинах встановлюються пускові муфти або клапани.

3.6. Виклик притоку з пласта із застосуванням двофазних пін

Для відновлення, а також збереження природної проникності привибійної зони використовують фізико-хімічні методи з дією на пласт

двофазних пін. Застосування пін обумовлене низьким пластовим тиском, коли в випадку заміни розчину на воду може привести до її поглинання. Відомо, що двофазні піни в умовах свердловини можуть мати малу густину. Такі піни звичайно використовують в якості промивного агента при розбурюванні поглинаючих горизонтів, відкритті продуктивних пластів. Встановлено, що використання піни годиться для виносу води з свердловини, закупорюючих матеріалів. В той же час піна може бути легко зруйнована на поверхні. Метод освоєння свердловини за допомогою двофазних пін є дуже ефективним внаслідок кращого очищення зафільтрованої зони від продуктів коагуляції, шламу, а також продуктів реакції кислоти з породою. Піни складаються з рідини, повітря (газу) і піноутворювача. Рідина, яка використовується для утворення двофазної піни, повинна не допускати набухання глинистих частинок в привибійній зоні (табл. 3.2).

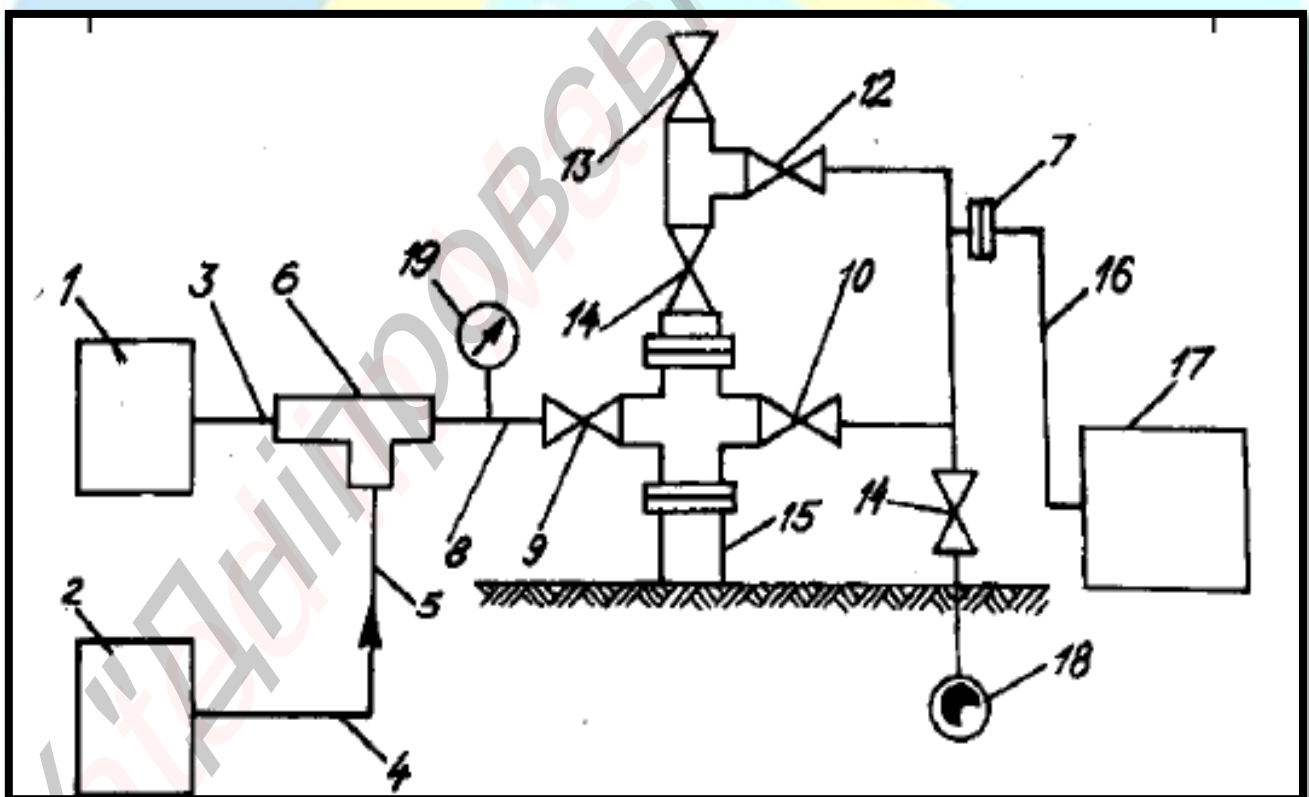
Таблиця 3.2

**ПАР, що використовуються в якості піноутворювача, за
Р.Яремійчуком, 1989 [1]**

Поверхнево-активні речовини	Вміст ПАР у воді, %
Сульфанол	0,1 – 0,3
Сульфататрієві солі	1,0 – 2,0
ОП-7, ОП-10 > УФЕ-8	0,3 – 0,6
ДС-РАС	0,3 – 1,0
Марвелан КО	0,3-0,5
Аркопал Н-100	0,3 – 0,5
Дісолван	0,2 – 0,3
Сапаль Р	0,2 – 0,3
Превоцел W-ON-100	0,1 – 0,3

Властивості пін можна широко міняти, регулюючи вміст компонентів. Відповідним чином приготовлена піна повинна бути стабільною лише до її виходу з викидної лінії для викиду шламу. Після цього вона повинна руйнуватися. При повторному нагнітанні її властивості знову відновлюються. Так як піна існує лише протягом одного циклу циркуляції, то компоненти для її утворення необхідно змішувати безперервно протягом всього часу промивки. Технологічна схема виклику притоку (рис.3.3) з пласта при

застосуванні двофазної піни складається з таких операцій: 1) спуск НКТ до глибини на 2...3 м вище нижніх перфораційних отворів; 2) обв'язки гирла свердловини з надземним цементуючим агрегатом компресором через аератор; 3) нагнітання піни в затрубний простір між експлуатаційною колоною і НКТ для заміни всього стовпа рідини в свердловині; 4) первісна порція піни утворюється при малих ступенях аерації, щоб різниця між густиною рідини в НКТ і піни в затрубному просторі була мінімальною; 5) поступово підвищується ступінь аерації, що викликає поступове зменшення тиску на вибої свердловини; 6) після досягнення вибійного тиску 4...5 МПа необхідно припинити циркуляцію піни на 2...3 години для визначення можливого притоку з пласта; 7) якщо притоку нема, то циркуляцію піни відновлюють, продавлюють її в пласт в об'ємі 5...10 м з витримкою в пласті протягом 3...4 годин; після цього відновлюється циркуляція при максимальних ступенях аерації; 8) отримавши приток, забезпечують очистку



свердловини від шламу і досліджують її на приток.

Рис 3.3 - Схема обв'язки надземного обладнання і гирла свердловини [1]

1 - цементуючий агрегат; 2 - компресор; 3 - лінія для подачі піно-утворюючої рідини; 4 – повітряно-провід; 5 - обернений клапан ежектора; 6-ежектор; 7-заглушка; 8-пінопровід; 9, 10, 11, 12, 13, 14-засувки; 15 - експлуатаційна колона; 16- викид піни; 17 - накопичуючий чан; 18 - нафтопромисловий колектор; 19- манометр.

3.7. Виклик притоку з пласта за допомогою струминних апаратів

В Івано-Франківському інституті нафти і газу розроблена технологія виклику притоку з очисткою привибійної зони пласта з використанням струминних апаратів. Ця технологія дозволяє: 1) оперативно, на стадії освоєння свердловини контролювати на основі кривих відновлення тиску фільтраційні властивості порід в навколо-свердловинній зоні, включаючи і віддалену зону; 2) створювати багаторазові миттєві депресії і репресії на пласт. Під терміном "миттєвого" зниження тиску або його відновлення вважається час від кількох до 100 с. Використання струминних апаратів дозволяє в одному циклі робіт при освоєнні або штучній дії на привибійну зону реалізувати такі види робіт (рис.3.4)

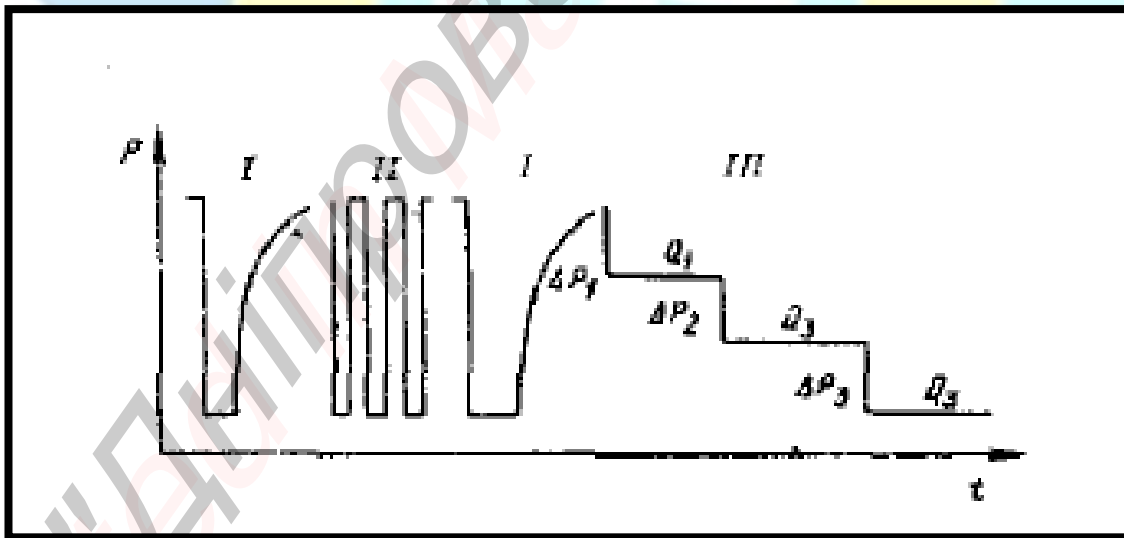


Рис. 3.4 -. Зміна тиску на вибої, яка створюється струминним апаратом, Яремійчук Р., 1989 [1]

I - дослідження свердловини за даними кривих відновлення тиску; II - діями на привибійну зону пласта багаторазовими депресіями і репресіями; III - дослідження свердловини на приток при різних депресіях для побудови індикаторних діаграм.

КВТ дозволяє при їх розшифруванні отримувати дані про фільтраційні параметри пласта в привибійній та віддалених зонах, оцінювати розмір зони з погіршеною проникністю, оцінювати параметр співвідношення фактичної і потенційної продуктивності свердловини. Ця технологія реалізується за допомогою усталеного на НКТ пакера і змонтованого над ним струминного апарату. Схема обв'язки надземного обладнання і компоновка ліфта зображена на рис. 3.5.

НКТ опускається в свердловину до необхідної глибини і пакерується за допомогою пакера. Шляхом подачі робочого агента до насадки струменного насоса знижується тиск в підпакерній зоні до розмірів, менших від гідростатичного, підтримується це значення протягом запланованого часу, а після припинення подачі агента або йде процес поступового відновлення тиску, або миттєво відновлюється гідростатичний тиск в свердловині. Як буде показано нижче, за допомогою струминних апаратів є можливість створювати глибокі депресії, так як при вірно підібраній їх конструкції і технології роботи може досягатись зниження тиску на прийомі струминного апарату аж до вакууму.

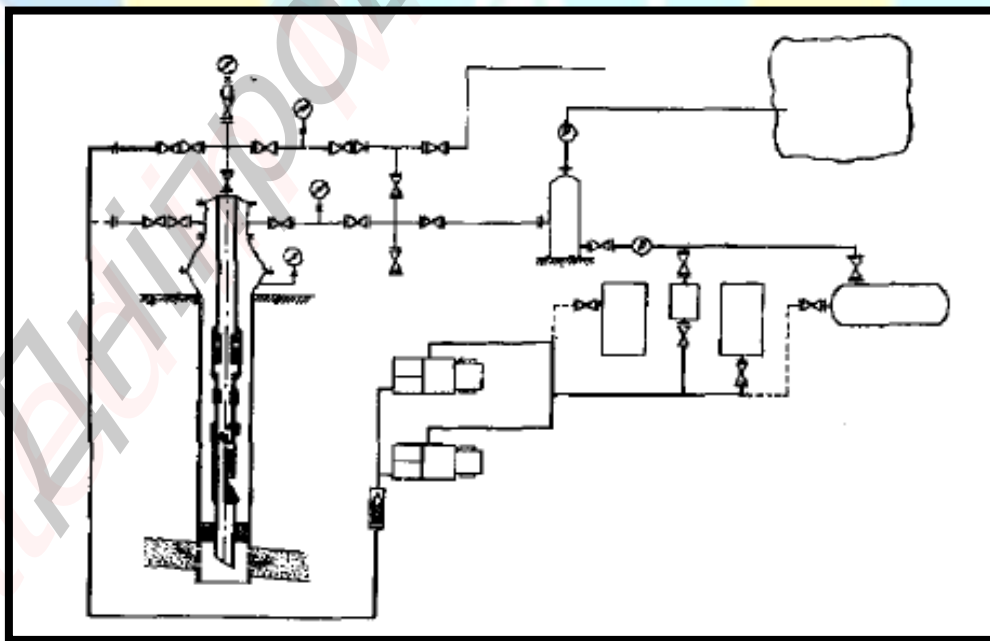


Рис.3.5 - Схема обв'язки надземного обладнання і компоновка ліфта, за Яремійчуком Р., 1989 [1]

Відомо, що в струминних апаратах відбувається змішування і обмін енергій двох потоків з різними тисками, при якому утворюється змішаний потік зі змішаним тиском. Потік, який захоплюється робочим потоком з камери низького тиску, носить назву інжектваного. В струминних апаратах відбувається перетворення потенціальної енергії потоку в кінетичну, яка частково передається інжектваному потоку. При протіканні по струминному апарату відбувається вирівнювання швидкостей змішаних потоків і зворотне перетворення кінетичної енергії змішаного потоку в потенціальну. На рис. 4.6 зображена принципова схема струминного апарату. Тут $Q_p > Q_i > Q_z$ - витрати робочої, інжектваної і змішаної рідин; f_p, f_i, f_z - площі робочого сопла на виході потоку, площа камери інжекції – площа циліндричної камери змішування; P_p, P_i, P_z - статичні тиски робочої, інжектваної і змішаної рідин в соплі насадки, камери інжекції і на виході дифузора. Всі струминні апарати, які працюють в освоєнні свердловин, підносяться до високо-напірних, в яких співвідношення площ камери змішування f_z робочої насадки f_p є меншими чотирьох. Універсальною характеристикою струминних апаратів є відносний перепад тисків.

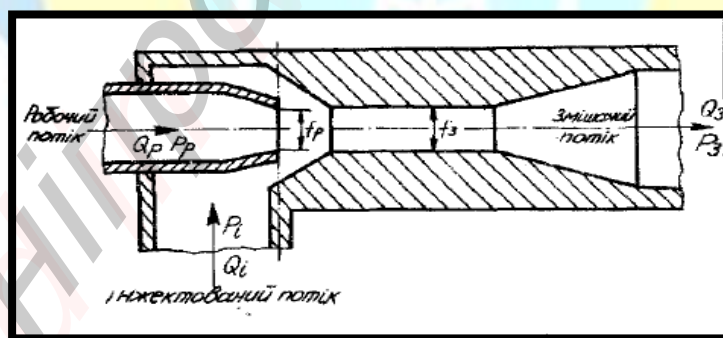


Рис.3.6 - Схема струминного апарата за даними Яремійчука Р., 1989 [1]

Теоретичні розрахунки і стендові дослідження показали, що в залежності від витрати робочої рідини Q_p і поступлення з пласта інжекторної рідини Q_i , тобто від коефіцієнта інжекції і відносного перепаду тиску $\Delta P_z / \Delta P_p$, при решті рівних умовах, в прийомній камері інжекції, тобто в підпакерпій зоні свердловини, створюється певний тиск. Шляхом регулювання тиску робочої рідини насосними агрегатами P_a з врахуванням коефіцієнта інжекції і досягається необхідне зниження тиску на пласт.

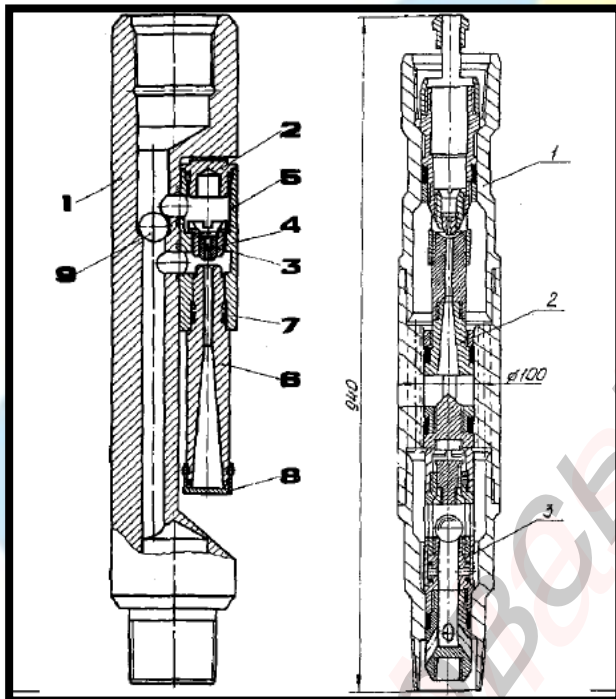


Рис.3.7 - Пристрій для обробки свердловин УОС-1:

1 - корпус; 2 - заглушка; 3 - гніздо;
4 - насадка; 5 - корпус ежекторної приставки; 6 - змішувач; 7 - кільце ущільнююче; 8 - заглушка технологічна; 9-куля.

Рис. 3.8 - Пристрій ежекторний для освоєння свердловин УЕОС-2:

1 - корпус; 2 - ежекторний насос;
3 - зрівноважувальний клапан

За період 1985-1990 рр.струминні апарати застосовувались на 3000 свердловинах в об'єднаннях Західного Сибіру. Успішність операцій в середньому становила 70%. При цьому дебіти свердловин зростають від 1,5 до 10 та більше разів. Ефективна товщина працюючих пластів збільшується на 40-50%. Одержані результати свідчать про те, що застосування струменевих апаратів є перспективними з точки зору підвищення продуктивності нафтових, або приймальності нагнітальних свердловин.

3.8 Освоєння свердловин, інтенсифікація припливу з використанням струменевого насоса спільно з пакерами ПМС

Струменеві насоси типу СН дозволяють проводити освоєння свердловин виходячи зі сформованих обставин і умов як прямий, так і зворотної промивками при одному її узвозі, одному технологічному процесі без глушіння свердловини, підйому НКТ і заміни струменевого насоса. Відрізняється від усіх раніше пропонованих різними фірмами виробів, як конструктивно, так і за своїми технічними параметрами. Струменевий насос призначений для освоєння та інтенсифікації припливу, тривалого видобутку нафти в ускладнених свердловинних умовах – з проявленням піску, високим газовим фактором, обводненістю, температурою, з погіршеними фільтраційними властивостями колектора, в свердловинах похило-спрямованих і викривлених (рис. 4.9).

Конструкція пристрою і технологія дозволяє:

- освоювати свердловини з низьким пластовим тиском;
- очищати привибійну зону пласта від незакріпленого реагенту після

ГРП, видаляти гель, збільшити міжремонтний період ЕЦН;

- виробляти зниження забійного тиску, створювати депресію на пласт, без застосування компресорних установок;
- виробляти спуск в свердловину автономних глибинних манометрів

з метою оцінки величини створюваної під час роботи депресії і характеру припливу з пласта;

- проводити запис кривої відновлення тиску в підпакерній зоні;
- створювати депресію з подачею робочої рідини, як в трубний, так і

в між трубний простір;

- виробляти закачування ПАР, кислот в пласт під тиском;

- виробляти всі перераховані вище операції, включаючи заміну зношених частин насоса, без підйому колони труб НКТ.

Принцип роботи насоса полягає в створенні необхідної депресії на пласт за рахунок безпосередньої передачі гідравлічної енергії робочою рідиною підсмоктування потоку пластового агента за рахунок принципу інжекції. В якості робочої рідини може бути частково відсепаровані в нафтогазосепараторах видобувається пластова рідина або технічна вода. Джерелом гідравлічної енергії є відцентрові, поршневі насоси з необхідними напорами і продуктивністю, розташованими на поверхні. На малюнку показана схема установки і обв'язки обладнання при освоєнні свердловин струменевим насосом СН-3М [6].

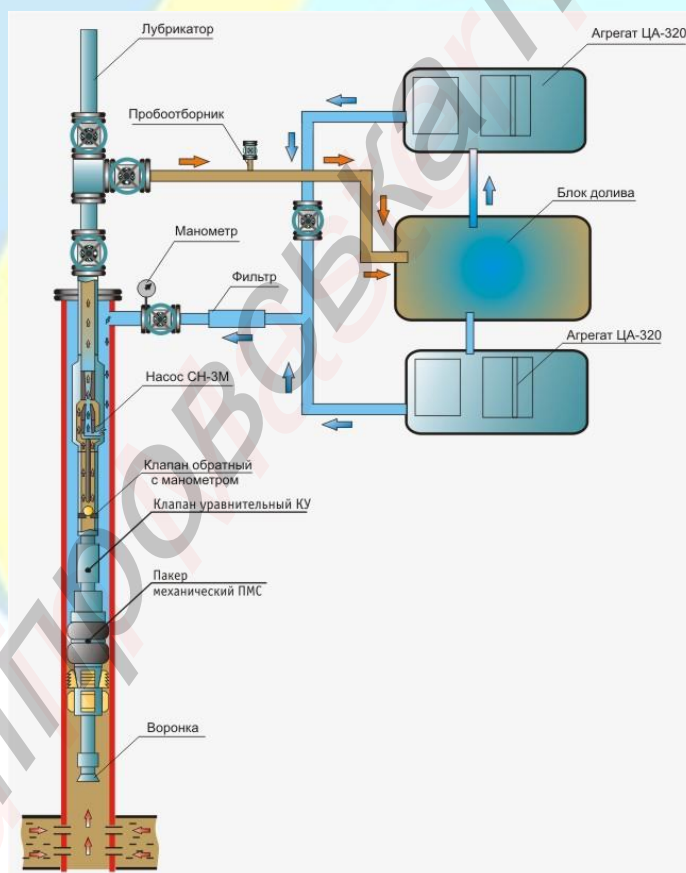


Рис. 3.9 - Схема установки і обв'язки обладнання при освоєнні свердловин СН-3М [6]

3.9 Спеціальні рідини для перфорації свердловини

Кольматація перфораційних каналів значно впливає на гідродинамічний зв'язок свердловини з продуктивним пластом. А, проте, сьогодні на родовищах України більше 90% об'єму робіт по вторинному відкриттю пластів здійснюється кумулятивною перфорацією в умовах перевищення тиску на вибої свердловини над пластовим. При цьому за діючими на сьогодні технічними правилами веденням бурових робіт перед перфорацією вимагається заповнювати експлуатаційну колону таким буровим розчином, який застосовувався при первісному відкритті пластів, а це приводить до незворотнього забруднення привибійної зони пластів. Бурові розчини на водній основі, що застосовуються для проходки основного стовбура свердловини, не задовольняють зазначеним вимогам. При контакті таких розчинів з вуглеводневими пластовими флюїдами і пористого середовища, що їх містить відбувається незворотнє зниження природної проникності привибійної зони свердловини. Дана обставина тягне за собою зменшення, нерідко велике, фактичної продуктивності свердловини в порівнянні з її потенційною продуктивністю і збільшенням термінів освоєння свердловини. Крім того, бурові розчини на водній основі викликають корозію промислового устаткування, підвищують його абразивний знос і розвивають небажані мікробіологічні процеси [4]. За кордоном давно вже відмовилися від проведення перфораційних робіт в середовищі бурового розчину і використовують для цих цілей спеціальні рідини без твердої фази або рідини, які вміщують в собі кислотно-розчинні наповнювачі.

Застосування спеціальних розчинів при вторинному відкритті пластів дає більш позитивний результат в порівнянні з перфорацією в середовищі глинистого розчину. Однак при цьому не виключається кольматація пласта зваженими частинками, які попадають в спеціальний розчин під час її приготування, транспортування та їх помповування в свердловину. Значна

кількість нерозчинених твердих частинок знаходиться в технічній воді та солях, які використовуються для приготування спеціальних розчинів.

Також важливим питанням є вибір типу спеціального розчину для конкретних гірничотехнічних умов. У зв'язку з тим, що під дією надлишкового тиску відбувається фільтрація перфораційного середовища із свердловини в пласт, може значно погіршитись його проникність внаслідок вторинної зміни колекторських властивостей в зоні проникнення фільтрату спеціального розчину. Звичайно, більш економічним видається другий варіант, в якому для створення необхідної репресії на відкриваючий продуктивний пласт верхня частина експлуатаційної колони заповнюється буровим розчином відповідної щільності, а лише низ спеціальним розчином. Однак при порційному заповненні спеціальний розчин забруднюється і змішується з буровим розчином, яким заповнена свердловина. Ця обставина зводить нанівець доцільність застосування спеціальних розчинів, якщо не використовувати буферні розділювачі, які і попереджують змішування в свердловині перфораційного середовища і бурового розчину при багаторазових спусках перфораторів, геофізичних приладів, забезпечують вільний прохід всіх приладів до вибою, при контакті з спеціальним розчином не погіршують її властивостей внаслідок забруднення власними компонентами (детально ознайомитись з буферними розділювачами можна з книги Яремійчука Р. «Освоєння та дослідження свердловин» [1]).

В наш час в більшості нафтопромислових районів України при розбурюванні пластів використовуються розчини на водній основі. Тому досліджувалися такі спеціальні розчини: різні солеві розчини, полімерні солеві розчини без твердої фази. Досліди показали, що водні розчини солей NaCl , KCl , CaCl_2 характеризуються коефіцієнтом відновлення проникності $\beta = 0,54 \dots 0,61$. Полімерні розчини з вмістом $0,3 \dots 0,5\%$ поліакріламиду (ПАА) і 20% CaCl характеризуються коефіцієнтом $\beta = 0,39 \dots 0,46$. Причиною цього є проникнення макромолекул полімеру в колектор і адсорбція їх на поверхні фільтраційних каналів. Найбільш низьке значення $\beta = 0,31 \dots 0,35$ отримано

при використанні ІЕР (32,5% дизельного палива + 1,5% емультату + 6% СМАД + 60% води). Застосовувані в процесі випробувань спеціальні розчини істотно відрізняються і за легкістю витіснення фільтратів з колектора. Максимальні значення $\Delta P_t / \Delta P_o$ при використанні солевих і полімерних розчинів значно менші, ніж у випадках ІЕР, тобто видалення фільтрату з ПЗП відбувається при більш високій депресії.

Таким чином, до найбільш перспективних спеціальних рідин в умовах первісного відкриття пластів з використанням водних розчинів слід віднести різні за щільністю розчини солей Na, K та Ca. Для приготування соляного розчину щільністю до 1400 кг/м³ слід використовувати хлорид кальцію, а для отримання більш важкої спеціальної рідини - бромід кальцію [1].

За даними Іванишина В.С., 2003, продуктивність свердловин залежить від методу та якості розкриття продуктивних горизонтів. Від хімічного складу промивальної рідини залежать фізико-хімічні властивості її фільтрату, а відповідно ступінь його негативного впливу на фільтраційні характеристики порід-колекторів. У результаті блокуючої дії компонентів твердої фази і фільтрату промивальної рідини на окремі зони порового середовища колектора можуть відбуватися зміни його структури та міжзернових відстаней (набухання глин), в результаті чого проходить звуження або повне перекриття порових каналів.

На фізико-хімічні властивості промивальних рідин під час регламентування технології розкриття продуктивних нафто-газонасичених пластів необхідно звертати особливу увагу. В кожному конкретному випадку розглядають їхнє поєднання з параметрами пластової системи (фізико-хімічними властивостями нафти і пластової води, що насичують породу продуктивних горизонтів, ємнісними і поверхнево-сорбаційними характеристиками порід-колекторів, речовинним складом порід тощо).

Результати дослідження впливу розчинів хімреагентів і солей на фазову нафтопроникність кернів у зразках палеогенових відкладів для

умов Внутрішньої зони Передкарпатського прогину підтвердили висновки інших дослідників, що найбільші закупорюючі властивості мають такі хімічні реагенти як гіпан, MgCO_3 , карбофен, КМЦ, КМЦ+КССБ, хлориди натрію і кальцію, хромати калію і натрію. Також під час дослідження встановлено факт зниження газопроникності кернів в результаті прокачування через них розчинів поверхнево-активних речовин. Отримані результати мають певний практичний інтерес, проте врахування їх вимагає критичного підходу, оскільки дія чистих розчинів реагентів і промивальних рідин, одержаних з їх використанням, не ідентична.

Висока поверхнева активність — основна властивість іонно-молекулярних поверхнево-активних речовин (ПАР). Внаслідок поверхневої дифузії, тобто тяжіння молекул адсорбційного шару до розподілу на якомога більшій площі, вони завжди мають підвищену проникну здатність. Завдяки деемульгуючим властивостям окремі ПАР можуть попереджувати емульсійну блокаду фільтруючих колекторів.

Отже, застосування ПАР для приготування та оброблення промивальних рідин поліпшує їхні технологічні властивості, забезпечує збереження природної проникності продуктивних колекторів. Відомо, що зміни фазових співвідношень насичуючих колектор рідин і зміни структури порового простору зумовлені проявом молекулярно-поверхневих властивостей системи нафта- порода-залишкова вода у зв'язку із проникненням фільтрату промивальної рідини у пласт.

Фільтрат промивальної рідини на водяній основі, проникаючи у привибійну зону, відтискає нафту від вибою свердловини. Під час зворотного витіснення фільтрату нафтою значна його частина втримується в поровому просторі і чинить опір рухові нафти до свердловини. Додаючи до промивальної рідини відповідні ПАР, різко знижують міжфазний натяг на межі води і нафти, зменшують сили міжмолекулярної взаємодії води (водяного фільтрату) із твердою поверхнею у поровому просторі, що

полегшує її витіснення нафтою до свердловини із привибійної зони.

Таким чином, поверхнево-активні речовини можуть істотно змінювати блокуючу здатність фільтратів бурових розчинів (провальних рідин). Проте треба мати на увазі, що ПАР можуть як підвищувати, так і знижувати коефіцієнт відновлення проникності що часто є предметом дискусії щодо доцільності їхнього застосування під час розкриття пластів. Щодо вибору типу або окремих ПАР, то ефективність залежить від їхніх властивостей і проявляється звичайно комплексно, як наслідок взаємодії з пористим середовищем та насичуючими його флюїдами і з реагентами, що входять до складу рецептури промивальної рідини.

Вибір промивальної рідини для розкриття продуктивних горизонтів у загальному випадку зводиться до визначення приналежності конкретного об'єкта до однієї з категорій породи-колектора. Склад бурових розчинів регламентує і проектує в геолого-технологічній документації на будівництво свердловини спеціалізована проектна організація, а потім інженерно-технічна служба нафтогазовидобувного та бурового підприємств.

За результатами лабораторних досліджень, проведених ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”, і впровадження їх на нафтових і газових родовищах України рекомендовані промивальні рідини для ефективного розкриття продуктивних горизонтів різних типів порід-колекторів, що наведені у табл. 3.3.

В умовах розкриття продуктивних пластів з низькими колекторськими властивостями на родовищах Прикарпаття (пористість 6—11 %, проникність $(0,010-0,015) \cdot 10^{-3}$ мкм², радіус пор від 2 до 4 мкм) успішно застосовувалися малоглинисті, нафто-емульсійні (де дисперсійною фазою є вода, а дисперсною речовиною є вуглеводнева рідина) та інвертно-емульсійні рідини (обернені емульсії, де дисперсійною фазою є вуглеводнева рідина, а дисперсною фазою є вода). Так, інвертні емульсії за рецептурами ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта” до початку 1980-х років були використані більше ніж на 30 свердловинах. Дебіти свердловин, продуктивні пласти в яких розкриті

промивальними рідинами на нафтовій основі (інвертними емульсіями), у два і більше разів були більшими, ніж середні дебїти оточуючих свердловин, продуктивні пласти в яких розкривалися із застосуванням рідин на водній основі. Досить показовим є приклад закінчення бурінням свердловини 156-Орів-Уличнянська із застосуванням інвертно-емульсійної рідини. Початковий дебіт нафти в ній протягом 8 місяців 1975 р. становив 34 т/д, а в сусідніх свердловинах 51 та 53 — 3,4 та 0,8 т/д. Проте через невідповідність цього типу рідин вимогам екології їхнє подальше впровадження було припинене [15].

Таблиця 3.3

Промивальні рідини, що рекомендовані для розкриття продуктивних горизонтів, за даними ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта” [15]

Категорія породи-колектора	Характеристика порід	Порова проникність порід, мкм ²	Промивальні рідини для розкриття продуктивних пластів
Перша	Піщано-алевритові слабо ущільнені. Цемент, переважно глинистий	0,001- 0,1 0,01 – 0,1 Понад 0,1	Вапняно-бітумні, інвертно-емульсійні Інгібовані, зокрема СІ-К (оброблені ПАР) СІ-К, СІ-Са, інвертно-емульсійні з солоно насиченою водною фазою (оброблені ПАР)
Друга	Піщано-алевритові з середнім ступенем ущільнення Глинисто-карбонатний цемент із слідами розкристалізації	0,001 – 0,04 0,04 – 0,1 Понад 0,1	СІ-Са, гіпсовапняні, СІ-К, інгібовані нафто емульсійні, інертно-емульсійні (оброблені ПАР) Гіпсовапняні, СІ-К, СІ-Са, інгібовані нафто емульсійні (оброблені ПАР) Гуматні, вапняні, СІ-К, СІ-Са, інші інгібовані (крім силікатовмісних), а також на нафтовій основі.

Третя	Піщано-алевритові сильно ущільнені; кварцовий цемент, карбонатно-глинистий з ознаками кальцитизації, закварцування, закременіння; карбонатні з ознаками тріщинуватості	0,02 – 0,05 Понад 0,05	Мінералізовані, вапняні, С1-К, С1-Са, інгібірувані нафтоемульсійні, (оброблені ПАР) На нафтовій основі, нафтоемульсійні, гуманні, С1-К, С1-Са, інші інгібовані, крім силікатовмісних (оброблені ПАР)
Четверта	Сильно ущільнені пісковики, алевроліти, вапняки, мергелі, аргіліти, доломіти, базальти та інші з розвинутою тріщинуватістю	0,001 – 0,05 Понад 0,05	Мінералізовані, гіпсовапняні, С1-К, С1-Са, інгібовані нафтоемульсійні, з добавкою оброблених ПАР і наповнювачів тампонуєчої дії, вміст кислото руйнівного компонента повинен становити не менше 30% від загального об'єму твердої фази промивної рідини. Всі типи, крім силікатовмісних (з добавкою наповнювачів)

Як рекомендацію, можна запропонувати використовувати в межах ДДЗ, де поширені піщано-алевритові сильно ущільнені з ознаками тріщинуватості породи і сильно ущільнені пісковики, алевроліти, вапняки з розвинутою тріщинуватістю колектори (3 і 4 категорії), такі промивальні рідини як: мінералізовані, вапняні, С1-К, С1-Са, інгібірувані нафтоемульсійні, (оброблені ПАР). А в межах Передкарпаття, де колектори представлені D слабо ущільненими крупнозернистими алевролітами і дрібнозернистими пісковиками можна використовувати - вапняно-бітумні, інвертно-емульсійні, інгібовані, зокрема С1-К (оброблені ПАР), а в юрських J відкладах, де породами-колекторами є тріщинуваті й кавернозні вапняки слід застосовувати - мінералізовані, гіпсовапняні, С1-К, С1-Са, інгібовані нафтоемульсійні, з добавкою оброблених ПАР і наповнювачів тампонуєчої дії, вміст кислото руйнівного компонента повинен становити не менше 30% від загального об'єму твердої фази промивної рідини.

Бурові розчини на вуглеводневій основі

Численними дослідженнями, проведеними в Росії і інших країнах, однозначно доведено негативний вплив бурових розчинів на водній основі, як на проникність порід продуктивних пластів, так і на природну водонасиченість керну, відібраного з продуктивних пластів оціночних свердловин.

За даними Матюшова В.Г. глинистий розчин або його фільтрат, роникаючи в продуктивний пласт відтісняють нафту в глиб пласта і знижують його природну проникність на нафті. Зниження проникності пояснюється такими факторами:

- кольматація пор пласта глинистими частинками бурового розчину;
- набухання глинистого матеріалу пласта в результаті взаємодії його з фільтратом (водою) глинистого або полімерного розчину;
- при взаємодії фільтратів глинистого або полімерного розчину з пластовими водами в поровому просторі і каналах утворюються нерозчинні або погано розчинні осади;
- адсорбція полімерів на стінках порових каналів.

К.Ф.Паус та ін. показали, що глинистий матеріал в порах знаходиться у відносно стійкому стані разом з усім іншим матеріалом. Він має природну вологість при якій знаходиться в цьому стійкому стані. Але при розкритті пласта в процесі буріння або проникнення фільтрату (води) в поровий простір пласта, глина при додатковому зволоженні набухає. Відбувається звуження ствола свердловини і обвали стінок. При набуханні глинистого матеріалу в продуктивних пластах частково або повністю перекриваються порові канали, що веде до зниження проникності привибійної зони і зниження дебіту свердловини.

Доведено, що якщо в колекторі є глинистий матеріал 2-3%, то його набухання при взаємодії з фільтратом (водою) призводить до зниження

дебіту свердловин на 30-40%, а в пластах, що містять глинистий матеріал більше 6%, може статися повна закупорка привибійної зони. К.Роджерс на прикладі каліфорнійських свердловин закінчених на розчинах на вуглеводневої основі РВО показує, що дебіти цих свердловин в 2 і більше разів вище, ніж у свердловин пробурених там же з застосуванням розчинів на водній основі. В.А.Аміян та інші наводять переконливі дані про шкідливий вплив розчинів на водній основі на природні колекторські властивості продуктивних пластів на прикладі Майкопських свердловин після глушіння їх глинистим розчином при капітальному ремонті.

Розчин на вуглеводневої основі за своєю природою є гідрофобною системою, а породи, що розбурюються - гідрофільні. Тому РВО не вступають з ними в реакцію і тому немає таких негативних явищ як набухання глинистого матеріалу, звуження стовбура, обвали стінок свердловин, зниження проникності привибійної зони продуктивних пластів, прихватів бурових інструментів та інші, а керн відібраний з продуктивних пластів на РВО є основним матеріалом для об'єктивної оцінки запасів нафти і газу родовищ.

Фахівці ЗахідСибБурНДП розробкою РВО займаються понад 30 років. Аналіз основних рецептур РВО показав, що вони містять у своєму складі високоокислений бітум. Це основний компонент РВО, який створює в них колоїдну фазу, структурно-механічні властивості розчину, забезпечує його високу термостійкість (до 150 ° С) і дуже низьку фільтрацію. Але з розвалом СРСР виробництво високоокисленого бітуму припинилося.

Завданням безбітумного РВО, таке ж як у традиційних РВО, що містять високоокислений бітум:

- збереження в оціночному керні природного нафто-водонасичення для об'єктивної оцінки запасів;
- збереження природної проникності колекторів при розкритті продуктивних пластів;
- високі гідрофобні та мастильні властивості РВО;

- надійні структурно-механічні властивості розчину забезпечують обваження РВО та утримання вибуреної породи в підвішеному стані;
- низькі фільтраційні властивості РВО;
- простота приготування РВО.

Безбітумний РВО, що відповідає цим вимогам створений в ЗхСибБурНІПІ. Замість високоокисленого бітуму колоїдна фаза в даному РВО створюється за рахунок парафіну. Недоліком даного РВО поки є його невисока (до 110 ° С) термостабільність. Термостабільність цього РВО буде піднята за рахунок використання нафторозчинних полімерів. Вже є в цьому напрямі позитивні лабораторні дослідження. Даний РВО вже впроваджено при розробці оціночної свердловини 2002 Південно-Виінтойського родовища [4].

Системи бурових промивальних рідин із органо-колоїдними складовими

Органо-колоїдні складові бурових промивальних рідин, до яких відносять модифікації водо-дисперсійних асфальто-бітумних речовин, поряд із іншими органічними, а також неорганічними сполуками, що запобігають гідратації глинистих сланців, називають стабілізаторами глин. Окрім гальмування гідратації, їм властиві кольматація поверхні гірських порід та обмеження диспергування вибуреної породи в буровому розчині. Органо-колоїдні домішки запобігають осипанню порід під час буріння свердловин, покращують якісні характеристики фільтраційних кірок і змащувальні властивості бурових промивальних рідин, забезпечують їх антикорозійну дію, зокрема при високих температурах.

На думку Андрусяка А.М. [18] органоколоїдні домішки також включають до складу промивальних рідин із метою покращення їх відновлювальних властивостей під час буріння свердловин в інтервалі залягання продуктивних горизонтів.

Як органоколоїдні домішки для дослідження використовувались реагенти зарубіжного (Soltex, Asphasol, сульфований асфальт) і вітчизняного (органоколоїдні реагенти, одержані на основі бітумної сировини) виробництв. Проведено лабораторні випробування 40 дослідних взірців бітумних органоколоїдних реагентів, виготовлених в УкрНДІНП «МАСМА», технологічні властивості яких максимально наближені до відповідних властивостей зарубіжних реагентів. Доведено, що наявність органоколоїдних домішок у системі бурового розчину сприяє зниженню колоїдальності глинистої фази. Так, у разі додавання реагенту Soltex безпосередньо та у вигляді емульсійної композиції ступінь зниження колоїдальності становив від 20 до 40 %. При цьому кращих результатів досягнуто у разі застосування реагенту у вигляді емульсійної композиції.

Помічено, що використання органоколоїдних домішок може бути доцільним і під час оброблення високомінералізованих бурових розчинів. Так, додавання 2 % органоколоїдної домішки або реагенту Soltex у буровий розчин із загальною мінералізацією 23,7 % сприяло зниженню показника фільтрації практично до одного рівня (від 7,5 до 5,5 см³ за 30 хв) і зменшенню товщини кірки (до 1,5 мм).

Як видно з таблиці 5, додавання 2 % реагенту Soltex до вихідного бурового розчину зі св. 34-Перекопівської суттєво не вплинуло на зміну коефіцієнта β , проте відчутно змінився характер фільтрації: об'єм фільтрату становив 2,9 см³.

Одержані результати представляють практичний інтерес стосовно можливостей збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів. Встановлено, що органоколоїдні реагенти зарубіжного виробництва і відібрані експериментальні взірці, виготовлені в УкрНДІНП «МАСМА», є близькими щодо функціональності їх дії та забезпечують покращення технологічних характеристик бурових розчинів.

Показано доцільність застосування органоколоїдних домішок за розробленою технологією у вигляді емульсійних і суспензійних композицій, а також у вигляді вуглеводневих.

На думку Андрусяка А.М. застосування розроблених систем бурових розчинів із органоколоїдними складовими дасть можливість забезпечити:

- збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів;
- стабілізацію міцності розбурюваних порід;
- сповільнення диспергування вибуреної породи;
- покращення властивостей фільтраційної кірки;
- обмеження негативного впливу реагентів на зміну реологічних і фільтраційних характеристик бурових розчинів;
- покращення змащувальних властивостей бурового розчину [18].

Висновки:

Отже, як висновок можна сказати, що:

- при вторинному розкритті пласта стовбур свердловини слід заповнити спеціальними рідинами, які б не впливали на пласт та його характеристики;
- рідини, що приготовлені на водній основі, можуть негативно впливати на обладнання, викликати корозію;
- глинисті рідини можуть погіршувати фільтраційні властивості порід колекторів;
- рідини, що вміщують ПАР мають чудові показники підвищення властивостей насиченого пласта, але ці реагенти є небезпечними для навколишнього середовища.

Тому, на мою думку, на сьогодні найактуальнішою проблемою таких розчинів є створення біорідин, які б не впливали на навколишнє середовище і задовольняли вимоги промисловості. На даний час вбачають перспективу застосування промивальних рідин на водній основі, у тому числі емульсій, приготування яких базується на використанні хімреагентів, зокрема біоПАР

— продуктів біосинтезу і матеріалів, що не загрожують погіршенню екології довкілля та надр. Можливо, передбачаємо, що наступним етапом у розвитку цієї промисловості буде винайдення методів вторинного розкриття без використання будь-яких спеціальних рідин, що не буде чинити ніякого згубного впливу на пласт та обладнання. [12-14]

3.10 Розробка і удосконалення технологій кавітаційної обробки для підвищення дебіту нафтогазових свердловин

3.10.1 Оцінка ефективності роботи кавітаційного генератора

Аналізуючи різні конструкції кавітаційних генераторів і об'єднуючи їх за такою ознакою, як енергоємність руйнування і ефективність диспергування, можна зробити висновок, що гідродинамічні кавітаційні апарати найбільш повно відповідають вимогам, що пред'являються.

Коли місцеве тиск рідини в деякій точці падає нижче величини, що відповідає тиску насиченої пари при даній температурі навколишнього середовища, тоді рідина переходить в інший стан, утворюючи, в основному, фазові порожнечі, які називаються кавітаційними бульбашками. Переміщаючись з потоком в область з більш високим тиском або під час стиснення, бульбашка закривається, випромінюючи при цьому ударну хвилю.

Узагальнення і аналіз досліджень щодо застосування гідродинамічної кавітації для інтенсифікації різних технологічних процесів, що протікають в рідких середовищах, вказує на перспективність цього методу для процесів в бурінні свердловин. В даний час кавітаційно-кумулятивний вплив на процеси

перемішування, диспергування, емульгування, освоєння і т.д. в різних системах ще недостатньо добре вивчені.

У роботах [11-16] розглядається можливість використання в бурових процесах класичного пристрою для генерування кавітації - трубки Вентурі. Докладний огляд результатів цих досліджень практично неможливо включити в рамки цієї роботи. Принципова схема роботи трубки Вентурі приведена на рис. 3.10.

Трубка Вентурі складається з конфузора, критичного перетину малого діаметру і дифузора. Її робота полягає в перетворенні стаціонарного потоку в пульсуючий, що досягається при проходженні потоку від критичного перетину до дифузора. При цьому відбувається падіння тиску і виникає кавітація.

Як показали дослідження, наведені в роботі [14-16], з виникненням кавітації опір трубки Вентурі буде збільшуватися пропорційно ступеня розвитку кавітації, а витрата зберігається постійним незалежно від подальшого зниження тиску на виході з трубки Вентурі. Таким чином, регулювання режимів роботи такого кавітаційного генератора можливо лише зміною його геометричних розмірів (діаметра критичного перетину і кута розкриття дифузора).

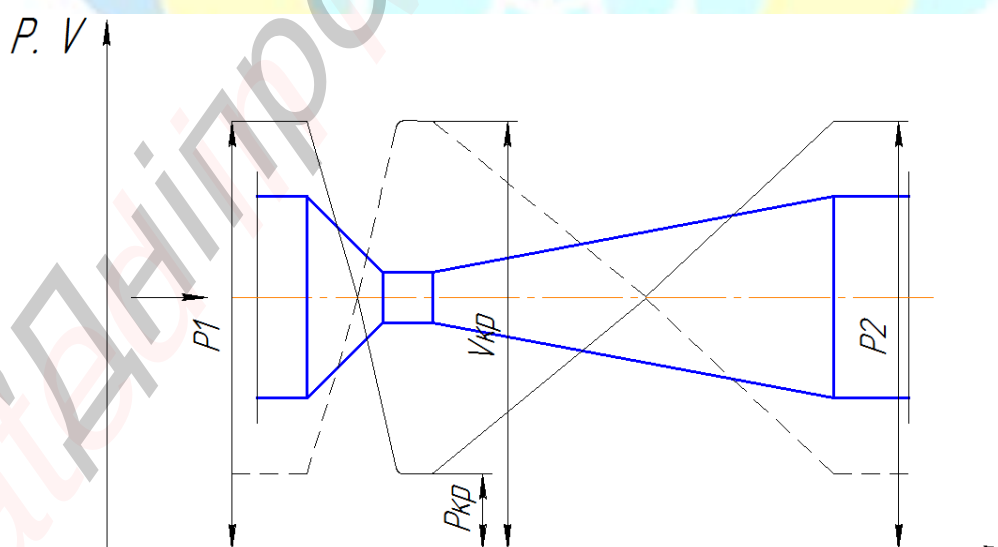


Рис. 3.10 - Схема роботи трубки Вентурі

На основі трубки Вентурі Інститутом геотехнічної механіки був розроблений генератор імпульсів тиску (ГІД) (рис. 3.11) [16].

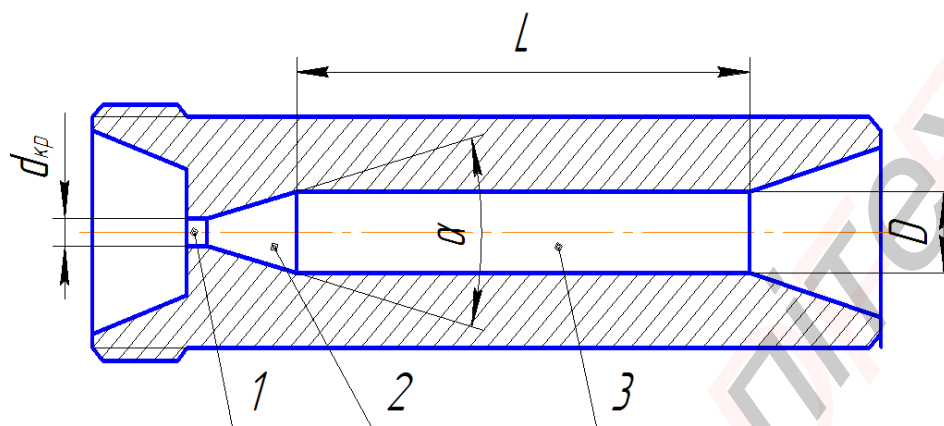


Рис. 3.11 - Генератор імпульсів тиску (ГІД):

1 - критичний розтин генератора з мінімальним діаметром; 2 - дифузور; 3 – після дифузорний проточний канал

Одним із сучасних напрямків в області отримання кавітації - суперкавітація.

Принцип дії суперкавітаційних механізмів полягає в тому, що при обтіканні відповідного кавітатора утворюється суперкаверн, замикання якого відбувається безпосередньо в потоці досить далеко від робочих поверхонь апарату. Хвостова частина каверни генерує поля кавітаційних мікробульбашок, які при схлопуванні інтенсифікують процес диспергування. При цьому робочі поверхні апарату не піддаються кавітаційної ерозії, і термін їх служби не залежить від режимів кавітаційної обробки [16-20]. Визначальними ефект факторами є кількість і розміри утворюються кавітаційних бульбашок. Для того щоб отримати кавітаційні бульбашки оптимальних за технологічним впливу розмірів необхідно створити каверну з певним характером нестационарного руху в її хвостовій частини [20].

Таким чином, в суперкавітаційних апаратах необхідну кількість кавітаційних мікробульбашок заданих розмірів, генерується самою суперкаверною і практично не залежить від фізичних параметрів рідини, тобто від кількості кавітаційних зародків.

Простота, висока надійність і ефективність суперкавітаційних апаратів, їх універсальність відкриває широкі можливості для їх використання при бурінні свердловин.

З урахуванням вищесказаного і на підставі проведених аналітичних і теоретичних досліджень, був розроблений експериментальний зразок кавітаційного генератора (рис. 3.12). [20-22]

Робоча рідина по лінії подачі надходить в ніпель спеціального перетину 1 і, огинаючи конус 2, надходить в викидних лінію. При обтіканні конуса 2 відбувається утворення ділянки, в якому крапельна рідина повністю відсутня - з'являється суперкаверн. Для забезпечення можливості регулювання режимними параметрами роботи кавітаційного генератора, конус обтікання 2 виконаний з можливістю осьового переміщення в дифузори ніпеля 1 шляхом переміщення штока 3. При цьому розмір суперкаверни буде залежати від швидкості набігаючого потоку і, як наслідок, від радіального зазору між конусом обтікання і дифузоровим ніпелем 1.

Конус обтікання 2 виконаний порожнистим, для збільшення обсягу утвореної суперкаверни, що, в свою чергу, спричиняє збільшення кількості кавітаційних мікробульбашок (так як мікропухирці утворюються по всій поверхні кавітаційної каверни) і, відповідно, підвищує інтенсивність процесу кавітації диспергування.

В якості критерію оцінки ефективності різних типів досліджуваних кавітаційних генераторів була прийнятий питома витрата енергії:

$$J = \rho \cdot g \cdot \Delta h_{\text{кд}}, \text{ Дж/м}^3 \quad (3.1)$$

де ρ - щільність рідини (для води 1000 кг/м^3), кг/м^3 ; $\Delta h_{\text{кд}}$ - втрати тиску на кавітаційному генераторі, м вод.ст.

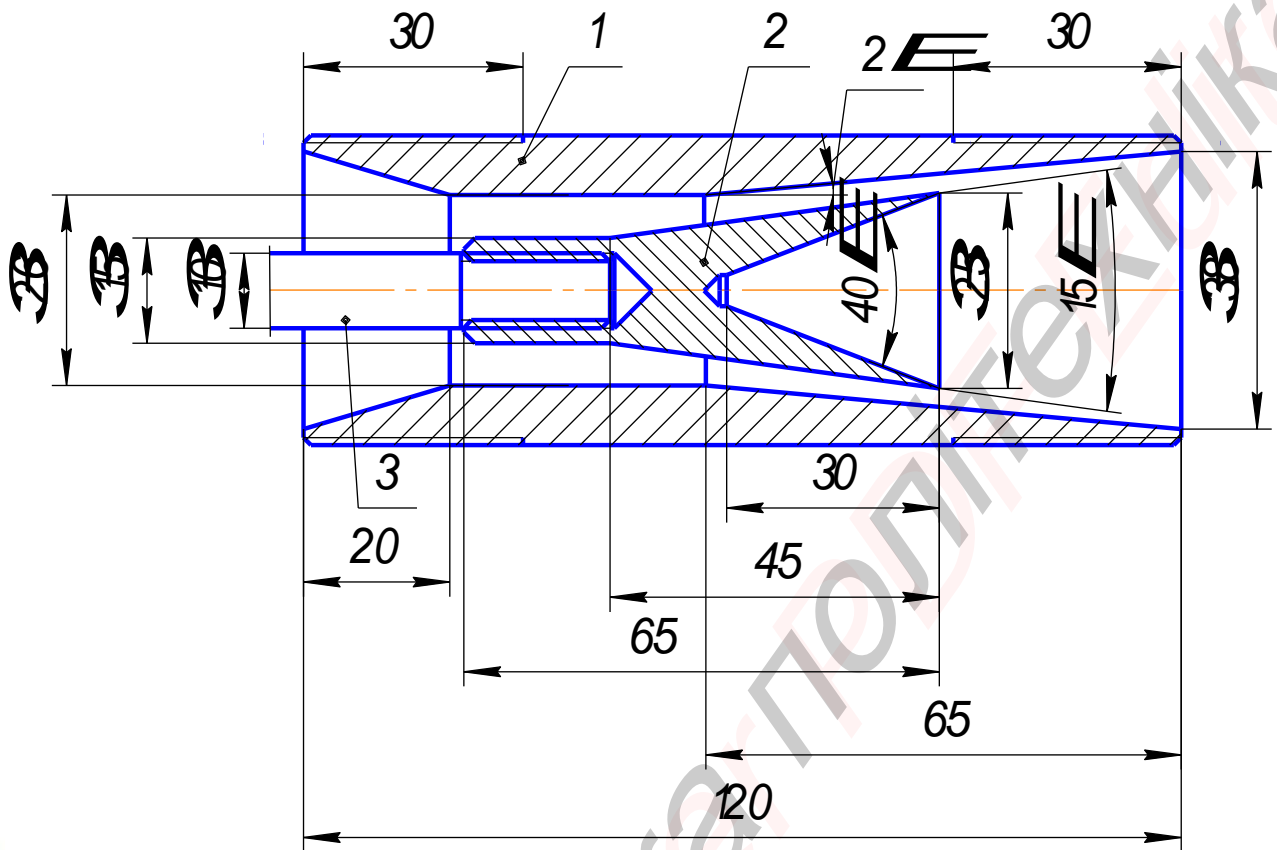


Рис. 3.12 – Супер кавітаційний генератор:

1 - ніпель спеціального перетину; 2 - конус обтікання; 3 - шток

Пристрій, запропонований автором, відноситься до гірничодобувної промисловості, а саме до пристроїв для збільшення дебіту експлуатаційних свердловин за рахунок збільшення проникаючої здатності гірських порід привибійної зони продуктивного пласта. [22]

Відомі установки для гідродинамічної обробки привибійної зони експлуатаційних свердловин, основною частиною яких є трубка Вентурі, що складається з конфузора, критичного перерізу малого діаметру і дифузора, яка використовується для обробки привибійної зони експлуатаційних свердловин [18-20]

Недоліком вказаного пристрою є мала ефективність обробки привибійної зони свердловин: незначне підвищення проникаючої здатності продуктивних горизонтів та, як наслідок, нерівномірності обробки, викликана нестабільною роботою такого генератора та малої руйнівної здатності, при значних

енергетичних витратах на отримання гідродинамічних коливань у привибійній зоні.

Найбільш близьким по конструкції до запропонованого пристрою є пристрій для отримання ефекту гідродинамічних коливань у привибійній зоні, основною частиною якого є гідродинамічний генератор, що складається з конфузору, критичного перерізу малого діаметру і дифузора, в якому радіально розташований конус-обтікання [20-22].

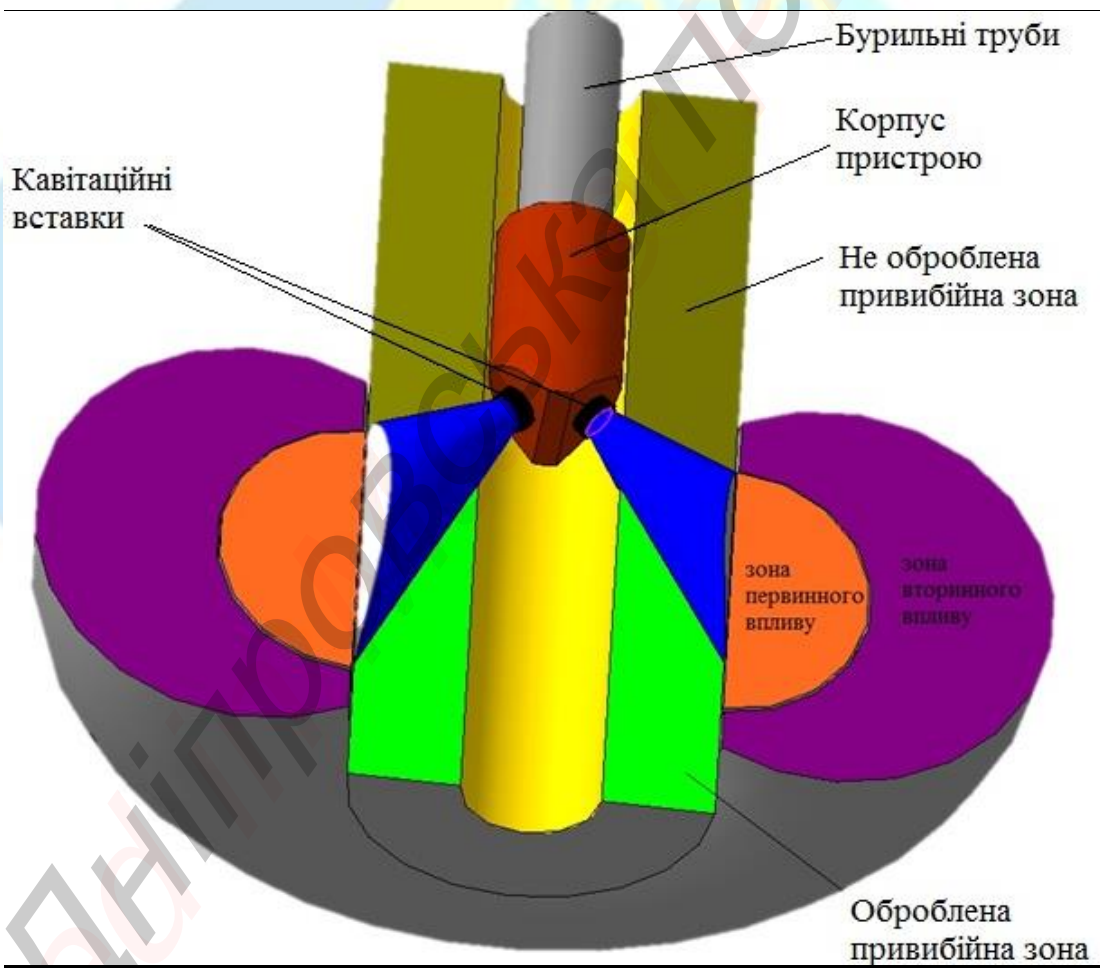
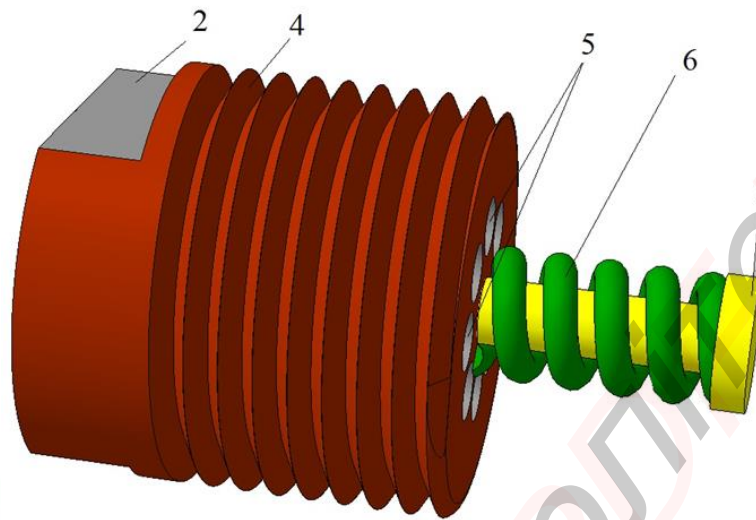
Недоліком цього пристрою є трудомісткість регулювання режимів обробки привибійної зони пласта: ефективність роботи цього пристрою змінюється зміною проміжку, при цьому пристрій кожного разу необхідно витягати зі свердловини через кожен метр обробки тому, що статичний рівень при його роботі постійно мінятиметься і як наслідок треба міняти режим роботи пристрою, що при глибинах свердловин більше 500 метрів робить цей пристрій не рентабельним і малоефективним.

При проектуванні запропонованого пристрою було поставлено завдання його удосконалення для збільшення дебіту експлуатаційних свердловин за рахунок збільшення проникаючої здатності гірських порід привибійної зони продуктивного пласта.

Завдання вирішується тим, що у відомий пристрій [16, 20] для обробки привибійної зони експлуатаційних свердловин включаються гідродинамічні вставки, виконані у вигляді тіл обтікання з можливістю автоматичного регулювання режиму обробки привибійної зони продуктивного пласта за рахунок автоматичного осьового переміщення тіла обтікання потоком рідини.

На рис. 3.13 зображений загальний вигляд гідродинамічної вставки та технологія впливу на привибійну зону, на рис. 2 - гідродинамічна вставка в розрізі.

a)



б)

Рис 3.13. Загальний вигляд гідродинамічної (кавітаційної) вставки (а) та технологія впливу на привибійну зону (б).

Пристрій має корпус 2 з проточками під ключ і отворами 5 для проходження рідини, тіло обтікання 3, яке знаходиться в дифузори 1 радіально зафіксовано в корпусі 2 під дією пружини 6 й гайки 7 (рис. 3.14а).

Працює пристрій наступним чином.

Промивальна рідина подається насосом через бурильні труби в корпус 2 після каналів 5. Під дією потоку рідини на тіло обтікання 3 виникає гідродинамічне зусилля, яке примушує пружину 6 стискатися, переміщаючи тим самим тіло обтікання 3 в дифузори 1 (рис. 3.14 б). На корпусі 2 є різьба 4 і проточки під ключ що робить гідродинамічну вставку універсальною і технологічною при зборці пристрою.

Потім при проходженні рідини через проміжок між тілом обтікання 3 і дифузори 1 виникає каверна із заданою частотною характеристикою, при цьому відбувається виникнення періодично зривної кавітації, яка генерує поле пухирів кавітацій, причому кількість і розмір останніх визначається автоматичним режимом роботи Пристрій під дією потоку води.

Завдяки виконанню гідродинамічних вставок як тіл обтікання з проточним каналом і дифузори, ефективність обробки привибійної зони експлуатаційних свердловин міняється автоматично під дією потоку рідини, що виключає необхідність витягання прибудую зі свердловини для регулювання інтенсивності його роботи.

Тіло обтікання 3 завдяки пружині 6 має можливість автоматичного осевого переміщення в дифузори 1 корпусу з проточками під ключ 2. Завдяки цій можливості мінятиметься радіальний проміжок між тілом обтікання 3 і дифузори 1, що приведе до зміни режиму роботи пристрою. Таким чином пристрій для обробки привибійної зони експлуатаційних свердловин дозволяє регулювати інтенсивність дії автоматично без витягання прибудую зі свердловини.

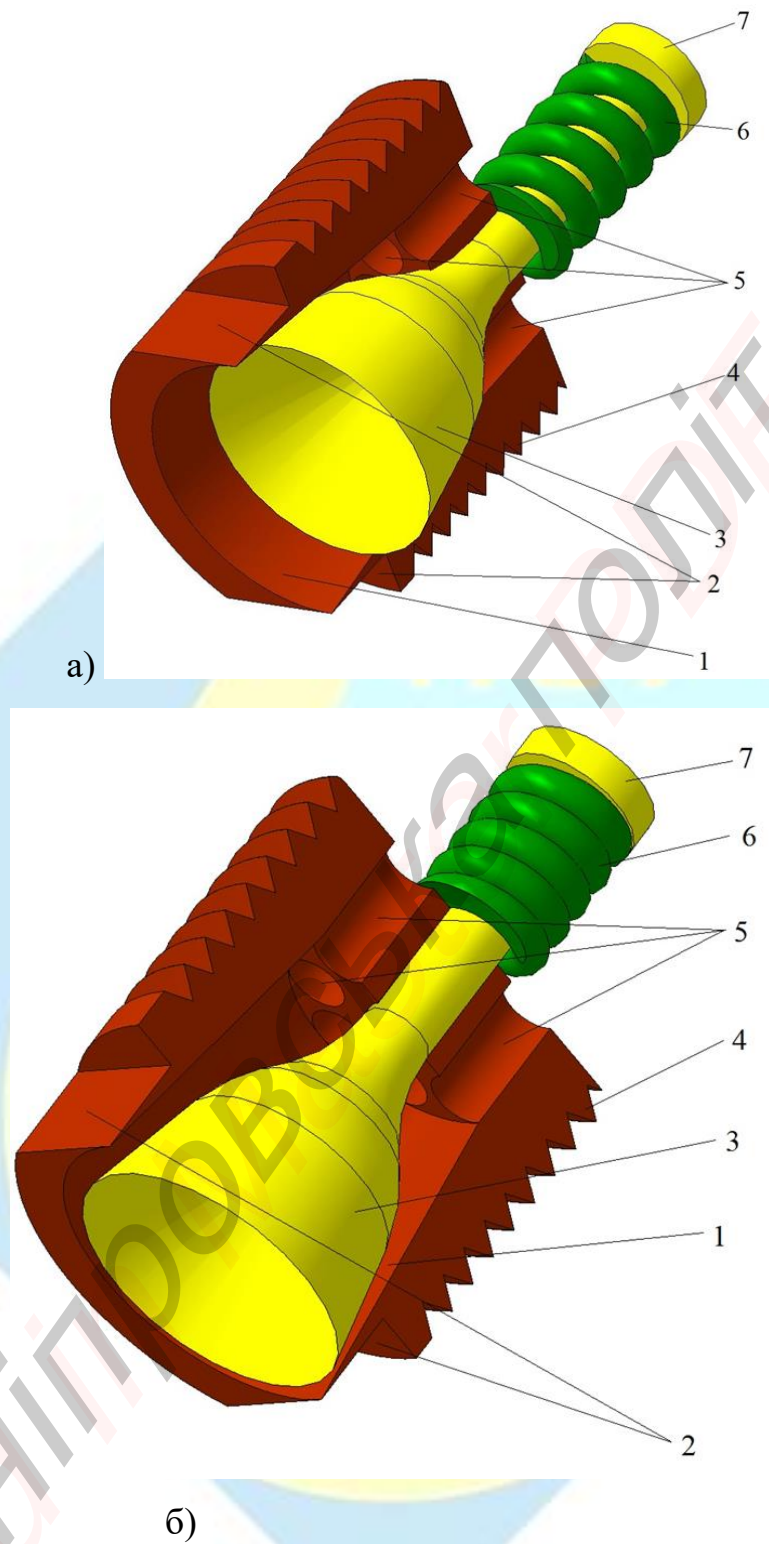


Рис. 3.14. Схематичне зображення режиму роботи кавітаційної вставки: а – при максимальному коефіцієнті запирання потоку (пружина повністю розжата); б – при мінімальному коефіцієнті запирання потоку (пружина повністю стиснута). [21]

Більш ефективним кавітаційним генератором буде вважатися той, в роботі якого буде потрібно менша питома витрата енергії.

Використовуючи формулу (3.1), визначаємо питому витрату енергії на суперкавітаційному генераторі і трубці Вентурі. Результати наведені у вигляді графічної залежності на рис. 3.13 і у вигляді числових значень в табл. 3.4. При розрахунку приймаємо перепад тиску на трубці Вентурі з роботи [13], а для суперкавітатора з робіт [21, 22].

Таблиця 3.4

Питома витрата енергії на кавітаційному генераторі (кДж/м³)

Тип генератора	Частота кавітаційних коливань, Гц					
	1700	2800	3500	5200	6500	8400
Суперкавітаційний генератор	100	300	400	440	700	1100
Трубка Вентурі (ГІД)	500	700	1000	1500	2000	3000

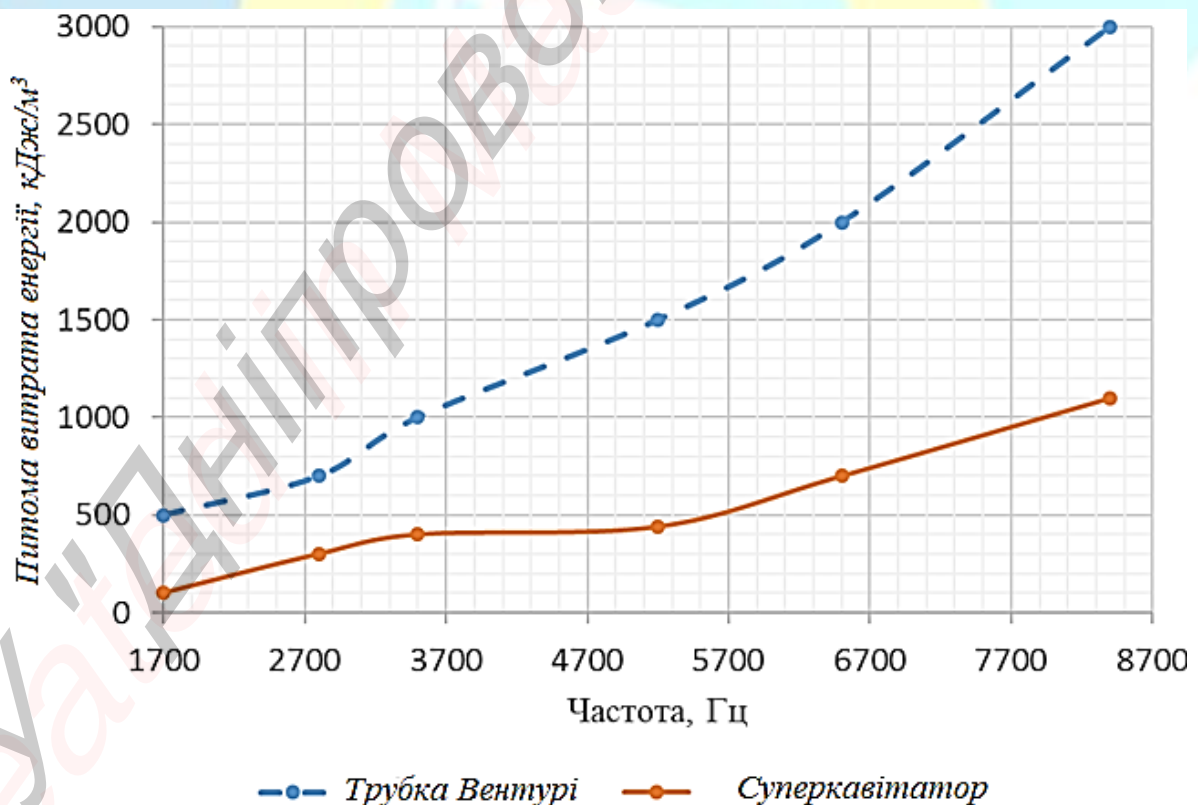


Рис. 3.13 - Питома витрата енергії на кавітаційному генераторі

3.11 Висновки до розділу 3

1. Розроблено нову методику оцінки ефективності використання гідродинамічної кавітації, яка підтверджує ефективність розробленої технології і зниження собівартості видобутку газу.
2. Конструкція кавітаційного генератора органічно вписується в різні технології і дозволяє інтенсифікувати їх при більш низьких питомих енерговитратах, не вимагає трудомісткою доопрацювання обладнання.
3. Доведено, що питома витрата енергії на суперкавітаційному генераторі менше в 3-5 рази, ніж на стандартному генераторі трубі Вентурі.

РОЗДІЛ 4 Очікуваних техніко-економічних показників

Більшість нафтових та газових родовищ перебувають на завершальній стадії розробки, яка характеризується падінням дебіту свердловини та погіршенням умов видобування флюїду. Внаслідок цього на багатьох родовищах переважна більшість свердловин переведена на механізовану або періодичну експлуатацію.

Видобування нафти і газу на таких родовищах стає неефективним, або малоефективним. Неоднорідність колекторських властивостей пласта призводить до нерівномірного нафто-газо-вилучення і зниження коефіцієнта нафтовіддачі.

Під час довготривалої роботи видобувних свердловин на вибраному режимі експлуатації відбувається кольтатація присвердловинної зони продуктивного пласта, знижуються фільтраційно-ємнісні характеристики. Основними перешкодами у видобуванні нафти і газу на пізній стадії розробки та експлуатації свердловин є збільшення обводненості вуглеводнів (до 80-90%), парафінізація, замулювання та закупорювання важкими фракціями нафти та піском нафтоносного продуктивного пласта у привибійній зоні.

Глава найбільшої в Україні нафтовидобувної компанії «Укрнафта» Марк Роллінс оцінює собівартість видобутку нафти в Україні з урахуванням усіх податків в 40-45 дол. за барель, про це він повідомив, виступаючи на конференції «Петролеум Україна 2015». При цьому ця ціна складається з виробничих витрат на рівні 25 дол. за барель і решта (15-20 дол. за барель) це податки і рентні платежі.

Пропонована технологія дозволить понизити виробничі витрати до 20 % (3 дол. на 1 барель) - що нині дуже актуально для економіки України в цілому і для паливно-енергетичного комплексу зокрема.

Середні дебіти нафтових свердловин на Україні складають 12 кубометрів в добу, що складає близько 75 барелів нафти.

Таким чином економія при видобутку нафти з однієї свердловини складе:

$$Z=75*3=225 \text{ дол./доб.} = 5400 \text{ грн./доб.}$$

Економія за 1 рік для однієї свердловини складає:

$$\text{Срік}=5400*365=1\,971\,000 \text{ грн.}$$

Висновок до розділу 4

Запропонована технологія збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області є дуже економічно вигідною в умовах ринкової економіки України.

РОЗДІЛ 5 Охорона праці і безпека в надзвичайних ситуаціях

Дипломна робота, в якій виконується, розробка і удосконалення технологій хвилевої дії генераторами на призабійну зони пласта розглядається розділ, охорона праці в приміщенні при використанні персонально електронно-обчислювальної машини (ПЕВМ)

5.1 Аналіз шкідливих і небезпечних чинників

При роботі з ПЕВМ на користувача впливають наступні шкідливі і небезпечні чинники:

1) Електромагнітне випромінювання. Монітори є джерелами рентгенівського випромінювання, ультрафіолетового випромінювання, видимого світла, електромагнітного випромінювання низько-, середньо- і надвисоких частот. Найбільш раними є нервова і серцево-судинна системи. Останнім часом встановлений негативний вплив на людину інформаційної компоненти електромагнітного поля, так званого торсіонного поля, яке робить негативний вплив на імунну, ендокринну і репродуктивну системи, а також генетичний апарат і головний мозок.

2) Електростатичний потенціал екрану притягує і електризує пил. В результаті попадання пилу в зону дихання зростає ризик легневих захворювань, у тому числі аналогічних захворюванням шкіри.

3) Зорова робота з монітором робить шкідливий вплив на зір. Негативно впливає неправильний вибір шрифту і кольору.

4) Положення тіла при роботі з комп'ютером. Статична поза і неправильне положення тіла призводять до виникнення розладів скелетно-м'язової системи.

5) Теплове випромінювання. Величина теплового випромінювання залежить від споживаної потужності. Наявність комп'ютера в маленькій кімнаті призводить до значного підвищення температури повітря.

6) Електричний струм. Для живлення комп'ютерів використовується напруга 220В, на блоці конденсатора - до 315В, на моніторі - до 20кВ.

7) Зміна концентрації іонів в повітрі робочої зони. У свіжому повітрі в 1см³содержится від 150 до 5000 пар іонів різного знаку. Через 5мин роботи монітора концентрація легких негативних іонів зменшується в 5-10 разів, а через 3часа практично рівне 0, тобто переважають позитивно заряджені іони.

8) Шкідливі і небезпечні чинники, не пов'язані з роботою комп'ютера. До таких можна віднести напружену розумову роботу, недолік освітлення, безпека пожежі і так далі.

5.2 Гігієна праці і промислова санітарія

5.2.1 Рівень шуму

Рівні звукового тиску і рівні шуму на робочих місцях не повинні перевищувати значень, вказаних в наступній таблиці :

Таблиця 5.1 - Рівні звукового тиску і рівні шуму

Вид діяльності	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Рівень шуму, дБА
	Гц	Гц	Гц	Гц	Гц	Гц	Гц	Гц	Гц	
Програмісти	87	71	61	54	49	45	42	40	38	50
Оператори	96	83	74	68	63	60	57	55	54	64

Для забезпечення нормованих рівнів шуму виробничих приміщень необхідно застосовувати звукопоглинальні покриття - перфоровані панелі.

Звукопоглинальні покриття негорючі і допущені до застосування органами санепідемслужби.

5.2.2 Рівень електромагнітних і іонізуючих випромінювань

Сучасні ПЕВМ, що мають позначку LowEmission, LowRadiation, електромагнітне випромінювання яких на відстані 50см від екрану не перевищує напруженість поля 2,5-25В/м; по щільності - 25-250нТл. Поверхневий електростатичний потенціал екрану - 500В. Потужність дози рентгенівського випромінювання на відстані 5см від екрану - 10-6Гр/од, що відповідає 0,5мкР/ч.

5.2.3 Склад повітряного середовища

Вміст озону в повітряному середовищі приміщення не більше 0,1мг/м³, зміст пилу - не більше 4мг/м³. Для боротьби з пилом необхідно не менше 2 раз на тиждень проводити вологе прибирання в приміщенні, і щодня перед початком роботи очищати екран від пилу і інших забруднень. Нормалізуючий вплив на іонний склад повітря робить примусова вентиляція і застосування іонізаторів.

Щоб нормалізувати зміст негативних іонів в повітрі, використовують кімнатний вентилятор в течії 15 мін після кожної години роботи, що здійснює рух повітря паралельно площині екрану.

5.3 Техніка безпеки при роботі з ПЕВМ

5.3.1 Вимога до виробничого приміщення

Приміщення з ЕОМ має не нижче другої міри вогнестійкості, розмірами не менше 2,8 × 6,1 × 2,6 метрів, з віконним отвором 1,5 × 2,5 м, з одним виходом (двері 0,75 × 1,95 м), що відкриваються всередину. Заземлені конструкції, які знаходяться в приміщенні, надійно захищені діелектричними щитками або сітками від випадкового дотику. У приміщенні знаходиться аптечка першої допомоги. Приміщення з ЕОМ оснащене системою

автоматичної пожежної сигналізації. У приміщенні розташовується углекислотний вогнегасник. Підходи до засобів пожежогасінні вільні. Паління в приміщенні забороняється.

5.3.2 Вимоги до освітлення

Приміщення з ЕОМ повинні має природне і штучне освітлення. Природне світло проникає через бічні віконні отвори, зорієнтовані, на північ або північний схід. Як джерела світла при штучному освітленні, застосовуються люмінесцентні лампи типу ЛБ. Рівень освітленості на робочому столі в зоні розташування документів в межах 300 - 500 лк.. Для забезпечення нормованих значень освітлення в приміщеннях з відеотерміналом ЕОМ загального і персонального користування необхідно очищати шибку і світильники не рідше чим 2 рази в рік.

5.3.3 Вимога до робочого місця

Для роботи з ПЕВМ організовано робоче місце користувача, площа якого складає 17,08 м, при загальному об'ємі приміщення 44,4 м³. Робоче місце розташовується так, щоб природне світло падало ліворуч. Відстань від робочого місця до стіни з вікном складає 1,5 метра.

Для комфортної роботи стіл повинен задовольняти наступним умовам:

- висота столу вибрана з урахуванням можливості сидіти вільно, в зручній позі, при необхідності спираючись на підлокітники;
- нижня частина столу сконструйована так, щоб програміст міг зручно сидіти, не був вимушений підтискати ноги;
- конструкція столу передбачає наявність висувних ящиків (не менш 3-х для зберігання документації, лістингів, канцелярських приладдя).

Висота робочої поверхні в межах 680-800 мм. Висота поверхні, на яку встановлюється клавіатура, близько 650 мм. Висота сидіння над рівнем підлоги знаходиться в межах 420-550 мм. Поверхня сидіння м'яка, передній

край закруглений, а кут нахилу спинки - регульований. Відстань від очей до екрану (близько 600-700 мм), відстань від ока до документу (300-450 мм).

5.3.4 Електробезпека

Живлення ПК і периферійних пристроїв, робляться від однофазної мережі з глухо заземленою нейтраллю.

Дотик до фазного дроту представляє смертельну небезпеку. Падіння напруги в живлячих лініях не перевищує 5% від робочої напруги.

Під час роботи операторові забороняється:

- торкатися одночасно екрану монітора і клавіатури; торкатися до задньої панелі системного блоку при включеному живленні;
- перемикати роз'єми інтерфейсних кабелів периферійних пристроїв, при включеному живленні;
- захарашувати верхні панелі пристроїв сторонніми предметами;
- робити відключення живлення під час виконання активного завдання;
- робити часті перемикання живлення;
- допускати попадання вологи на поверхню системного блоку, монітора, робочу поверхню клавіатури, дисководу, принтера і інших пристроїв;
- робити самостійне розкриття і ремонт устаткування.

Операторові забороняється приступати до праці при виявленні будь-якої несправності устаткування до її усунення. При виникненні аварійної ситуації ПК відключається від мережі. ПЕВМ і периферійні пристрої мають вбудовану апаратуру захисту від короткого замикання. Для живлення техніки застосовується тільки 3-х дротяна мережа, що складається з фазного, нульового робітника і нульового захисного дротів. Перерізи цих дротів мають бути однаковими.

У приміщенні знаходиться 1 персональний комп'ютер. Для забезпечення відключення ПК при ушкодженні ізоляції або виникненні небезпеки поразки електричним струмом використовується захисне

відключення. Захисне відключення застосовується на додаток до захисного занулення для забезпечення надійного захисту. Електричні кабелі розміщуються в металевих трубах або в гнучких рукавах, які заземляються. Забороняється експлуатація кабелів і дротів з пошкодженою ізоляцією, використання саморобних подовжувачів, пошкоджених розеток і вимикачів.

Електроживлення ПЕВМ і освітлення здійснюється окремо. ПЕВМ і периферія сертифіковані, в комплекті з ПЕВМ, є паспорт-інструкція українською мовою.

Для захисту від статичної електрики передбачено використання засобів індивідуального захисту, до яких відносяться електростатичні халати і спеціальне взуття, підошва якого виконана з шкіри або електропровідної гуми, а також антистатичні браслети.

5.4 Протипожежна безпека

5.4.1 Протипожежний режим

Забезпечення пожежної безпеки підприємства покладається на керівника або уповноваженого ним посадовця, які повинні встановити протипожежний режим і призначити осіб, відповідальних за протипожежну безпеку об'єктів, зміст і експлуатацію протипожежних засобів. Згідно з протипожежним режимом забороняється паління, застосування відкритого вогню, використання побутових і нагрівальних приладів. Встановлюється порядок проведення тимчасових пожежонебезпечних робіт. По закінченню уповноважений посадовець перевіряє, і оглядає приміщення, відключає усі електроприлади. Необхідно упорядкувати відключення електропостачання на випадок пожежі. Стежити за організацією експлуатації і обслуговування технічних засобів пожежогасінні, пожежних сповіщувачів. Проводити роз'яснювальні роботи про дію працівників у разі пожеж.

На випадок виникнення пожежі у виробничому і допоміжному будівлях забезпечена можливість евакуації людей шляхом облаштування достатньої кількості виходів. Евакуаційними виходами можуть бути проходи, двері і ворота. Кількість виходів назовні і на сходи виходячи з граничної відстані від будь-якого робочого місця у будівлі до одного з виходів, вважаючи по лінії вільних проходом, приймаємо відстань рівним 25 м.

Для швидкого виклику пожежної команди користуються технічними засобами зв'язку : телефоном, електричною пожежною сигналізацією (ручними і автоматичними сповіщувачами) і простими засобами зв'язку (гудками, сиренами).

5.4.2. Протипожежна профілактика

Для приміщення, в якому експлуатуються ПК, певна категорія по вибухонебезпеці і пожежній безпеці. Приміщення, в якому розташовуються ПК, має не нижче II міри вогнестійкості.

Підвищення температури окремих вузлів до 80-1000С може привести до плавлення ізоляції сполучних дротів, їх оголенню і, як наслідок, до короткого замикання, яке супроводжується іскрінням, веде до неприпустимих перевантажень елементів електронних схем. Для відведення надмірної теплоти від ПК служать системи вентиляції і кондиціонування повітря.

Приміщення з ПК, оснащено системою автоматичної пожежної сигналізації з димовими пожежниками сповіщувачами, і порошковими вогнегасниками.

У разі виникнення аварійної ситуації необхідно негайно відключити ПК від електричної мережі.

5.5 Безпека в надзвичайних ситуаціях

При проведенні обробки цих геологічних досліджень в камеральних умовах можливі такі надзвичайні ситуації: землетруси, неспровоковані вибухи, аварії з викидом небезпечних хімічних і радіоактивних речовин, пожежа.

Розглянемо дію персоналу при виникненні пожежі.

При виникненні пожежі працівник зобов'язаний:

- 1) негайно викликати пожежну охорону, вказавши адресу, кількість поверхів в приміщенні і повідомити своє прізвище;
- 2) вжити заходи для евакуації людей, гасіння пожежі і порятунку матеріальних цінностей;
- 3) повідомити про пожежу керівникові або іншому посадовцю;
- 4) при необхідності викликати медичну допомогу.

Посадовець, який прибув на пожежу зобов'язано :

- 1) продублювати виклик пожежної охорони і повідомити власника підприємства;
- 2) при загрозі життя працівників, організувати їх евакуацію;
- 3) видалити за межі небезпечної зони працівників, не брати участь в гасінні пожежі;
- 4) припинити усі роботи у будівлі, окрім робіт, пов'язаних з гасінням;
- 5) відключити при необхідності електричну енергію, газопостачання, вентиляцію і вжити заходи, що перешкоджають розвитку пожежі і задимленню приміщення;
- 6) перевірити включення установок пожежогасінні;
- 7) організувати зустріч підрозділу пожежної охорони, вказавши їм найкоротший шлях до вогнища пожежі і джерел водопостачання;
- 8) організувати евакуацію і охорону матеріальних цінностей.

5.6 Розрахунок загального штучного освітлення для виробничого приміщення

Початкові дані: розміри приміщення (ширина - 2,8 м, довжина 6,1 м, висота 2,6 м); розмір об'єкту розпізнавання (символи клавіатури, зображення на дисплеї монітора) 1-5 мм; контраст об'єкту з фоном - середній; фон - середній.

Розрахунок штучного освітлення проводиться методом коефіцієнта використання світлового потоку.

Необхідний світловий потік ламп в кожному світильнику Φ визначається по формулі:

$$\Phi(N \times \eta), \quad (4.1)$$

Де: E - нормована мінімальна освітленість, лк;

S - Освітлювана площа, м²;

k - Коефіцієнт запасу;

z - Коефіцієнт мінімальної освітленості;

N - Кількість світильників в приміщенні;

η - Коефіцієнт використання світлового потоку.

Враховуючи розміри приміщення, передбачається використання світильників з люмінесцентними лампами типу ЛСО 02(з розмірами 1265×410×102 мм).

Враховуючи початкові дані (контраст, фон і розміри об'єкту розпізнавання), особливості робіт (малій і середній точності), що проводяться, і розміри об'єкту розпізнавання (0,5 - 1 мм), мінімальна освітленість робочого місця складе 300 лк.

Освітлювана площа складає:

$$S = 2,8 \times 6,1 = 17,08 \text{ м}^2. \quad (4.2)$$

Коефіцієнт запасу для приміщень громадських і житлових будинків складає $k = 1,5$.

Коефіцієнт мінімальної освітленості для люмінесцентних ламп складає $z = 1,1$.

Для визначення кількості світильників в приміщенні, визначається розрахункова висота підвісу :

$$h = H - h_{св} - h_{рп} = 2,6 - 0,102 - 0,8 = 1,698 \text{ (м)}; \quad (4.3)$$

Відстань між рядами світильників визначається по формулі:

$$L_p = \lambda \times h = 1,698 \times 1,4 = 2,377 \text{ (м)}; \quad (4.4)$$

де λ - найбільш вигідне співвідношення відстані між світильниками до розрахункової висоти підвісу, для світильників типу ЛСО 02 з косинусною типовою кривою світла.

Число рядів світильників (по довжині приміщення) :

$$N_p = A/L_p = 6,1/2,37 = 2,57; \quad (4.5)$$

приймаємо кількість рядів рівне 2.

Кількість світильників в ряду:

$$N_{св} = (2,8 - 1,265) / 1,265 = 1,21;$$

приймаємо кількість світильників в ряду рівне 1.

Загальна кількість світильників :

$$N = N_p \times N_{св} = 1 \times 2 = 2; \quad (4.6)$$

Два світильники розташовуються на рівновіддаленій відстані один від одного для створення рівномірної освітленості.

Для визначення коефіцієнта використання світлового потоку, визначається індекс приміщення :

$$i = (AB) / \{h \times (A + B)\} = 17,08 / \{1,698 \times (2,8 + 6,1)\} = 1,13; \quad (4.7)$$

набуваємо табличного значення, рівного 1.

Виходячи з приведеної характеристики відзеркалювальних поверхонь приміщення, визначається коефіцієнт використання світлового потоку (стеля - 70 %, стіни - 50 %, підлога - 30 %).

Для вказаних вище світильників, з урахуванням отриманих значень відбиваючої здатності і індексу приміщення, приймається коефіцієнт $\eta = 0,34$.

Тоді світловий потік ламп в кожному світильнику складе:

$$\Phi(2 \times 0,34) = 12433(\text{лм}) \quad [4.1]$$

а для однієї лампи складе $12433/4 = 3108$ (лм);

Таким чином, приймається тип люмінесцентної лампи ЛБ40-4 (світловий потік після 100 годин горіння - 2850 лм), з потужністю 40 Вт і напругою в лампі 103 В.

Відхилення розрахункової освітленості від нормованої знаходиться в допустимих межах і складає: $\Delta = (3108-2850) / 3108 = 0,083 = 8,3 \%$.

Загальні висновки

Магістерська робота присвячена підвищенню газо- та нафтовіддачі пластів на 15-30% при експлуатації родовищ з використанням кавітаційних ефектів в процесах видобутку нафти і газу.

У кваліфікаційній роботі розв'язана важлива і актуальна проблема для України - вдосконалення технології збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області за рахунок використання кавітаційної обробки вибійної зони.

Вирішено наступні завдання кваліфікаційної роботи

- Проведено Аналітичний огляд умов буріння свердловини експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області.
- Розробка і удосконалення технологій кавітаційної обробки для збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області.
- Обґрунтування економічної ефективності запропонованої технології.

Література

1. Яремійчук Р. Освоєння та дослідження свердловин: навч. посібник для студ. нафтогаз. спец. вищ. навч. закл./ Яремійчук Р., Возний В. - Львів, 1994. - 440 с.
2. Спутник нефтегазопромислового геолога/Под ред. И.П. Чоколовского. – Москва: Недра, 1989. - 376 с.
3. Довідник з нафтогазової справи/ За заг.ред.докторів технічних наук Бойка В.С., Кондрата Р.М., Яремійчука Р.С. – К.: Львів, 1996. – с.620.
4. Матюшов В.Г. и др. Вскрытие продуктивных пластов растворами на углеводородной основе. Доклад на конф.по бурения сверхглубоких скважин. - Ярославль, 2001
5. Методичні рекомендації зі здійснення державного нагляду за охороною надр на підприємствах нафтогазовидобувного комплексу www.dnopr.kiev.ua
6. Сайт «Югсон-Сервис». Нефтяная сервисная компания www.yugson.ru
7. Иванова М.М., Чоколовский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромисловая геология: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 2000. – 414 с.
8. Орлов Д.Г. Разработка технологий и технических средств для освоения и интенсификации притоков пластового флюида: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: 16.12.2005/ Дмитрий Геннадьевич Орлов. – Тюмень, 2005. – 22 с.
9. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра. 1982.
10. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1971.
11. Добринин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. - М.: Недра, 1970.

13. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. - М.: Недра, 1977.
14. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1992.
15. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. - М.: Недра, 1989.
16. Медведев Ю.А. Лабораторный практикум по физике пласта: Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 1999.
17. Гуревич Г.Р., Ширковский А.И. Аналитические методы исследования парожидкостного состояния природных углеводородных газов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1975.
18. Davidenko A.N., Kamyshatsky A.F., Sudakov A.K. Innovative technology for preparing washing liquid in the course of drilling /Sci. and In. 2015. № (11)5. P. 5- 13.
19. Alexandr N. Davidenko, Alexandr F. Kamyshatsky Technology for preparing washing liquid / AGH DRILLING, OIL, GAS, Vol. 33, No. 4, 2016. P. 693- 697.
20. Патент 65239 А Україна, МКИ 7 Е 21 В 21/06. Пристрій для розкальматації привибійної зони гідрогеологічних свердловин/ Давиденко О.М., Камишацький О.Ф. № 2203142756; Заявлено 24.06.2003; Опубл. 16.08.2004; Бюл. № 8. – 3 с.
21. Давиденко О. М., Камишацький О. Ф. Обґрунтування частотного спектру роботи пристрою для обробки промивальних рідин при бурінні свердловин //Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения. – 2016. – №. 19. – С. 104-107.
22. Давиденко А. Н., Камишацкий А. Ф. Совершенствование конструкции кавитационного диспергатора //Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения. – 2015. – №. 18. – С. 113-114.

ДОВІДКА

про результати перевірки тексту кваліфікаційної роботи магістра
на присутність запозичень (плагіату)

Автор роботи	Залужний Антон Володимирович
ВНЗ	Національний технічний університет «ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
Факультет, кафедра, група	Геологорозвідувальний факультет, кафедра техніки розвідки родовищ корисних копалин, 185м-18-1 ГРФ
Назва роботи	«Вдосконалення технології збільшення дебіту експлуатаційної свердловини №73 Гадяцького родовища Полтавської області»
Результати перевірки	
Запозичення (плагіат), %	4
Оригінальність, %	96
Модулі пошуку	AntiPlagiarism.NET

Роботу перевірів:
доц. кафедри НІ та Б,
к.т.н.

О.Ф. Камишацький