

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

Міщук Богдан Михайлович

УДК 622.276.1/7

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ ПРИ
ФОНТАННІЙ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ЗА ЗМІНИ ГАЗОВОГО
ФАКТОРА

05.15.06 – Розробка нафтових і газових родовищ

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

d576



Науковий керівник
Бойко Василь Степанович
доктор технічних наук,
професор

Всі примірники дисертації
Вчений секретар
14.04.2016р.

Івано-Франківськ – 2016

Договір за злоскопом
До 05.02.01
К.В.Лисенко і.д.с.

К.В.Лисенко і.д.с.



ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1	
ДОСЛІДЖЕНЬ З ПИТАНЬ ВЗАЄМОДІЇ СВЕРДЛОВИНИ ІЗ НАФТОВИМ ПОКЛАДОМ. СТАН ФОНТАННОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ І ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОВИДОБУВАННЯ В УКРАЇНІ ..	12
1.1 Проектування розробки нафтових родовищ при режимі розчиненого газу .	13
1.2 Проектування експлуатації фонтанних свердловин з використанням теорії висхідних потоків газорідинних сумішей.....	17
1.3 Узгодження процесу розробки нафтового родовища та експлуатації фонтанної свердловини під час руху газорідинної суміші при режимі розчиненого газу	20
1.4 Стан фонтанної експлуатації свердловин і перспективи нафтовидобування в Україні.....	23
Висновки до першого розділу.....	37
РОЗДІЛ 2	
ТЕОРЕТИЧНІ ОБГРУНТУВАННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ВЗАЄМОДІЇ НАФТОВОГО ПОКЛАДУ І ФОНТАННОЇ СВЕРДЛОВИНИ.	39
2.1 Особливості прояву процесу фонтанування свердловин.....	39
2.2 Спільна робота видобувної свердловини і нафтового покладу при режимі розчиненого газу	43
2.3 Кількісне дослідження особливостей роботи видобувної свердловини в системі з нафтовим покладом з метою її проектування та експлуатації. Методика розрахунку модифікованої кривої ліфтування .	50
Висновки до другого розділу	57
РОЗДІЛ 3	
ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ НА РЕЖИМІ РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ ТА ОБГРУНТУВАННЯ НОВОГО ЗАКОНУ ПАДІННЯ ДЕБІТУ В ЧАСІ	58

3.1 Дослідження чутливості розрахункових технологічних показників розробки покладу до зміни вхідних параметрів	58
3.2 Обґрунтування імовірнісного характеру законів зменшення дебітів свердловин у часі та виведення універсальної залежності на основі об'єднаного закону Вейбулла-Максвелла.....	78
Висновки до третього розділу.....	100
РОЗДІЛ 4.....	
УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ ІЗ УВ'ЯЗУВАННЯМ СПІЛЬНОЇ РОБОТИ ФОНТАННОЇ СВЕРДЛОВИНИ І ПОКЛАДУ ЗА ЗМІННОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА.....	101
4.1 Принципові підходи до розробки й удосконалення технології видобування нафти	102
4.2 Метод і методика спільного проектування показників розробки покладу та режиму експлуатації фонтанної свердловини четвертого типу за змінного газового фактора.....	109
4.3 Щодо розміщення свердловин на покладі при режимі розчиненого газу.	120
Висновки до четвертого розділу.....	123
РОЗДІЛ 5.....	
ОПТИМІЗАЦІЯ І КОНТРОЛЬ ЗА РОБОТОЮ ДІЮЧИХ ФОНТАННИХ СВЕРДЛОВИН.....	124
5.1 Метод і методика розрахунку вибірного тиску в діючих фонтанних свердловинах	124
5.2 Оптимізація процесу фонтанування діючих свердловин на основі положень теорії висхідних газоводонафтових потоків.....	140
Висновки до п'ятого розділу.....	151
ВИСНОВКИ.....	152
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	154
ДОДАТКИ.....	166

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

UDW	– ultra-deep wells
АВПТ	– аномально високі пластові тиски
акад.	– академік
ВВ	– вуглеводнів
ВНК	– водонафтовий контакт
ВФП	– відносні фазові проникності
ГВУ	– газовимірна установка
ГНК	– газонафтовий контакт
ГРС	– газорідинна суміш
ДДГНО	– Дніпрово-Донецька газонафтоносна область
ДДЗ	– Дніпрово-Донецька западина
див.	– дивись
ДНС	– дотискна насосна станція
ДП	– державне підприємство
ін.	– інше
млн.	– мільйонів
млрд.	– мільярдів
НАК	– національна акціонерна компанія
НГВУ	– нафтогазовидобувне управління
НГР	– нафтогазове родовище
НДР	– науково-дослідна робота
НКТ	– насосно-компресорні труби
ПВСР	– початкові видобувні сумарні ресурси
рис.	– рисунок
РРГ	– режим розчиненого газу
СУ	– сепараційна установка
т. д.	– так далі
т. ч.	– тому числі
табл.	– таблиця
тис.	– тисяч
у. п.	– умовної продукції
УкрДГРІ	– Український державний геологорозвідувальний інститут

ВСТУП

Актуальність теми. Стабілізація і подальший розвиток нафтогазової галузі та зниження енергетичної залежності від сусідніх держав – це одне із першочергових завдань, яке слід вирішити в нафтогазовому комплексі України. Замість забезпечення екстенсивного розвитку, яким економіка України рухалась протягом десятиліть, енергетика повинна перейти на ефективне забезпечення сталого розвитку економіки [1]. Одним із шляхів до цього є удосконалення існуючої технології видобування нафти.

Удосконалення технологій, в поєднанні із урахуванням особливостей процесів видобування нафти, може покращити показники видобутку на родовищах, що вже розробляються.

У даний час в практиці розробки нафтових родовищ маємо прояв режимів розчиненого газу (РРГ), газонапірного та мішаного поряд з іншими режимами. При цьому єдиним джерелом енергії, що забезпечує приплив нафти до свердловин за прояву режиму розчиненого газу, є енергія газу, який знаходиться у розчиненому стані, виділяється з нафти при зниженні тиску в покладі. При проектуванні розробки покладу за прояву РРГ розраховують тиски, дебіти, коефіцієнт нафтовилучення і тривалість розробки покладу, але, навіть тепер, роблять це без належного урахування спільної роботи покладу і свердловини, що може істотно впливати на отримувані результати.

На початковому етапі розробки нафтових родовищ свердловини тривалий час фонтанують, а фонтанний спосіб експлуатації свердловин є природним і найраціональнішим, так як базується на застосуванні пластової енергії і не потребує використання штучних джерел енергії, тобто додаткових капіталовкладень. Завдання полягає в тому, щоб якомога на довший термін продовжити період фонтанування. Це можна зробити, ув'язавши процеси взаємодії вилучання нафти із покладу та піднімання її на поверхню у видобувній свердловині.

Взаємодія роботи покладу і свердловини стосовно руху газованої нафти вивчалась у роботах В. А. Архангельського, але розв'язок через свою складність і

незавершеність (за словами автора) не виявив впливу на подальші дослідження і залишився фактично забутим. Частково вирішенням даного питання займалися І. Т. Міщенко та в якісному плані Г. Д. Савенков і В. С. Бойко.

Велику перспективу, на нашу думку, має надати освоєння нововідкритих родовищ. Аналіз, зроблений вченими, і узагальнення значного обсягу фактичного геолого-геофізичного матеріалу, який проводився з метою наукового обґрунтування нових напрямків забезпечення України ресурсами, визначили необхідність переорієнтації на відкриття глибокозанурених і малорозмірних нафтових родовищ [2, 3, 4].

Ефективна та раціональна експлуатація нововідкритих родовищ, з урахуванням спільної узгодженої роботи двох послідовних гідродинамічно пов'язаних між собою ланок системи «поклад-свердловина», дасть можливість вирішити актуальне на сьогодні завдання на кожному нафтовому родовищі – збільшення тривалості періоду фонтанування, що, в свою чергу, матиме позитивний вплив на стан видобування нафти в Україні в цілому та сприятиме енергетичній незалежності держави.

Ідея дисертаційної роботи полягає в удосконаленні технології видобування нафти за зміни газового фактора, вилучання її з покладу та піднімання у фонтанній свердловині на поверхню на основі процесів самоузгодження спільної роботи двох ланок єдиної гідродинамічно зв'язаної системи “поклад-свердловина”, рухи газорідинних потоків в котрій визначаються різними параметрами відповідно фазовими проникностями в покладі, що зумовлюють зміну газового фактора в часі, і коефіцієнтом гідравлічного опору в стовбурі свердловини, результатом чого буде досягнуто ресурсоощадження в покладі і енергозбереження у стовбурі свердловини.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана в рамках програм та планів держбюджетних науково-дослідних робіт Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу: “Дослідження нових енергозберігаючих екологічно-безпечних технологій інтенсифікації видобування вуглеводнів із родовищ і

збільшення нафтогазоконденсатовилучення” і “Нарощування видобутку та надійного постачання паливно-енергетичних ресурсів нафтогазової енергетики України”, відповідає державній галузевій програмі “Енергетична стратегія розвитку України на період до 2030 року” (розділ 6 “Стратегія розвитку нафтогазової галузі”, п. 6.7 “Видобуток нафти й газового конденсату”, пп. 6.7.1. “Прогноз видобутку нафти і газового конденсату з традиційних родовищ”).

Мета і задачі дослідження. *Метою дослідження є удосконалення технології видобування нафти і розроблення методу одночасного проектування технологічних параметрів розробки покладу та газліфтного фонтанування свердловин зі змінним газовим фактором за умов самоузгодження роботи пласта та свердловини.*

Для досягнення поставленої мети потрібно вирішити такі основні задачі:

1. Проаналізувати існуючі підходи до розробки нафтових родовищ при режимі розчиненого газу, результати дослідження процесів фільтрації газонафтової суміші і проектування фонтанної експлуатації свердловин.
2. Розробити метод, методику та комп’ютерну програму для проектування технологічних параметрів процесу газліфтного фонтанування та показників розробки нафтового покладу в умовах самоузгодження двох ланок системи “поклад-свердловина”.
3. Удосконалити технологію видобування нафти в умовах самоузгодження процесів у покладі при режимі розчиненого газу та у свердловині при газліфтному фонтануванні за змінного газового фактора.
4. Провести експериментальне числове дослідження впливу фазових проникностей на процес розробки покладу, порівняти результати розрахунків за аналітичним і числовим методами визначення показників розробки нафтових родовищ на режимі розчиненого газу.
5. Обґрунтувати універсальну залежність зміни дебіту свердловини в часі на основі об’єднаного закону Вейбулла-Макегама.
6. Розв’язати задачу оптимізації режимів роботи діючих фонтанних свердловин і розробити метод визначення вибірного тиску за наявності перешкод

для інструментального вимірювання у стовбурі свердловини з метою контролю за роботою діючих фонтанних свердловин.

Об'єкт дослідження – технологія видобування нафти фонтанними свердловинами при режимі розчиненого газу.

Предмет дослідження – спільна робота нафтового покладу і фонтанної свердловини.

Методи дослідження. Удосконалення технології видобування нафти і метод одночасного проектування технологічних параметрів розробки покладу та газліфтного фонтанування свердловин зі змінним газовим фактором за умов узгодження роботи пласта та свердловини створено на основі теоретичних досліджень та числових експериментів із застосуванням сучасного ліцензованого програмного забезпечення.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вперше виконано кількісне обґрунтування узгодженої спільної роботи фонтанної свердловини і нафтового покладу за змінного експлуатаційного газового фактора та запропоновано метод розрахунку такої роботи, а в запропонованому методі сформульовано і реалізовано три принципові підходи до удосконалення технології видобування нафти за змінного в часі газового фактора за рахунок самоузгодження спільної роботи системи “поклад-свердловина”.

2. Вперше кількісно за результатами числових експериментів доведено істотну чутливість значень розрахункових технологічних показників розробки покладу при режимі розчиненого газу до зміни фазових проникностей.

3. Виведено узагальнений об'єднаний закон Вейбулла-Макегама і на його основі вперше запропоновано та обґрунтовано універсальну залежність зміни дебіту свердловини в часі, яку можна використовувати також для опису лабораторних даних щодо фазових проникностей.

4. Вперше розв'язано задачу оптимізації роботи діючих фонтанних свердловин за енергетичним критерієм, вперше запропоновано метод розрахунку вибійного тиску у фонтанних свердловинах третього і четвертого типів для контролю за їх роботою та обґрунтовано розміщення свердловин на покладі при

режимі розчиненого газу за рівномірною сіткою в трактуванні теорії розробки газових родовищ.

Практичне значення одержаних результатів.

Вперше, на основі ув'язування спільної узгодженої роботи системи “поклад-свердловина”, розроблено методику одночасного проектування технологічних показників розробки нафтового покладу зі змінним газовим фактором і фонтанної експлуатації свердловини четвертого типу шляхом самоузгодження процесів у пласті та піднімачі.

На основі даних числового експерименту переконливо рекомендовано, що з метою адекватного моделювання як аналітичного, так і числового процесу розробки нафтового покладу і отримання достовірних величин технологічних показників розробки необхідно включити в галузевий регламент обов'язкове експериментальне визначення залежностей фазових проникностей в усьому діапазоні зміни насиченості змочувальною фазою, стосовно до конкретного покладу.

Показано прийнятність запропонованої універсальної залежності зміни дебіту нафти в часі для достовірного прогнозування технологічних показників на прикладі родовищ Передкарпаття.

Виділено четвертий тип фонтанної свердловини стосовно режиму розчиненого газу та розроблено методику розрахунку вибійного тиску у фонтанних свердловинах цього типу для контролю за їх роботою, а також вперше розроблено методику оптимізації режимів роботи діючих фонтанних свердловин з газліфтним фонтануванням за енергетичним критерієм.

Особистий внесок здобувача. Постановка задачі сформульована науковим керівником професором В. С. Бойком. Здобувачем самостійно проаналізовано літературний матеріал, в якому розглядалися питання спільної, узгодженої роботи нафтової свердловини і покладу, особливостей видобування нафти з високою газонасиченістю, процеси руху газорідних сумішей та видобування нафти з глибоких та надглибоких покладів.

В опублікованій монографії за редакцією професора В. С. Бойка здобувачем висвітлено ряд питань, пов'язаних з імовірнісним характером падіння дебіту свердловини в часі [5], в інших роботах, опублікованих у співавторстві, здійснено кількісне узгодження спільної роботи нафтового покладу і свердловини через вибійний тиск [6], розраховано зміну вибійного тиску в часі в залежності від газового фактора [7], запропоновано методику одночасного проектування спільної взаємоузгодженої роботи нафтового покладу при режимі розчиненого газу і видобувної свердловини у всіх режимах газліфтного фонтанування [8]. У публікаціях результатів роботи також запропоновано виведення, на основі положень теорії ймовірностей, універсального закону падіння дебіту в часі з використанням об'єднаного закону Вейбулла-Макегеама [9], подано принципово нові підходи до розробки й удосконалення технології видобування нафти при наявності режиму розчиненого газу в покладі [10], показано чутливість розрахункових технологічних показників розробки покладу до зміни вхідних параметрів [11], опрацьовано питання щодо розміщення свердловин на покладі при режимі розчиненого газу [12, 13], обґрунтовано й розроблено метод і практичну методику розрахунку вибійного тиску у свердловинах четвертого типу [14], метод і методику оптимізації процесу фонтанування діючих свердловин на основі положень теорії висхідних газоводонафтових потоків [15], а також розроблено метод і методику спільного проектування показників розробки покладу та режиму експлуатації фонтанної свердловини четвертого типу за змінного газового фактора, проведено порівняльний аналіз результатів, отриманих за допомогою даного методу і методики з результатами отриманими з використанням створеної 3D гідродинамічної моделі гіпотетичного родовища на універсальному симуляторі "ECLIPSE Blackoil".

Апробація результатів дисертації. Основні результати та положення дисертаційної роботи висвітлені у монографії "Видобування нафти в ускладнених умовах", опублікованій в 2013 році за редакцією професора В. С. Бойка, доповідались та обговорювались на міжнародних науково-технічних конференціях: "Нафтогазова енергетика – 2011", (м. Івано-Франківськ, 10-14

жовтня 2011р.); “Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі”, (м. Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012р.); “Нафтогазова енергетика – 2013”, (м. Івано-Франківськ, жовтень 2011р.); “Современные проблемы и пути их решения в науке, транспорте, производстве и образовании – 2014”, (інтернет ресурс sworld.com.ua, 17 - 28 июня 2014 г.); “Нафтогазова освіта і наука: стан та перспективи”, (м. Івано-Франківськ, 10-12 грудня 2014р.); “Нафтогазова енергетика – 2015”, (м. Івано-Франківськ, 21-23 квітня 2015р.); “Интеллектуальный потенциал XXI века ‘2015”, (інтернет ресурс sworld.com.ua, 10 - 22 ноября 2015 г.).

У повному обсязі дисертаційна робота доповідалась і обговорювалась на науковому семінарі кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ (грудень 2015 р.) та розширеному науковому семінарі інституту нафтогазової інженерії (квітень 2016 р.) Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Публікації. Основні положення та результати дисертаційної роботи опубліковано в 16 наукових працях, серед яких: 1 монографія, 8 наукових статей (6 – у фахових виданнях України і 2 – у наукових періодичних виданнях інших держав, які індексуються в одній із світових бібліографічних баз наукового цитування), 7 матеріалів міжнародних конференцій.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ПИТАНЬ ВЗАЄМОДІЇ СВЕРДЛОВИНИ ІЗ НАФТОВИМ ПОКЛАДОМ. СТАН ФОНТАННОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН І ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОВИДОБУВАННЯ В УКРАЇНІ

Україна має потенціал відкриття великих та перспективних нафтогазоносних площ, подальшого нарощування видобутку нафти і природного газу в "старих" районах і на шельфі Чорного моря [3].

Перспективність відкриття нових родовищ підтверджується результатами буріння та бажанням найбільших нафтових компанії світу інвестувати свої капітали в розвиток нафтової і газової промисловості нашої держави.

Поява нових родовищ забезпечить збільшення кількості фонтанних свердловин, які потрібно освоювати якомога раціональніше. Шляхом до раціоналізації освоєння є вивчення питань взаємодії свердловини із нафтовим покладом при режимі розчиненого газу, які до цього науковцями майже не розглядалися, та розроблення методу і методики ресурсозберігаючого видобування нафти з використанням природної енергії.

Академік НАН України ректор ІФНТУНГ Є. І. Крижанівський сформулював і нещодавно доповів на засіданні Комітету Верховної Ради з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки три основні напрямки забезпечення енергетичної незалежності України: 1) відкриття та освоєння ресурсів нафти і газу на великій глибині (6,5 – 7 тис. м) на територіях Дніпрово-Донецької западини і Карпатської нафтогазовидобувної провінції; 2) відновлення виведених із експлуатації та "ліквідованих" свердловин (близько 8 тис.); 3) освоєння шельфу Чорного моря [3].

У цьому розділі розглядаються питання, в основному, пов'язані із першим напрямком забезпечення енергетичної незалежності України – освоєння ресурсів нафти на великих глибинах, де очікуються високі пластові тиски, значна початкова газонасиченість пластової нафти, ймовірний прояв режиму розчиненого газу (за даними непоодиноких геологічних досліджень, зокрема видатних українських геологів Маєвського Б. Й., Хомина В. Р., Гладуна В. В.,

Євдощука М. І., Ковальчука М. Р., Лазарука Я. Г., Лукіна О. Е., Крупського Б. Л., Чебаненка І. І., Бенька В. М.) [16, 17, 18, 4, 19, 20, 21]. А це питання особливостей фільтрації газованої нафти (суміші газонасиченої нафти і вільного нафтового газу), висхідних газорідинних потоків у свердловині та їх узгодження в системі "поклад-свердловина", методи гідродинамічних розрахунків при режимі розчиненого газу та методики проектування розробки нафтових родовищ.

1.1 Проектування розробки нафтових родовищ при режимі розчиненого газу

Рішення з вибору найраціональнішого варіанту розробки нафтових родовищ приймається на основі геологічної інформації, результатів комп'ютерного моделювання і даних економічного обґрунтування. При цьому слід враховувати фізико-хімічні та фільтраційні особливості пластової системи, можливості технології буріння, режимні параметри роботи свердловин, екологічні обмеження і вимоги з охорони надр.

Питаннями розробки нафтових і газових покладів займалося і займається широке коло фахівців. Серед них Адонін А. Н., Акульшин О. І., Акульшин О. О., Алієв З. С., Аметов І. М., Афанасьєва А. В., Балакіров Ю. А., Білецький В. С., Богомольний Г. І., Бойко В. С., Бойко Р. В., Возний В. Р., Гіматудинов Ш. К., Грон В. Г., Гутак О. І., Дмитренко В. І., Дорошенко В. М., Желтов Ю. П., Закіров С. Н., Закіров Е. С., Зарубін Ю. О., Зезекало І. Г., Зінов'єва Л. А., Зотов Г. А., Індрупський І. М., Іванов С. І., Карапетов К. А., Кеба Л. М., Ковбасюк І. М., Кондрат О. Р., Кондрат Р. М., Коротаєв Ю. П., Коцкулич Я. С., Крижанівський Є. І., Кулиєв Р. П., Купер І. М., Лістенгартен Л. Б., Лисенко В. Д., Мірзаджанзаде А. Х., Мислюк М. А., Міщенко І. Т., Мухарський Е. Д., Оноприєнко В. П., Пірвердян А. М., Рудий М. І., Сазонов Б. Ф., Саркісов Е. И., Саттаров М. М., Сахаров В. А., Світлицький В. М., Тарко Я. Б., Угриновський А. В., Фик І. М., Хасаєв А. М., Цьомко В. В., Чекалюк Е. Б., Чудик І. І., Ширковський А. И., Яремійчук Р. С., Ahmed T., Alan G. Lucas, Anderson K. E., Baker R., Baxendale D. Process, Berger W. D., Bret-Rouzaut N.,

Brouwer R., Cook M., Dawe R. A., Djunin V. I., Economides M. J., Favennec J. P., Graham M., Handels M., Horne R. N., Hossein Shahandeh, Hyne N. J., Iftekhar A. Karimi, Jahn F., Jansen J. D., Karimi I., Korzun A. V., Lee W. J., Louis J. Durlinsky, M. Sadegh Tavallali, Mian M. A., Obiajulu J. Isebor, Ozdogan U., Shahed Rahim, Tavallali M., Van Essen G., Zandvliet M., Zukui Li та ін.

Енергія пружного розширення вільного нафтового газу, який переходить із розчиненого в нафті стану, проявляється в покладі тільки тоді, коли тиск знижується нижче від тиску насичення нафти газом, а проявляється або самостійно (як переважаючий вид енергії), або разом із іншими видами енергії (наприклад, витіснення газом із газової шапки чи законтурною водою суміші вільного газу і газонасиченої нафти, із котрої продовжується виділення газу через зниження тиску під час фільтрації) [22].

Для технології розробки нафтового покладу при режимі розчиненого газу є характерними: а) використання енергії розширення вільного газу, що перейшов із розчиненого в нафті стану; б) технологічний режимом роботи видобувних свердловин із обмеження вибійного тиску у верхній межі; в) розміщення видобувних свердловин на покладі; г) відсутність нагнітальних свердловин [23].

Неодмінною умовою існування режиму розчиненого газу в покладі є зниження тиску на вибоях видобувних свердловин p_v нижче від тиску насичення нафти газом $p_{нас}$, тобто $p_v < p_{нас}$. При цьому нафта в зоні зниження тиску знаходиться у двофазному стані.

Приплив нафти до вибоїв свердловин відбувається за рахунок енергії розширення вільного газу. Під час зниження тиску в пласті виділяється щораз більше вільного газу, газ розширюється в об'ємі, виштовхує нафту і як більш рухома фаза проривається до видобувних свердловин, “затягуючи” за собою нафту.

Режим розчиненого газу розпочинається в пласті або з початку розробки його, якщо початковий пластовий тиск $p_{пл}$ дорівнює тиску насичення нафти газом $p_{нас}$, або після виснаження пружної енергії пластової системи, якщо поточний пластовий тиск $p_{пл}$ стає рівним тиску насичення $p_{нас}$, тобто коли $p_{пл} \leq p_{нас}$.

При режимі розчиненого газу пластова енергія визначається лише кількістю газу, розчиненого в одиниці об'єму нафти, а значить розподіляється рівномірно по нафтоносній площі покладу [24]. Тому при однакових колекторських властивостях пласта доцільно видобувні свердловини розташовувати по рівномірній сітці.

Рівномірна сітка ділить усю нафтову площу на ряд однакових областей, то гідродинамічні розрахунки виконуються тільки для одної свердловини, а отримані результати поширюють на всю площу.

При режимі розчиненого газу розраховують тиски, дебіти, коефіцієнт нафтовилучення і тривалість розробки покладу [25, 26].

При розрахунках приймається модель пласта як однорідний пласт у вигляді кругового циліндра з концентричною всередині свердловиною.

Для розрахунку показників розробки покладу при режимі розчиненого газу треба розв'язати систему двох нелінійних диференціальних рівнянь руху в частинних похідних другого порядку для двох фаз (без урахування капілярних і гравітаційних сил), котра є окремим випадком системи рівнянь Маскета-Мереса [27, 28, 29].

Ці рівняння отримано об'єднанням рівнянь нерозривності і фільтрації відповідно по кожній фазі. Двома фазами є нелетка "нафта" і леткий "газ", який знаходиться як у вільному стані, так і розчинений у "нафті", а при зміні тиску він виділяється із нафти, причому газ рухається самостійно і переноситься нафтою.

Розв'язки цієї системи диференціальних рівнянь отримано лише для декількох дуже спрощених випадків [30]. Тому її розв'язують або чисельним (кінцево-різницеvim) методом, або іншими наближеними методами, зокрема методом послідовної зміни стаціонарних станів. У розрахунках звичайно приймається постійність у кожний момент часу газового фактора вздовж лінії течії, що справедливо при усталеному русі, а для розрахунку неусталеного припливу газованої нафти є прийнятним наближеним прийомом [31, 32, 33].

На зовнішній радіальній границі розрахункової моделі пласта, яка одночасно є екіпотенціаллю, має місце умова рівності градієнта тиску p нулю,

тобто $\text{grad } p = 0$. На цій границі тиск і нафтонасиченість є функціями тільки часу t , що впливає із радіальної симетрії. Таким чином, на зовнішній границі нафтонасиченість є функцією тільки тиску, а тиск змінюється в часі. Тоді для розрахунку показників розробки (дебітів, тисків, газового фактора, нафтовилучення і періоду розробки) достатньо попередньо визначити залежність між нафтонасиченістю s_k і тиском p_k на зовнішньому непроникному контурі розрахункової моделі. Таку залежність отримали з рівнянь руху, поділивши рівняння руху газу на рівняння руху нафти і визначивши звідти похідну ds_k/dp_k , як нелінійне диференціальне рівняння першого порядку. Розв'язати отримане рівняння можна одним із чисельних методів [24, 34].

Найбільш простий наближений метод полягає в усередненні газового фактора при невеликих змінах нафтонасиченості, на які розбивається для розрахунку діапазон її зміни, що використано в методиці Зінов'євої-Розенберга [27].

При розрахунках задаються рядом послідовних значин тиску p_k і визначають відповідні їм значини нафтонасиченості s_k за відомою наближеною формулою (похибка, в основному, не перевищує 1%) [24].

На сьогоднішній день відомим є порядок розрахунків показників розробки в залежності від заданих граничних умов на свердловині, а саме або дебіт $q_H = \text{const}$, або вибійний тиск $p_B = \text{const}$, або q_H і p_B змінні в часі [35, 36].

Одночасно дебіт і вибійний тиск задавати не можна, так як вони є взаємно залежні. При заданому змінному в часі вибійному тиску p_B (або дебіті q_H) криву зміни апроксимують ступінчастою лінією (із постійними p_B або q_H). Розрахунки виконують окремо для кожного інтервалу. Час, знайдений для кожної точки, не повинен перевищувати часу в кінці інтервалу, на якому дебіт або вибійний тиск зберігають постійну значину.

Так як показники розробки є змінними в часі, то в нашій роботі пропонується метод і методика розрахунків показників розробки родовища при режимі розчиненого газу при змінному дебіті і вибійному тиску $q_H = \text{var}$, або $p_B = \text{var}$, що наближає отримані результати до результатів у реальних умовах. При цьому задається сталим тиском на гирлі свердловини $p_r = \text{const}$.

1.2 Проектування експлуатації фонтанних свердловин з використанням теорії висхідних потоків газорідинних сумішей

Відомими є розрахунки експлуатації фонтанних свердловин з використанням теорії висхідних газорідинних сумішей і у свердловині, але пласт при цьому не враховується, хоч він є гідродинамічнопов'язаним із свердловиною [37].

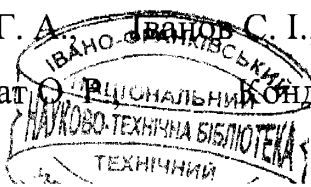
При режимі розчиненого газу має місце рух газорідинної суміші. Газорідинні суміші можуть існувати тільки під час руху одної або двох фаз [22].

Газ, який надходить у свердловину із пласта разом з нафтою (у розчиненому в нафті чи у вільному стані) або нагнітається з поверхні (у газліфтних свердловинах чи під час освоєння свердловин), виконує роботу з піднімання рідини із вибою на поверхню.

Роботу газорідинного піднімача вивчали багато дослідників. Широкі експериментальні дослідження руху повітряноводяних сумішей у вертикальних трубах у 30-х роках ХХ ст. виконав Крилов О. П.

На сьогодні відомо велику кількість різних методів розрахунку розподілу тиску у ліфтових (піднімальних) трубах при русі газорідинних сумішей (ГРС) [37]. Розмаїття методів зумовлено як термогідродинамічною складністю процесу спільного руху окремих фаз (взаємодії між фазами на межі їх поділу, взаємодія зі стінкою труби, відносне ковзання фаз, особливості структур потоку, перемішування, коалесценція і диспергування, фазові переходи між фазами, пульсації швидкостей і тиску та інше), так і відповідно різним підходом дослідників до врахування хоч би основних чинників (чи ефектів), щоб якомога адекватніше наблизити модельний процес до реального.

Питанням розробки та експлуатації нафтових і газових свердловин присвячені роботи таких вчених, як Адонин О. І., Акульшин О. О., Алиев З. С., Аметов И. М., Балакиров Ю. А., Білецький В. С., Богомольний Г. И., Бойко В. С., Бойко Р. В., Возний В. Р., Гиматудинов Ш. К., Грон В. Г., Гусев В. И., Гутак О. І., Дмитренко В. І., Дорошенко В. М., Зарубін Ю. О., Зезекало І. Г., Золотко О. А., Зотов Г. А., Іванов С. І., Карапетов К. А., Кеба Л. М., Ковбасюк І. М., Кондрат Р. М., Коротаев Ю. П., Коцкулич Я. С.,



Крижанівський Є. І., Кулиев Р. П., Купер І. М., Мирзаджанзаде А. Х., Мислюк М. А., Мищенко І. Т., Оноприенко В. П., Рудий М. І., Савенков Г. Д., Саркисов Э. И., Сахаров В. А., Світлицький В. М., Стрешинский И. А., Сулейманов А. Б., Тарко Я. Б., Угриновський А. В., Фик І. М., Хасаев А. М., Цьомко В. В., Чекалюк Э. Б., Чудик І. І., Ширковский А. И., Яремійчук Р. С., Ahmed T., Alan G. Lucas, Anderson K. E., Baker R., Berger W. D., Bret-Rouzaut N., Cook M., Dawe R. A., Djunin V. I., Economides M. J., Favennec J. P., Graham M., Hune N. J., Jahn F., Korzun A. V., Lee W. J., Mian M. A. та ін.

Усі методи розрахунку роботи газорідинного піднімача основані на результатах лабораторних або промислових досліджень руху газорідинних сумішей в трубах.

Мищенко І. Т. шляхом аналізу й узагальнення відомих робіт запропонував класифікацію розрахункових методів на основі двох моделей руху газорідинних сумішей [38]: а) моделі гомогенного (однорідного) руху; б) моделі роздільного (окремого, нарізного, відокремленого) руху.

У моделі гомогенного руху газорідинна суміш розглядається як одна однорідна (гомогенна) фаза, а процес руху описується основними закономірностями гідродинаміки однорідної рідини.

У моделі роздільного руху враховується взаємодія між двома фазами – газом і рідиною – у вигляді різних структурних форм потоку газорідинної суміші та ковзання (відносний рух) одної фази відносно другої. У цій моделі виділяються дві підмоделі: а) із урахуванням тільки ковзання фаз (простіша підмодель); б) із урахуванням ковзання фаз і виділенням структурних форм потоку (точніша підмодель).

На основі цих двох моделей руху ГРС усі відомі методи розрахунку розподілу тиску в ліфтових трубах автор вслід за Й. Оркишевським розділив на три групи [37]:

1. Методи розрахунку на основі моделі гомогенного руху (без виділення структурних форм потоку);

2. Методи розрахунку на основі моделі роздільного руху із урахуванням ковзання газової фази (без виділення структурних форм потоку);

3. Методи розрахунку на основі моделі роздільного руху із урахуванням ковзання газової фази та із виділенням структурних форм потоку суміші.

Особливості розрахунку за конкретними відомими на сьогодні методиками, у т. ч. додатково із виділенням структурних форм потоку, які базуються на цих методах, полягають у розрахунках властивостей нафти, газу і води за заданих термобаричних умов на елементарній довжині потоку, густини газоводонафтової суміші ρ_c , градієнта тиску на тертя $\Delta p_T/\Delta z$ і загального градієнта тиску, а відтак будується графік розподілу тиску вздовж стовбура свердловини [37].

У моделі гомогенного руху газорідинна суміш розглядається як одна фаза у вигляді однорідного (гомогенного) середовища.

Модель гомогенного руху описується двома основними рівняннями гідродинаміки [37]:

а) рівнянням збереження маси (або, інакше, рівнянням нерозривності потоку)

$$G_c = \rho_c w_c f = \text{const}, \quad (1.1)$$

б) рівнянням руху (або, інакше, рівнянням балансу тисків чи градієнтів тисків)

$$-\frac{dp}{dz} = \rho_c g \cos \alpha_3 + \lambda_c \frac{\rho_c w_c^2}{2d_r} + \frac{G_c}{f} \frac{dw_c}{dz}, \quad (1.2)$$

де G_c – масова витрата газоводонафтової суміші, кг/с; g – прискорення вільного падіння, м/с²; α_3 – зенітний кут нахилу труби, радіан (або градус); λ_c – коефіцієнт гідравлічного опору суміші; d_r – гідравлічний діаметр каналу, м; z – довжина шляху руху, м. Тут $(-dp/dz)$ – загальний градієнт тиску; перший, другий і третій доданки у правій частині рівняння руху – гравітаційна, гідравлічна (зумовлена силами гідравлічного опору) та інерційна (зумовлена інерційними силами) складові загального градієнта тиску.

На основі моделі гомогенного потоку основані методи Поеттманна-Карпентера, Сахарова-Воловодова-Мохова, Баксенделла.

В дисертаційній роботі автором для розрахунків взято за основу один із найбільш поширених методів, метод Поеттманна-Карпентера, який відноситься до першої групи методів розрахунку газорідного потоку і базується на рівнянні балансу тисків з використанням кореляційного коефіцієнта. Цей метод розроблено на основі узагальнення промислових даних по свердловинах багатьох нафтових родовищ [37].

У нашій роботі представлено метод і методику розрахунку вибірного тиску у діючих фонтанних свердловинах з ускладненими умовами експлуатації. Особливістю методу і методики є наявність уточненого кореляційного коефіцієнта та використання формули для розрахунку об'ємного коефіцієнта нафти із попереднім визначенням приросту об'єму нафти за рахунок одиничної зміни температурного коефіцієнта об'ємного розширення розгазованої нафти за стандартного тиску для нафт, густина яких є меншою за 780 кг/м^3 , тобто автором розширено діапазон визначення об'ємного коефіцієнта для нафт перехідного типу, що є властивими для глибоко занурених покладів.

1.3 Узгодження процесу розробки нафтового родовища та експлуатації фонтанної свердловини під час руху газорідної суміші при режимі розчиненого газу

Створення основ теорії гідродинамічної взаємодії свердловини та покладу виникло як теоретична передумова раціональної розробки нафтових родовищ. У результаті аналітичних досліджень припливу нестисливої рідини до свердловин і їх систем отримано основні розрахункові формули, що встановлюють кількісну залежність між дебітами свердловин, термобаричними умовами і геометрією пласта. Ці дослідження послужили гідродинамічною основою комплексного методу проектування раціональної розробки нафтових родовищ, запропонованого Криловим О. П., Глоговським М. М., Мірчінком М. Ф., Ніколаєвським Н. М. та Чарним І. А. [39].

Зміна пластового тиску і температури при розробці до певних умов може призводити до виділення газу з нафти, зміни в'язкостей і густин пластових

флюїдів. Такі умови виникають, наприклад, при режимі розчиненого газу і при витісненні газованої нафти водою та газом. У зв'язку з цим виникла необхідність дослідження фільтрації багатозфазних систем з урахуванням зміни їх фізичних властивостей залежно від тиску і розчинності газу в нафті, знадобилося створення методів розрахунку режиму розчиненого газу і процесів витіснення газованої нафти водою та газом.

Режим розчиненого газу базується на використанні одного джерела енергії, що викликає приплив нафти і газу до свердловин, - енергії розчиненого газу, котрий виділяється з нафти при зниженні тиску.

Рух газованої рідини в пористому середовищі досліджувався в роботах акад. Лейбензона Л. С., Маскета М., Християновича С. А., Баренблатта Г. І. та ін. [40, 41, 42].

Можливість застосування методу зміни стаціонарних станів для гідродинамічних розрахунків неусталених процесів фільтрації газованої нафти в радіальному покладі обґрунтовано Архангельським В. А. [43]. Автор показав, що зміна газового фактора вздовж радіуса незначна і що характеристики виснаження покладу, отримані в результаті розв'язання рівнянь методом кінцевих різниць, незначно відрізняються від їх значень, одержаних при використанні методу зміни стаціонарних станів.

Проводячи розрахунки за цією теорією, Царевич К. А. [44] виявив певні протиріччя щодо відомих фактів нафтопромислової практики. Експериментальні дослідження Вікофа і Ботсета [45] показали, що нафта і бульбашки газу рухаються в пористому середовищі з різною швидкістю, а фазові проникності рідини і газу залежать в першу чергу від насиченості порового простору нафтою.

Користуючись рішенням Християновича С. А., Лапук Б. Б. розробив практичний метод розрахунку усталеного потоку газованої нафти в пласті [46]. Чарный І. А. [39] істотно спростив розрахунки, звівши їх до розрахунків усталеного руху нестисливої рідини.

Першим з дослідників, який отримав результати у вивченні неусталеної течії газованої рідини, був К. А. Царевич [44], який досліджував радіальну неусталену фільтрацію в замкнутому пласті.

Розрахунки, проведені Царевичем К. А. за його методом, для ряду випадків показали хороший якісний збіг з фактами із промислової практики. Його підхід пояснює швидке зниження дебіту свердловини, котра працює з постійним вибійним тиском при режимі розчиненого газу, і показує, що газовий фактор при режимі розчиненого газу, зростаючи на початку розробки, згодом, досягнувши деякого значення, починає знижуватися до нуля. Царевич К. А., як і згадувані вище дослідники, у своєму рішенні виходив з рівнянь, в котрих не враховуються деякі реальні властивості нафти і газу, а саме: зміна об'ємного коефіцієнта нафти при зміні тиску, залежність від тиску в'язкості нафти і газу, відхилення значень розчинності газів у нафті від закону Генрі і відхилення поведінки газу від законів стану ідеального газу.

У роботах Архангельського В. А. [47, 48, 49] досліджувалася взаємодія пласта і свердловини при русі газованої нафти уже з урахуванням реальних властивостей пластових нафт.

Вчений в роботі [43] досліджував зміну величини газового фактора уздовж лінії течії методом кінцевих різниць. Результати дослідження показали, що газовий фактор при неусталеному русі вздовж лінії течії змінюється незначно. Остання обставина, а також гарний збіг дебітів для радіального потоку, розрахованих за методом зміни стаціонарних станів і методом кінцевих різниць, дали змогу Архангельському В. А. сформулювати висновок про можливість застосування для наближених розрахунків неусталеної течії методу зміни усталених станів. З цієї точки зору сталість газового фактора слід розглядати як деяке наближення.

Дослідженням режиму розчиненого газу займалося широке коло фахівців. У розробку інженерних методів розрахунку режиму розчиненого газу істотний вклад внесли дослідження Царевича К. А., Зінов'євої Л. А., Боксермана А. А. [50, 51, 52, 53]. Режиму розчиненого газу були присвячені дослідження Лапука Б. Б. і Архангельського В. А., Амеліна І. Д., Пихачева Г. Б., Гусейнова Г. П., Глоговського М. М., Розенберга М. Д., Кундіна С. А. [54]. Великий внесок у розробку методики експериментів і узагальнення їх результатів внесли роботи

Ефроса Д. А., в яких подано метод динамічно подібного моделювання режиму розчиненого газу [55, 56]. Ці роботи отримали подальший розвиток у працях Кундіна С. А. та ін. [57].

Методика розрахунку дебітів, тисків, нафтовилучення і часу виснаження покладів при тих чи інших умовах на вибоях експлуатаційних свердловин викладена в роботах багатьох вчених [51, 52, 53]. У всіх цих дослідженнях прийнято, що фазові проникності є функціями тільки насиченості. Зауважимо, що основні результати цих досліджень поширюються і на випадок, коли фазові проникності залежать також і від тиску [58].

Висхідні потоки у свердловині характеризуються зміною тиску вздовж шляху руху, температури, виділенням газу із нафти і відповідною їм зміною фізичних властивостей окремо взятої фази та характеру взаємодії між ними.

Принцип самоузгодження системи "продуктивний пласт-газорідинний піднімач-шлейф" в процесі її роботи на основі рівняння балансу енергій у діючій нафтовій свердловині через вибійний тиск стосовно до всіх способів експлуатації, в якісному аспекті, розкрито в роботах Бойка В. С. [22, 37, 59].

В рамках дисертаційної роботи вперше виконано кількісне обґрунтування узгодженої спільної роботи фонтанної свердловини і нафтового покладу за змінного газового фактора на етапі проектування та запропоновано метод розрахунку самоузгодженої спільної роботи видобувної свердловини і нафтового покладу при газліфтному фонтануванні за змінного газового фактора.

1.4 Стан фонтанної експлуатації свердловин і перспективи нафтовидобування в Україні

В Україні за даними роботи фахівців ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України" [60, 61] відкрито та розробляється понад 250 родовищ нафти і газу, із них 20% – нафтових, 3% – газонафтових, 22% – нафтогазоконденсатних, 24% – газових, 28% – газоконденсатних, 1% – газоконденсатнонафтових, 2% – нафтогазові (рис. 1.1).

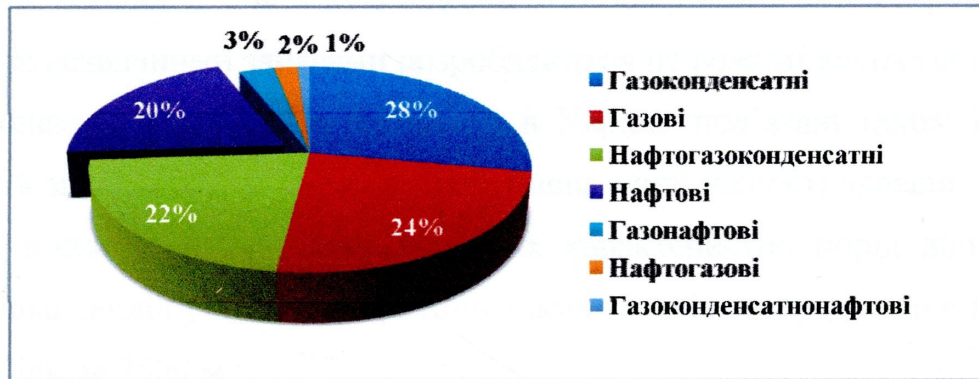


Рисунок 1.1 – Відсоткове співвідношення розподілу родовищ нафти і газу в Україні

Якщо виходити з принципів, що закладені в міжнародні стандарти з визначення запасів вуглеводнів, за сьогodнішніх темпів відбору реальна забезпеченість запасами становить: з видобутку газу 33 роки, з видобутку нафти 19 років. Для порівняння у США забезпеченість видобувними запасами нафти на 12 років і газу на 11 років, однак цей показник за рахунок постійного приросту видобувних запасів в обсягах, що компенсують поточний видобуток в США, практично не змінюється вже протягом декількох десятиліть. Якщо орієнтуватися на середню забезпеченість запасами у світі, то для України картина не виглядає песимістичною. У середньому, виходячи з підтверджених видобувних запасів, у світі на душу населення припадає близько 25 тис. м³ запасів газу і 27 т нафти, у США 10 т та 17 тис. м³, в країнах Західної Європи 0,5 т та 10 тис. м³, відповідно.

Важливим фактором, що визначає подальший видобуток вуглеводнів, є якість наявних розвіданих запасів, яка інтегрально характеризується розмірами родовищ та ступенем техніко-технологічних зусиль, необхідних для вилучання запасів. Більше як половина родовищ нафти мають початкові видобувні запаси менше 1 млн. т і лише 6 родовищ (Бугруватівське, Глинсько-Розбишівське, Бориславське, Гнідинцівське, Долинське, Леляківське) мали початкові запаси більше 20 млн. т і тільки 2 нафтові родовища – Бугруватівське та Глинсько-Розбишівське – мають залишкові запаси більше 12 млн. т. Важливо, що ці 6 родовищ забезпечують приблизно 22% від загального видобутку нафти.

Чітко простежується тенденція переважання частки видобутку в Україні нафти у бік великих за запасами родовищ. Таке співвідношення не можна вважати

нормальним, особливо у зв'язку з відсутністю відкриття в останні роки родовищ. Родовища із незначними запасами розробляються на режимі виснаження.

Проблеми видобутку нафти і газу в Україні пов'язані також і з тим, що більше 70% запасів нафти за критеріями рівня виснаженості запасів, обводнення продукції, в'язкості нафти, колекторських характеристик порід відносяться до категорії важковидобувних. Дві третини таких запасів зосереджено в покладах на глибинах більше 2500 м.

Песимістично виглядає стан компенсації поточного видобутку нафти. За період з 1991 року в Україні введено в розробку десятків невеликих родовищ із загальними видобувними запасами близько 5,4 млн. т. За той же проміжок часу видобуто біля 42 млн. т. Отже, компенсовано лише 13% видобутку нафти. Подальше прогнозування показує, що помітне нарощування видобутку нафти можливе з 2016-2018 рр. Лише за умови, що починаючи вже з 2016 р., необхідно вводити в розробку не менше як 2-3 млн. т видобувних запасів щорічно.

Таким чином, обсяги введених у розробку видобувних запасів на родовищах та ступінь компенсації поточного видобутку їх приростом слід вважати вкрай недостатніми не тільки для нарощування видобутку, а й на його стабілізацію в найближчий період. Деяка стабілізація видобутку, досягнута в останні 2-3 роки, є наслідком великої роботи на родовищах, що вже введені в розробку, з інтенсифікації видобутку, однак можливості її обмежені. Подальше підтримування рівнів видобутку нафти можливе за умови щорічного вводу родовищ в розробку із запасами, що компенсують поточні обсяги видобутку.

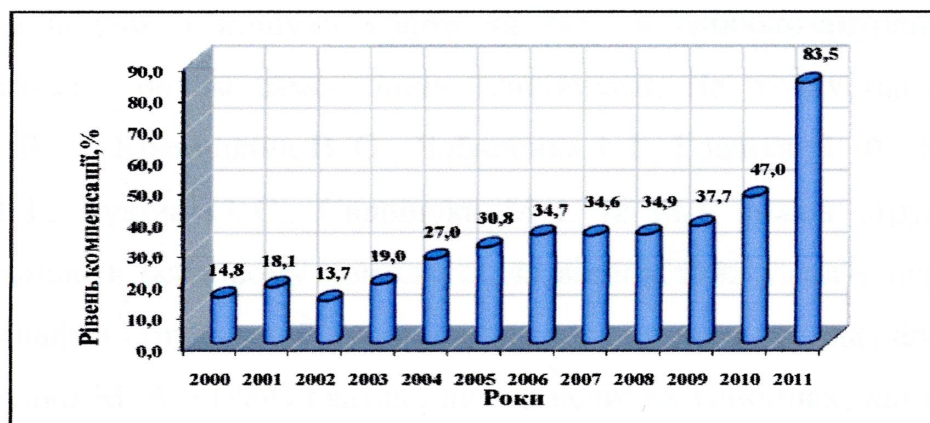


Рисунок 1.2 – Рівень компенсації видобутку вуглеводнів приростом їх запасів

Не дивлячись на позитивну тенденцію збільшення рівня компенсації видобутку вуглеводнів приростом їх запасів (рис. 1.2), переважаючу частку приросту отримано від перерахунку запасів родовищ, що перебувають у розробці, а не від пошуково-розвідувального буріння.

Певна частка видобутої нафти припадає на фонтанний спосіб експлуатації свердловин. Частку нафтових діючих свердловин, які припадають на фонтанний спосіб експлуатації, видно з діаграми:

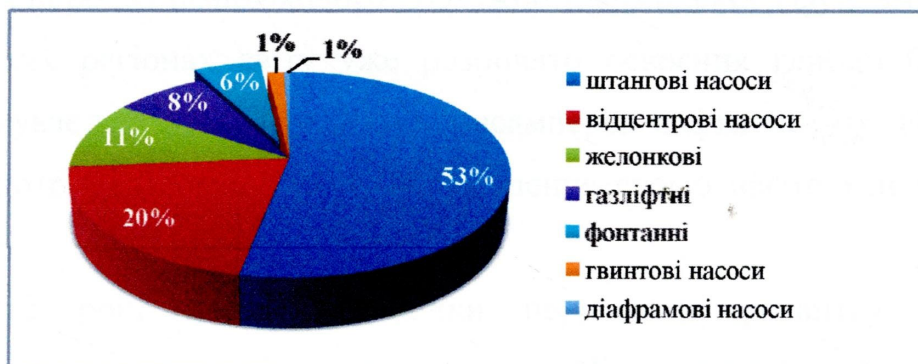


Рисунок 1.3 – Фонд нафтових діючих свердловин за способами експлуатації

Технологічні режими експлуатації свердловин по різних НГВУ проаналізовано та підтверджено наявність фонтанних і газліфтних свердловин в межах від 1 - 6% в тому числі й глибоких та високодебітних із значним вмістом газу.

Геологи [62, 63] на підставі останніх досліджень прийшли до висновку про значні перспективи нафтогазоносності глибинних розрізів земної кори та кристалічного фундаменту і можливість відкриття у них покладів вуглеводнів. У більшості нафтогазоносних басейнів верхні структурно-тектонічні поверхи переважно розвідані, і пошуки нафти та газу в глибокозанурених частинах осадового чохла є новим самостійним напрямком. На думку багатьох учених (Порфір'єва В. Б., Краюшкіна В. О., Чабаненка І. І., Гожики П. Ф., Клочка В. П., Павлюка М. І., Лукіна О. Є., Євдошука М. І. та ін.), кожна структура, яка є нафтогазоносною в осадовому комплексі, за відповідних умов є перспективною для пошуків нафти і газу у глибокозанурених горизонтах і породах фундаменту.

Єрмоєнко М. А. (1984) вважає, що на великих глибинах, які відповідають інтервалам температур 180-350 °С, міститься ще не вивчений резерв рідких вуглеводнів.

Відомий український вчений Лукін О.Ю. (2008) вказує на те, що у майбутньому значні перспективи нафтогазоносності в Україні слід пов'язувати з різними тектоноформаційними комплексами на великих і надвеликих глибинах у Передкарпатському прогині, Дніпрово-Донецькій западині, різних басейнах Азово-Чорноморського регіону. Надзвичайно великі геотермобаричні і геофлюїдодинамічні діапазони нафтогазоносності українських надр створюють передумови для формування великих скупчень у розущільнених метаосадових та кристалічних породах різновікового проміжного комплексу і фундаменту.

У деяких регіонах світу уже розпочато освоєння глибин більше 7 км. Україна відчуває нестачу енергоносіїв, насамперед нафти та газу. Наша держава забезпечує потребу промисловості та населення своєю нафтою лише на 10%, а газом на 30%.

У 2012 році з метою оцінки перспектив розвитку нафтогазової промисловості складено національну програму “Енергетична стратегія України на період до 2030 року”, що вступила в дію після завершення програми “Нафта і газ України до 2010 року”. Розрахунки показали, що за умови виконання запропонованих обсягів робіт та впровадження усіх передбачених заходів можна було б до 2020 року стабілізувати приріст запасів вільного газу і видобувати близько 23,7 млрд. м³ природного газу та 4,5 млн. т. нафти [1].

У перспективі Україна може розраховувати в 2030 р. збільшити видобуток газу майже в 2 рази, нафти – в 1,25 рази, в основному, за рахунок освоєння родовищ на акваторіях та у прибортових зонах Дніпрово-Донецької западини, а також освоєння глибоко занурених горизонтів у Західноукраїнському та Східноукраїнському регіонах.

Залишкові нерозвідані ресурси України категорій C₂+C₃+D складають понад 4500 млн. т у. п. (за даними НАК “Надра України”) та близько 5300 млн. т у. п. (за даними НАК “Нафтогаз України”). Розподіл їх по регіонах нерівномірний (рис. 2.4). У надрах Східного регіону міститься близько 42%, ресурсна база Південного регіону досягає майже 40%. Частка Західного регіону складає близько 18%, але слід відзначити, що тут знаходяться значні ресурси нафти, більшість з яких

залигає на глибині понад 5 км. Найменш реалізованими є початкові ресурси Південноукраїнського регіону, найбільше – Західноукраїнського.

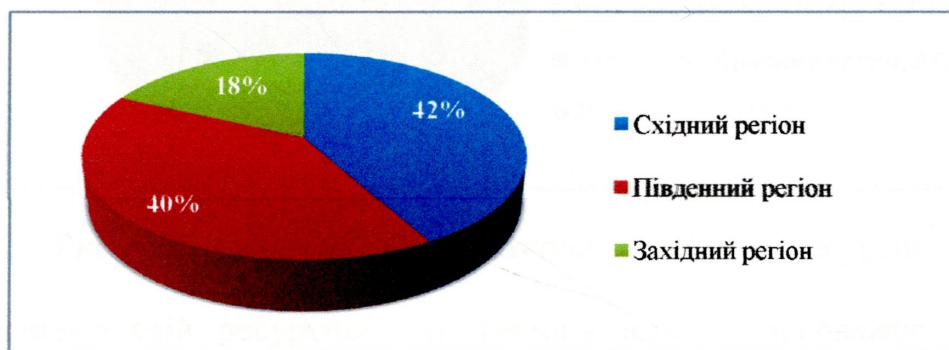


Рисунок 1.4 – Розподіл залишкових нерозвіданих ресурсів України категорій C_2+C_3+D станом на 2012р.

Отже, Україна має ще великі потенційні можливості для нарощування розвіданих запасів вуглеводневої сировини та збільшення її видобутку.

Згідно оцінки фахівців Львівського відділення УкрДГРІ [64] початкові сумарні ресурси вуглеводнів Західного регіону становлять 1435,5 млн. т умовного палива, з них газу вільного – 811,7 млрд. m^3 , нафти – 460,8 млн. т, конденсату – 5,9 млн. т.

Станом на 01.01.2012 року у Західному регіоні в надрах ще залишились розвідані та попередньо розвідані запаси (коди класів 111+121+122) газу – 126,8 млрд. m^3 , нафти з конденсатом 48,1 млн. т. [60]. Нерозвідані ресурси, що належать до кодів класів 333+334, вільного газу становлять 520,9 млрд. m^3 , 68,3 % з яких пов'язано з глибинами до 3 км, нафти – 304,1 млн. т, але 49,7% прогнозується на глибинах понад 5 км. За існуючих умов надрокористування до рентабельних належить 99% нерозвіданих ресурсів газу та 96% нафти.

У надрах ДДЗ освоєність ресурсів нині досить висока – 58 % , а нерозвідані ресурси категорій C_2+C_3+D становить 2248,4 млн. т у. п., що свідчить про існування реальних передумов відкриття нових родовищ у ДДЗ.

Початкові сумарні ресурси розподілені наступним чином: 35% з них належать накопиченому видобутку, 18% – розвіданим запасам категорій $A+B+C$, 5% – запасам категорії C_2 , 10% – перспективним ресурсам категорії C_3 й 32% – прогнозним ресурсам категорії D (рис. 1.5)

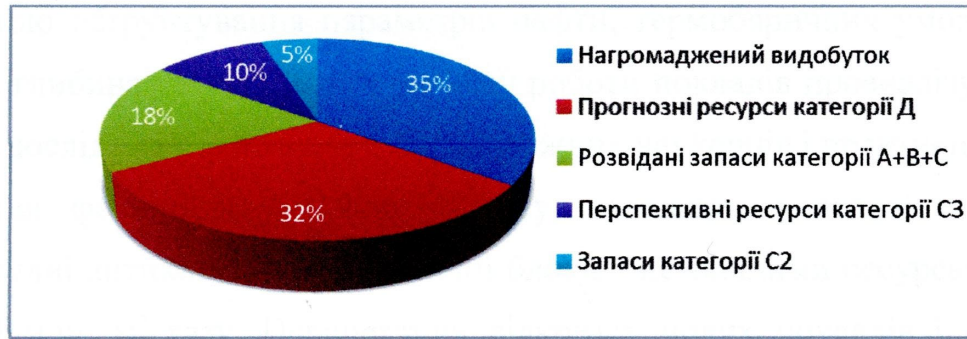


Рисунок 1.5 – Розподіл початкових сумарних ресурсів

У вуглеводневій ресурсній базі регіону істотно переважає вільний газ, запаси якого становлять 4388,5 млрд. м³ (82%). Інша частина початкових сумарних ресурсів належить нафті – 516,8 млн. т (10%), конденсату – 256,1 млн. т (5%) і розчинному газу – 157,6 млрд. м³ (3%) (рис. 1.6).

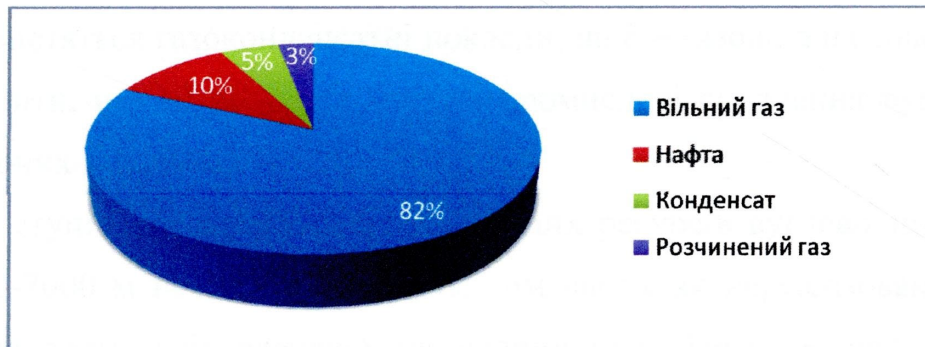


Рисунок 1.6 – Розподіл вуглеводневої ресурсної бази

За глибинами до 5 км розподіл нерозвіданих ресурсів у регіоні наступний: до 3 км – 17%, в інтервалі від 3 до 4 км – 22%, від 4 до 5 км – 19%, із глибокими горизонтами (5-7 км) пов'язана істотна частка цих ресурсів – 42% (рис. 1.7).



Рисунок 1.7 – Розподіл за глибинами до 5000 м нерозвіданих ресурсів

З метою обґрунтування параметрів нафти, термобаричних умов залягання на великих глибинах і можливості режиму роботи покладів проаналізуємо відомі результати досліджень вітчизняних та зарубіжних науковців і практиків.

Назагал, фонд перспективних структур складають невеликі за розмірами малоамплітудні антикліналі та тектонічні блоки з незначними ресурсами від 7-15 до 100-500 млн. м³ газу. Перспективи відкриття нових покладів і родовищ із значними запасами вуглеводнів пов'язуються з маловивченими або невивченими великими структурами на глибинах понад 5 км та з дорозвідкою нижнього поверху нафтогазоносності на великих та середніх родовищах. Так, на сьогодні, в межах Східного нафтогазоносного регіону уже виявлено 36 родовищ, які пов'язані з продуктивними горизонтами на глибинах понад 5000 м, що розташовані в центральній при осьовій і прибортових частинах западини. На 25 родовищах містяться газоконденсатні поклади, на 8 – газові, а на трьох – нафтові. Слід відзначити, що 19 родовищ містять промислові скупчення вуглеводнів і у вищезалягаючих горизонтах [62].

Проте ступінь використання потенційних ресурсів вуглеводнів в інтервалі глибин 5000-7000 м не перевищує 14%, тим часом як нереалізована їх частина становить половину усіх ресурсів, що залишилися. Тому, основні перспективи глибоко занурених горизонтів регіону пов'язуються з центральною приосьовою і північною прибортовою частинами Дніпрово-Донецького гребеня. Аналіз результатів ресурсної бази Східного регіону [62] вказує на те, що територіально основним залишковим вуглеводневим потенціалом (29% ресурсів – 690,5 млн. т у. п.) володіє Глинсько-Солохівський НГР, приурочений до центральної приосьової частини ДДГНО.

Освоєння великих (понад 4,5-5,0 км) глибин є одним із важливих напрямків нарощення потенційних ресурсів та запасів нафти і газу, оскільки запаси вуглеводнів на малих і середніх глибинах у багатьох регіонах значною мірою вичерпані [62].

Досягнення максимально можливого рівня забезпечення ресурсами України є важливим стратегічним завданням. Державною програмою внутрішнього виробництва, затвердженою постановою Кабінету Міністрів України від 12

вересня 2011 р. за №1130 значна увага звертається на освоєння вуглеводневих ресурсів України, що зосереджені на глибинах 4-7 км.

Узагальнення сучасних даних щодо фазового стану вуглеводнів свідчить про можливість зберігання нафтових і нафтогазоконденсатних скупчень при температурах, які сягають 220-230 °С. Так, у Східному Передкавказзі поклади нафти (Північнобрагунське, Гудермес, Андреевське та ін.) відомі в умовах пластових температур до 160-190 °С на глибинах до 5,8 км. Як правило, у глибоко занурених покладах пластові тиски $p_{пл}$ перевищують умовні гідростатичні більш як в 1,5 рази. На родовищах Марун і Північний Марун, розміщених у передскладчастому крилі Передзагроського прогину пластові температури становлять 185 і 230 °С відповідно [65]. Поклади нафти і нафтоконденсату при температурах понад 200-220 °С відкриті в нафтогазоносних басейнах Мексиканської затоки. На родовищі Парадон (Мексика) з глибини 6473 м (карбонатна крейда) отримано дебіти нафти близько 1 тис. т/добу. У США (Галф-Кост) з пісковиків на глибинах 6060-6536м, в яких зафіксовані АВПТ досить високих значень, давно видобувають нафту на родовищах Лейк-Берр і Лейк-Вашінгтон. Тут, особливу увагу привертає смуга розвитку верхньокрейдових пісковиків Тускалуса, оскільки в них на глибинах 4,6-6,5 км за пластової температури до 232 °С розробляється нафтове родовище Фріленд і понад десяток нафтогазоконденсатних. У Паданській западині (Адріатичний басейн) з тріасових вапняків у свердловині 1-Віла Фортуна на глибині 6200 м добовий дебіт нафтового фонтану становить 795 т і газу 990 м³.

Детальне геохімічне вивчення відкладів, які розкриті надглибокими свердловинами (в англійській літературі зустрічається абревіатура UDW – ultra-deep wells щодо надглибокх свердловин) в США (Джакобс-1, 7544 м; Берта-Роджерс-1, 9525 м; Мак-Нейр-1, 6905 м) показали, що в інтервалі температур від 220 °С до 296 °С і при ступені катагенезу АК1 у породах мезозою та палеозою виявлено високий вміст високомолекулярних (C₁₅₊) вуглеводневих компонентів. Перспективу наявності вуглеводнів на значних глибинах по всьому світу підтверджують закордонні вчені у своїх роботах [66, 67, 68].

На території України основні перспективи відкриття покладів нафти і газу на великих глибинах сьогодні пов'язуються з Передкарпатським прогином і з Дніпрово-Донецькою западиною.

На території Українського Передкарпаття пошуки глибоко занурених покладів ВВ почалися з буріння свердловин 1-Луги (глибина 6266 м) і 1-Шевченково (7524 м). Під час буріння останньої в інтервалі тріщинуватих пісковиків (7014-7022 м, пластовий тиск близько 120 МПа, температура 170 °С) нижньої крейди бували інтенсивні нафтогазопрояви. У шліфах порід з даного інтервалу спостерігаються порові та тріщинно-кавернознопорові колектори, у тріщинах і кавернах яких були нафта або бітуми.

Припливи нафти на глибинах понад 5000 м одержали у свердловинах 2-Новосхідниця (5476-5984 м, пластовий тиск 68,1 МПа, температура 134 °С), 1-Північна Завода (5704-5797 м, 88,5 МПа, 130 °С), 17-Семигинів (5200-5245 м, 67,5 МПа, температура 128 °С) та ін. Значний приплив нафти (до 500 т/добу) одержано в інтервалі 6200-6500 м з живецьких вапняків доальпійського фундаменту румунського Передкарпаття на території старого промислу Гергяса. Проте переважна більшість відкритих промислових покладів нафти в Передкарпатті розміщені на глибинах, менших ніж 5000 м, де пластові температури нижчі за 120 °С і тиски нижчі 80 МПа.

Ще одним доказом існування покладів нафти на глибинах 4-6 км у Передкарпатті є одержання у 2002 році нафти на Смолянській площі із підвороту першого ярусу зі свердловини 2-Смолянська із менілітових відкладів нафти, де звертає на себе увагу велика піщанистість розрізу менілітових відкладів при значній їх товщині. У цій свердловині на глибині 5126 м початковий пластовий тиск становить 73,7 МПа, а пластова температура –122,5 °С.

Критична межа у відношенні газу до нафти залежно від конкретних умов того чи іншого нафтогазоносного району лежить в інтервалі 1000-1500 м³/т [69]. За дуже високих тисків і температур (понад 100 МПа і 200 °С) вся нафта розчиняється у газі, а нижче цієї критичної межі весь газ розчиняється в нафті. За даними [20], нафти перехідного стану характеризуються високим вмістом газу (300-800 м³/м³), а нафти звичайні – до 300 м³/м³. У той самий час вказується [20],

що газовий фактор нафт перехідного типу, які за своїми фізичними властивостями займають проміжне положення між пластовими нафтами і газоконденсатами, досягає $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ і більше.

У Передкарпатському прогині виявлено залежність між газовмістом у нафтах і глибиною залягання продуктивних горизонтів (рис. 1.8). Вміст газу в звичайних нафтах на глибині 1000-2000 м збільшуються з 50 до $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$, в інтервалі 2000-3000 м – з 100 до $165 \text{ м}^3/\text{м}^3$ і в інтервалі 3000-4000 м – з 165 до $265 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Для нафти перехідного стану приріст вмісту газу становить для тих самих інтервалів глибин відповідно: 170-175 $\text{м}^3/\text{м}^3$, 225-320 $\text{м}^3/\text{м}^3$ і 320-470 $\text{м}^3/\text{м}^3$ [70]. Виходячи з наведених значень газовмісту, можна вважати, що звичайні пластові нафти у Передкарпатському прогині на глибинах близько 5000 м заміщаються нафтами перехідного стану. В інтервалі глибин від 5000 до 8000-9000 м, особливо в нижніх частинах зони, можуть переважно розміщуватися поклади нафти перехідного стану часто з параметрами, близькими до критичних ($T_{\text{ши}} = 190-220 \text{ C}$, $p_{\text{ши}} = 120-130 \text{ МПа}$, $\Gamma_{\phi} = 1000-1300 \text{ м}^3/\text{м}^3$) і дещо вищими, нафтові поклади з великими газовими шапками або газоконденсатні поклади з облямітками рідких ВВ.

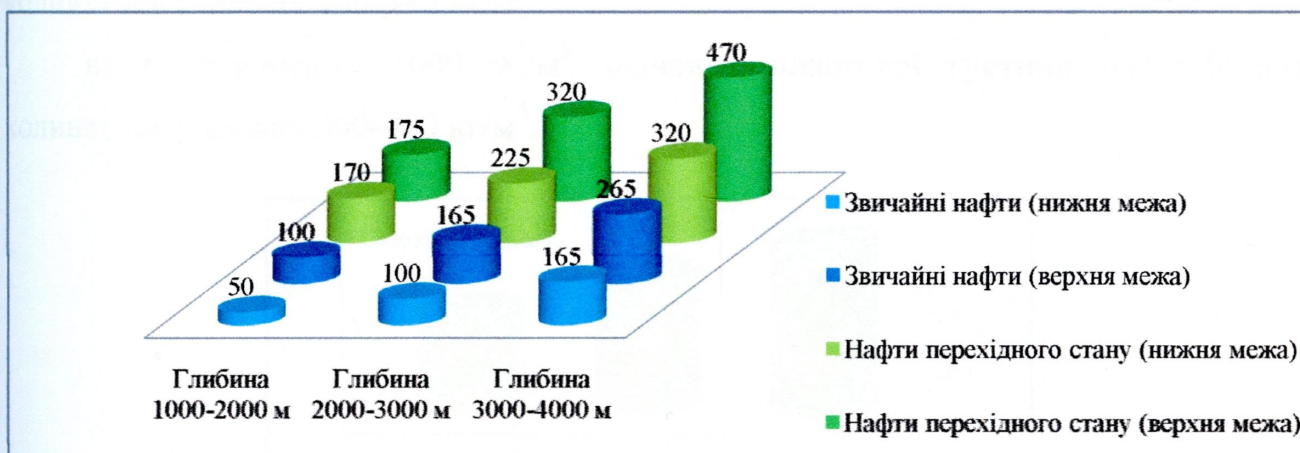


Рисунок 1.8 – Залежність між газовмістом у нафтах і глибиною залягання продуктивних горизонтів

На наявність рідких вуглеводнів у глибоко занурених горизонтах (5-8 км) Передкарпатського прогину вказує і відсутність закономірних змін геохімічних показників нафти у залежності від глибини її залягання, в тому числі включаючи нафту з глибини 7014 м зі св. 1-Шевченково [71].

Наявність нафти перехідного стану в інтервалі глибин 1000-3000 м з високим газовмістом ($470-485 \text{ м}^3/\text{м}^3$) зумовлена міграцією вуглеводневих систем з глибокозанурених горизонтів прогину. Фізико-хімічні властивості і вуглеводневий склад високопарафінистої нафти багатьох родовищ Передкарпаття (Гвізд, Пнів, Долина, Північна Долина, Струтин, Борислав та ін.) вказують на ознаки в них “первинних” газоконденсатів [72], які утворились у жорстких термобаричних умовах глибоко занурених зон. Саме цим і зумовлена наявність нафти та конденсату (М. П. Габинет та інші, 1990) з важким ізотопом вуглецю (від $-23,6$ до $-25,5\%$) у верхній частині осадового комплексу.

На наявність нафт перехідного стану на великих глибинах вказують і фактичні кореляційні залежності пластової густини нафт Передкарпаття та їх газовмісту [73]. Проведене статистичне моделювання залежностей вказаних параметрів дає підставу з достатньою точністю прогнозувати (рис. 2.9), що:

- а) за газовмісту $600 \text{ м}^3/\text{м}^3$ значення пластової густини нафт будуть коливатись у межах $500-560 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- б) за газовмісту $800 \text{ м}^3/\text{м}^3$ значення пластової густини нафт будуть коливатись у межах $400-480 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- в) за газовмісту $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ значення пластової густини нафт будуть коливатись у межах $300-410 \text{ кг}/\text{м}^3$.

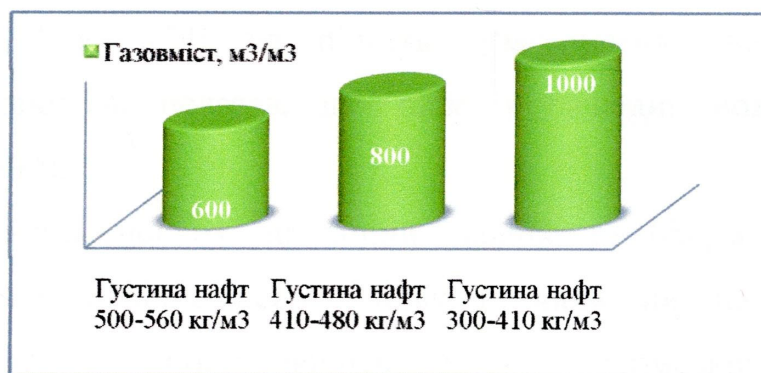


Рисунок 1.9 – Прогнозування залежності пластової густини нафт від газовмісту, проведене на основі статистичного моделювання

Нижче глибин 8,5-9,0 км зі збільшенням пластових температур від $215 \text{ }^\circ\text{C}$ до $330 \text{ }^\circ\text{C}$ за даними мінералотермобаричних досліджень має відбуватись метанізація рідких ВВ і заміщення покладів нафтогазоконденсатними, газоконденсатними і

газовими скупченнями, які на глибинах, нижчих за 14 км, змінюються метановими або змішаними газами [74]. Це практично узгоджується з експериментальними дослідженнями [75], за даними яких перехід в газоконденсатний стан нормальних пластових нафт і газорідних скупчень проміжного типу (з початковим газовим фактором $500-900 \text{ м}^3/\text{м}^3$) можливий за значно більших критичних тиску $p_{\text{кр}}$ і температури $T_{\text{кр}}$ (110-150 МПа і 220-302 °С відповідно).

На підставі узагальнення наявного геолого-геофізичного і промислового матеріалів стосовно фазового стану вуглеводнів глибоко занурених горизонтів Передкарпаття запропоновано уточнену схему вертикальної зональності фазового стану вуглеводнів [76].

Виділені три зони (А, В, С) вказують на можливість існування різних вуглеводневих систем у покладах Передкарпаття. Враховуючи, що критична температура існування нафти в рідкій фазі при тисках 80 - 100 МПа дорівнює 270-300 °С [77], в зоні А можна було б очікувати переважно наявності покладів рідких ВВ. Проте на великих глибинах з жорстким термодинамічним режимом фазовий стан ВВ залежить, головним чином, від кількісного співвідношення газу і нафти, що надійшли в кожен конкретну пастку, і ступеня термодинамічного розвантаження вуглеводневих систем від легких компонентів [78].

Маєвський Б. Й. [74] на підставі узагальнення наявних матеріалів газорідних включень показав, що рідкі вуглеводні можуть існувати за температур до 360 °С.

Серед нафтогазоносних провінцій давніх платформ світу Дніпрово-Прип'ятська займає провідне місце за кількістю виявлених на великих глибинах покладів вуглеводнів, поступаючись тільки Пермському і Західному внутрішньому басейнам США (Зав'ялов В. М. та ін., 1995). У Пермському басейні промислові скупчення рідких вуглеводнів виявлені до глибини 6600 м, а газонасні горизонти – до глибини 7955 м [62].

У ДДЗ із виявлених більше ніж 245 родовищ нафти і газу промислова нафтоносність встановлена до глибини 5100 м (Карайкозівське родовище),

газоносність – до 6300 м (Перевозівське родовище). Родовища із скупченням вуглеводнів на глибинах понад 5000 м зосереджені в основних нафтогазоносних районах западини, що приурочені до центральної приосьової і крайових зон гребеню.

За даними новітніх досліджень (Гладун В.В., 2012) з глибокими горизонтами (5-7 км) Східного регіону України пов'язана суттєва частина (42%) нерозвіданих у них ресурсів [79].

Із маловивченими або невивченими великими структурами на глибинах понад 5 км та з дорозвідкою нижнього поверху нафтогазоносності на великих та середніх родовищах, де поклади вуглеводнів встановлені у верхньому поверсі нафтогазоносності, пов'язують перспективи відкриття нових покладів і родовищ із значними запасами вуглеводнів.

Глибозанурений розріз ДДЗ характеризується насамперед високими пластовими температурами (більше 100 °С) і тисками (50-100 МПа і більше), в тому числі АВПТ з коефіцієнтом аномальності до двох і більше, локальним розвитком субвертикальних резервуарів із розущільненими вторинними процесами, високофлюїдонасиченими порово-тріщинними колекторами. Під час освоєння глибозалягаючих покладів з ними пов'язані значні флюїдопрояви, поглинання технологічних рідин, аварійні викиди бурового розчину і некеровані фонтанування свердловин, міжпластові перетоки флюїдів тощо [78]. На глибинах 5-7 км у ДДЗ виділено 40 прогнозних зон нафтогазоносності, з яких у 38 можливі структурні пастки, а у 2 зонах – неструктурні пастки під катагенетичним флюїдоупором.

Склад вуглеводневих речовин у газорідних включеннях в залежності від термобаричних умов певною мірою узгоджуються і з експериментальними дослідженнями Петрова О. О. [80], який показав, що за температури 150-170 °С, які вважались до недавнього часу максимальними для існування покладів нафти, у лабораторних умовах ніяких видимих змін у вуглеводневому складі нафт не відбувається. У той час за температури 350-360 °С швидкість розпаду нафт зростає в 30-60 разів у порівнянні із зменшенням даної величини за температури

300 °С, а при підвищенні температури до 400 °С спостерігається різке збільшення швидкості розпаду вуглеводнів нафти, що призводить до інтенсивного газоутворення.

Таким чином, в Україні перспективи нарощування ресурсної бази і нафтовидобутку пов'язується із великими глибинами (5000-7000 м), відповідно із температурами 270-300 °С, та з нафтами перехідного стану з високим газовмістом (понад 600-800 м³/м³), що актуалізує тему даної дисертації, беручи до уваги замкнутість басейнів і відсутність прояву активних вод, оскільки на глибинах 1500-4000 м і більше знаходиться зона застійного режиму (надзвичайно утрудненого водообміну) [27].

Висновки до першого розділу

Проаналізовано існуючі підходи до розробки нафтових родовищ при режимі розчиненого газу і результати дослідження процесів фільтрації газонафтової суміші в покладі, методи проектування експлуатації фонтанних свердловин з використанням теорії висхідних потоків газорідних сумішей на основі моделі гомогенного руху, а також стан фонтанної експлуатації свердловин, і перспективи видобування нафти в Україні.

У результаті запропоновано шляхи до удосконалення системи взаємопов'язаних способів вилучання нафти із надр, піднімання її на денну поверхню, а також запропоновано створити метод одночасного проектування технологічних параметрів розробки покладу і газліфтного фонтанування свердловин зі змінним газовим фактором за умов самоузгодження роботи пласта та свердловини.

Шляхами до удосконалення існуючої технології видобування нафти є:

– розроблення методу, методики та комп'ютерної програми для проектування технологічних параметрів процесу газліфтного фонтанування та показників розробки нафтового покладу в умовах самоузгодження двох ланок системи “поклад-свердловина”;

– розроблення удосконаленої технології видобування нафти в умовах самоузгодження процесів у покладі та у свердловині при газліфтному фонтануванні за змінного газового фактора;

- проведення експериментального числового дослідження впливу фазових проникностей на процес розробки покладу;
- порівняння результатів розрахунків за аналітичним і числовим методами визначення показників розробки нафтових родових на РРГ з уже відомими, а також результати застосування універсальної залежності падіння дебіту свердловин у часі з уже відомими;
- обґрунтування універсальної залежності зміни дебіту свердловини в часі на основі об'єднаного закону Вейбулла-Макегама;
- розв'язання задачі оптимізації режимів роботи діючих фонтанних свердловин;
- розроблення методу визначення вибірного тиску за наявності перешкод для інструментального вимірювання у стовбурі свердловини з метою контролю за роботою існуючих фонтанних свердловин.

З проведеного аналізу також чітко видно, що в Україні є перспективи нарощування ресурсної бази і нафтовидобутку за рахунок освоєння значних глибин, та видобування нафт перехідного стану з високим газовмістом, що актуалізує тему даної дисертації. На таких глибинах очікуються високі пластові тиски, значна початкова газонасиченість пластової нафти, ймовірний прояв режиму розчиненого газу, а це особливості фільтрації газованої нафти, висхідних газорідних потоків у свердловині та їх самоузгодження в системі "поклад-свердловина", методи гідродинамічних розрахунків при режимі розчиненого газу та методики проектування розробки нафтових родовищ.

Наслідком опрацьованого матеріалу є обґрунтування актуальності теми дисертаційної роботи, формулювання ідеї та мети роботи і задач дослідження, а також визначення об'єкта, предмета і методів дослідження.

РОЗДІЛ 2

ТЕОРЕТИЧНІ ОБҐРУНТУВАННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ВЗАЄМОДІЇ НАФТОВОГО ПОКЛАДУ І ФОНТАННОЇ СВЕРДЛОВИНИ

2.1 Особливості прояву процесу фонтанування свердловин

Фонтанування свердловин відбувається за рахунок тільки пластової енергії [59]. Залежно від співвідношення тисків вибійного p_b і гирлового p_2 із тиском насичення нафти газом p_n (від місцезнаходження початку виділення газу з нафти) виокремлюють два види фонтанування і відповідні їм три типи фонтанних свердловин [22], а саме:

а) артезіанське фонтанування (перший тип) – $p_b > p_n, p_2 \geq p_n$ (рух у стовбурі свердловини негазованої рідини без вільного газу);

б) газліфтне фонтанування з початком виділення газу в стовбурі свердловини (другий тип) – $p_b \geq p_n, p_2 < p_n$ (рух у пласті негазованої рідини, фонтанування свердловини відбувається за принципом роботи газорідинного піднімача);

в) газліфтне фонтанування з початком виділення газу в пласті (третій тип) – $p_b < p_n, p_2 < p_n$ (у пласті і свердловині рухається газорідинна суміш, фонтанування свердловини відбувається за принципом роботи газорідинного піднімача).

В аспекті теми дисертації вважаємо доцільним розширити градацію свердловин і ввести четвертий тип свердловин, тобто стосовно третього типу розгазування нафти відбувається тільки в околиці свердловини (пластовий тиск на контурі дренажу свердловини ($p_{пл} > p_n > p_b$), газовий фактор є постійним в часі і на цьому побудована існуюча методика проектування експлуатації свердловин другого і третього типів, а стосовно четвертого типу розгазування нафти спостерігається у всьому пласті ($p_{пл} = p_n > p_b$), що супроводжується зміною газового фактора в часі.

Фонтанна експлуатація свердловин за певних умов може бути характерною для всіх режимів роботи нафтового покладу – пружного, розчиненого газу, водо- і газонапірного, мішаного і гравітаційного (в даний час існування його не допускається), тобто як для режимів виснаження (перші два із наведених), так і для режимів витіснення (водо- і газонапірних, мішаних). Режим роботи покладу

або, інакше, режим нафтовилучання, не є властивістю, в повній мірі притаманною продуктивному пласту, а залежить і від темпів відбирання нафти та газу [24].

Так, умовою пружного режиму є перевищення пластового тиску $p_{пл}$, точніше тиску в усіх точках пласта, над тиском насичення нафти газом p_n . У пласті рухається негазована рідина за рахунок пружності пластової системи. В усіх випадках, коли вибійний тиск знижується нижче від тиску насичення, то спочатку в околиці свердловини розвивається режим розчиненого газу і поширюється на віддалені зони пласта залежно від співвідношення видів пластової енергії.

За жорсткого водонапірного режиму однофазна нафта ($p_b \geq p_n$, розчинений газ не виділяється) витісняється до видобувних свердловин під дією напору пластової або запомповуваною з поверхні води. Порушення рівноваги, тобто компенсації відбирання припливом (чи нагнітанням), призводить до того, що починають відігравати роль інші види енергії: або енергія пружності, або енергія розширення вільного газу, який виділяється із нафти. В останньому випадку отримуємо режим витіснення газованої нафти (суміші газонасиченої нафти і вільного нафтового газу) водою (один із різновидів мішаних режимів); фонтанування свердловин відбувається за третім або четвертим типом.

Режим розчиненого газу зумовлений проявленням енергії розширення розчиненого в нафті газу в разі зниження тиску нижче тиску насичення p_n . Зниження тиску нижче значини тиску p_n супроводжується виділенням з нафти раніше розчиненого в ній газу. Бульбашки цього газу, розширюючись, просувають нафту і самі переміщуються пластом до вибоїв свердловин. Частина бульбашок газу сегрегує (спливає), накопичуючись у склепінні структури і утворюючи газову шапку. Режим розчиненого газу в “чистому вигляді” може проявитися в пласті, який містить нафту, повністю насичену газом (початковий пластовий тиск $p_{пл} = p_n$) [24]. Свердловини фонтанують за четвертим типом.

Цей режим проходить у дві фази. Протягом першої фази депресійна лійка кожної свердловини розширюється до злиття з лійками інших свердловин або до природної межі пласта (контура нафтоносності). У другій фазі відбувається загальне зниження тиску в покладі і на лініях злиття депресійних лійок або на межі пласта.

Для нього характерні високий темп зниження пластового тиску (відборів нафти) і неперервна зміна експлуатаційного газового фактора: спочатку збільшення до максимальної значини, відтак зменшення (через виснаження).

Якщо поклад характеризується деяким перевищенням початкового пластового тиску $p_{пл}$ над тиском насичення p_n , то в початковий період у разі зниження тиску до значини p_n він працює за рахунок енергії пружності або за рахунок енергії пружності й напору вод. Якщо $p_{виб} < p_n$, то енергія розширення газу поєднується з цими енергіями.

Газонапірний режим (режим газової шапки) пов'язаний із первинним проявленням енергії розширення стисненого вільного газу газової шапки. Залежно від зміни тиску в газовій шапці розрізняють газонапірний режим двох видів: пружний і жорсткий.

За пружного газонапірного режиму в результаті деякого зниження тиску на газонафтовому контакті (ГНК) внаслідок відбирання нафти починається розширення об'єму вільного газу газової шапки і витіснення ним нафти. У міру відбирання нафти з покладу тиск газу зменшується.

Жорсткий газонапірний режим відрізняється від пружного тим, що тиск в газовій шапці під час відбирання нафти залишається сталим.

У разі проявлення газонапірного режиму початковий пластовий тиск $p_{пл}$ (на рівні ГНК) дорівнює тиску насичення нафти газом p_n . Тому під час створення депресії тиску відбувається виділення розчиненого газу і нафта рухається пластом за рахунок енергії його розширення. Частина газу сегрегує в підвищені зони і поповнює газову шапку. Це сприяє сповільненню темпів зниження пластового тиску, а також зумовлює малі значини газового фактора для свердловин, віддалених від ГНК. Свердловини, розташовані поблизу ГНК, характеризуються дуже високими значинами газового фактора внаслідок проривів газу.

Режими, за яких можливе одночасне проявлення енергій розчиненого газу, пружності і напору води, називають мішаними.

Серед них часто виділяють, згаданий вище, режим витіснення газованої нафти водою у випадку зниження вибійного тиску $p_{виб}$ нижче тиску насичення

нафти газом p_n . Тиск на контурі нафтоносності може дорівнювати тиску p_n або бути вищим від нього.

Отже, нафтові свердловини характеризуються газліфтним фонтануванням за другим, третім або четвертим типами, залежно від режиму роботи покладу, тобто від термобаричних умов у покладі та характеристик нафти. Типи фонтанних свердловин нами подано в таблиці 2.1 та відображено на рисунку 2.1.

Таблиця 2.1 – Типи фонтанних свердловин залежно від режиму роботи покладу

№ п/п	Режим роботи пласта	Різновид режиму	Типи свердловин				Співвідношення тисків
			I	II	III	IV	
1	Пружний	Пружний	+	+			$p_{пл} > p_n, p_v \geq p_n$
2	Водонапірний	Пружний	+	+			$p_{пл} > p_n, p_v \geq p_n$
		Жорсткий	+	+			$p_{пл} > p_n, p_v \geq p_n$
3	Газонапірний	Пружний			+	+	$p_v < p_n \leq p_{г.ш}$
		Жорсткий			+	+	$p_v < p_n < p_{г.ш}$
4	Розчиненого газу	Газованої нафти			+	+	$p_v < p_n = p_{пл}$
5	Мішаний	Витіснення газованої нафти водонафтовою сумішшю			+	+	$p_v < p_n \leq p_{пл}$

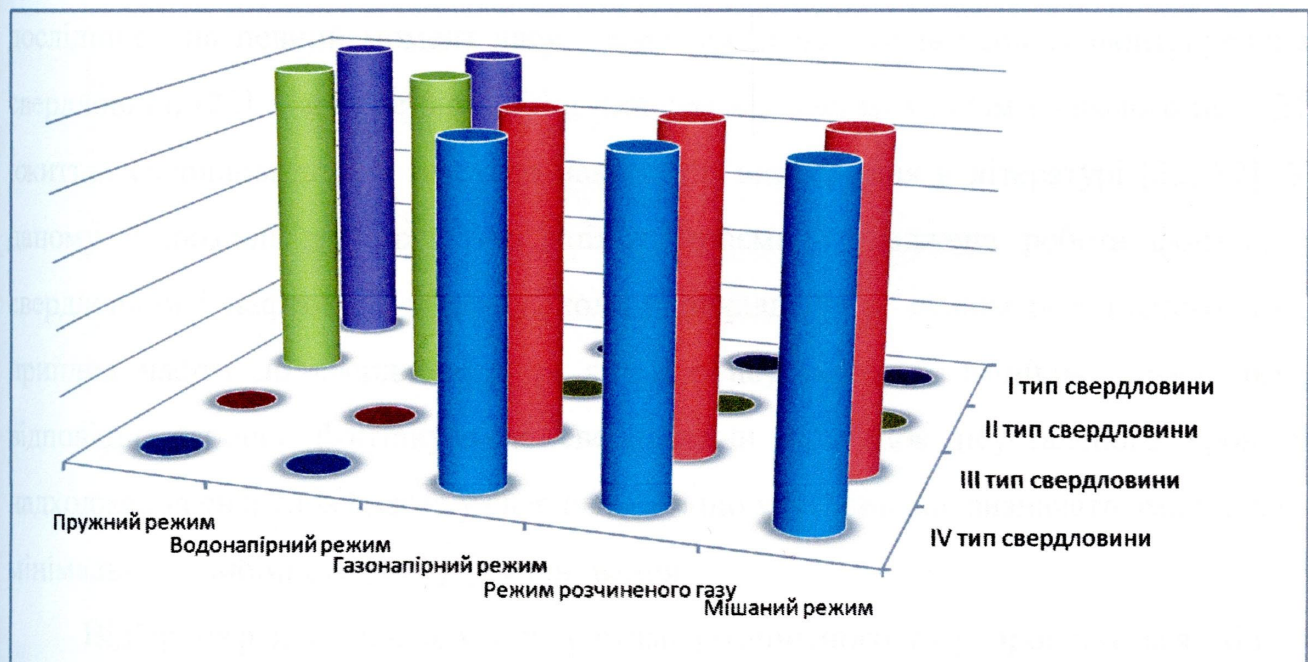


Рисунок 2.1 – Типи фонтанних свердловин залежно від режиму роботи покладу

Таким чином, як видно з таблиці 2.1 і рисунка 2.1, дослідження в даній роботі спрямовані на поклади, які розробляються на режимах розчиненого газу, газонапірному чи мішаному і будуть експлуатуватися фонтанними свердловинами третього і четвертого типів з початком виділення газу в околиці свердловини та загалом у покладі.

2.2 Спільна робота видобувної свердловини і нафтового покладу при режимі розчиненого газу

Поточний відбір нафти із покладу і собівартість видобутку визначаються, в першу чергу, ефективністю експлуатації видобувних свердловин, підвищення якої є актуальною задачею на кожному нафтовому родовищі. Технологічна ефективність експлуатації видобувних свердловин залежить від повноти використання пластової енергії, яка надходить у свердловину із покладу, що пов'язано із режимом роботи покладу. Поточний обсяг цієї енергії є змінним у часі, особливо при режимі розчиненого газу, а за таких умов змінюється і енергетична характеристика процесу піднімання нафти у свердловині [81].

Питання узгодження роботи двох послідовних ланок (нафтового покладу і видобувної свердловини) процесу видобування нафти розглядалося рядом дослідників на певний момент часу, здебільшого на кінець періоду фонтанування свердловини [22]. Узгодження роботи цих ланок у часі (протягом тривалого періоду «життя» свердловини) не знайшло належного висвітлення в літературі [22, 82]. У даному підрозділі досліджується спільна взаємно узгоджена робота фонтанної свердловини і нафтового покладу, коли в покладі існує режим розчиненого газу, приплив нафти до свердловини за якого є неусталеним, змінним у часі, як і, відповідно, процес фонтанування свердловини внаслідок неусталеного процесу надходження енергії із пласта у свердловину, що уможливорює визначати зміну в часі мінімального вибійного тиску фонтанування.

Відбір нафти із покладу при режимі розчиненого газу проектується або за аналітичною методикою [25, 22] незалежно від способу та характеру експлуатації

нафтових свердловин за умови спочатку постійного дебіту і відтак постійного вибійного тиску, або за чисельною математичною моделлю [82] – без урахування характеру висхідних газорідинних потоків у свердловині. Здійснювати експлуатацію свердловин за таких умов технологічно і технічно складно (наприклад, потрібні автоматичні регулятори витрати газонафтового потоку чи вибійного тиску) та й практично недоцільно [83, 84].

Гідродинамічні розрахунки процесу видобування нафти із покладу, точніше, розробка нафтового покладу при режимі розчиненого газу за аналітичною методикою базується на залежності між тиском у покладі і насиченістю порового простору нафтою. Така залежність описується нелінійним диференціальним рівнянням, яке розв'язується за методом послідовної зміни стаціонарних станів.

Одним із запропонованих способів його розв'язання є найбільш простий і прийнятний для інженерних розрахунків та повсюдно застосовуваний метод Зінов'євої Л. А. [52], який уможливорює визначити середній пластовий тиск, котрий прирівнюється до тиску на контурі живлення свердловини, нафтонасиченість, газовий фактор і коефіцієнт нафтовилучення. Подальший розрахунок дебітів, депресій тиску і тривалості процесу виснаження покладу залежить від заданих граничних умов на контурі свердловини: а) задано постійний вибійний тиск, а розраховуються змінні в часі дебіти свердловини; б) задано постійний дебіт нафти (обводненість продукції на режимі розчиненого газу рівна нулю), а розраховується змінний у часі вибійний тиск.

Контурний тиск в обох випадках є змінним і пов'язаним із нафтонасиченістю покладу (або, інакше, із сумарним відбором нафти).

Тривалість процесу виснаження покладу, а також змінні в часі всі технологічні показники розробки ув'язуються між собою за допомогою рівняння матеріального балансу для нафти.

В обох випадках або дебіт свердловини (при заданому вибійному тиску), або вибійний тиск (при заданому дебіті) визначаються за формулою вигляду відомої

формули Дюпюї із змінним коефіцієнтом продуктивності, який залежить від умов роботи покладу [25].

Аналогічно маємо і при розрахунках за чисельною моделлю [82].

При цьому замовчується, а чи вдасться забезпечити піднімання цієї нафти, яка припливає у свердловину, із вибою на поверхню, тобто робота покладу не узгоджується з роботою наступної ланки – видобувної свердловини – єдиного нерозривного процесу видобування нафти.

При видобуванні нафти на режимі розчиненого газу в покладі тиск на вибої видобувної свердловини є нижчим від тиску насичення нафти газом, причому вільний газ припливає із пласта у свердловину на перших порах у достатньо великих кількостях, тому мова може йти тільки про фонтанний спосіб експлуатації свердловини (газліфтне фонтанування; третій чи четвертий тип фонтанної свердловини), а відтак у міру зменшення витрати вільного газу – про механізовані (газліфтний чи насосні) способи [25, 22, 85].

Умова газліфтного фонтанування, описує тривалу, керовану, спільну узгоджену роботу фонтанної свердловини і нафтового пласта. Із умови фонтанування випливає, що узгодження роботи свердловини і пласта відбувається «автоматично» (саморегулювання) через вибійний тиск p_v (решта параметрів є відомими, апріорі заданими величинами). Заданим вважається і експлуатаційний газовий фактор G_0 . Але експлуатаційний газовий фактор при проектуванні роботи фонтанної свердловини задається сталим для умов на початку і в кінці періоду фонтанування (змінюється тільки ефективний газовий фактор), а розрахунок зводиться до мінімального вибійного тиску в кінці періоду фонтанування за заданого дебіту та гирлового тиску і відповідного дебіту на початку періоду фонтанування [22].

Експлуатаційний газовий фактор визначається роботою продуктивного пласта. Його можна розрахувати за будь-якою методикою проектування розробки нафтових родовищ при режимі розчиненого газу. Результати експериментів [84, 83] показують, що газовий фактор при режимі розчиненого газу спочатку повільно зростає (під час першої фази навіть із деяким зменшенням), відтак зростає інтенсивно, сягає

максимуму, а внаслідок виснаження покладу різко спадає, тобто експлуатаційний газовий фактор є змінним у часі (див. вище). При практичній реалізації експлуатації свердловин в умовах режиму розчиненого газу і прогнозуванні очікуваного видобутку нафти це слугує підставою задавати умову постійного дебіту при фонтанному і механізованому видобуваннях на початковій стадії розробки родовища, коли пластовий тиск є високим, а зниження пластового і вибійного тисків хоч і відбувається, але їх величини ще високі і можна здійснювати регульоване відбирання рідини. На пізній стадії розробки, коли вибійний і пластовий тиски не забезпечують фонтанування свердловини, а потужність механізованого способу (збільшення занурення ліфтових труб або насоса під рівень рідини) повністю використана, умова постійності відбору є не здійсненою, то цілком оправданою стає експлуатація свердловини при постійному вибійному тиску [84, 83].

Для принципового обґрунтування характеру роботи фонтанної свердловини в умовах саморегулювання із роботою пласта обмежимося ймовірно-статистичною диференціальною S -подібною кривою росту, наприклад кривою Гомперця для опису зміни накопиченого експлуатаційного газового фактора $\overline{G}_0(t)$ в часі t :

$$\overline{G}_0(t) = G_{00} + Ae^{-ae^{-bt}} \quad (2.1)$$

де G_{00} – експлуатаційний газовий фактор на момент часу $t = 0$, рівний пластовому газовому фактору (чи, інакше, газонасиченості пластової нафти); A, a, b – постійні коефіцієнти.

Тут коефіцієнт A можна записати так:

$$A = abA_0, \quad (2.2)$$

де A_0 – накопичений газовий фактор на момент часу $t \rightarrow \infty$, а із урахуванням періоду постійного газового фактора до моменту початку відліку часу t_3

$$G_{e\phi}(t) = G_{00} + Aabe^{-bt_3} e^{-ae^{-bt_3}} \quad (2.3)$$

У відповідності із експериментальними, розрахунковими і промисловими даними [83] встановлено (рисунок 2.2), що для аналізу можна взяти $\phi_{e\phi} = 7,5$, $t \approx 6$

років, а відтак знайдемо коефіцієнти A , a , b , де накопичений газовий фактор за відомої значини $\overline{G_0}(t_n)$.

$$A_0 = \overline{G_0}(t_n)e^{ae^{-bt_n}}, \quad (2.4)$$

тобто

$$b^2 e^{bt_n} G_{\text{еф}}(t_n) - \varphi_{\text{еф}} = 0; \quad (2.5)$$

$$a = e^{bt_n}, \quad (2.6)$$

звідки $b = 0,8 \text{ с}^{-1}$; $a = 125$; $A_0 = 140 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $A = 3800 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ с}$.

Для розрахунків узято: $G_{00} = 140 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $H = 2000 \text{ м}$; $d = 0,062 \text{ м}$; $p_2 = 0,5 \cdot 10^6 \text{ Па}$; $p_0 = 0,1 \cdot 10^6 \text{ Па}$; $g = 9,81 \text{ м}^2/\text{с}$; $\alpha_p = 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ Па}$; $\rho = 860 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\varphi_{\text{еф}} = 7,5$, $t \approx 6$ років.

Для опису залежності $G_{\text{еф}}(t)$ підбираємо коефіцієнти A , a , b за характером зміни кривої і двома точками, які визначають:

а) кратність зростання газового фактора

$$\varphi_{\text{еф}} = \frac{G_{\text{еф}}(t_n) - G_{00}}{G_{00}} = \frac{bA}{e}; \quad (2.7)$$

б) момент часу t_n , коли поточний газовий фактор сягає максимуму (настає його падіння)

$$t_n = \frac{\ln a}{b}. \quad (2.8)$$

Тоді, умову фонтанування переписуємо так:

$$G_{00} + Aabe^{-bt_n} e^{-ae^{-bt_n}} - \alpha_p \left(\frac{p_B + p_2}{2} - p_0 \right) = \frac{0,282 L \rho g [L \rho g - (p_B - p_2)]}{d^{0,5} (p_B - p_2) p_0 \ln \frac{p_B}{p_2}}, \quad (2.9)$$

або

$$G_{\text{еф}}[p_B(t)] \geq R_{\text{опт}}[p_B(t)], \quad (2.10)$$

звідки знаходимо вибійний тиск p_B як функцію часу t , тобто

$$p_B = p_B(t). \quad (2.11)$$

Розв'язок цієї рівності можна отримати з допомогою комп'ютера методом ітерації в машинному середовищі MathCad або графоаналітичним шляхом. (див. рисунок 2.3). Для розуміння покажемо розв'язання графоаналітичним шляхом.

Взявши похідну від виразу (2.3), отримаємо поточний газовий фактор:

$$G_{\text{еф}}(t) = Aabe^{-bt_n} e^{-ae^{-bt_n}} \quad (2.12)$$

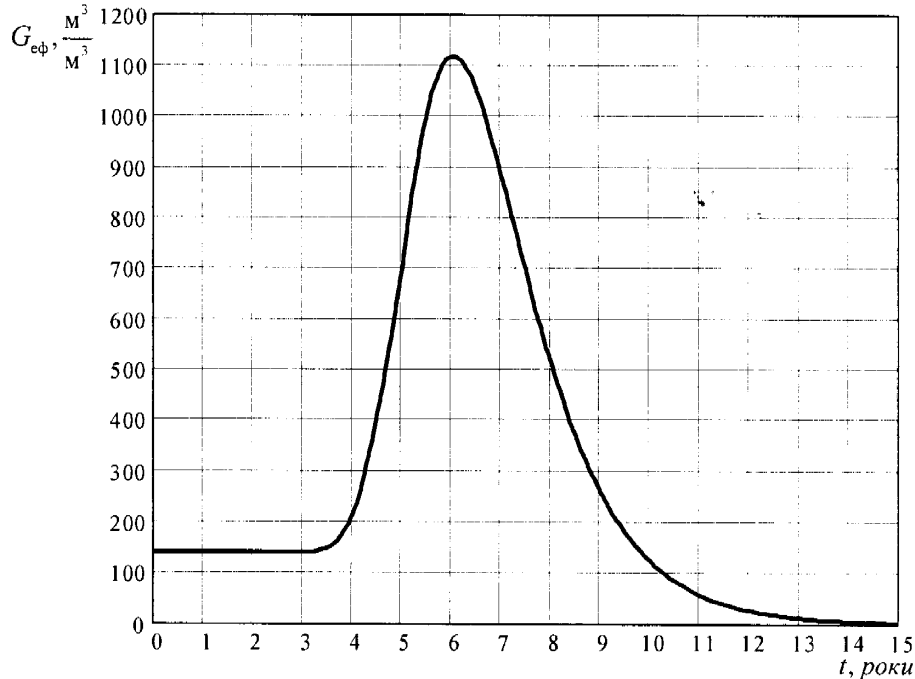


Рисунок 2.2 – Графічна інтерпретація зміни ефективного газового фактора $G_{\text{еф}}$ в часі t

Маючи величину вибійного тиску p_B залежно від перебігу часу t за виразом умови газліфтного фонтанування, можна побудувати її графічну інтерпретацію і знайти мінімальний вибійний тиск фонтанування. Результати розрахунку показано на рисунку 2.4.

Зміну тиску $p_B(t)$ за результатами розрахунку показано на рисунку 2.5.

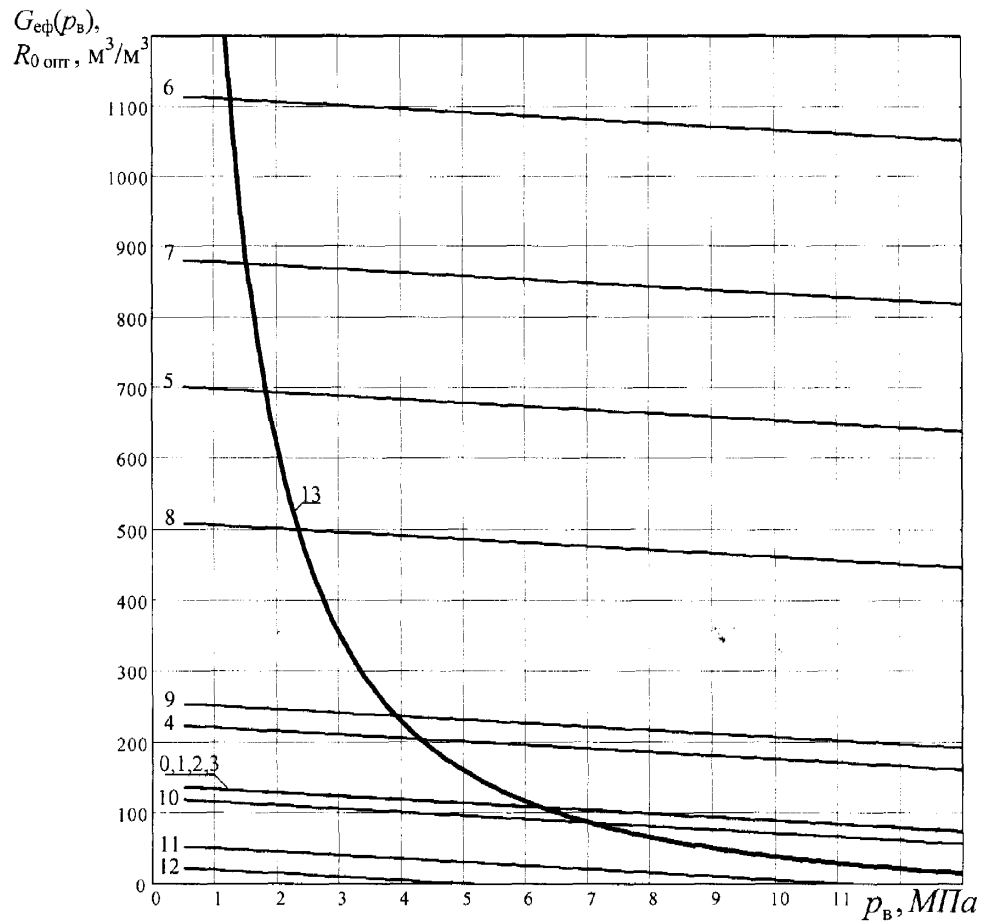


Рисунок 2.3 – Визначення мінімального вибійного тиску, $p_B(t)$, на момент часу t , роки: 0,1,2,3 (0,1,2,3); 4(4); 5(5); 6(6); 7(7); 8(8); 9(9); 10(10); 11(11); 12(12) залежно від p_B (лінія 13)

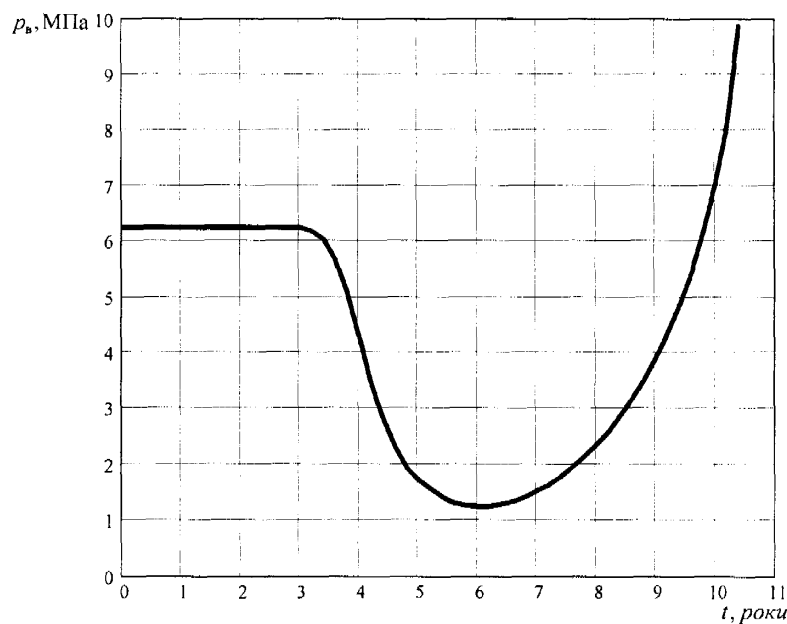


Рисунок 2.4 – Зміна вибійного тиску p_B фонтанування в часі t

Так як із перебігом часу t ефективний газовий фактор $G_{\text{еф}}$ зростає, а відтак спадає, то вибійний тиск у часі буде зменшуватися і, переходячи через мінімум, зростатиме, допоки не припиниться фонтанування свердловини.

Це дає нам змогу удосконалити методику проектування розробки нафтового покладу при режимі розчиненого газу за рахунок уточнення граничних умов. За нашим підходом граничні умови не задаються постійними, а змінюються в часі при проектуванні процесу розробки нафтового покладу як за аналітичною методикою (наприклад, за методом Зінов'євої Л. А.), так і за сучасною чисельною математичною моделлю.

2.3 Кількісне дослідження особливостей роботи видобувної свердловини в системі з нафтовим покладом з метою її проектування та експлуатації. Методика розрахунку модифікованої кривої ліфтування

Фонтанний спосіб експлуатації нафтових свердловин оснований на використанні природної пластової енергії і як природний спосіб є найраціональнішим. Тому продовження тривалого періоду фонтанування залишається актуальною задачею на кожному нафтовому родовищі. Одним із найбільш доступних напрямків продовження тривалості є узгодження роботи свердловини і покладу в часі протягом усього “життя” цих двох послідовних ланок системи видобування нафти.

У кількісному аспекті таке узгодження у часі не знайшло висвітлення в літературі. В якісному аспекті механізм узгодження роботи відомий [22, 86], а в роботі [38] розглядаються тільки два режими (оптимальний і максимальний), хоч замовчується питання щодо достатньої кількості пластового газу для фонтанування, так як він є в даному випадку характеристикою пластової енергії.

У цьому підрозділі спільна робота нафтового покладу і свердловини кількісно узгоджується через вибійний тиск, оскільки, приплив флюїдів із пласта і підняття рідини у стовбурі свердловини відбуваються за рахунок пластової енергії [22].

Внаслідок нерозривності газонафтового потоку в системі “поклад-свердловина” тривале фонтанування свердловини є можливим лише за умови рівності витрат рідини, яка припливає із пласта ($Q_{\text{пл}}$), і рідини, котра піднімається

на поверхню у стовбурі свердловини ($Q_{\text{під}}$), а тоді умову спільної узгодженої роботи покладу і свердловини записуємо так [86]:

$$Q_{\text{пл}} = Q_{\text{під}} = Q. \quad (2.13)$$

Фільтрація рідини в покладі (в продуктивному пласті) відбувається за лінійним чи нелінійним законами. Причин порушення лінійного закону фільтрації можна назвати багато – інерційні сили, деформації тріщин пласта, виділення газу із нафти, підключення інших пропластків в роботу тощо [86]. При цьому опуклі до осі дебіту індикаторні лінії пов'язуються з газонапірним, розчиненого газу, гравітаційним чи мішаними режимами роботи нафтового покладу. Тому з метою узагальнення аналізу припливу видобуваної продукції з витратою $Q_{\text{пл}}$ у свердловину описуємо узагальненим степеневим рівнянням нелінійного закону фільтрації у вигляді (індикаторна лінія) [37]:

$$Q_{\text{пл}} = K'_0 (p_{\text{пл}} - p_{\text{в}})^n = Q_{\text{пл}}(p_{\text{в}}), \quad (2.14)$$

де $p_{\text{пл}}$ – пластовий тиск (в околиці свердловини, яка розглядається); $p_{\text{в}}$ – тиск на вибої свердловини під час її роботи (вибійний тиск); n – показник режиму фільтрації ($1 \geq n \geq 0,5$); K'_0 – коефіцієнт пропорційності, а за $n = 1$ – коефіцієнт продуктивності свердловини K_0 . Звідси випливає, що витрата рідини із пласта $Q_{\text{пл}}$ є функцією вибійного тиску $p_{\text{в}}$.

Фонтанна свердловина в разі газліфтного фонтанування (другий, третій і четвертий типи фонтанування свердловини із початком виділення газу із нафти відповідно у стовбурі або в пласті) – це газорідинний піднімач, роботу якого можна описати такою функціональною залежністю (криві ліфтування) [86]:

$$Q_{\text{під}} = Q_{\text{під}}(V_0, p_1, p_2, L, d, \bar{\rho}, \bar{\mu}, \sigma), \quad (2.15)$$

де V_0 – об'ємна витрата вільного газу в газліфтному піднімачі, яка необхідна для його роботи; p_1 – тиск біля башмака ліфтових труб; p_2 – гирловий тиск (тиск на виході із свердловини, який ув'язує роботу системи “поклад-свердловина” із системою збору і підготовки видобуваної продукції); L, d – довжина і внутрішній діаметр ліфтових труб; $\bar{\rho}, \bar{\mu}$ – відношення відповідно густин і динамічних коефіцієнтів в'язкості фаз газорідинної суміші; σ – поверхневий натяг на межі розподілу фаз.

Оскільки витрата вільного газу V_0 зумовлена витратою припливу рідини за рівнянням (2.17), газ вивільняється із нафти при зниженні в ній тиску, а тиск p_1 біля башмака пов'язаний із вибійним тиском p_B , наприклад, у свердловині другого типу формулою

$$p_B = p_H + (H - L)\rho g, \quad (2.16)$$

то маємо такі додаткові функціональні залежності:

$$V_0 = V_0 [Q_{\text{пл}}(p_B)] = V_0(p_B); \quad (2.17)$$

$$p_1 = p_1(p_B), \quad (2.18)$$

де p_H – тиск насичення нафти газом; H – глибина свердловини; ρ – густина рідини у свердловині; g – прискорення вільного падіння, причому у свердловинах другого типу тиск

$$p_1 = p_H, L \leq H, \quad (2.19)$$

при $L = H$ тиск $p_1 = p_B = p_H$, а у свердловинах третього типу

$$L = H, p_1 = p_B < p_H \quad (2.20).$$

Тоді, за сталих інших параметрів для конкретної свердловини приходимо до функціональної залежності

$$Q_{\text{під}} = Q_{\text{під}}(p_B), \quad (2.21)$$

тобто через вибійний тиск p_B ув'язується робота покладу із роботою свердловини згідно із (2.15).

Розв'язком рівняння (2.21) є шуканий вибійний тиск p_B .

Модифіковану криву ліфтування ніхто ще не розрахував. Будують графіки такої лінії або за лабораторними даними, або за даними промислового дослідження газліфтною (не фонтанною!) свердловини, або, в крайньому випадку, за трьома розрахунковими точками стосовно газліфтною свердловини (початок ліфтування, оптимальний і максимальний режими), використовуючи напівемпіричні формули Крилова О. П. [86]. Ми пропонуємо розрахункову

методику побудови модифікованої кривої ліфтування стосовно фонтанної свердловини при газліфтному фонтануванні [22].

Методика розрахунку зводиться, в першу чергу, до побудови кривої розподілу тиску вздовж ліфтових труб газорідинного піднімача за одним із методів, описаних у монографії [87]. В основу методики покладено сучасну гідродинамічну модель руху газорідинної суміші у вигляді:

$$\varepsilon = \frac{1}{\rho_p g} \frac{dp}{dl} = \frac{\rho_c}{\rho_p} + \frac{1}{\rho_p g} \left(\frac{dp}{dl} \right)_T + \frac{1}{\rho_p g} \left(\frac{dp}{dl} \right)_{in}, \quad (2.22)$$

де ε – загальний градієнт тиску, який виражено висотою стовпа рідини густиною ρ_p , що припадає на одиницю довжини труби; g – прискорення вільного падіння; ρ_c – густина газорідинної суміші; $1/\rho_p g (dp/dl)_T$ – градієнт тиску, який зумовлений силами гідравлічного опору і виражений висотою стовпа рідини густиною ρ_p , що припадає на одиницю довжини труби; $1/\rho_p g (dp/dl)_{in}$ – градієнт тиску, який зумовлений інерційними силами.

Усі складові цього рівняння є безрозмірними величинами, що полегшує розрахунки і узагальнення результатів дослідження.

Тут для розрахунку розподілу тиску газорідинної суміші в піднімальних насосно-компресорних трубах та експлуатаційній колоні використовуємо підмодель гомогенного (однорідного) руху, зокрема за методом Поеттманна-Карпентера [87].

Розрахунки ряду кривих розподілу тиску в ліфтових трубах виконуємо за принципом “згори-вниз” від гирлового тиску p_2 , задаючись цим тиском, витратою (дебітом) рідини Q та експлуатаційним газовим фактором. Інші характеристики флюїдів (нафти, газу, води), свердловини і режиму її роботи відомі. Для кожної кривої розподілу тиску задаємо одну конкретну витрату Q і одну значину газового фактора, а для побудови ряду кривих задаємо інші значини витрати Q і газового фактора, починаючи від найменших, і знаходимо невідомі тиски p_b , які відповідають заданим дебітам Q (рис. 2.5).

Для коректного розрахунку всю глибину L опускання (у вертикальних свердловинах – довжину) ліфтових труб розбиваємо під час розрахунку на ділянки (згори-вниз): а) руху газоводонафтової суміші (від тиску p_2 до тиску p_{11} насичення нафти газом); б) руху водонафтової (рідинної) суміші (чи тільки нафти

в необхідних свердловинах). При цьому на першій ділянці розглядаємо рух у ліфтових (насосно-компресорних) трубах, а на другій – в експлуатаційній колоні, тобто глибина опускання ліфтових труб L рівна глибині рівня тиску насичення (як це слід забезпечувати, з технологічної точки зору у фонтанних свердловинах 2-го типу). Хоча можуть бути й інші випадки щодо довжини ліфтових труб, що нерідко зустрічається на практиці. Тоді на цих двох ділянках слід виділяти інтервали руху газоводонафтової суміші (суть методики від цього не змінюється).

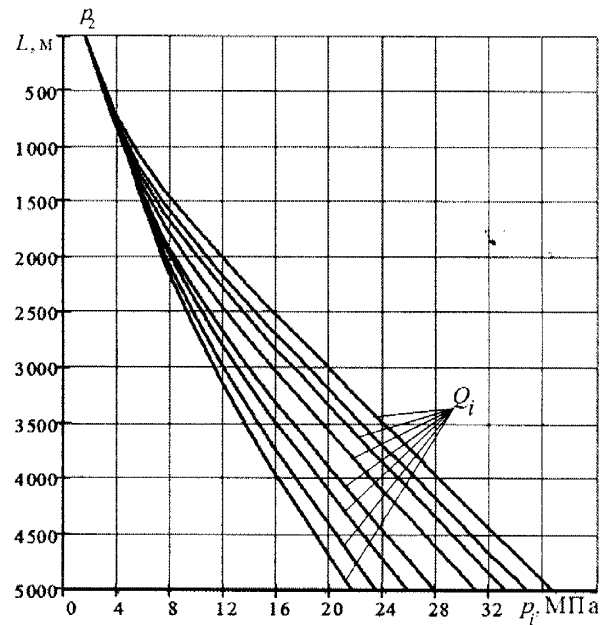


Рисунок 2.5 – Криві розподілу тиску $p(z)$ уздовж стовбура фонтанної свердловини

Якщо у ході розрахунку кривої розподілу тиску $p(z)$ вздовж вертикальної координати z тиск виявляється меншим або рівним тиску p_n , тобто $p(z) \leq p_n$, то ліфтові труби опускаємо до вибою свердловини, $L \cong H$, де H – глибина свердловини (у свердловинах 3-го і 4-го типів). У свердловинах такого типу газ виділяється із нафти у стовбурі (як і у свердловинах 2-го типу), а також у вільному стані надходить у свердловину із покладу. Кількість вільного газу, що надходить із покладу, можна оцінити за формулою закону Генрі (у покладі режим розчиненого газу розвивається не повністю, не в усьому об'ємі зони дренавання) або розрахувати за аналітичною методикою чи за методикою чисельного моделювання процесу розробки покладу.

Побудова кожної кривої розподілу тиску $p(z)$ завершується визначенням невідомого вибійного тиску p_v на глибині H , що відповідає заданому дебіту.

За сукупністю відповідних значин Q і p_B (знайдених для ряду кривих розподілу тиску) будуємо криву ліфтування залежно від вибійного тиску p_B . Спільне розв'язання рівнянь індикаторної лінії (2.16) і модифікованої (залежно від вибійного тиску стосовно фонтанної свердловини) кривої ліфтування (2.17) показано точками (чи точкою) перетину ліній $Q_{\text{пл}}(p_B)$ і $Q_{\text{під}}(p_B)$, котрі характеризують спільну узгоджену роботу покладу і свердловини ($Q_{\text{пл}} = Q_{\text{під}}$), а в решті випадків має місце неузгоджена робота ($Q_{\text{пл}} > Q_{\text{під}}$ або $Q_{\text{пл}} < Q_{\text{під}}$).

Точці Н відповідає нестійка робота, оскільки найменші коливання вибійного тиску p_B спричиняють зривання фонтанування (точка 3), коли $Q_{\text{під}} = 0$, або перехід роботи в точку С. Це легко усвідомити, узгодивши зміну вибійного тиску p_B зі зміною висоти динамічного рівня h_d рідини у свердловині ($p_B = h_d \rho g$), наприклад, для свердловини другого типу. Якщо $Q_{\text{пл}} > Q_{\text{під}}$, то рідина, яка припливає, накопичується у стовбурі, і зростає вибійний тиск p_B , а за $Q_{\text{пл}} < Q_{\text{під}}$, навпаки, вибійний тиск p_B знижується. У такому розумінні точка С – це точка стійкої спільної узгодженої роботи пласта і піднімача.

Таким чином, тривале газліфтне фонтанування можливе тільки за однієї цілком певної значини вибійного тиску p_B . У разі зміни параметрів p_2 , L , d точка С стійкої спільної узгодженої роботи переміщуватиметься вздовж індикаторної лінії відповідно до їх зміни угору або вниз (параметри p_2 , L , d технолог має змогу змінювати, наприклад, гирловий тиск p_2 за допомогою штуцера).

Проте за деякого поєднання цих параметрів, наприклад, за великої значини тиску на гирлі p_2 , модифікована крива ліфтування $Q_{\text{під}}(p_B)$ може не перетинатися з індикаторною лінією $Q_{\text{пл}}(p_B)$. Тоді фонтанування не відбуватиметься.

На цей графік накладаємо індикаторну лінію і встановлюємо можливість або відсутність (лінії не перетинаються) фонтанування.

Відтак задаємо іншу значину тиску p_2 і повторюємо розрахунки.

У разі потреби задаємо ще й іншу значину діаметра ліфтових труб.

Наведемо приклад розрахунку. Для розрахунків нами прийнято: $H = 5000$ м; $d = 0,073$ м (зовнішній діаметр НКТ); $T_{\text{пл}} = 390$ К (пластова

температура); $\Gamma = 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (газонасиченість пластової нафти); $\rho_n = 860 \text{ кг}/\text{м}^3$ (густина розгазованої нафти нафти); $\rho_b = 1100 \text{ кг}/\text{м}^3$ (густина пластової води); $n_b = 0,3$ (об'ємна обводненість продукції); $p_{\text{нас}} = 40 \text{ МПа}$ (тиск насичення нафти газом); $p_{\text{пл}} = 43 \text{ МПа}$ (пластовий тиск); $p_{r1} = 1,5 \text{ МПа}$ (гирловий тиск, крива 1); $p_{r2} = 1 \text{ МПа}$ (крива 2); $p_{r3} = 0,5 \text{ МПа}$ (крива 3). Криві розподілу тиску (рис. 2.5) побудовані при гирловому тиску $p_{r1} = 1,5 \text{ МПа}$, витраті Q та газовому факторі G_0 , які змінюються в межах відповідно від 0 до $140 \text{ м}^3/\text{добу}$ та 0 до $750 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

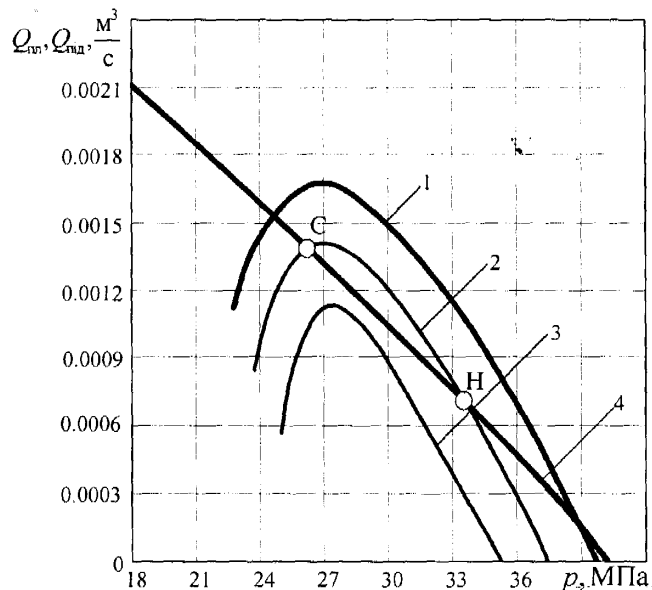


Рисунок 2.6 – Графік спільної роботи нафтового покладу і фонтанної свердловини при газліфтному фонтануванні: 1, 2, 3 – криві ліфтування; 4 – індикаторна лінія

Таким чином, запропоновано методику узгодженої роботи свердловини і пласта при газліфтному фонтануванні ($Q_{\text{пл}} = Q_{\text{плд}}$). Оптимальна і тривала робота можлива лише в тому випадку, коли маємо спільне розв'язання рівнянь індикаторної лінії та модифікованої кривої ліфтування. Тоді отримуємо точки (чи точку) перетину ліній $Q_{\text{пл}}(p_b)$ і $Q_{\text{плд}}(p_b)$ (рис. 2.8). У свою чергу, тривале газліфтне фонтанування можливе тільки за однієї цілком певної значини вибійного тиску p_b .

Змінюючи параметри p_2 , L , d точка С стійкої спільної узгодженої роботи переміщуватиметься вздовж індикаторної лінії $Q_{\text{пл}}(p_b)$ відповідно до їх зміни угору або вниз. На виробництві технолог має змогу змінювати, наприклад

гирловий тиск за допомогою штуцера, що й дає змогу досягти узгодження роботи нафтового покладу і свердловини в часі за умов газліфтного фонтанування.

Висновки до другого розділу

У розділі показано, що фонтанна експлуатація свердловин за певних умов може бути характерною для всіх режимів роботи нафтового покладу. Залежно від режиму роботи покладу нафтові свердловини характеризуються газліфтним фонтануванням за другим, третім або четвертим типами. В аспекті теми дисертації розширено градацію свердловин і введено четвертий тип фонтанних свердловин. Обґрунтовано спрямування досліджень в даній роботі на поклади, які розробляються на режимах розчиненого газу, газонапірному чи мішаному і будуть експлуатуватися фонтанними свердловинами третього і четвертого типів з початком виділення газу в околиці свердловини та загалом у покладі.

Досліджено спільну взаємно узгоджену роботу фонтанної свердловини і нафтового покладу, коли в покладі існує режим розчиненого газу, приплив нафти до свердловини за якого є неусталеним, змінним у часі, як і, відповідно, процес фонтанування свердловини внаслідок неусталеного надходження в неї пластової енергії, що уможливорює визначати зміну в часі мінімального вибійного тиску фонтанування за рахунок уточнення граничних умов. За підходом описаним в розділі граничні умови не задаються постійними, а змінюються в часі при проектуванні процесу розробки нафтового покладу як за аналітичною методикою, так і за чисельною математичною моделлю.

Вперше подано кількісне обґрунтування узгодженої роботи пласта при газліфтному фонтануванні свердловини. Робота нафтового покладу і свердловини кількісно узгоджується через вибійний тиск, оскільки, приплив флюїдів із пласта і підняття рідини у стовбурі свердловини відбуваються за рахунок пластової енергії. Запропоновано методику розрахунку узгодженої роботи свердловини і пласта при газліфтному фонтануванні з побудовою модифікованої кривої ліфтування.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ ПОКАЗНИКІВ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ НА РЕЖИМІ РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ НОВОГО ЗАКОНУ ПАДІННЯ ДЕБІТУ В ЧАСІ

3.1 Дослідження чутливості розрахункових технологічних показників розробки покладу до зміни вхідних параметрів

При розробці нафтових і нафтогазоконденсатних покладів у результаті зміни пластових умов у пористому середовищі часто виникає складний рух дво- та трифазної багатокомпонентної суміші, при якому склад, а отже, фізичні властивості (в'язкість, густина та ін.) і швидкості руху окремих фаз змінюються в часі та в просторі. Цей рух характеризується переходом окремих компонентів з одної фази в іншу, відмінністю фазових швидкостей, дифузією компонентів, адсорбційними явищами на поверхнях розділу фаз та іншими чинниками. Такий характер фільтраційних течій виникає в пористому середовищі при русі газованої рідини і її витісненні з пласта водою або газом.

Для кількісного опису течії неоднорідних сумішей потрібно, окрім термодинамічних співвідношень, які характеризують стан і властивості газу та рідини, мати фільтраційні характеристики пористого середовища. Такою характеристикою являються проникності пористого середовища для кожної з фаз – фазові проникності.

Фазові проникності є одним із основних параметрів, що визначають гідрогазодинаміку гетерогенних систем, а тому значини розрахункових експлуатаційних параметрів мабуть дуже повинні залежати від фазових проникностей.

У літературі [24] констатується, що інформацію про відносні фазові проникності для нафти і води, нафти і газу, газу і води можна отримати шляхом лабораторного дослідження витіснення флюїдів із ядра при стаціонарних або при нестаціонарних умовах, а також розрахувати за промисловими даними, за даними капілярного тиску і за аналогією з використанням опублікованих залежностей.

Коефіцієнт відносної фазової проникності визначається як відношення коефіцієнтів фазової проникності породи для одної із фаз при заданій насиченості за наявності або руху інших фаз до коефіцієнта проникності для цієї фази при 100 % -й насиченості нею породи.

На стадії відтворення історії розробки родовища коефіцієнти відносних фазових проникностей уточнюються з використанням промислових даних за динамікою процесу витіснення. Площа покладу розбивається на окремі ділянки, взаємодією між якими нехтують. Вважається, що в межах ділянки течія між рядами свердловин одновимірна. Обернена задача з визначення коефіцієнтів модифікованих відносних проникностей за динамікою реального процесу витіснення розв'язується для області ділянки між нагнітальним та ближчим до нього видобувним рядом свердловин.

Для прогнозування динаміки нафтовидобутку в режимі заданих тисків необхідно визначити коефіцієнти відносних фазових проникностей, які повинні відповідати гідродинамічній інформації, накопиченій у ході розробки розглядуваного елемента пласта. Це завдання може бути вирішене, якщо володіти достатньо детальною інформацією про поведінку вибійних тисків. Враховуючи характерну для практики нерегулярність та невисоку точність вимірювань вибійних і пластових тисків доцільно використати відомий наближений прийом, який дає змогу оцінити параметри моделі за промисловою інформацією.

Зміна фазової проникності під впливом різних умов спаду насиченості відображає зміни самої структури суміші флюїдів. Урахування багатопараметричної залежності фазової проникності значно ускладнило би завдання гідродинамічних досліджень фільтрації двофазних систем. Передусім отримання таких залежностей навіть у разі двох параметрів представляє надзвичайно складне експериментальне завдання. Тому, оскільки насиченість – все ж основний визначальний параметр, для інженерних цілей фазову проникність зазвичай приймають як функцію тільки однієї насиченості. Слід зазначити, що теорія, яка базується на понятті фазової проникності, залежної лише від насиченості, дозволяє пояснити основні явища, що

відбуваються в нафтових пластах, і при ряду промислових розрахунків дає результати, близькі за величиною до практичних даних.

Фазові проникності для двофазних систем були предметом численних досліджень, результати яких висвітлюються як в оригінальних роботах [88, 89, 90, 91], так і монографіях [56, 92, 93]. Значно у меншій мірі вивчені і висвітлені в літературі фазові проникності трифазних систем, але це питання не відноситься до дисертації.

Гольф-Рахт Т. Д. у своїй фундаментальній монографії [94] розкрив вплив розподілу пор за розмірами в породах із міжгранулярною пористістю та відповідно капілярного тиску на характер кривих фазових проникностей.

У породах з міжгранулярною пористістю розподіл флюїдів в порах контролюється капілярними силами, і, як наслідок, насиченість пор різними флюїдами буде залежати від співвідношення змочувальної (яка змочує) і незмочуваної (яку змочують) фаз, що заповнюють поровий простір.

На величину відносної проникності будуть впливати розподіл пор за розмірами і послідовність заповнення пор рідинами (оскільки характер перебігу при дренаванні і просочуванні може бути різним).

Якщо відомо розподіл пор за розмірами, то можна установити взаємне положення змочуваної і незмочуваної фаз (рис 3.1). Змочувальна фаза буде займати малі пори, незмочувана – великі, внаслідок взаємозв'язку між насиченням пор флюїдом і розподілом пор за розмірами. Таким чином, максимальна насиченість змочуваною фазою буде залежати від розміру пор. Залишкова водонасиченість буде вищою в дрібних порах, ніж у великих (рис. 3.3).

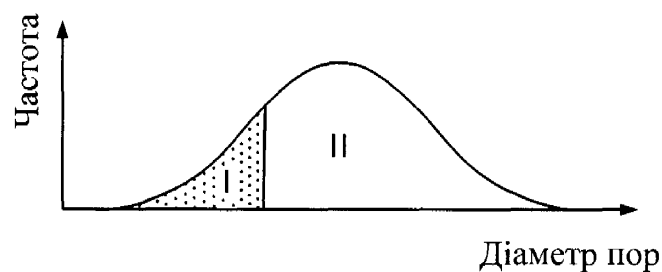


Рисунок 3.1 – Крива розподілу пор за розмірами і флюїдонасиченість фазою:

I – змочувана, II – незмочувана

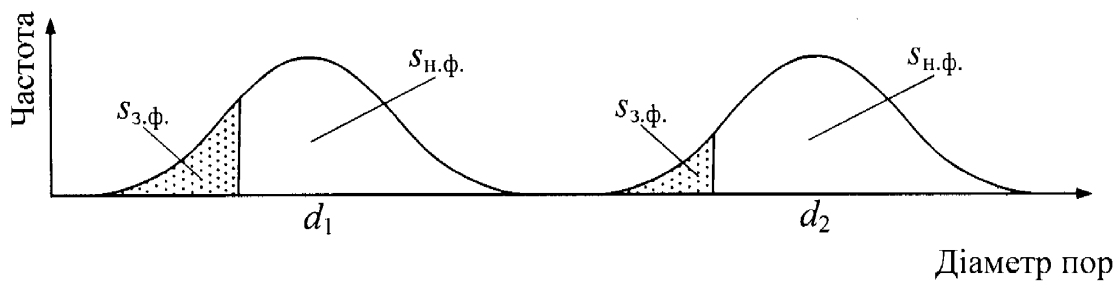


Рисунок 3.2 – Криві розподілу пор за розмірами і вплив середнього розміру діаметра пор d на величину насиченості змочуваної фази $s_{з.ф.}$ та незмочувані $s_{н.ф.}$ фази ($d_1 < d_2$)

Якщо в колекторі одночасно присутні всі три фази, (вода, нафта і газ), в їх розподілі в порах буде спостерігатися картина: у відповідності зі ступенем взаємного змочування вода буде займати найдрібніші пори, газ – найбільш великі, а нафта – середні за розміром (рис. 3.2).

Якщо в порах є всі три фази, то на відносну проникність для кожної фази насиченість іншими фазами впливає наступним чином:

а) $k_{в.в.}$ – кількість залежить тільки від вмісту рухомої води і не залежить від нафто - і газонасиченості;

б) $k_{в.г.}$ – залежить тільки від газонасиченості і не залежить від нафто - і водонасиченості;

в) $k_{в.н.}$ залежить від нафтонасиченості і має непряму залежність від меж розмірів пор, в яких є нафта. Наприклад, при нафтонасиченості – $s_n = 0,5$ $k_{в.н.}$ буде вище при $s_n = 0,45$ і $s_g = 0,05$, ніж, при $s_n = 0,3$ і $s_g = 0,2$, так як у другому випадку нафта буде розташована в дрібніших порах.

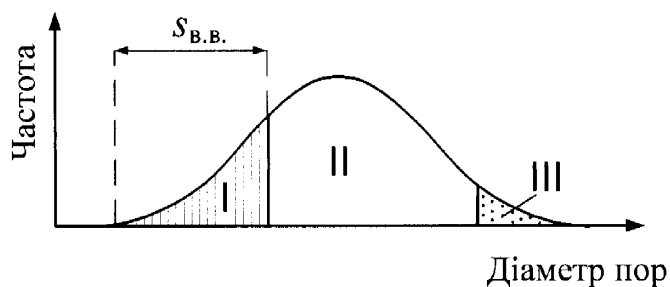


Рисунок 3.3 – Крива розподілу пор за розмірами і розподіл насиченості при наявності трьох фаз: I – вода; II – нафта; III – газ

Нормування кривих відносної проникності проводиться з використанням значень насиченості рухомими фазами в різних випадках насичення (дренування або просочення). Відносна фазова насиченість позначається s_{ϕ} (s_B, s_G, s_H).

Що стосується пор, котрі містять рухомі флюїди,

$$s_{\phi}^* = \frac{s_{\phi}}{1 - s_{B.B.} - s_{B.H.}}, \quad (3.1)$$

а щодо всіх пор, за винятком тих, що містять зв'язану воду,

$$s_{\phi} = \frac{s_{\phi}}{1 - s_{B.B.}}. \quad (3.2)$$

Відносні проникності виражаються як частка проникності, отриманої при переході фази в умовах насиченості, яка не знижується, наприклад,

$$k_{B.H.} = \frac{k_H}{k_{S=s_{B.B.}}}; \quad (3.3)$$

$$k_{B.B.} = \frac{k_B}{k_{S=s_{H.B.}}}; \quad (3.4)$$

У результаті нормалізації кривих відносної проникності по насиченості більш чітко проявляється і пряма залежність відносної проникності від розподілу пор за розмірами, а не тільки від змочуваності та історії формування насиченості [25, 26].

Розподіл пор за розмірами можна досить точно встановити по кривих залежності капілярного тиску від насиченості при дренуванні [94]. По частотній кривій (див. рис. 3.2) можна побудувати графік зміни капілярного тиску p_k при дренуванні (рис. 3.4, крива 1), причому тиск буде описуватися рівнянням

$$\log p_k = \log p_{k.H.} - \frac{1}{\lambda} \log s_{3M}^*; \quad (3.5)$$

$$s_{3M}^* = \frac{1}{(p_k / p_{к.н.})^\lambda} \quad (3.6)$$

де λ – параметр розподілу; p_k – капілярний тиск.

При екстраполяції прямої лінії 2 (рис. 3.4), побудованої за рівнянням (3.5), до значення $s_{3M}^* = 100\%$ величина $p_{к.н.}$ часто збігається з пороговим тиском $p_{порог}$. У рівнянні кривої капілярного тиску малі значення λ вказують на значні межі зміни розмірів пор, у той час великі значення λ свідчать про рівномірний розподіл пор за розмірами. Зв'язок між розміром пор, частотою зустрічей, зміною капілярного тиску і параметром розподілу λ показано в табл. 3.1. Величина $p_{к.н.}$ залежить в основному від середнього розміру пор, а значення λ визначається типом розподілу пор за розмірами.

За результатами лабораторних визначень відносної проникності на великій кількості зразків порівняно однорідних порід можна встановити деякі кореляційні залежності основних критичних параметрів. Класичними є залежності $s_{в.в.}$, $s_{н.в.}$,

$$k_{н.} / k_{S_B} = s_{в.в.}, \quad k_{в.} / k_{S_H} = s_{н.в.} \sqrt{k/m}, \quad (\text{рис. 3.4}).$$

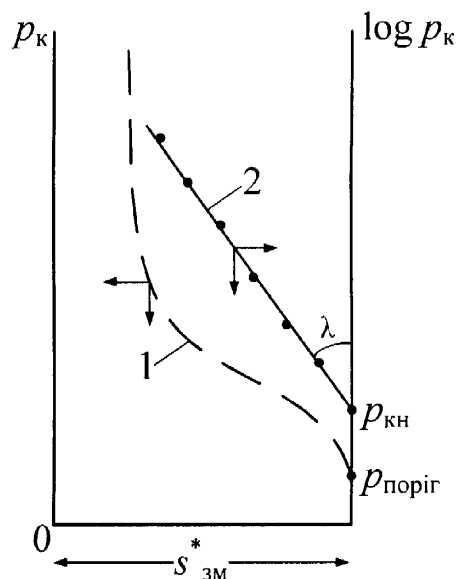
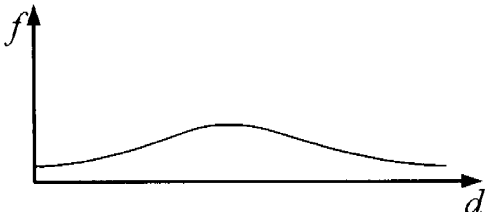
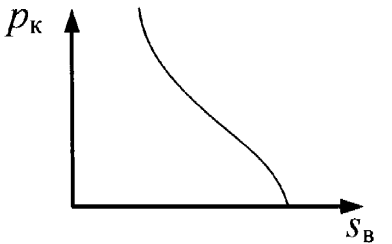
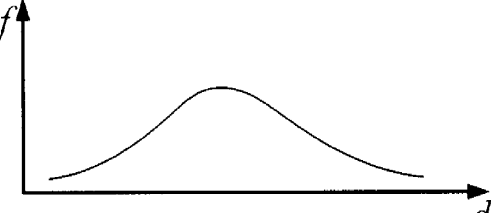
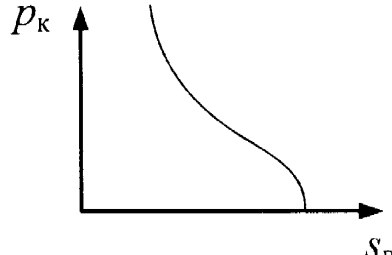
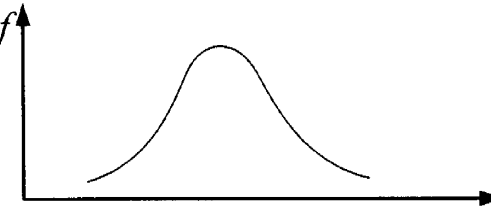
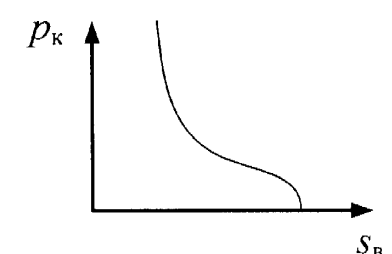
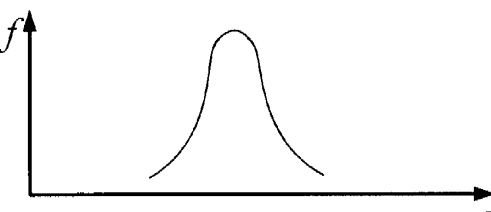
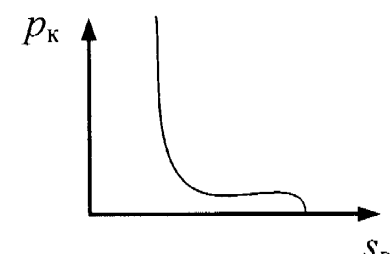


Рисунок 3.4 – Залежності $p_k - s_{3M}^*$ в звичайних (1) та напівлогарифмічних (2) координатах ($s_{3M}^* = (s_{в.} - s_{в.в.}) / (1 - s_{в.в.})$)

При недостатній кількості даних криві відносної проникності можуть бути побудовані за допомогою аналітичних виразів, в яких параметр λ вибирається відповідно до розподілу пор за розмірами. Необхідно також визначити змочувальні і незмочувані фази, а також врахувати зміни насиченості пор протягом життя колектора [26, 27]. Ця методика розроблена для однорідного колектора, дає дуже переконливі результати.

Таблиця 3.1 – Співвідношення межі змін розмірів пор від частоти розподілу f та капілярного тиску p_k

Межі змін розмірів пор	Частота розподілу	Капілярний тиск	λ
Дуже широкий			0,5
Широкий			2
Середній			4
Однорідний розподіл			∞

В однорідних породах на відносну проникність впливають в основному зміни насиченості протягом життя колектора. Тому необхідно враховувати, які процеси (дренування або просочення) призводили до таких змін.

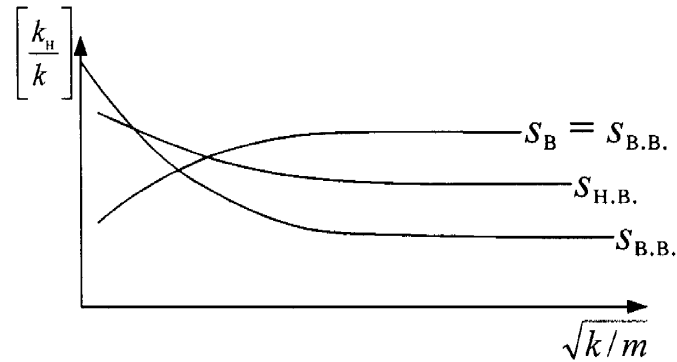


Рисунок 3.5 – Критичні значення відносної фазової проникності у вигляді функції

від $\sqrt{k/m}$, де m – коефіцієнт пористості; k – коефіцієнт проникності

Випадок дренування для двох фаз:

$$k_{B.3M} = \left(s_{3M}^*\right)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}}; \quad (3.7)$$

$$k_{B.ПЗМ} = \left(1 - s_{3M}^*\right)^2 \left[\left(1 - s_{3M}^*\right)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right], \quad (3.8)$$

де $k_{B.3M}$ – відносна проникність змочуваної фази; $k_{B.ПЗМ}$ – відносна проникність незмочуваної фази.

Для трьох фаз, коли вода нерухома:

- для нафтової фази

$$k_{B.H} = k^* \left(\frac{s_H}{1 - s_{B.B.}} \right)^2 \left[\left(\frac{s_H + s_B - s_{B.B.}}{1 - s_{B.B.}} \right)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} - \left(\frac{s_B - s_{B.B.}}{1 - s_{B.B.}} \right)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right], \quad (3.9)$$

де k^* – відносна проникність незмочуваної фази при залишковій насиченості змочуваною фазою;

- для газової фази

$$k_{в.г} = k^* \left(\frac{s_{г} + s_{к.р.} - s_{л}}{s_{к.р.} - s_{в.в.}} \right)^2 \left[1 - \left(\frac{s_{н} + s_{в} - s_{в.в.}}{1 - s_{в.в.}} \right)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right]; \quad (3.10)$$

$$s_{кр} = 1 - s_{кр.г}. \quad (3.11)$$

У разі двофазної фільтрації змочувальна фаза нормується для $s_{зМ} = 100\%$, і, отже, максимальна проникність змочуваних фаз буде дорівнювати абсолютній проникності. Максимальна відносна проникність незмочуваної фази виходить для $1 - s_{кр.в}^*$.

При залишковій насиченості змочувальної фази проникність незмочуваної фази виражається рівнянням [25]:

$$k^* = \left(\frac{k_{нзМ}}{k} \right)_{s=s_{зМ.в.}} = 1,08 - 1,11s_{зМ.в.} - (s_{зМ.в.})^2 \quad (3.12)$$

Рух незмочуваної фази починається при значенні критичної насиченості цієї фази $s_{кр.нзМ}$. Це значення, відмінне $s_{зМ} = 100\%$ або від $s_{нзМ} = 0$, являє собою критичне значення що позначається $s_{кр}$ (рис. 3.6).

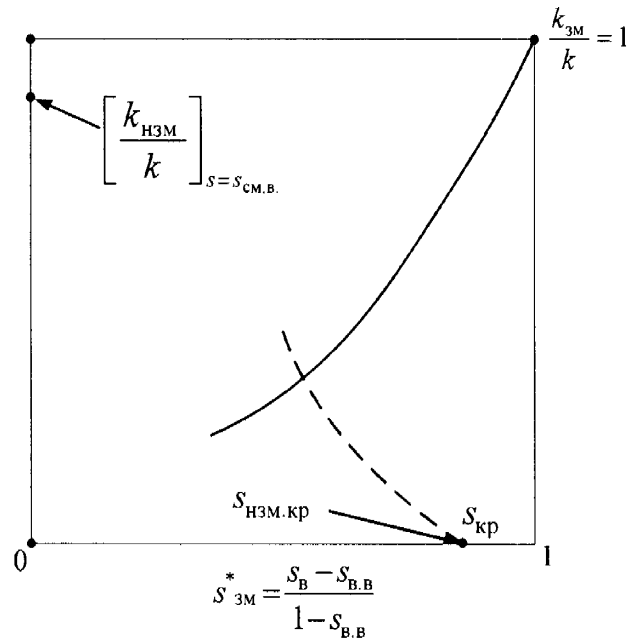


Рисунок 3.6 – Графік, який ілюструє величину відносної проникності змочувальної і незмочуваної фаз у критичних точках при дренаванні

Під час процесу дренування капілярні сили (спільно з в'язкістю) протидіють витісненню змочувальної фази незмочуваною. Й навпаки, під час процесу просочення капілярні сили сприяють витісненню незмочуваної фази змочувальною фазою.

Проблема визначення насиченості незмочуваною фазою досліджувалися Нааром і Хендерсоном [29] та Ландом [30]. Вони дійшли до висновку про те, що основну складність являє створення точного рівняння зв'язку між насиченістю незмочуваної фази і вмістом змочувальної фази. Ланд [30] установив, що зв'язок між початковою та залишковою газонасиченістю виражається рівняннями:

$$s_{г.поч.}^* = \frac{s_{г.поч.}}{1 - s_{г.в.}}, \quad (3.13)$$

$$s_{г.в.}^* = \frac{s_{г.в.}}{1 - s_{г.в.}}, \quad (3.14)$$

які можна узагальнити наступним чином

$$\frac{1}{s_{г.в.}^*} - \frac{1}{s_{г.поч.}^*} = C, \quad (3.15)$$

де C – константа заміщення газу (рис. 2.24), котра при $s_{г.в.поч.}^* = 1$ і $s_{г.в.}^* = s_{г.в.мах}^*$:

$$C = \left(\frac{1}{s_{г.в.мах}^*} \right) - 1, \quad (3.16)$$

де $s_{г.в.мах}^*$ являє собою ефективну газонасиченість в кінці процесу просочення пористого середовища.

Значення C для різних порід були визначені й опубліковані Уїтсоном [15]. Більш точні величини, отримані підбором, були опубліковані Ландом [30] (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Величини констант заземлення для різних порід

Формація	$s_{в.в.}$	λ	m	C
Крейдова	1,152	0,464	0,350	1,98
Або	0,200	0,769	0,130	0,597
Ленсінг	0,121	0,644	0,251	0,387
Смаковер	0,045	0,658	0,311	1,603
Смаковер	0,210	0,632	0,137	0,739
Адендум	0,020	10,00*	0,450	4,617 (1,800)**
Береа	0,190	∞^*	0,230	1,273 (0,800)**
Торпедо	–		0,230	1,273

* – визначено підбиранням даних для кривої дренажування:

** – визначено підбиранням даних для кривої просочення, причому перші значення отримані експериментально

Перші п'ять формацій представлені карбонатними колекторами, а останні три – однорідними пісковиками.

У разі відсутності інформації величина C може прийматися приблизно рівною 1,5-2.

При порівнянні поведінки кривих відносної проникності, отриманих при дренажуванні і при просоченні, можна відзначити наступне:

1. При $S_r^* = 0$, у разі як просочення водою пор і витіснення газової фази, так і витіснення води газом, величини відносної проникності для змочуваної фази k будуть однаковими.

2. Навіть якщо $s_r^* > 0$, різниця між $k_{в.в.прп.}$ і $k_{в.в.др.}$ дуже мала.

3. Поведінка відносної проникності для не змочуваної фази буде іншою: $k_{в.н.}$ істотно вище при дренажуванні ніж при просочуванні, коли зростаюча насиченість $s_{г.поч.}^*$ обумовлює зменшення відносної проникності для газу і збільшення залишкової газонасиченості $s_{г.в.}^*$.

4. В процесі просочування водою крайові значення кривої відносної проникності для газу можуть бути в інтервалі від $s_{г.поч.}^* = 1$ до $s_{г.поч.}^* = 0$.

В першому випадку, коли $s_{г.поч.}^* = 1$, $s_{г.в.} = s_{г.в.мах}$ і $k_{г.в.}$ буде найменшою відносна проникність для газу. З іншого боку, коли $s_{г.поч.}^* = 0$, то $s_{г.в.} = 0$, як показано на рисунку 3.6, а $C = \infty$ згідно рівняння (3.16). В останньому випадку відносна проникність для газу при умові просочування буде такою як і при дренажуванні (рис. 3.7).

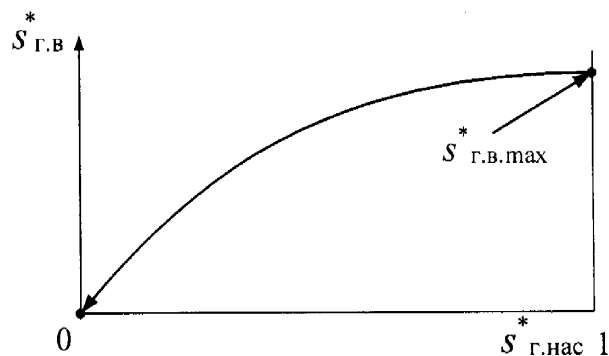


Рисунок 3.7 – Крива залежності залишкової газонасиченості $s_{г.о}^*$ від початкової $s_{г.поч}^*$ при витісненні методом протискування

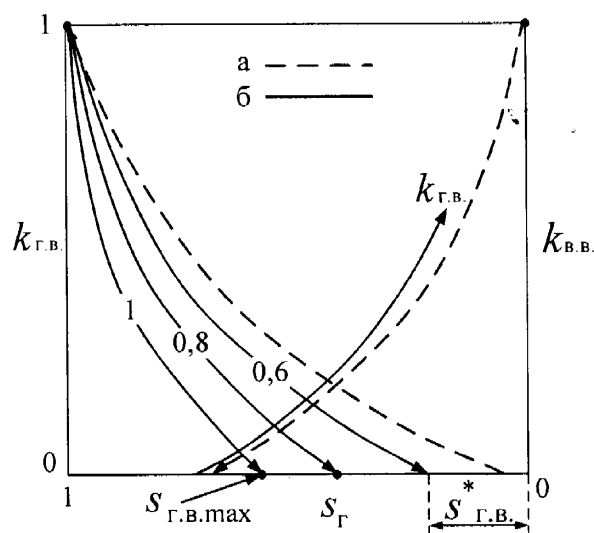


Рисунок 3.8 – Вплив початкової газонасиченості $s_{г.поч}^*$ на криві відносної проникності при дренаванні та при пропитуванні [95]: а – дренавання; б – пропитка; шифр кривих значення $s_{г.поч}^*$

У роботі [95] пропонується проводити ґрунтовну параметризацію функцій фазових проникностей. Її можна реалізувати, якщо із незалежних експериментів або із літератури відомо вид ВФП (відносних фазових проникностей), визначених на літологічно близьких зірцях пористих середовищ стаціонарними методами дослідження. Ця можливість базується на тому, що експериментальні залежності, отримані на різних зразках пористих середовищ з подібними фізико-хімічними властивостями, можуть бути представлені в певній універсальній формі.

Таку універсальну форму залежності фазових проникностей нами вперше запропоновано подати на основі виведеного об'єднаного закону Вейбулла-Макегама (див. нижче розділ 3.2), в наслідок чого, як показали чисельні

експерименти, отримується вища точність аналітичного опису дослідних даних (рис. 3.9), при цьому враховано за Г. Д. Голф-Рахтом характер ліній залежності від параметра λ і капілярного тиску.

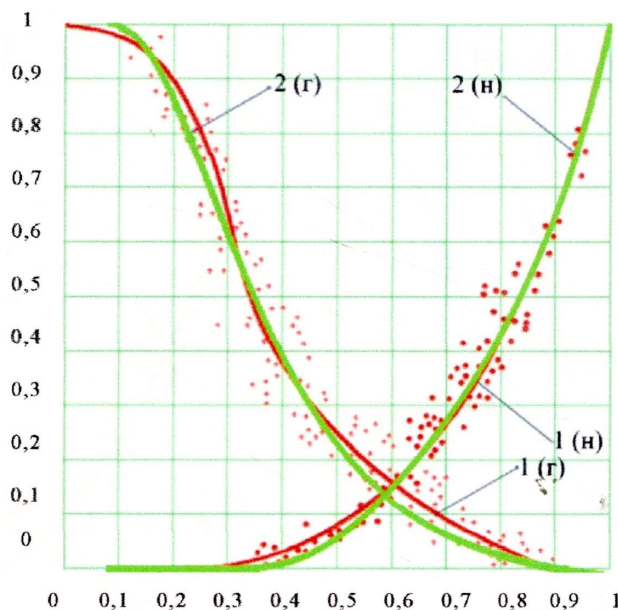


Рисунок 3.9 – Параметризація функцій відносних фазових проникностей за допомогою порівняння кривих отриманих нами на основі виведеного узагальненого статистичного закону Вейбулла-Макегами 2 (н, г) з даними отриманими дослідним шляхом Вікофом і Ботсетом 1 (н, г): н – нафта, г – газ

Рівняння підібрані до рисунка 3.9 для нафти і газу відповідно мають вигляд:

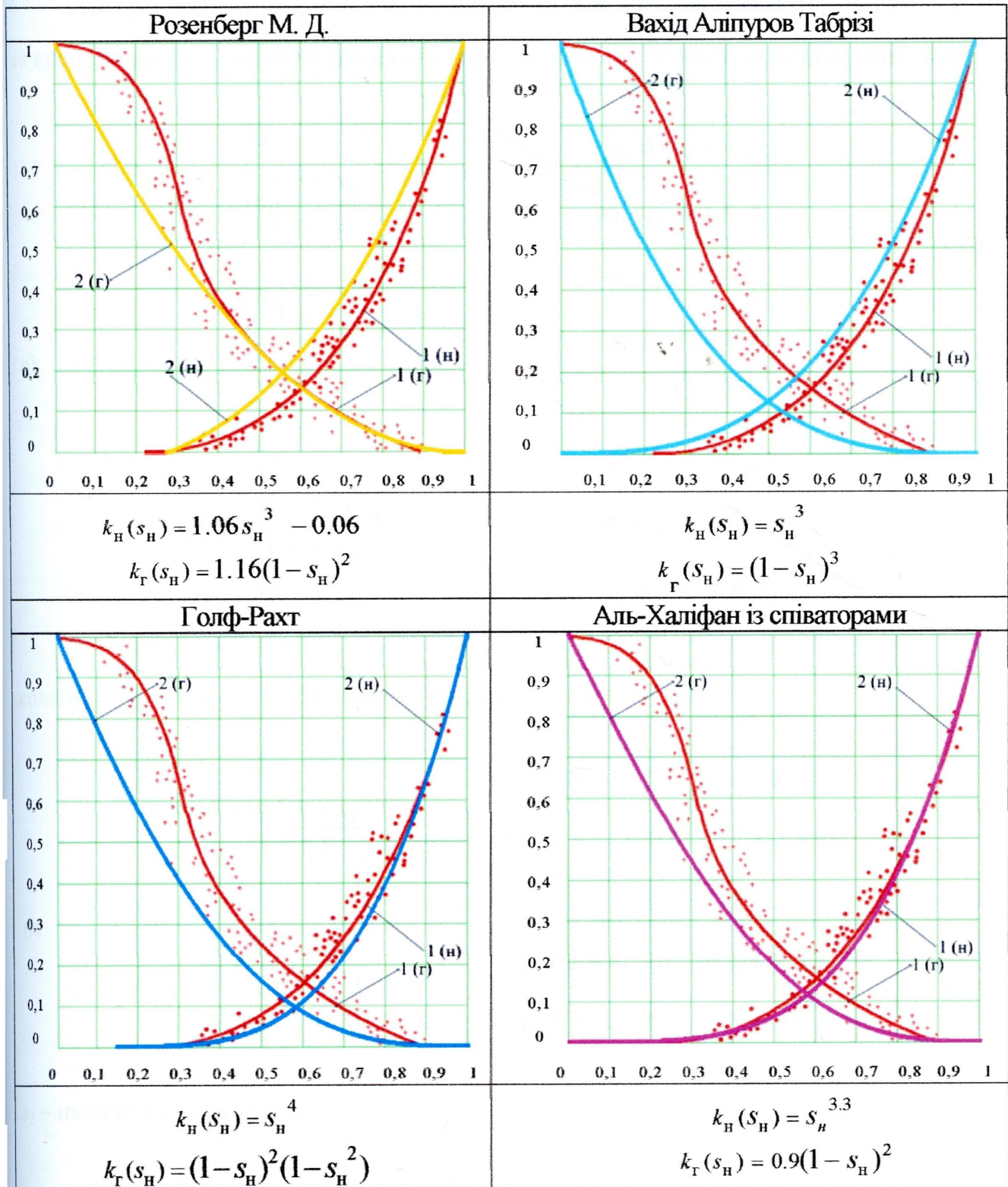
$$k_n(s_n) = e^{-0.7828 s_n^{-1.686} - (-0.02274) \left(e^{3.573 s_{n-1}} \right)} \quad (3.17)$$

$$k_g(s_n) = e^{-6.314 s_n^{0.7296} - 2.587 \left(e^{-6.003 s_{n-1}} \right)} \quad (3.18)$$

де $k_n(s_n)$ – залежність проникності по нафті від насиченості нафтою, $k_g(s_n)$ – залежність проникності по газу від насиченості нафтою.

Графічні залежності і рівняння інших авторів, що ілюструють параметризацію функцій відносних фазових проникностей за допомогою порівняння кривих отриманих на основі запропонованих ними залежностей з даними отриманими дослідним шляхом Вікофом і Ботсетом подано нижче.

Таблиця 3.3 – Параметризація функцій відносних фазових проникностей за допомогою порівняння кривих отриманих за рівняннями, поданими різних авторів 2 (н, г), з даними, отриманими дослідним шляхом Вікофом і Ботсетом 1 (н, г), н – нафта, г – газ



У роботі [96] залежності відносних фазових проникностей від нафтонасиченості автори брали у вигляді:

$$\begin{aligned}\bar{k}_H(s_H) &= 1,06s_H^3 - 0,06; \\ \bar{k}_r(s_H) &= 1,16s_H(1 - s_H)^2.\end{aligned}\tag{3.19}$$

Автори роботи [86] з навчальною метою подають залежності для газу і води за експериментальними даними (нехтуємо впливом в'язкості флюїдів; див. вище):

$$k'_1(s) = \begin{cases} 0 & \text{за } 0 \leq s \leq s_{3B}; \\ a_1 \left(\frac{s - s_{3B}}{s_* - s_{3B}} \right)^{n_1} & \text{за } s_{3B} \leq s \leq s_1; \\ a_2 \left(\frac{s - s_{3B}}{s_* - s_{3B}} \right)^{n_2} & \text{за } s_1 \leq s \leq s_*; \\ 1 & \text{за } s_* < s \leq 1; \end{cases}\tag{3.20}$$

а)

$$k'_2(s) = \begin{cases} 1 & \text{за } 0 \leq s \leq s_{3B}; \\ \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{3B}} \right)^{n_3} & \text{за } s_{3B} \leq s \leq s_*; \\ 0 & \text{за } s_* < s \leq 1; \end{cases}\tag{3.21}$$

коли $n_1 = n_2 = 1$, $n_3 = 4$, або коли $n_1 = 4$, $n_2 = 1/4$, $n_3 = 4$,

$$k'_1(s_2) = \begin{cases} 0 & \text{за } 0,8 \leq s_2 \leq 1 \quad (0 \leq s \leq 0,2); \\ \left(\frac{0,8 - s_2}{0,8} \right)^{3,5} & \text{за } 0 \leq s_2 \leq 0,8 \quad (0,2 \leq s \leq 1); \end{cases}\tag{3.22}$$

б)

$$k'_2(s_2) = \begin{cases} \left(\frac{s_2 - 0,1}{0,9} \right)^{3,5} (4 - 3s_2) & \text{за } 0,1 \leq s_2 \leq 1 \quad (0 \leq s \leq 0,9); \\ 0 & \text{за } 0 \leq s_2 \leq 0,1 \quad (0,9 \leq s \leq 1), \end{cases}\tag{3.23}$$

s_2 – насиченість газом, $s_2 = 1 - s_1$.

в) за М. Маскетом для нафти (k_1) і газу (k_2):

$$k'_1(s_1) = \frac{16s_1^2(s_1 - s_{10})^3(1 - s_{10})}{\left[2s_1^2(2 - 3s_{10}) + 3s_1s_{10}(3s_{10} - 2) + s_{10}(4 - 5s_{10})\right]^2}; \quad (3.24)$$

$$k'_2(s_2) = \frac{16s_2^2(s_2 - s_{20})^3(1 - s_{20} - s_{1M})}{\left[2s_2^2(2 - 2s_{1M} - 3s_{20}) + 3s_2s_{20}(3s_{20} - 2 - 2s_{1M}) + s_{20}(1 - s_{1M})(4 - 4s_{1M} - 5s_{20})\right]^2}, \quad (3.25)$$

де s_1, s_2 – насиченості нафтою і газом; s_{10}, s_{20} – граничні величини нафти газонасиченості за нерухомості відповідної фази; s_{1M} – “мертва” насиченість нафтою, яка не впливає на рухомість газу (наприклад, для Долинського нафтового родовища $s_{10} = 0,4$; $s_{20} = 0,05$; $s_{1M} = 0,25$).

Відомо ще ряд інших залежностей.

Названі залежності ми сумістили на одному рисунках 3.10 та 3.11. Між цими графіками, як і слід було очікувати, спільною є тільки асиметричний характер і якісна відповідність зміні фазових проникностей. Тому до конкретних умов покладу (гірських порід) серед них слід вибрати таку залежність, що відповідає за характером кривих експериментальним даним.

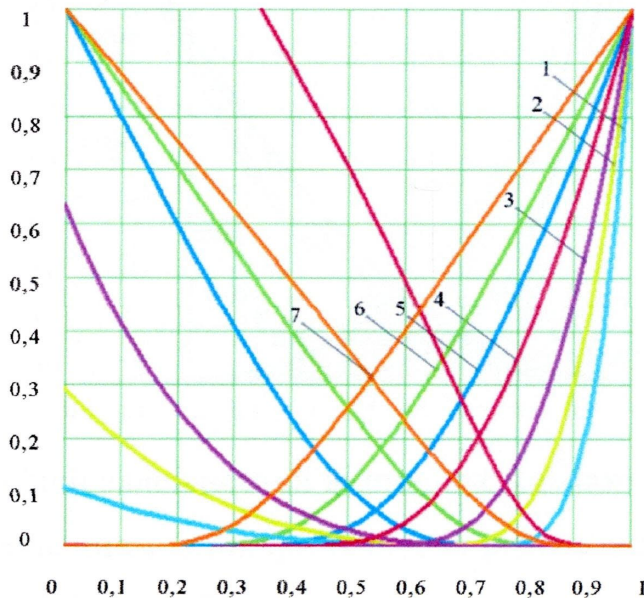


Рисунок 3.10 – Графіки побудовані за аналітичними залежностями, запропонованими

Маскетом М. для нафти і газу для флюїдів різних родовищ: 1 – $s_{10} = 0,75, s_{20} = 0,2, s_{1M} = 0,75$;
 2 – $s_{10} = 0,55, s_{20} = 0,2, s_{1M} = 0,65$; 3 – $s_{10} = 0,65, s_{20} = 0,2, s_{1M} = 0,7$; 4 – $s_{10} = 0,4, s_{20} = 0,05, s_{1M} = 0,25$;
 5 – $s_{10} = 0,2, s_{20} = 0,2, s_{1M} = 0$; 6 – $s_{10} = 0,2, s_{20} = 0,1, s_{1M} = 0$; 7 – $s_{10} = 0,1, s_{20} = 0,05, s_{1M} = 0$

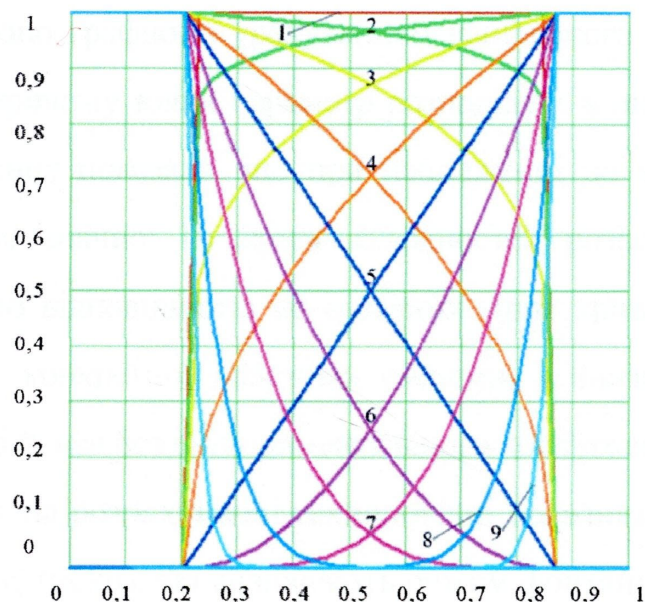


Рисунок 3.11 – графіки залежності для газу і води за різних значень n_1, n_2, n_3
 $(n_1 = n_2 = n_3)$: 1 – $n_1 = 0$; 2 – $n_1 = 0,05$; 3 – $n_1 = 0,2$; 4 – $n_1 = 0,5$; 5 – $n_1 = 1$; 6 – $n_1 = 2$;
 7 – $n_1 = 4$; 8 – $n_1 = 10$; 9 – $n_1 = 30$

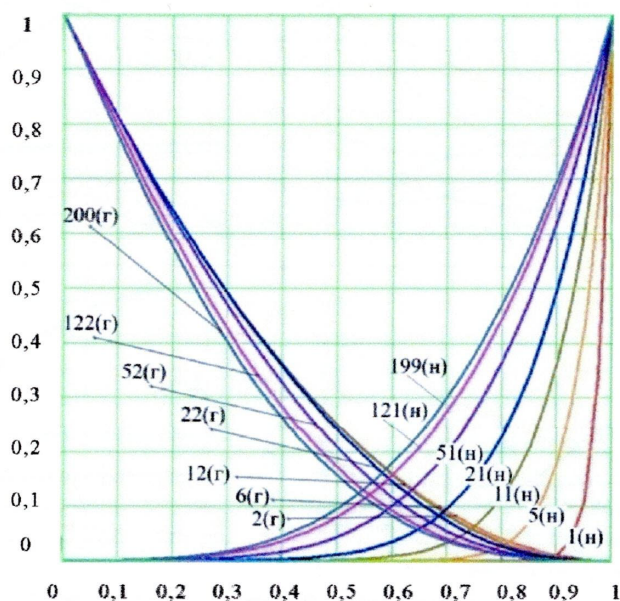


Рисунок 3.12 – Графіки залежностей відносних фазових проникностей від насиченості з урахуванням капілярних сил за різних значень коефіцієнта однорідності пор λ , де 1, 2 – криві для нафти і газу відповідно за $\lambda = 0,025$; 5, 6 – $\lambda = 0,15$; 11, 12 – $\lambda = 0,275$; 21, 22 – $\lambda = 0,55$; 51, 52 – $\lambda = 1,3$;
 121, 122 – $\lambda = 3,05$; 199, 200 – $\lambda = 5$

Відтак побудовано графіки з урахуванням капілярного тиску за Г.Д. Гольф-Рахтом (див. вище), причому взяли параметр розподілу λ в широкому діапазоні від 0,025 до 5. Дослідження показали, що при наближенні до верхньої межі вигляд графіків міняється не значно. Ці криві залежностей розподілились по всьому рисунку 3.12 з повною відповідністю до названих вище кривих, тобто параметр λ враховує особливості конкретної пластової системи, а значить, для адекватного опису її не вдасться обійтися без експериментального дослідження кернів.

А як це впливає на розрахункові технологічні показники розробки покладу, (газовий фактор, дебіт, тиски), які визначають режим фонтанування свердловини.

З цією метою проведено серію розрахунків технологічних показників за різних значин параметра λ .

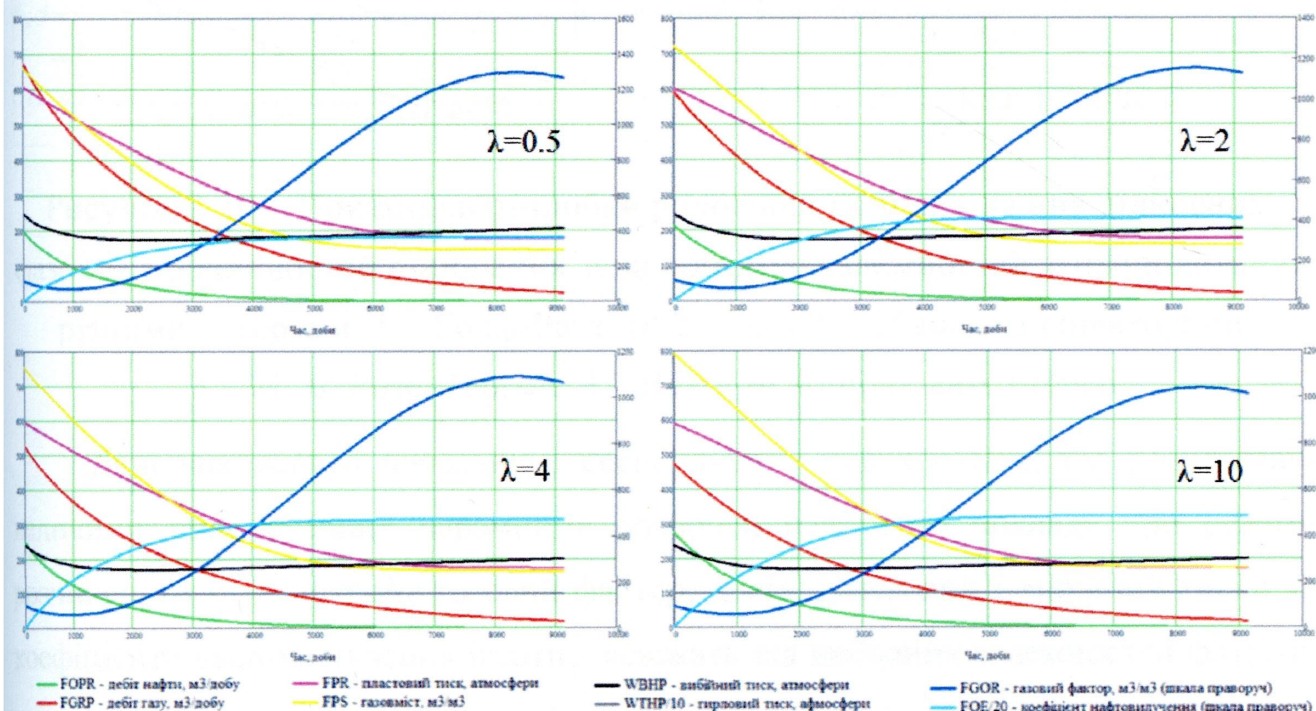


Рисунок 3.13 – Вплив зміни параметра λ на розрахункові технологічні показники розробки покладу, які визначають режим фонтанування свердловини

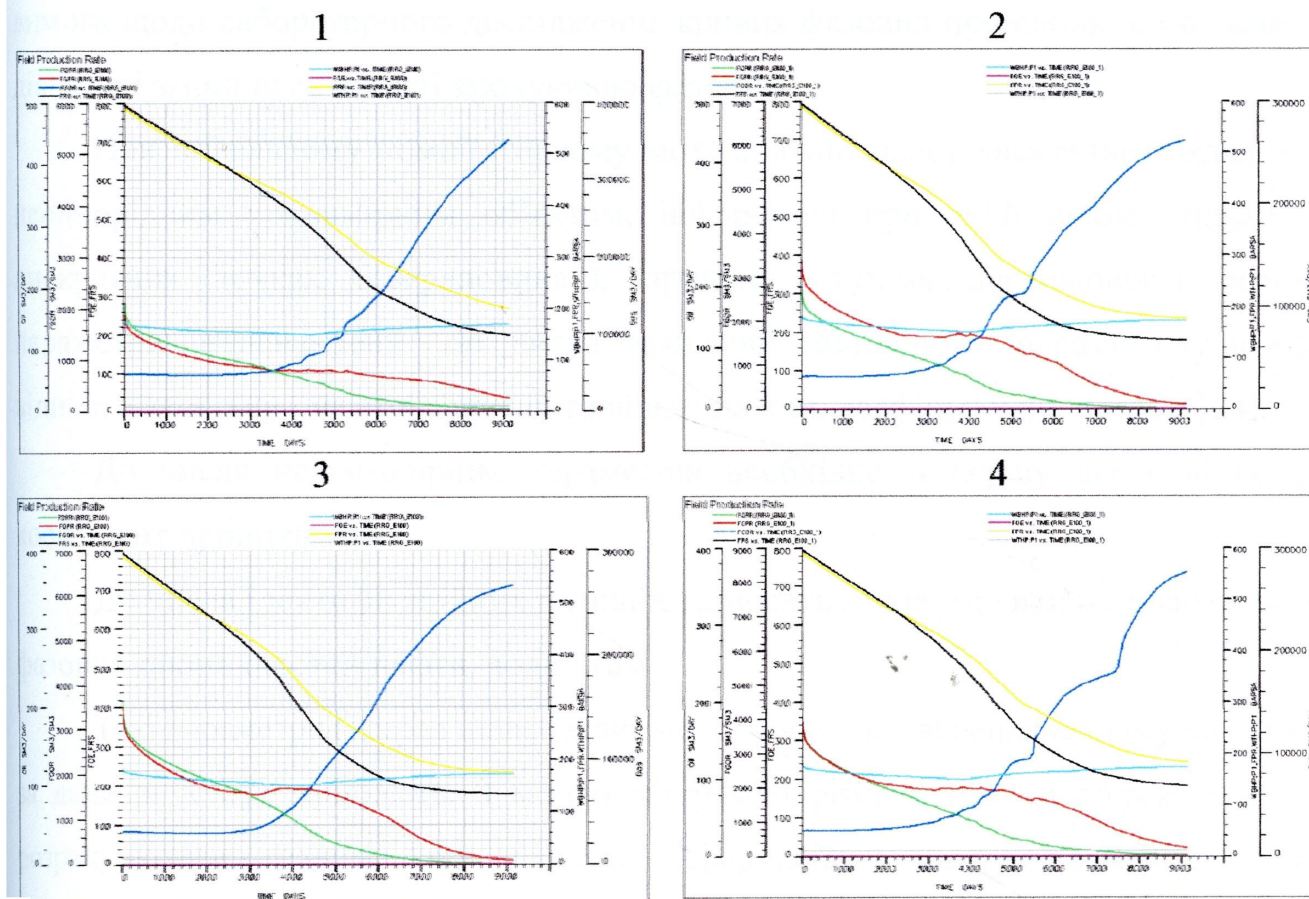


Рисунок 3.14 – Показники розробки родовища та вплив на них відносних фазових проникностей підібраних за допомогою залежностей запропонованих різними авторами: 1 – Голф-Рахтом, 2 – Аль-Халіфаном із співаторами, 3 – М. Д. Розенбергом, 4 – Вахідом Аліпуровим Табрзі

Дані виконаного чисельного експерименту переконують, що розраховані величини технологічних параметрів розробки нафтового покладу при режимі розчиненого газу, зокрема газовий фактор, дебіт, пластовий і вибійний тиски та коефіцієнта нафтовилучення істотно залежать від вибраних залежностей фазових проникностей для нафти і газу. Так наприклад при $\lambda = 0,5$ (значні межі зміни розмірів пор) коефіцієнт нафтовилучення становить 19%, а при $\lambda = 10$ (рівномірний розподіл пор за розмірами) – 21%, тобто чим більш рівномірний розподіл пор за розмірами, тим вищим буде коефіцієнт нафтовилучення.

В існуючих регламентних документах [97, 98, 99, 100] на складання проектів (схем) розробки нафтових і газонафтових родовищ відсутня обов'язкова

вимога щодо лабораторного дослідження кривих фазових проникностей в усьому діапазоні зміни насиченості змочуючою фазою.

При чисельному комп'ютерному моделюванні пласт вважається складним неоднорідним тривимірним об'єктом, інформація про який відома тільки в дискретних точках (свердловинах), причому ступінь достовірності різних параметрів неоднаковий. До числа відносно достовірних параметрів можна віднести загальну і нафтонасичену товщини пласта, коефіцієнт пористості [24].

До числа недостовірних параметрів необхідно в першу чергу віднести коефіцієнт проникності.

До числа ідентифікаційних функцій відносяться коефіцієнти модифікованих фазових проникностей нафти, води і газу.

Такі параметри (і серед інших величин) у процесі відтворення процесу розробки за даними історії змінюють. З метою мінімізації різниць між спостереженнями і розрахунковими даними, при підгонці інформації за даними історії розробки родовища керують наступними двома основними процесами, які характеризуються двома базовими визначуваними в моделях параметрами – тиском і насиченостями:

- а) зміною кількостей (насиченостей) флюїдів у системі в часі і розподілу їх у пласта;
- б) фільтрацією флюїдів у системі при існуючому розподілі тисків.

Для мінімізації різниць між спостережними і розрахованими даними звичайно змінюють параметри пласта, відносні фазові проникності, параметри флюїдів, параметри свердловини.

Зміною тисків і насиченостей можна змінити будь-який із названих параметрів як критеріїв для підгонки даних за історією розробки родовища. Важливо, щоб такі зміни ґрунтувались на хороших інженерних судженнях і знаходились в області розумних обмежень.

Розподіл тиску в пласті формується в результаті фільтрації і визначається полем провідності.

Розподіл насиченостей в пласті змінюється в результаті роботи видобувних і нагнітальних свердловин і впливає на їх дебіти (по всіх фазах) та співвідношення між фазами (газовий фактор і обводненість).

В обох випадках як аналітичного, так і чисельного проектування розробки нафтового покладу необхідно мати конкретні лабораторні залежності фазових троникностей стосовно цього покладу.

На основі даних чисельного експерименту переконливо рекомендуємо, що з метою адекватного моделювання, як аналітичного, так і чисельного, процесу розробки і отримання достовірних величин технологічних показників розробки необхідно включити в галузевий регламент обов'язкове експериментальне визначення залежностей фазових троникностей в усьому діапазоні зміни насиченості змочувальною фазою, стосовно до конкретного покладу.

3.2 Обґрунтування імовірнісного характеру закономірностей зменшення дебітів свердловин у часі та виведення універсальної залежності на основі об'єднаного закону Вейбулла-Максвелла

З плином часу будь-яка свердловина, як би ефективно її не експлуатували і раціонально не використовували пластову енергію, припиняє фонтанувати, а відтак виникає необхідність переходити на механізовані способи експлуатації і в обох випадках прогнозувати зміну параметрів роботи свердловини, а саме зміну дебіту.

Сьогодні для прогнозування дебіту використовують, в основному, логарифмічну залежність, яка не завжди точно може описати характер зміни кількості видобутої нафти.

У практиці проектування розробки “нових” нафтових і газових родовищ гідне місце зайняли чисельні методи на основі комп'ютерних геолого-промислових моделей [101, 24]. Ці методи забезпечують отримання прийнятних (на сьогоднішній день) і найбільш достовірних технологічних показників розробки вуглеводневого покладу, але за умови наявності повної та із задовільною точністю інформації, що уможливорює побудову вірогідної оцифрованої геологічної моделі цього покладу. Таку модель слід поступово уточнювати на момент складання наступного проектного документу [102]. Це зумовлено тим, що при розвідці застосовують рідкі сітки розвідувальних свердловин, при розробці – дещо густіші,

але теж рідкі, а крок хаотичної зміни колекторських властивостей покладу звичайно буває в 5-10 разів меншим від відстані між сусідніми розвідувальними свердловинами і рівним або у 2 рази меншим від відстані між експлуатаційними свердловинами, тобто, внаслідок буріння кожної нової свердловини може радикально змінюватися модель у зоні розміщення цієї свердловини [101, 24]. Оскільки, в аспекті повноти вивчення покладу обсяг буріння є зазвичай заданим, то дійсна геологічна модель взагалі ніколи не буде побудована, а матимемо певне наближення до неї. Тому, обов'язково, виконується адаптація моделі за результатами попередніх спостережень про досліджуваний об'єкт із переходом до нової досконалішої моделі, а відтак ведемо мову про постійнодіючу геологопромислову модель конкретного покладу, на основі якої проєктант і промисловий працівник може приймати обґрунтовані інженерні рішення щодо проєктування робіт із оптимізації процесу розробки [102].

По “старих” розроблювальних родовищах у свій час не було отримано багато інформації із задовільною точністю, та й не було потреби у визначенні ряду параметрів для аналітичного проєктування [27], а тому побудувати сучасну геологічну модель для них практично неможливо й економічно збитково, тобто вдається тільки наближено встановити реальну картину виробленості запасів нафти й оцінити перспективні показники розробки покладу.

Але, в обох випадках, як по “нових”, так і по “старих” родовищах виникає потреба у довивченні покладів на завершальній стадії розробки та оцінці характеру поведінки їх у майбутньому.

Звідси, впливає актуальність питання прогнозування дебітів свердловин і в цілому показників розробки покладів на пізній стадії як по “нових”, так і по “старих” родовищах за фактичними статистичними даними розробки родовищ, а вивчивши історію (ретроспективу), можна без великих витрат часу і праці сформулювати висновки про подальший розвиток основних технологічних показників розробки (перспективу), при цьому автоматично враховуються особливості реалізованої на даному об'єкті системи та технології розробки.

Залежності зміни дебіту однієї свердловини (групи свердловин, покладу, родовища) в часі за даними фактичної експлуатації її будували в графічному вигляді ще на початках розвитку нафтової промисловості, а пізніше стосовно періоду зменшення дебіту підбирали серед відомих у математиці формули, або виводили, виходячи із різних фізичних (теоретичних) міркувань, математичні залежності – характеристики виснаження чи, інакше, криві (закони) експлуатації, перші криві експлуатації, криві падіння видобутку (продуктивності), хронологічні криві (Лейбензон Л. С., Чарноцький С. М., Белл К. Г., Ларкі Ч. С.). Серед них у практиці прогнозування технологічних показників розробки нафтових родовищ зустрічаються емпіричні (кореляційні) формули такого вигляду [27, 25, 103, 104].

$$q(t) = a(1 + cft)^{-1/c}; \quad (3.26)$$

$$q(t) = a(d + ft)^{-c}; \quad (3.27)$$

$$q(t) = ae^{-bt}; \quad (3.28)$$

$$q(t) = at^b; \quad (3.29)$$

$$q(t) = \frac{a}{t}; \quad (3.30)$$

$$q(t) = \frac{a}{b + t}; \quad (3.31)$$

$$q(t) = ab^{ct}; \quad (3.32)$$

$$q(t) = a + b^{ct}; \quad (3.33)$$

$$q(t) = ab^t c^{t^2}; \quad (3.34)$$

$$q(t) = \frac{a}{d + be^{-ct}}; \quad (3.35)$$

$$q(t) = a + bt + ct^2 + dt^3 + \dots, \quad (3.36)$$

де $q(t)$ – поточний дебіт; $a, b, c, d, f, \alpha, \beta, \gamma, \zeta, \psi$ – сталі коефіцієнти (константи), які визначаються шляхом відповідного оброблення фактичних даних.

Зміну поточного дебіту свердловини $q(t)$ в часі t характеризують [105]:

а) номінальним темпом падіння дебіту (або від'ємним тангенсом кута нахилу лінії залежності $\ln q$ від часу t)

$$D = -\frac{d \ln q}{dt} = -\frac{dq/dt}{q}; \quad (3.37)$$

б) ефективним темпом падіння дебіту (або відносним падінням дебіту за певний період – один місяць або один рік)

$$D_e = \frac{q_0 - q_1}{q_0}, \quad (3.38)$$

де q_0 – початковий дебіт свердловини для цього періоду; q_1 – дебіт через місяць (тоді маємо місячний темп падіння дебіту) чи рік (аналогічно річний темп).

За номінальним темпом виокремлюють, здебільшого, три види кривих (закони) падіння дебіту [106, 105] із відповідними їх характеристиками:

1) закон однакового процентного падіння дебіту (ще інакше, закон логарифмічного падіння дебіту)

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = \text{const}; \quad (3.39)$$

$$q = q_0 e^{-Dt}; \quad (3.40)$$

$$Q_{11} = \frac{q_0 - q}{D}; \quad (3.41)$$

2) закон гармонічного падіння дебіту

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = bq; \quad (3.42)$$

$$q = q_0 \frac{1}{1+bt}; \quad (3.43)$$

$$Q_H = \frac{q_0}{D_{\text{поч}}} \ln \frac{q_0}{q}, \quad (3.44)$$

де постійна b визначається за початковими умовами

$$b = \frac{D_{\text{поч}}}{q_0}; \quad (3.45)$$

3) закон гіперболічного падіння дебіту

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = bq^n; \quad (3.46)$$

$$b = \frac{D_{\text{поч}}}{q_0^n}; \quad (3.47)$$

$$q = q_0 \frac{1}{(1 + nbt)^{1/n}}; \quad (3.48)$$

$$Q_H = \frac{q_0^n}{(1-n)D_{\text{поч}}} (q_0^{1-n} - q^{1-n}), \quad (3.49)$$

де n – постійна величина; Q_H – накопичений відбір нафти.

Ці закони виведено за умов, що номінальний темп падіння дебіту D є відповідно постійним, пропорційним поточному дебіту і степеневій функції поточного дебіту.

Формули (3.26), (3.27 і (3.28) описують випадки відповідно гіперболічного ($0 \leq c \leq 1$), гармонічного ($a = 1, c = 1$) і логарифмічного падіння дебіту, причому $a = q_0, c = n, t = b$ і $t = D$ [22].

Номінальним темпом падіння дебіту як неперервною функцією послуговуються головним чином при складанні різних математичних співвідношень, а на практиці, найчастіше, використовується ефективний темп падіння дебіту D_e , тоді перерахунок можна виконати відповідно до записаних законів так:

$$D = -\ln(1 - D_e); \quad (3.50)$$

$$D_{\text{поч}} = \frac{D_{e\text{поч}}}{1 - D_{e\text{поч}}}; \quad (3.51)$$

$$D_{\text{поч}} = \frac{1}{n} \left[(1 - D_{\text{е поч}})^{-n} - 1 \right]. \quad (3.52)$$

Для визначення темпу падіння дебіту ці криві згладжують, перебудовуючи їх у відповідних координатах.

При однаковому процентному падінні дебіту будують залежності $\ln q - t$ і $q - Q_n$; в обох випадках тангенс кута нахилу прямої дорівнює номінальному темпу D_e .

При гармонічному падінні дебіту крива $q - Q_n$ стає прямою в напівлогарифмічних координатах $(\ln q - t)$, а номінальний темп рівний дебіту, помноженому на тангенс кута нахилу лінії. Залежність оберненої величини дебіту $1/q$ від часу t , також, виражається прямою лінією.

При гіперболічному падінні дебіту залежності $q - t$ і $q - Q_n$ можуть стати прямолінійними після перетворення – зсуву по осі абсцис у логарифмічному масштабі; для кривих гіперболічного падіння дебіту запропоновано спеціальний координатний папір із такими шкалами, які дають змогу наносити або час, або накопичений відбір у лінійному масштабі та отримувати прямолінійну залежність.

Аналіз великої кількості фактичних кривих падіння дебіту показав [105], що більшість кривих відноситься до гіперболічного виду із показником степеня n у межах від 0 до 0,7, причому найчастіше від 0 до 0,4, а це можна пов'язувати з тим, що закон падіння, на відміну від названих двох інших, є складнішим і характеризується двома параметрами. Криві із гармонічним падінням дебіту ($n = 1$) зустрічаються рідко.

Звичайно, ставиться задача визначити одне із двох невідомих [105] або залишковий час експлуатації, або залишкові запаси нафти, а тому як незалежну змінну вибирають час експлуатації або накопичений відбір нафти, які відкладають по осі абсцис. При цьому, залежна змінна повинна мати відому кінцеву точку, а кінцеву точку кривої визначають за відомими або передбачуваними експлуатаційними витратами як економічно рентабельний дебіт. Для визначення невідомої величини залежність падіння дебіту екстраполують до кінцевої точки.

Дебіти свердловин (нафтових, газових, нагнітальних, водозабірних) змінюються в часі з різних причин, це зокрема:

а) зміна вибійного тиску, газового фактора (особливо в умовах наявності в покладі режиму розчиненого газу), обводненості продукції, загазування частини пор колектора чи заповнення водою, енергетичне виснаження покладу, тобто зміна пластових умов;

б) зміна коефіцієнта продуктивності або ступеня досконалості (якості) свердловини внаслідок зміни фізичних умов на її вибої або в привибійній зоні, наприклад кольматації парафіном привибійної зони нафтового пласта та відкладання парафіну у стовбурі, утворення газових гідратів у привибійній зоні й у стовбурі газової свердловини, накопичення рідини (води, газоконденсату) на вибоях нафтової і газової свердловин, кольматація привибійної зони механічними домішками, відкладання солей або асфальтенів із видобуваної рідини, накопичення сипкого піску, алевриту чи глини (утворення піщано-глинистих корків), утворення каверн у привибійній зоні, тобто внаслідок пошкодження привибійної зони;

в) зниження продуктивності (подавання) або ефективності роботи експлуатаційного обладнання, яке забезпечує піднімання видобуваної продукції (нафти, води, газу, газоконденсату) на поверхню.

Якщо нас цікавить прогноз накопиченого видобутку нафти і визначення залишкових видобувних запасів нафти, то крива падіння дебіту повинна відображати тільки зміну пластових умов, а значить, необхідно правильно відрегулювати експлуатаційне обладнання (газліфтні клапани, насоси, труби та ін.) і забезпечити якісний стан привибійної зони. В інших випадках вдається визначити тільки ті запаси, які можуть бути видобуті при існуючих та здебільшого неефективних умовах привибійної зони і стану обладнання, а крива падіння дебіту відобразатиме якраз усі названі причини зміни дебіту, що зрештою не так просто виділити. Але часто не вдається адекватно описати характер роботи свердловини наведеними формулами.

Метою даного підрозділу є виведення, на основі положень теорії ймовірностей, універсальної залежності (закону) падіння дебіту свердловини в часі, щоб урахувати одночасно усі названі причини зміни дебіту.

Припустимо, що частина поперечного перерізу газонафтового потоку на певній відстані ξ від свердловини і в певний момент часу t , відповідно до названих вище причин, порушується (наприклад, загазована як при режимі розчиненого газу чи закольматована парафіном у тій чи іншій мірі), тоді загальна витрата газонафтового потоку до свердловини

$$q(t) = q_0 P(t) + q_1 Q(t), \quad (3.53)$$

де q_0 – витрата потоку в непорушеній частині перерізу; q_1 – витрата потоку в частково порушеній частині перерізу в довільний момент часу t ; $P(t)$ – функція надійності [107] чи, інакше, імовірності відсутності порушення, тобто розподілу часу t безвідмовної фільтрації, коли не настане порушення; $Q(t)$ – імовірність настання порушення перерізу в момент часу t , причому для протилежної події

$$Q(t) = 1 - P(t). \quad (3.54)$$

Тоді зміну дебіту свердловини в будь-який поточний момент часу записуємо так:

$$q(t) = q_0 \left[1 - \frac{q}{q_0} P(t) + \frac{q}{q_0} \right] \quad (3.55)$$

або, позначаючи $\psi = \frac{q}{q_0}$, маємо узагальнену формулу падіння дебіту свердловини

$$q(t) = q_0 [(1 - \psi)P(t) + \psi]. \quad (3.56)$$

Параметр ψ означає, що через частково порушену частину перерізу потоку відбувається фільтрація рідини.

Тут можна назвати будь-яку із названих причин падіння дебіту, відповідно перефразувавши текст.

Функцію надійності $P(t)$ виражаємо так:

$$P_1(t) = e^{-\int_0^t \delta(t) dt}; \quad (3.57)$$

або при $\delta(t) = \delta = \text{const}$

$$P(t) = e^{-\delta t}; \quad (3.58)$$

$$Q(t) = 1 - P(t), \quad (3.59)$$

де $\delta(t)$ – небезпека відмови.

Характер зміни функції $P(t)$ при $\delta(t) = \delta = \text{const}$ показано на рисунку 3.19.

Імовірність $Q(t)$ на рисунку є дзеркальним відображенням $P(t)$.

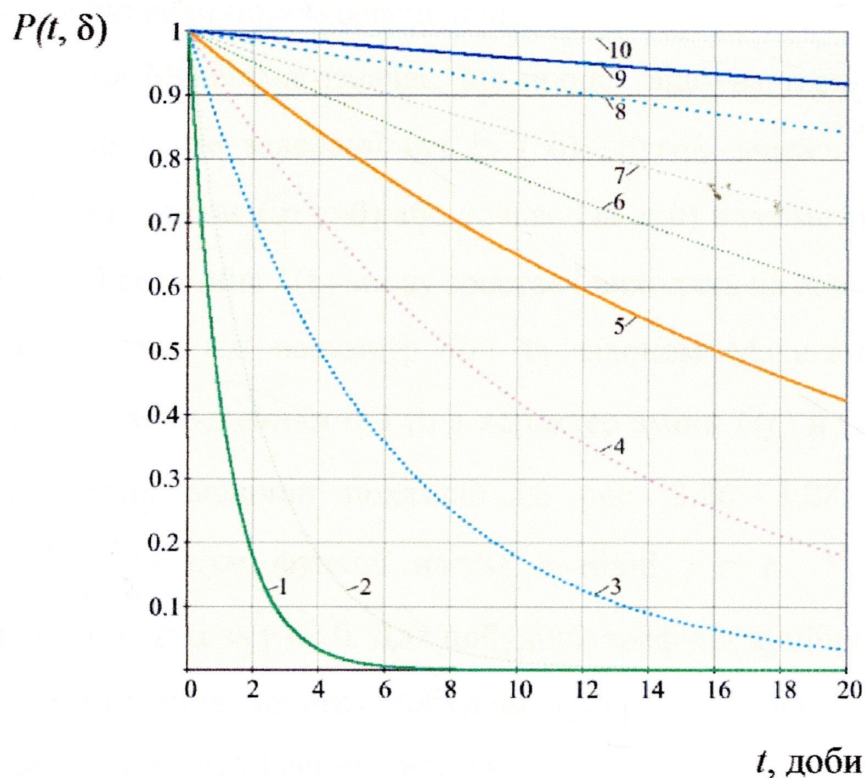


Рисунок 3.15 – Залежність імовірності відсутності порушення $P(t, \delta)$ від часу t за різних δ , с: 1 = 10^{-5} ; 2 = $5 \cdot 10^{-6}$; 3 = $2 \cdot 10^{-6}$; 4 = $1 \cdot 10^{-6}$; 5 = $5 \cdot 10^{-7}$; 6 = $2 \cdot 10^{-7}$; 7 = $1 \cdot 10^{-7}$; 8 = $1 \cdot 10^{-7}$; 9 = $5 \cdot 10^{-8}$; 10 = $1 \cdot 10^{-8}$

Величина $\delta(t)$ є локальною характеристикою імовірності відсутності порушення для кожного t або щільність умовної ймовірності порушення в кожний момент часу t за умови, що до цього часу порушення було відсутнє. Вона є ймовірністю того, що поперечний переріз, який не порушився за час t , порушиться на проміжку часу Δt , якщо він є достатньо малим. Функція $\delta(t)$ в термінах теорії ймовірностей називається небезпекою і в теорії надійності розглядається як інтенсивність.

Функцію надійності або, іншими словами, імовірність відсутності порушення виражаємо за відомим у теорії ймовірностей [107] законом Makeгама:

$$P_1(t) = e^{-\int_0^t \delta(t) dt}, \quad (3.60)$$

а небезпека відмови записується так:

$$\delta(t) = \alpha + \gamma \beta e^{\gamma t}, \quad (3.61)$$

де α , β , γ – постійні величини (коефіцієнти).

Припущення Makeгама означає, що процес відбувається під впливом двох складових: а) одної, не залежної від ξ , і б) другої, залежної від просторової координати ξ , яка зростає (за $\gamma > 0$) або спадає (за $\gamma < 0$) в геометричній прогресії зі зміною ξ (за $\gamma < 0$ величина $\lambda(\xi)$ знову зростає і виходить на асимптоту $\alpha = \text{const}$).

Аналіз показує, що параметр $\delta(t)$ за законом Makeгама згідно з (3.30) лінійно зростає із збільшенням α і β , а характер зміни $\delta(t)$ в залежності від γ і t для заданих інших величин показано на рис. 3.26 – 3.28. При цьому для залежності $\delta(t)$ мінімум функції настає в точці $\gamma = t^{-0.5}$, а асимптотою є горизонтальна лінія $t = \alpha$ за $\gamma \ll 0$. Для побудови графіків прийнято $\alpha = 1$, а зміна α призводить до зміщення початку побудови графіків вздовж осі ординат. Вплив величини β за прийнятних значин є неістотним.

Час t можна вибрати різним (доба, місяць, квартал, рік), а з ним пов'язаний тільки коефіцієнт γ , тому він повинен мати відповідну обернену розмірність.

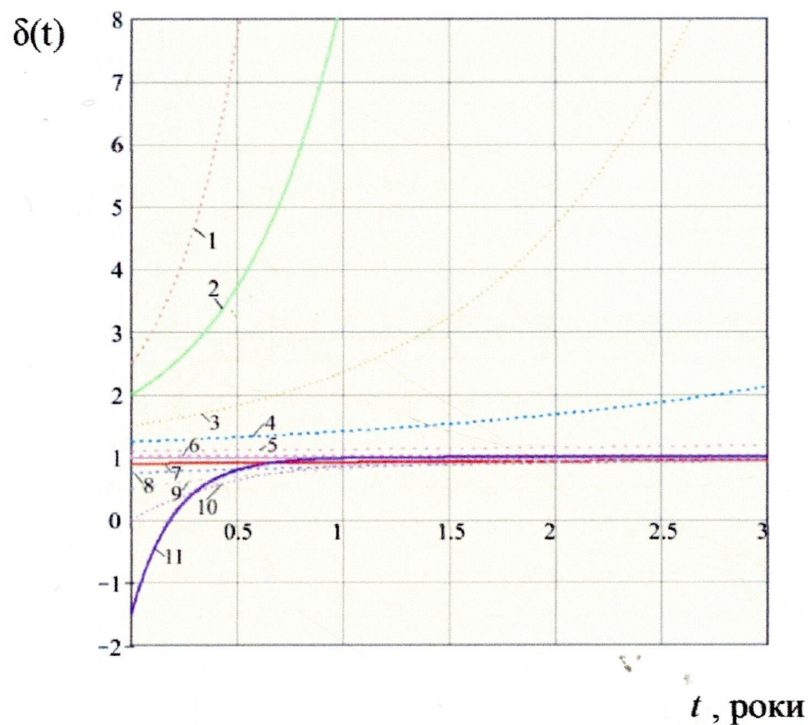


Рисунок 3.16 – Функція небезпеки відмови $\delta(t)$ за $\beta = 0,5$ і різних γ : 1 – 3; 2 – 2; 3 – 1; 4 – 0,5; 5 – 0,2; 6 – 0 (відповідно $\delta(t) = \alpha = 1$); 7 – -0,2; 8 – -0,5; 9 – -1; 10 – -2; 11 – -5

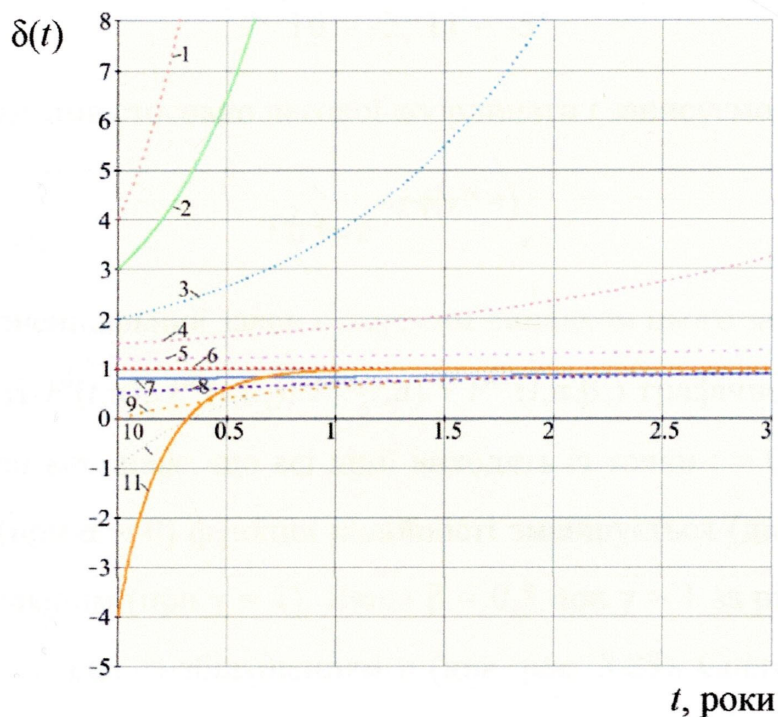


Рисунок 3.17 – Функція небезпеки відмови $\delta(t)$ за $\beta = 1$ і різних γ : 1 – 3; 2 – 2; 3 – 1; 4 – 0,5; 5 – 0,2; 6 – 0 (відповідно $\delta(t) = \alpha = 1$); 7 – -0,2; 8 – -0,5; 9 – -1; 10 – -2; 11 – -5

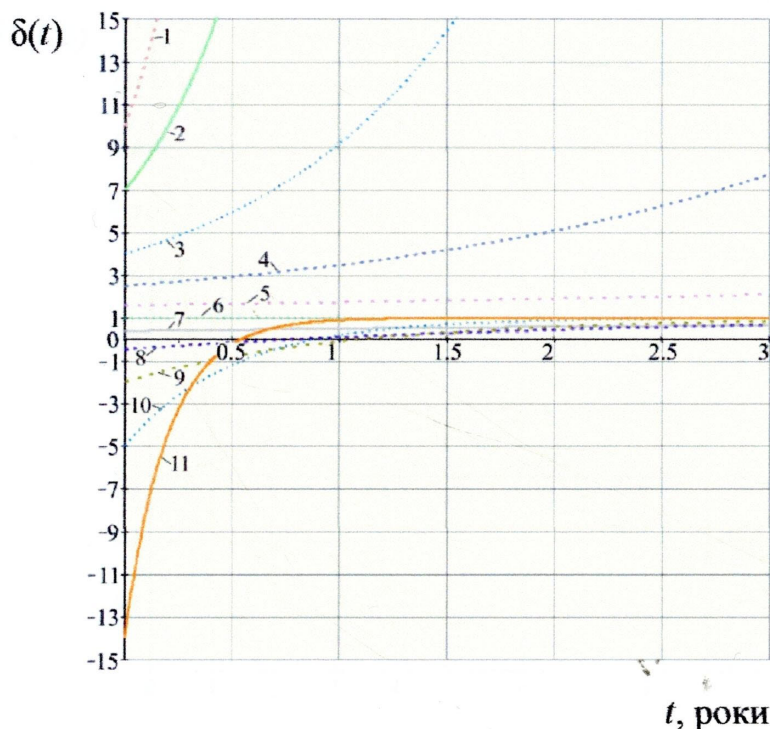


Рисунок 3.18 – Функція небезпеки відмови $\delta(t)$ за $\beta = 3$ і різних γ : 1 – 3; 2 – 2; 3 – 1; 4 – 0,5; 5 – 0,2; 6 – 0 (відповідно $\delta(t) = \alpha = 1$); 7 – -0,2; 8 – -0,5; 9 – -1; 10 – -2; 11 – -5

Закон Макегама стосовно часової координати t запишемо так:

$$P(t) = e^{-\alpha - \beta(e^{\gamma t} - 1)}, \quad (3.62)$$

при цьому експоненціальний закон є окремим випадком цього закону за $\gamma = 0$.

Залежності $P^I(t, \alpha)$, $P^{II}(t, \beta)$, $P^{III}(t, \alpha)$ і $P^{IV}(t, \alpha, \beta)$ графічно показано на рис. 3.21 – 3.24. Звідси випливає, що всі лінії виходять із точки $t = 0$. Із збільшенням α (при $\beta = 0$) і β (при $\alpha = 0$) функція надійності зменшується (див. рис. 3.23 і 3.24), але вплив β є більшим (при $\gamma = 1$). Якщо $\beta = 0,5$ при $\gamma = 1$ за різних α , то функція надійності різко спадає із збільшенням α (див. рис. 3.25). Спільний вплив α і β за $\gamma = 0,5$ має різний характер (див. рис. 3.26).

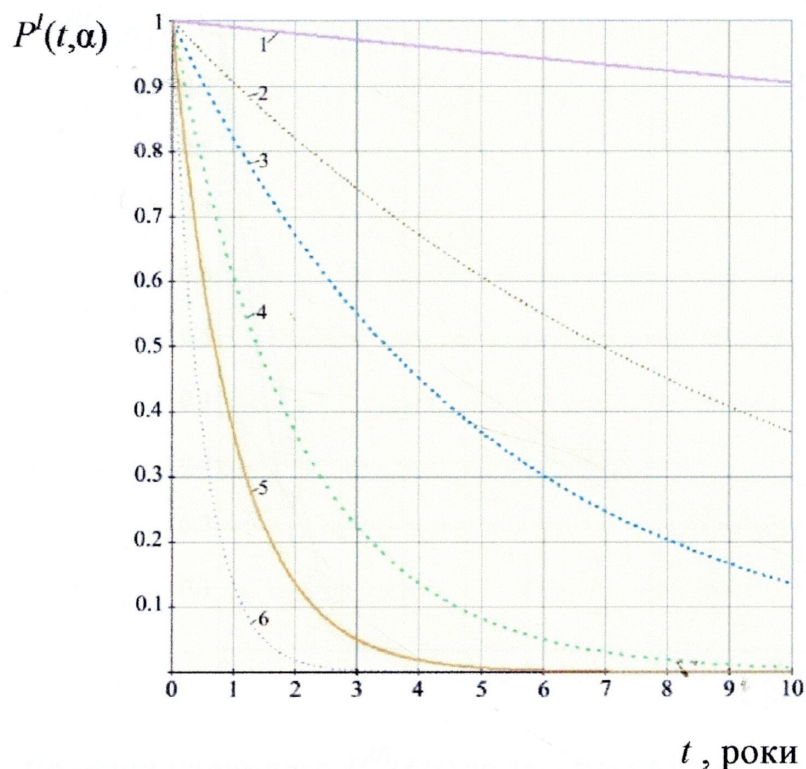


Рисунок 3.19 – Функція надійності $P^I(t, \alpha)$ (відсутності порушення) за законом Макегама при $\beta = 0$, $\gamma = 1$ і різних α : 1 – 0,01; 2 – 0,1; 3 – 0,2; 4 – 0,5; 5 – 1; 6 – 2

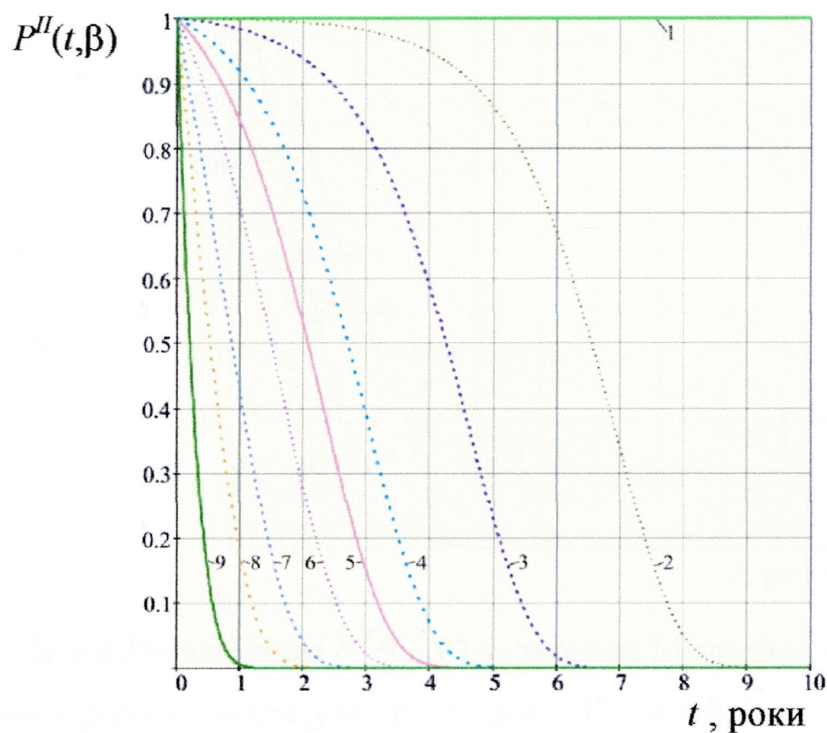


Рисунок 3.20 – Функція надійності $P^{II}(t, \beta)$ за законом Макегама при $\alpha = 0$, $\gamma = 1$ і різних β : 1 – 0; 2 – 0,001; 3 – 0,01; 4 – 0,05; 5 – 0,1; 6 – 0,2; 7 – 0,5; 8 – 1; 9 – 3

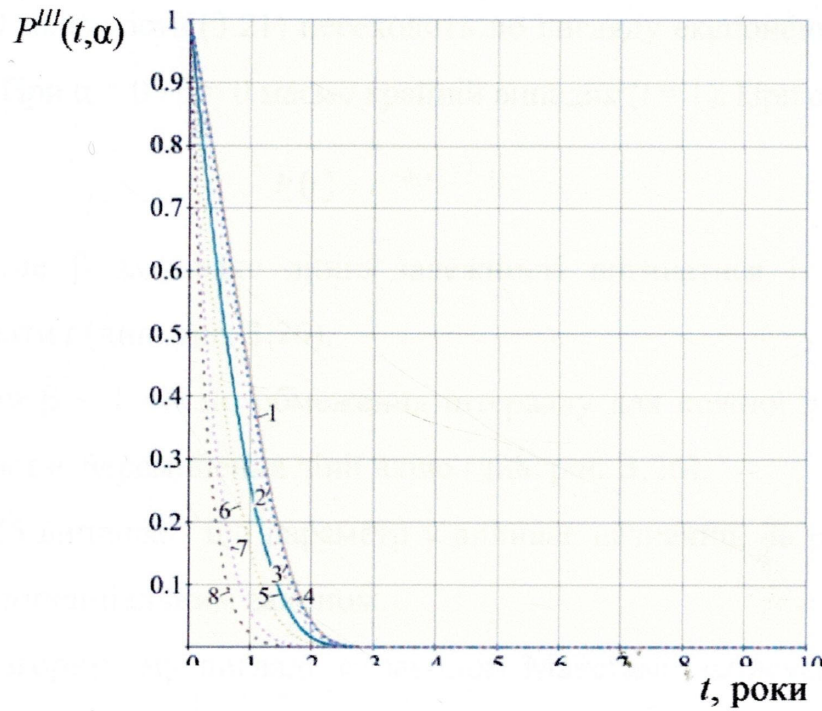


Рисунок 3.21 – Функція надійності $P^{III}(t, \alpha)$ за законом Makeгама при $\beta = 0,5$, $\gamma = 1$ і різних α : 1 – 0; 2 – 0,01; 3 – 0,05; 4 – 0,2; 5 – 0,5; 6 – 1; 7 – 2; 8 – 3

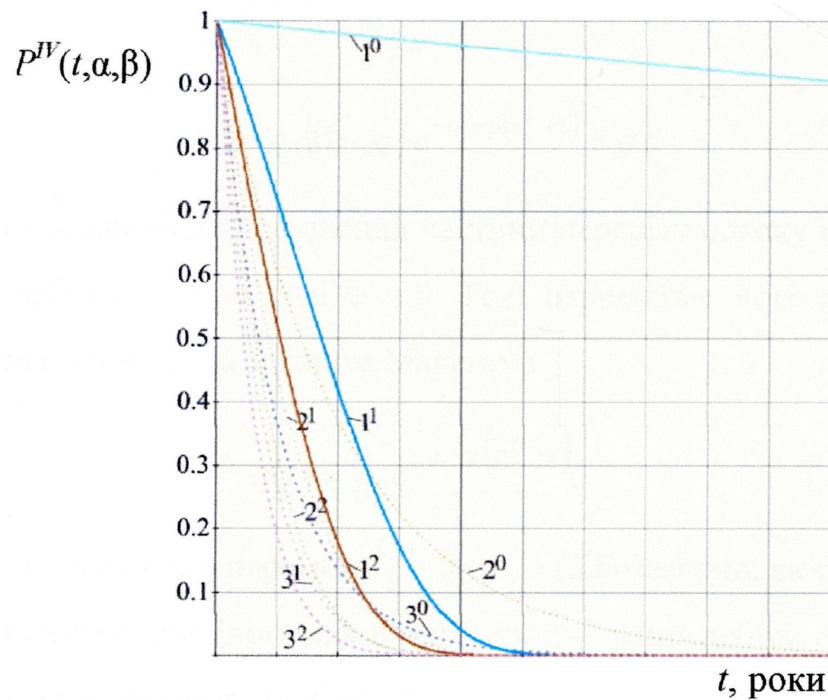


Рисунок 3.22 – Функція надійності $P^{IV}(t, \alpha, \beta)$ за законом Makeгама при $\gamma = 0,5$ і різних α та β : показник верхнього індексу 0 – $\beta = 0$, лінія: $1^0 - \alpha = 0,01$; $2^0 - \alpha = 0,5$; $3^0 - \alpha = 1$; показник верхнього індексу 1 – $\beta = 0,5$, лінія: $1^1 - \alpha = 0,01$; $2^1 - \alpha = 0,5$; $3^1 - \alpha = 1$; показник верхнього індексу 2 – $\beta = 1$, лінія: $1^2 - \alpha = 0,01$; $2^2 - \alpha = 0,5$; $3^2 - \alpha = 1$

При $\beta = 0$ залежність (3.21) переходить до вигляду експоненціального закону (див. рис. 3.23). При $\alpha = 0$ і $\beta = 0$ маємо крайній випадок ($t = 1$). При $\alpha = 0$ отримуємо

$$P(t) = e^{-\beta[e^{\gamma(t)} - 1]}. \quad (3.63)$$

Тобто, саме β заставляє лінію залежності вигинатися і переміщуватися вздовж координати t (див. рис. 3.26).

За значини $\beta < 1$ маємо обмеження інтервалу для кожної лінії вздовж t . Зі зростанням α настає переміщення лінії вліво (див. рис. 3.26).

Із рис. 3.26 випливає, що параметр γ впливає незначно. За $\beta = 0$ залежність описується експоненціальним законом.

Тоді в розгорнутому вигляді за законом Макегама записуємо зміну дебіту свердловини в будь-який момент часу t

$$q(t) = q_0 e^{-\alpha_2 t - \beta_2 (e^{\gamma_2 t} - 1)} + q_1 \left(1 - e^{-\alpha_2 t - \beta_2 (e^{\gamma_2 t} - 1)} \right); \quad (3.64)$$

або

$$q(t) = q_0 \left((1 - \psi) e^{-\alpha t - \beta (e^{\gamma t} - 1)} + \psi \right).$$

Припустимо, що після порушення частини перерізу потоку витрата його стає рівною нулю, тобто $q_2 = 0$, а тоді $\psi = 0$. Тоді отримуємо нове рівняння падіння дебіту свердловини в часі t за законом Макегама:

$$q(t) = q_0 e^{-\alpha t - \beta (e^{\gamma t} - 1)}. \quad (3.66)$$

Якщо припустити, що параметр $\gamma = 0$, то із (3.66) маємо, як окремий випадок, відомий експоненціальний (логарифмічний) закон зміни дебіту свердловини (або закон однакового процентного падіння дебіту):

$$q(t) = q_0 e^{-\alpha t}, \quad (3.67)$$

де $\alpha = D$ у формулі (3.67).

Якщо експоненту в останньому виразі розкласти в ряд і залишити два перших члени ряду, то отримаємо функцію $(1+\alpha_1 t)^{-1}$ і прийдемо до відомого гармонічного закону зміни дебіту:

$$q(t) = q_0 \frac{1}{1 + \alpha_1 t}, \quad (3.68)$$

де $\alpha_1 = b$ у формулі (3.68).

До такого ж виразу приходимо після розкладання в ряд обох експонент у формулі $q(t)$ за законом Макегама, тобто

$$\begin{aligned} e^{-(\alpha t - \beta(e^{\gamma t} - 1))} &\cong 1 - \left(\alpha t + \beta(e^{\gamma t} - 1) \right) \cong \\ &\cong 1 - \alpha t - \beta(1 + \gamma t - 1) = 1 - (\alpha + \beta\gamma)t; \end{aligned} \quad (3.69)$$

або

$$e^{-\alpha t - \beta(e^{\gamma t} - 1)} \cong \frac{1}{1 + (\alpha + \beta\gamma)t}, \quad (3.70)$$

де $\alpha + \beta\gamma = b$.

У випадку гіперболічного закону падіння дебіту функцію надійності слід записати так:

$$P(t) = e^{-(1 + \tau\alpha' t)^{1/\tau}}, \quad (3.71)$$

а тоді, відомий закон гіперболічного падіння дебіту (після розкладання експоненти в ряд) отримуємо у вигляді:

$$q(t) = q_0 \frac{1}{(1 + \tau\alpha' t)^{1/\tau}}, \quad (3.72)$$

котрий за $\tau = 1$ зводиться до закону гармонічної зміни дебіту (за $\alpha' = b$), відтак до однакового процентного (за $\alpha = D$), а звідси до зміни дебіту за законом Макегама, де α' , τ – постійні параметри.

Якщо в гіперболічному законі за (3.49) взяти $\tau\alpha' = b$ і $1/\tau = c$, то отримаємо степеневий закон падіння дебіту

$$q(t) = q_0 \frac{1}{(1+bt)^c}, \quad (3.73)$$

який Ч.С. Ларкі і Л.С. Лейбензон [102] отримали у вигляді інтерполяційної формули

$$q(t) = q_0 \frac{1}{(b'+t)^c} \quad (3.74)$$

Якщо використаємо закон Вейбулла [102] як узагальнений експоненціальний закон

$$P(t) = e^{-\alpha t^\zeta}, \quad (3.75)$$

в якому небезпека відмови $\lambda(t) = \zeta \alpha \lambda t^{\zeta-1}$, то формулу падіння дебіту свердловини за законом Вейбулла записуємо у вигляді:

$$q = q_0 e^{-\alpha t^\zeta}, \quad (3.76)$$

яка за параметра $\zeta = 1$ переходить у формулу експоненціального закону.

Тут номінальний темп падіння дебіту виражається так:

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = -\alpha \zeta t^{\zeta-1}. \quad (3.77)$$

Закон Вейбулла містить два параметри (α , ζ) на відміну від експоненціального закону, що уможливорює отримати кращу відповідність фактичним даним зміни дебіту. При $\zeta > 1$ небезпека відмови монотонно зростає від нуля, при $\zeta < 1$ небезпека відмови монотонно зменшується і не обмежена при $t=0$. Відповідно при $\zeta > 1$ дебіт швидко спадає (небезпека відмови зростає), при $\zeta < 1$ – дебіт спочатку різко спадає, а відтак сповільнюється (небезпека відмови спочатку підвищена і надалі спадає), що ілюструється рис. 3.23.

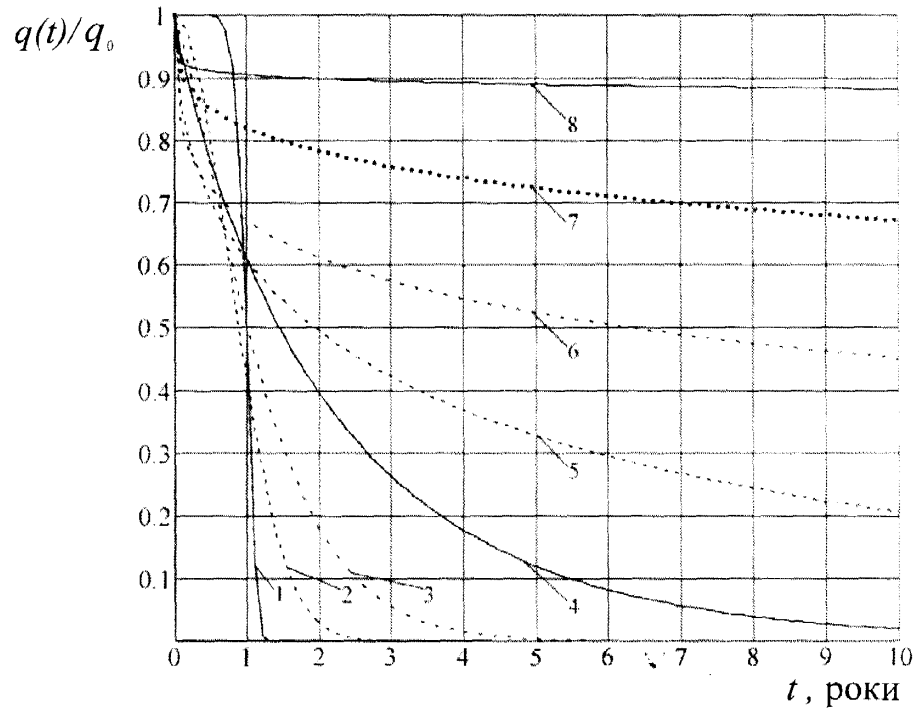


Рисунок 3.23 – Графіки залежності $q(t)/q_0$ побудовані на основі закону Вейбулла за різних α та ζ : при $\zeta > 1$, лінія 1 – $\zeta = 10$, $\alpha = 0,8$; 2 – $\zeta = 2$, $\alpha = 0,9$; 3 – $\zeta = 1,3$, $\alpha = 0,7$; при $\zeta < 1$, лінія 4 – $\zeta = 0,9$, $\alpha = 0,5$; 5 – $\zeta = 0,5$, $\alpha = 0,5$; 6 – $\zeta = 0,3$, $\alpha = 0,4$; 7 – $\zeta = 0,3$, $\alpha = 0,2$; 8 – $\zeta = 0,1$, $\alpha = 0,1$

Якщо експоненту в (3.76) розкласти в ряд і залишити тільки два перших члени ряду, тобто

$$e^{-\alpha t^\zeta} \cong 1 - \alpha t^\zeta, \quad (3.78)$$

то, переходимо до відомого параболічного закону зміни дебіту штангово-насосної свердловини [108]:

$$q(t) = q_0 (1 - \alpha t^\zeta), \quad (3.79)$$

де $\alpha_1 = T_{\text{пр}}^{-\zeta}$; $T_{\text{пр}}$ – теоретична тривалість роботи штангового насоса до припинення подавання рідини (якщо причина припинення подавання – знос плунжерної пари, то $T_{\text{пр}}$ означає повний, фізично можливий термін служби насоса); ζ – показник степеня параболі (значини ζ за фактичними даними по штангово-насосних свердловинах змінюються за А. Н. Адоніним в межах 1-3, здебільше $\zeta = 2$).

Звідси випливає, що, припускаючи справедливості закону Вейбулла, за $\zeta = 1$ параболічний закон падіння дебіту переходить у експоненціальний закон або в гармонічний закон падіння дебіту (оскільки $1/(1+\alpha t) \cong 1 - \alpha t$).

Дослідження роботи свердловин [109] свідчать, що параболічна залежність описує зміну дебіту, зумовлену роботою обладнання, а параболічна і експоненціальна залежності – зміну дебіту, пов'язану зі зміною параметрів пласта.

Ми пропонуємо об'єднати закони Макегама і Вейбулла, тоді отримуємо новий закон, який називаємо законом Вейбулла-Макегама:

$$P(t) = e^{-\alpha t^\zeta - \beta(e^{\gamma t} - 1)}, \quad (3.80)$$

котрий за $\beta_1 = 0$ (або $\gamma_1 = 0$) переходить у закон Вейбулла, а за $\zeta = 1$ – у закон Макегама, тобто закон Вейбулла-Макегама включає і закон Макегама, і закон Вейбулла.

Тоді залежність падіння дебіту свердловини в часі за законом Вейбулла-Макегама записуємо так:

$$q = q_0 e^{-\alpha t^\zeta - \beta(e^{\gamma t} - 1)}. \quad (3.81)$$

Ця формула містить чотири постійних параметри. Для зручності їх визначення можна виконати екстраполяцію кривої $q - t$ в напівлогарифмічних координатах $(\ln q - t)$, що відповідає закону однакового процентного падіння дебіту, а відтак підбором решти параметрів забезпечити співпадіння фактичних даних (точок) дебіту із розрахунковою лінією, особливо виположуючи на графіку кінцевий відрізок кривої падіння дебіту.

Як проміжні можуть виявитися інформативними і такі підходи до підбору параметрів:

$$\left(\ln \frac{q}{q_0} \right)^{1/\zeta} = -\alpha' t, \quad (3.82)$$

$$\ln \frac{q}{q_0} = -(\alpha + \beta\gamma)t, \quad (3.83)$$

$$\frac{q}{q_0} = 1 - (\alpha + \beta\gamma)t, \quad (3.84)$$

де $\alpha' = (\alpha)^{1/\zeta}$; $\gamma_1 t \cong e^{\gamma_1 t} - 1$; $e^{-[\alpha + \beta(e^{\gamma t} - 1)]} \cong 1 - (\alpha + \beta\gamma)t$.

Враховуючи (3.84), в кінцевому підсумку пропонуємо універсальну залежність падіння дебіту свердловини в часі за законом Вейбулла-Макегама у вигляді:

$$q(t) = q_0 \left[(1 - \psi) e^{-\alpha t^\zeta - \beta (e^{\gamma t} - 1)} + \psi \right] \quad (3.85)$$

Характер зміни $q(t)/q_0$ в часі t за різних значин ψ , α , ζ , β , γ показано на рис. 3.28, звідки робимо висновок, що цією залежністю можна описувати практично усі можливі зміни дебіту.

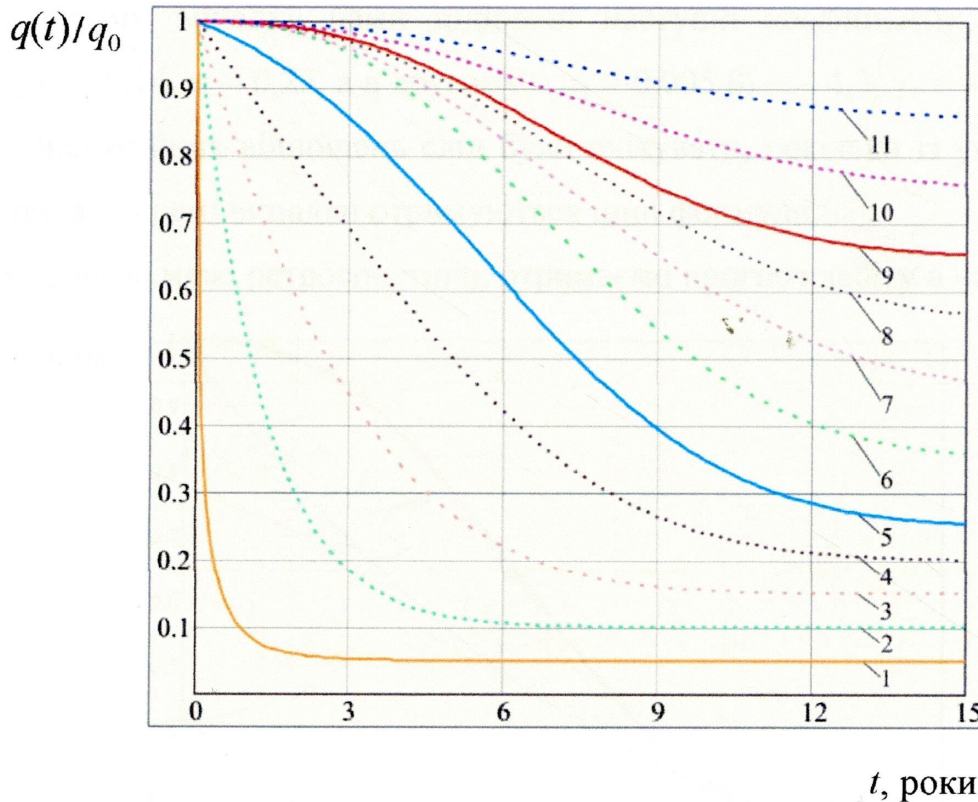


Рисунок 3.24 – Універсальна залежність падіння дебіту свердловини в часі за законом Вейбулла-Макегамма за різних ψ , α , ζ , β , γ : 1 – $\psi = 0,05$, $\alpha = 3$, $\zeta = 0,5$, $\beta = 2$, $\gamma = 0,1$; 2 – $\psi = 0,15$, $\alpha = 0,005$, $\zeta = 1$, $\beta = 3$, $\gamma = 0,1$; 3 – $\psi = 0,1$, $\alpha = 0,5$, $\zeta = 1$, $\beta = 2,5$, $\gamma = 0,1$; 4 – $\psi = 0,2$, $\alpha = 0,005$, $\zeta = 2,5$, $\beta = 2,5$, $\gamma = 0,1$; 5 – $\psi = 0,25$, $\alpha = 0,005$, $\zeta = 2,5$, $\beta = 3$, $\gamma = 0,015$; 6 – $\psi = 0,35$, $\alpha = 0,005$, $\zeta = 2,5$, $\beta = 1$, $\gamma = 0,0001$; 7 – $\psi = 0,45$, $\alpha = 0,005$, $\zeta = 2,4$, $\beta = 30$, $\gamma = 0,0001$; 8 – $\psi = 0,55$, $\alpha = 0,005$, $\zeta = 2,5$, $\beta = 10$, $\gamma = 0,0001$; 9 – $\psi = 0,65$, $\alpha = 0,005$, $\zeta = 2,5$, $\beta = 1$, $\gamma = 0,0001$; 10 – $\psi = 0,75$, $\alpha = 0,005$, $\zeta = 2,4$, $\beta = 10$, $\gamma = 0,0001$; 11 – $\psi = 0,855$, $\alpha = 0,005$, $\zeta = 2,4$, $\beta = 10$, $\gamma = 0,0001$

Для ілюстрації придатності виведених залежностей падіння дебіту свердловини в часі на відпрацьований свердловино-день підібрано дві різні за виглядом графічні залежності, складені за фактичними даними по Пнівському (рис. 3.29) і Тянявському (рис. 3.30) нафтових родовищах.

По Пнівському родовищу найкращим виявився закон падіння дебіту за універсальною залежністю на основі закону Вейбулла-Макегама (кореляційне відношення $\sigma = 0,99$).

По Тянявському родовищу найкращим виявилось, також, рівняння падіння дебіту за закон Вейбулла-Макегама (кореляційне відношення $\sigma = 0,991$).

В першому випадку нами підбрані наступні коефіцієнти: $\alpha_1 = 0,079$, $\beta_1 = 0,052$, $\gamma_1 = 0,14$, $\psi = 0,25$, а в другому – $\alpha_1 = 0,005$, $\beta_1 = -4,3$, $\gamma_1 = -0,07$, $\psi = 0,5$. Високих кореляційних відношень слід було очікувати, оскільки із універсальних залежностей як окремі випадки отримуються інші формули.

Виходячи за межі ретроспективи, отримаємо прогноз дебіту в часі.

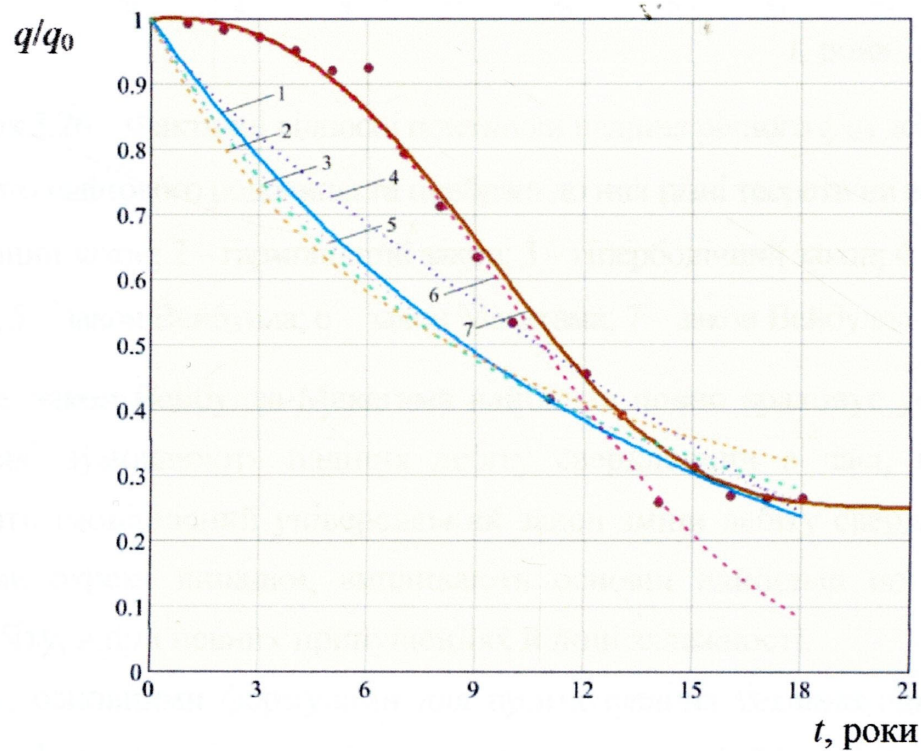


Рисунок 3.25 – Фактичні відносні показники падіння річного дебіту q/q_0 в часі t Пнівського нафтового родовища (показано точками) та підбрані до них різні теоретичні залежності: 1 – логарифмічний закон; 2 – гармонічний закон; 3 – гіперболічний закон; 4 – параболічний закон; 5 – закон Вейбулла; 6 – закон Макегама; 7 – закон Вейбулла-Макегама

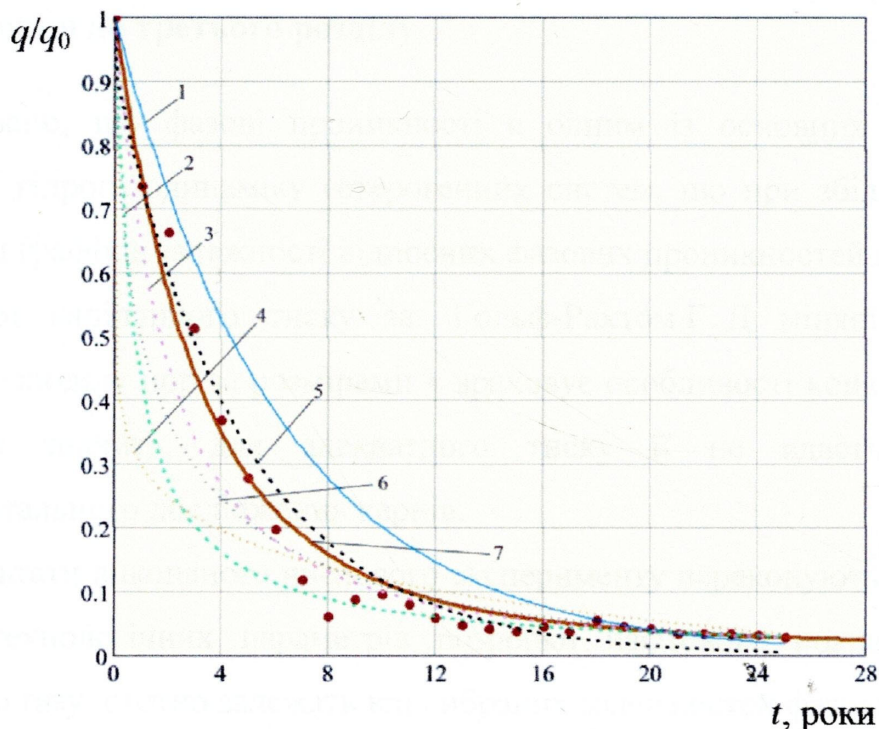


Рисунок 3.26 – Фактичні відносні показники падіння річного q/q_0 дебіту в часі t Тянявського нафтового родовища та підібрані до них різні теоретичні залежності: 1 – логарифмічний закон; 2 – гармонічний закон; 3 – гіперболічний закон; 4 – параболічний закон; 5 – закон Вейбулла; 6 – закон Makeгама; 7 – закон Вейбулла-Makeгама

Отже, закон Вейбулла-Makeгама найбільш повно враховує ускладнювальні фактори, які зумовлюють падіння дебіту свердловини в часі, і уможливило обґрунтувати імовірнісний універсальний закон зміни дебіту свердловини в часі, з якого, як окремі випадки, впливають основні найбільш поширені закони падіння дебіту, а при певних припущеннях й інші залежності.

Отже, основними формулами для прогнозування технологічних показників розробки нафтових родовищ поки що є закони, які базуються на тому, що номінальний темп падіння дебіту є відповідно постійним, пропорційним поточному дебіту і степеневій функції поточного дебіту. логарифмічного, параболічного і гіперболічного падіння дебіту. Проте, відомим є той факт, що дебіт свердловин змінюється в часі. У даній роботі, запропоновано виведення, на основі положень теорії ймовірностей, універсального закону падіння дебіту в часі з використанням об'єднаного закону Вейбулла-Makeгама. Це уможливило краще описати характер роботи свердловин. Як підтвердження цього, подано приклади застосування універсального закону на родовищах Прикарпаття.

Висновки до третього розділу

Показано, що фазові проникності є одним із основних параметрів, які визначають гідрогазодинаміку гетерогенних систем, що при збільшенні верхньої межі вигляд графіків залежності відносних фазових проникностей від насиченості з урахуванням капілярного тиску за Гольф-Рахтом Г. Д. міняється не значно, параметр розподілу пор за розмірами λ враховує особливості конкретної пластової системи, а значить, для адекватного тиску її не вдасться обійти без експериментального дослідження кернів.

Результати виконаного числового експерименту переконують, що розраховані величини технологічних параметрів розробки нафтового покладу при режимі розчиненого газу істотно залежать від вибраних залежностей фазових проникностей для нафти і газу. Тому, в обох випадках як аналітичного, так і числового проектування розробки нафтового покладу, для отримання достовірних величин технологічних показників розробки, потрібно мати конкретні лабораторні залежності фазових проникностей стосовно цього покладу та необхідно включити в галузевий регламент обов'язкове експериментальне визначення залежностей фазових проникностей в усьому діапазоні зміни насиченості змочувальною фазою, стосовно до конкретного покладу.

Обґрунтовано імовірнісний характер законів зменшення дебітів свердловин у часі та виведення універсальної залежності на основі об'єднаного нами закону Вейбулла-Макегама. Встановлено, що він найбільш повно враховує ускладнювальні чинники, які зумовлюють падіння дебіту свердловини в часі. Для ілюстрації придатності виведених залежностей падіння дебіту свердловини в часі на відпрацьований свердловино-день підібрано дві різні за виглядом графічні залежності, складені за фактичними даними по Пнівському і Танявському нафтових родовищах. В обох випадках кореляційне відношення перевищило 0,99. Високих кореляційних відношень слід було очікувати, оскільки із універсального закону зміни дебіту свердловини в часі, як окремі випадки, впливають основні найбільш поширені закони падіння дебіту, а при певних припущеннях й інші залежності.

РОЗДІЛ 4

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ ІЗ УВ'ЯЗУВАННЯМ СПІЛЬНОЇ РОБОТИ ФОНТАННОЇ СВЕРДЛОВИНИ І ПОКЛАДУ ЗА ЗМІННОГО ГАЗОВОГО ФАКТОРА

В Україні, як загалом і у світі, розробка частини нафтових родовищ реалізується на режимі розчиненого газу, коли з тих чи інших технологічних або економічних причин не застосовується підтримування пластового тиску або не проявляються природні режими витіснення нафти [24]. При режимі розчиненого газу основним джерелом природної пластової енергії є енергія розширення нафтового газу, який при видобуванні нафти виділяється із неї і переходить із розчину у вільний стан, а поклад розробляється на режимі виснаження цієї пластової енергії.

Також в Україні, останнім часом, сформувалася тенденція відкриття малорозмірних нафтових родовищ із початковим пластовим тиском, близьким до умовного гідростатичного тиску. Освоєння таких родовищ відбувається при короткотривалому прояві енергії пружності пластової системи, а відтак, робота покладів переходить на режим розчиненого газу, який характеризується низькою енергетичною і технологічною ефективністю. Рациональне використання енергії розширення газу та підвищення енергетичної ефективності розробки покладу повинно забезпечуватися, як на стадії проектування системи розробки покладу, так і в ході її реалізації.

Перспектива стабілізації і підвищення видобутку пов'язується із глибокозалеглими покладами нафти (див. розділ 1, п. 4).

При проектуванні розробки нафтового покладу на режимі розчиненого газу чи за аналітичними методиками, чи за методом математичного моделювання задають або постійний дебіт свердловини, або постійний вибійний тиск, або змінні дебіт і вибійний тиск, причому дебіт, апіорі, приймається змінним у часі, здебільше, за експоненціальним законом [102, 24]. Такий підхід прийнятний при експлуатації свердловини штангово-насосним устаткуванням. Але, на початковому етапі свердловини тривалий час фонтанують, а за таких заданих

умов пластова енергія використовується не раціонально, так як кожна окрема ланка єдиної гідродинамічно зв'язаної системи “поклад - свердловина” розглядається зосібно без узгодження їх між собою. Взаємодія покладу і свердловини стосовно руху газованої нафти вивчалась у ряді робіт [43, 47, 48, 49], але розв'язок через складність і незавершеність не виявив впливу на подальші дослідження і залишився фактично забутим (див. розділ 1, п. 3). У даному розділі запропоновано вирішення питань удосконалення технології видобування на проектній стадії.

4.1 Принципові підходи до розробки й удосконалення технології видобування нафти

Відомо, що робота свердловини за будь-якого способу її експлуатації, ув'язується (узгоджується) із роботою нафтового пласта через тиск на вибої свердловини [37]. Низькі гирлові тиски, як це впливає із рівняння балансу тисків у видобувній свердловині, визначають порівняно низькі вибійні тиски, а в окремих випадках можна наштовхнутися на геолого-технологічні чи технічні обмеження щодо величини вибійного тиску.

При наявності режиму розчиненого газу в покладі поточний пластовий тиск є нижчим від тиску насичення (першою фазою режиму нехтують), нафта одночасно розгазовується у всьому пласті залежно від величини зниження пластового тиску, а газовий фактор у процесі видобування нафти змінюється, тобто змінюються умови фонтанування свердловини. Фонтанні свердловини, за таких умов роботи (за наявності режиму розчиненого газу в покладі), виділяємо в окремий четвертий тип (див. вище). Метод проектування роботи фонтанних свердловин четвертого типу відсутній. Враховуючи особливості роботи таких свердловин і достатньо великий їх фонд, у даному розділі запропоновано метод проектування роботи фонтанних свердловин четвертого типу, коли $p_v < p_{II}$ (газліфтне фонтанування) і експлуатаційний газовий фактор змінюється в часі, тобто в процесі видобування нафти.

Виходячи із існуючого стану експлуатації фонтанних свердловин і поставленої мети підвищення ефективності видобування нафти, виконано удосконалення технології видобування нафти за змінного газового фактора.

Принципово новим підходом в удосконаленій технології є те, що робота нафтового покладу і робота фонтанної свердловини взаємно узгоджуються як дві ланки єдиної гідродинамічно зв'язаної системи "поклад - свердловина".

Другим, принципово новим підходом є те, що встановлюється енерго- та ресурсозберігаючий технологічний режим роботи свердловини. У нафтовому покладі при режимі розчиненого газу основним джерелом пластової енергії є енергія розширення газу, який виділяється із нафти. У свердловині має місце газліфтне фонтанування з початком виділення газу, в околиці свердловини та в усьому пласті (відповідно третій і четвертий тип фонтанних свердловин). Фонтанування свердловини відбувається за рахунок пластової енергії вільного газу, яка надходить із покладу і мірою якої є величина газового фактора, а найбільш повне і, відповідно, раціональне використання природної пластової енергії можна забезпечити за найнижчих технологічно зумовлених тисків на гирлі свердловини.

Третім, принципово новим підходом є те, що тиск на гирлі фонтанної свердловини задається на рівні тиску в збірному шлейфі (в маніфольді), який визначається із умови нафтогазозбору на промислі, як це, здебільше, встановлюється і по свердловинах механізованого фонду (газліфтного, штангово-насосного, електровідцентровонасосного і т.д.). Тобто, свердловина працює без встановленого гирлового штуцера, має "відкрите", але контрольоване (не аварійне) фонтанування, а такий технологічний режим роботи фонтанної свердловини буде енергозберігаючим (природна пластова енергія використовуватиметься раціонально). У деяких випадках, може бути доцільно, встановлення гирлового штуцера на невеличкий перепад тиску (аналогічно як і відомий протипульсаційний вибійний штуцер). А гирловий тиск у фонтанних свердловинах визначає значення вибійного тиску, який залежить від геолого-технологічних умов й ув'язує роботу системи "поклад-свердловина".

У фонтанних свердловинах на покладах при режимі розчиненого газу причинами обмеження вибірного тиску можуть бути:

1) ступінь стійкості гірських порід продуктивного пласта (руйнування пласта і винесення піску внаслідок великих дебітів чи точніше, високих швидкостей фільтрації у привибірній зоні за низьких вибірних тисків, які визначають дебіти);

2) недостатня механічна міцність експлуатаційної та обсадних колон і можливе зім'яття обсадних труб за значного зниження вибірного тиску (у фонтанних свердловинах 3-го і 4-го типів тиск газу в затрубному просторі практично рівний вибірному тиску, оскільки ліфтові труби рекомендуються опускати до вибою);

3) можливість випадання парафіну із нафти в привибірній зоні внаслідок дросельного ефекту (під час припливу нафти і вільного газу) та потреба встановлення допустимого технологічного режиму;

4) необхідність обмеження середнього газового фактора в цілому по пласту.

Тоді, з урахуванням названих обмежень на величину вибірного тиску технологічний режим роботи фонтанної свердловини називаємо ресурсозберігаючим (колектор, технічний стан свердловини, допустимі дебіти, повнота можливого нафтовилучення, що в певній мірі умовно характеризують ресурси) (див. п. 4.2).

Свердловина, як це прийнято в практиці робіт, повинна бути обладнана комплексними засобами захисту від аварійного фонтанування в тому числі і захисту промислової мережі трубопроводів від підвищеного тиску і їх пориву.

Для розрахунку режимних параметрів роботи фонтанної свердловини знаємо заданий постійний тиск на гирлі свердловини (із умови спільної узгодженої роботи із системою збору) і розрахований змінний газовий фактор (за розрахованими параметрами роботи покладу). Невідомими є вибірний тиск і дебіт свердловини, які пов'язані між собою рівнянням індикаторної лінії, яке теж невідоме. Методика проектування фонтанної експлуатації за таких умов відсутня.

Пластовий газовий фактор визначається, як правило, по глибинній пробі пластової нафти в лабораторних умовах, а в тих випадках, коли представницькі глибинні проби відібрати немає змоги (при $p_v < p_n$, великій обводненості і т. д.), то по рекомбінованих пробах нафти.

Робочий газовий фактор визначають, як правило, на промислових сепараційних установках. Для цього вимірюють кількість газу і рідини, відбирають проби нафти і газу, розраховують об'ємний коефіцієнт для нафти, відібраної із сепаратора, розраховують добовий видобуток нафти і газу, а відтак визначають робочий газовий фактор, загальний і по ступенях сепарації [110].

Експлуатаційний газовий фактор визначається роботою продуктивного пласта. Його можна розрахувати за одною із методик проектування розробки нафтових родовищ при режимі розчиненого газу. Результати експериментів [83] показують, що газовий фактор при роботі покладу спочатку повільно зростає (під час першої фази, навіть, із деяким зменшенням), відтак зростає інтенсивно, сягає максимуму, а внаслідок виснаження покладу різко спадає, тобто, експлуатаційний газовий фактор є змінним у часі (див. вище). При практичній реалізації експлуатації свердловин в умовах режиму розчиненого газу і прогнозуванні очікуваного видобутку нафти це слугує підставою задавати умову постійного дебіту при фонтанному і механізованому видобуваннях на початковій стадії розробки родовища, коли пластовий тиск ще високий, а зниження пластового і вибійного тисків хоч і відбувається, але їх величини ще високі і можна здійснювати регульоване відбирання рідини. На пізній стадії розробки, коли вибійний і пластовий тиски не забезпечують фонтанування свердловини, а потужність механізованого способу (збільшення занурення ліфтових труб або насоса під рівень рідини) повністю використана, умова здійснення постійності відбору не здійсненна, то цілком оправданою стає експлуатація свердловини при постійному вибійному тиску [83].

Кількість газу, як правило, повинна вимірюватися нормальними діафрагмами із застосуванням стаціонарних (дотискні насосні станції, сепараційні установки – СУ) або переносних (газовимірні установки – ГВУ) установок, клас

точності яких повинен бути не нижче $\pm 2,5\%$. При невеликих витратах газу, а також на групових вимірних установках, допускається вимірювати кількість газу ротаційними лічильниками “Агат” і ін. На ДНС і СУ, як правило, необхідно здійснювати цілодобове вимірювання витрат газу і рідини. На ГВУ періодичність і тривалість вимірювання встановлюють в залежності від характеру подавання продукції свердловини: при відсутності пульсації вимірюють не менше 3 годин; при нерівномірному подаванні, без вираженої закономірності і періодичності необхідно здійснювати цілодобове вимірювання дебіту свердловини.

При зниженні вибійного тиску у видобувних свердловинах нижче тиску насичення нафти газом необхідно здійснювати систематичний контроль за змінами газового фактора по свердловинах, розміщених у віддалених точках структури. Збільшення газового фактора в часі вказує на розвиток режиму розчиненого газу в покладі. Контроль за його зміною здійснюється так. Вимірюють газовий фактор по об’єму і визначають його середньомісячну величину. Зіставляючи величини газових факторів по місяцях, визначають коефіцієнт зміни газового фактора в часі, тобто відношення газового фактора наступного місяця до газового фактора попереднього місяця. На структурній карті біля точки-свердловини у вигляді дробу фіксують значення газового фактора – в чисельнику показують початковий газовий фактор, у знаменнику – поточний; за отриманими даними періодично будують ізолінії рівних газових факторів. Такий аналіз уможливорює спостереження за поширенням режиму розчиненого газу по пласту. Для родовищ із крутозалягаючими пластами необхідно також побудувати графіки залежності величини газового фактора від глибини залягання експлуатаційних об’єктів (пластів) на конкретні дати. Це дає змогу теж приблизно прогнозувати величину газового фактора на ближче майбутнє (місяць, квартал, рік) як по об’єму, так і в залежності від глибини залягання об’єкту. Для прогнозування газовий фактор за поточний період (місяць) множиться на коефіцієнт зміни газового фактора. Слід пам’ятати, що крива зміни газового фактора в часі може мати один або декілька максимумів (при цьому коефіцієнт зміни газового фактора тоді наближається до одиниці).

Кількість рідини необхідно вимірювати, як правило, турбінними витратомірами з точністю вимірювання не нижче $\pm 2,5\%$.

Для встановлення режиму газліфтного фонтанування свердловини другого і третього типів на сьогодні розроблено два методи – аналітичний експрес-метод Крилова О. П. і графоаналітичний (числовий) метод [37].

Спочатку визначимо область прийнятності (допустимості) експрес-методу порівняно із чисельним методом, в основу якого покладено розрахунок кривих зміни тиску вздовж ліфтової колони труб і в якому, на відміну від першого методу, враховуються зміни параметрів нафти і газу залежно від біжучих тиску і температури (а не середні величини). Відтак, покажемо проектування роботи свердловин четвертого типу.

В основу аналітичного експрес-методу покладено умову газліфтного фонтанування свердловини як співвідношення між ефективним газовим фактором $G_{\text{еф}}$ і питомою витратою газу, необхідною для ліфтування, звичайно, за оптимального режиму (див. розділ 2, п. 2.2) Тут, ефективний газовий фактор $G_{\text{еф}}$, характеризує кількість пластової енергії (енергії розширення вільного газу), що надходить із пласта (тобто, те, що маємо), а питому витрату газу $R_{0 \text{ опт}}$, яка необхідна для піднімання рідини у свердловині (те, що необхідно мати), взято за формулою О. П. Крилова на оптимальному режимі за найбільшого коефіцієнта корисної дії процесу ліфтування (можна, в разі потреби, взяти і на максимальному режимі).

Числовий метод розрахунку роботи свердловини зводиться, в першу чергу, до побудови кривої розподілу тиску вздовж ліфтових труб газорідинного піднімача (див. розділ 2, п. 2.3)

У даній роботі для розрахунку розподілу тиску газорідинної суміші в піднімальних насосно-компресорних трубах та експлуатаційній колоні використано підмодель гомогенного (однорідного) руху, зокрема за методом Поеттманна-Карпентера [37].

Розрахунки ряду кривих розподілу тиску в ліфтових трубах виконуємо за принципом “знизу-вгору” від вибійного тиску $p_{\text{в}}$, задаючись цим тиском,

витратою (дебітом) рідини Q та експлуатаційним газовим фактором. Інші характеристики флюїдів (нафти, газу, води), свердловини і режиму її роботи відомі. Для кожної кривої розподілу тиску задаємо одну конкретну витрату Q і одну значину газового фактора, а для побудови ряду кривих задаємо інші значини витрати Q і газового фактора, починаючи від найменших, і знаходимо невідомі гирлові тиски p_2 , які відповідають заданим дебітам Q .

Оскільки, для розрахунку кривої розподілу тиску у фонтанній свердловині газліфтного тиску треба знати дебіт свердловини, якому як залежна величина відповідає вибійний тиск p_v (згідно з рівнянням припливу), то за обома методами знаходимо тиск на буфері p_b . Для простоти викладу розглядаємо свердловину третього типу, в якій ліфтові труби довжиною L опускаємо у свердловину глибиною H за середнім інтервалом перфорації ($L = H$).

Але розрахунки за цими двома методами можна виконати на одну конкретну дату, оскільки, в першу чергу, змінюється газовий фактор і дебіт, а це потребує ув'язування роботи свердловини із роботою покладу.

У свердловинах четвертого типу експлуатаційний газовий фактор не залишається постійним, а змінюється в часі. Це призводить до зміни умов газліфтного фонтанування, зокрема до зміни вибійного тиску в часі.

Існуючі методи проектування режимних параметрів роботи фонтанних свердловин розроблено стосовно режимів витіснення, коли або вибійний тиск p_v є не меншим від тиску насичення нафти газом p_n ($p_v \geq p_n$); свердловини першого чи другого типів), або $p_v < p_n$, при цьому розгазування нафти відбувається в ближчій околиці свердловини, а експлуатаційний (робочий) газовий фактор є постійним і дорівнює пластовому газовому фактору. Газовий фактор є визначальним параметром режиму газліфтного фонтанування свердловини (свердловини другого, третього і четвертого типів).

Звідси слідує, що в удосконаленій технології необхідно врахувати ще й перший принциповий підхід.

4.2 Метод і методика спільного проектування показників розробки покладу та режиму експлуатації фонтанної свердловини четвертого типу за змінного газового фактора

У другому розділі показано, що нафтовий поклад розробляється при режимі розчиненого газу зі змінним параметрами. При цьому в часі знижується пластовий та вибійний тиски і змінюється характер поведінки газового фактора.

На сьогодні відомою є методика узгодження роботи фонтанної свердловини і нафтового покладу за умов, що тиск на вибої є більшим від тиску насичення нафти газом, тобто газ розпочинає виділятися у стовбурі свердловини. У такому випадку ліфтові труби рекомендується опускати до глибини, на якій тиск дорівнює тиску насичення. При режимі розчиненого газу вибійний тиск є меншим ніж пластовий, а значить газ починає виділятися в покладі.

У процесі розробки нафтових родовищ при режимі розчиненого газу розраховують тиски, дебіти, коефіцієнт нафтовилучення і тривалість розробки покладу, але незалежно від умов роботи свердловини без узгодження спільної роботи покладу і свердловини як двох ланок єдиної гідродинамічної системи.

Нами розроблено метод спільного проектування режиму роботи покладу і свердловини. В основу проектування режимних параметрів роботи покладу покладено за Зінов'євою-Розенбергом систему двох нелінійних диференціальних рівнянь руху в частинних похідних другого порядку для двох фаз без урахування капілярних і гравітаційних сил, котра є окремим випадком системи рівнянь Маскета-Мереса. Ці рівняння отримано об'єднанням рівнянь нерозривності, матеріального балансу і фільтрації за законом Дарсі відповідно по кожній фазі. Двома фазами є нелетка "нафта" і леткий "газ", який знаходиться як у вільному стані, так і розчинений у "нафті", а при зміні тиску він виділяється із нафти, причому газ рухається самостійно і переноситься нафтою.

В основі проектування режимних параметрів роботи фонтанної свердловини використано основні положення сучасної теорії висхідних газоводонафтових потоків.

Удосконалений метод проектування побудовано за модульним принципом, що дає змогу з часом замінити окремі модулі на досконаліші.

У першому модулі при режимі розчиненого газу розраховуємо тиски, дебіти, коефіцієнт нафтовилучення і тривалість розробки покладу. При розрахунках задаємося рядом послідовних значин тиску p_k і визначаємо відповідні їм значини нафтонасиченості s_k за наближеною формулою (похибка, в основному, не перевищує 1%):

$$s_{ki+1} = \frac{\tilde{G}_i - \frac{R_{гн}(p_{ki})}{\rho_{го}} s_{ki} - (1 - s_{ki}) \frac{\rho_{г}(p_{ki})}{\rho_{го}} + \frac{\rho_{г}(p_{ki+1})}{\rho_{го}}}{\frac{\tilde{G}_i - \frac{R_{гн}(p_{ki+1})}{\rho_{го}}}{b_{н}(p_{ki+1})} + \frac{\rho_{г}(p_{ki+1})}{\rho_{го}}}, \quad (4.1)$$

де \tilde{G}_i – середній газовий фактор в інтервалі зміни тиску на зовнішньому контурі моделі від p_{ki} до p_{ki+1} за середнього тиску $\tilde{p}_{ki} = (p_{ki} + p_{ki+1})/2$ і нафтонасиченості s_{ki} на початку i -того інтервалу:

$$\tilde{G}_i = \psi(s_{ki}) \frac{\mu_{н}(\tilde{p}_{ki})}{\mu_{г}(\tilde{p}_{ki})} b_{н}(\tilde{p}_{ki}) \frac{\rho_{г}(\tilde{p}_{ki})}{\rho_{го}} + \frac{R_{гн}(\tilde{p}_{ki})}{\rho_{го}}; \quad (4.2)$$

$R_{гн}(p_{ki})$ – маса газу в одиниці об'єму розчину за тиску p_{ki} (розчинність газу в нафті); $b_{н}(p_{ki})$, $\mu_{н}(\tilde{p}_{ki})$ – об'ємний коефіцієнт і динамічний коефіцієнт в'язкості нафти за тисків p_{ki} і \tilde{p}_{ki} ; s_{ki} , s_{ki+1} – нафтонасиченості пор за тисків p_{ki} , p_{ki+1} , причому $p_{ki} > p_{ki+1}$; $\rho_{го}$, $\rho_{г}(p_{ki})$, $\mu_{г}(p_{ki})$ – густини газу за стандартних умов (за тиску p_0 і температури T_0), за тиску p_{ki} (\tilde{p}_{ki}) і пластової температури $T_{пл}$ та динамічний коефіцієнт в'язкості газу за тиску \tilde{p}_{ki} , $\psi(s_{ki}) = \bar{k}_{г}(s_{ki})/\bar{k}_{н}(s_{ki})$ – відношення коефіцієнтів відносних проникностей газу $\bar{k}_{г}(s_{ki})$ і нафти $\bar{k}_{н}(s_{ki})$.

За допомогою підібраних авторами до експериментальних даних Вікофа і Ботсета емпіричних залежностей з використанням універсального закону Вейбулла-Макегама визначаємо величини $\psi(s_{ki})$, $\bar{k}_{н}(s_{ki})$, $\bar{k}_{г}(s_{ki})$, s_{ki+1} .

За формулою (4.5) за значинами p_{ki} та s_{ki} на початку інтервалу і заданого наступного тиску p_{ki+1} знаходимо s_{ki+1} . Кроком зміни тиску від p_{ki} до p_{ki+1} задаємося.

Шукана залежність тиску p_k від насиченості s_k буде визначена тим точніше, чим менша різниця між p_{ki} та p_{ki+1} (чим менший крок зміни тиску). Необхідну точність досягаємо при кроку зміни тиску $(p_{ki} - p_{ki+1}) = 0,1$ МПа.

Усі залежності властивостей нафти, газу, коефіцієнтів відносних проникностей беремо за лабораторними даними стосовно до розглядуваного покладу. Для зручності виконання розрахунків у формулі (4.5) можна взяти таку рівність:

$$\frac{\rho_g(p_{ki})}{\rho_{го}} = \frac{p_{ki} T_0}{p_0 z(p_{ki}) T_{пл}}, \quad (4.3)$$

яка впливає з рівняння Клапейрона-Менделєєва і в якому $z(p_{ki})$ – коефіцієнт стисливості (надстисливості) нафтового газу як функція тиску p_{ki} за пластової температури $T_{пл}$.

Далі розрахунки проводимо в другому модулі. Його суть полягає у розрахунку режимних параметрів роботи фонтанної свердловини знаючи заданий постійний тиск на гирлі свердловини і розрахований змінний газовий фактор. Невідомими є вибійний тиск і дебіт свердловини, які пов'язані між собою рівнянням індикаторної лінії, яке теж невідоме. Метод проектування фонтанної експлуатації за таких умов відсутній.

Для розрахунків у другому модулі нами взято за основу найбільш поширений метод Поеттманна-Карпентера.

Густина газорідинної суміші записуємо на основі тлумачення поняття густини як відношення маси до об'єму, тобто добової сумарної маси суміші до добової суми об'ємів фаз, зведених до біжучих тиску і температури, які віднесені до одиниці об'єму розгазованої (товарної) нафти, або, інакше як відношення питомої сумарної добової маси до питомого сумарного добового об'єму.

Гradient втрат тиску на гiдравлiчний опiр беремо у формi рiвняння Фаннiнга, яке використовується, як i рiвняння Дарсi-Вейсбаха, для розрахунку втрат тиску на тертя в однофазному потоцi.

Коефiцiєнт гiдравлiчного опорy беремо у графiчному виглядi в залежностi вiд добутку дiаметра труби, густини i швидкостi сумiшi, вважаючи режим течiї турбулентним, на основi даних iнструментальних вимiрювань втрат тиску у свердловинах.

Швидкiсть потоку сумiшi розраховуємо за об'ємною витратою сумiшi.

Рух газорiдинної сумiшi розглядаємо як течiю однорiдного середовища i gradient втрат тиску на гiдравлiчний опiр (точнiше втрат тиску сумарно на тертя i ковзання), взявши за основу рiвняння Бернуллi i знехтувавши змiною кiнетичної енергiї потоку, подаємо його у формi рiвняння Фаннiнга [84]:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{\text{втр}} = 2f_0 \frac{1}{d} \frac{w_c^2}{g}, \quad (4.4)$$

а з урахуванням gradienta тиску гiдростатичного стовпа газорiдинної сумiшi (гравiтацiйної складової) рiвняння руху набуває вигляду:

$$\frac{dp}{dz} = \rho_c g \left(1 + 2f_0 \frac{1}{d} \frac{w_c^2}{g} \right), \quad (4.5)$$

звiдки записуємо у приростах для довжини дiлянки руху вираз:

$$\Delta z = \frac{\frac{1}{g} \int_{p_1}^{p_2} V_c dp}{1 + f_0 \frac{2w_c^2}{gd}}, \quad (4.6)$$

де f_0 – коефiцiєнт гiдравлiчних опорiв (аналогiчний як i в рiвняннi Фаннiнга для втрат тиску на тертя пiд час руху однофазного потоку); d – дiаметр труби; w_c – середня лiнiйна швидкiсть сумiшi на дiлянцi довжиною Δz ; Δz – вiдстань мiж двома перерiзами труби; p_2, p_1 – тиски у верхньому i нижньому перерiзах труби;

V_c – питомий об’єм суміші, $V_c = 1/\rho_c$; ρ_c – густина суміші за тиску p і температури T .

Зміну загального градієнта втрат тиску, що зумовлена відносною швидкістю газу і тертям, опосередковано враховуємо другою складовою в знаменнику.

Оскільки лінійна швидкість суміші w_c по довжині колони НКТ змінюється, то:

$$z = \int_{p_1}^{p_2} \frac{dp}{\rho_c g \left(1 + f_0 \frac{2w_c^2}{gd} \right)}, \quad (4.7)$$

де z визначається чисельним інтегруванням.

У методі об’ємно-витратну густину суміші ρ_β , кг/м^3 визначаємо за формулою:

$$\rho_c = \rho_\beta = \frac{M_c}{V_c}; \quad (4.8)$$

$$M_c = M_H + M_B + M_G = \rho_{H,p} G_o + \rho_{G,ст} G_o + \rho_{B,p} G_B; \quad (4.9)$$

$$V_c = V_H + V_B + V_G = b_H + b_G V_{G,B} + b_B G_B, \quad (4.10)$$

а швидкість руху суміші, м/с за формулою:

$$w_c = \frac{4V_c Q_{H,ст}}{\pi d^2 \cdot 86400}, \quad (4.11)$$

де M_c , V_c – питома сумарна добова маса (масовий фактор багатофазної системи) і середній питомий добовий об’єм (об’ємний коефіцієнт багатофазної системи) суміші, тобто маса суміші (нафти M_H , газу M_G , води M_B) і її об’єм (сума об’ємів нафти V_H , води V_B , газу V_G , точніше витрат усіх складових суміші, зведених до біжучих тиску p і температури T), які віднесені до одиниці об’єму розгазованої нафти $Q_{H,ст}$, кг/м^3 і $\text{м}^3/\text{м}^3$; $\rho_{H,p}$, $\rho_{G,ст}$, $\rho_{B,p}$ – відповідно густини розгазованої нафти, газу і розгазованої води за стандартних умов, кг/м^3 ; G_o , G_B , $V_{G,B}$ – відповідно експлуатаційний газовий фактор, водний фактор і питомий об’єм вільного газу, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $G_o = \Gamma_o + R_\Gamma(1-n_B)$; $G_B = n_B/(1-n_B)$; $V_{G,B} = G_o - V_{G,p}$; $V_{G,p}$ – об’єм розчиненого газу,

$\text{м}^3/\text{м}^3$; Γ_0 – газонасиченість пластової нафти, $\text{м}^3/\text{м}^3$; R_r – питома витрата запомповуваного газу (у випадку газліфтної експлуатації), $\text{м}^3/\text{м}^3$; n_b – обводненість продукції; b_n , b_r , b_v – об’ємні коефіцієнти нафти, газу і води; $b_r = \frac{z_r(p, T)p_0 T}{p T_0}$; $z_r(p, T)$ – коефіцієнт стисливості газу; p_0 , T_0 – тиск і температура за стандартних умов, Па і К; $Q_{нст}$ – об’ємний дебіт розгазованої нафти за стандартних умов, $\text{м}^3/\text{добу}$.

Рекомендуємо визначення коефіцієнта гідравлічних опорів f_0 як функції добутку $dp_c w_c$ (d – діаметр труби, м; ρ_c – густина суміші, $\text{кг}/\text{м}^3$, w_c – швидкість суміші, м/с), який має розмірність динамічного коефіцієнта в’язкості μ_p замінити визначенням уточненого кореляційного коефіцієнта λ_k (див. розділ 5, п. 5.1), який визначаємо за емпіричною формулою, одержаною на основі промислових досліджень на свердловинах багатьох родовищ [37]:

$$\lambda_k = \lambda_{\text{ковз}} + \lambda_T = \frac{1 + 0,13\text{Ku}}{1 + 1,13\text{Ku}} \frac{\rho_p - \rho_r}{\rho_p} \frac{2\beta}{\text{Fr}_c} + 0,11 \left(\frac{68}{\text{Re}_c} + 2 \frac{\Delta_{ш}}{d} \right)^{0,25}, \quad (4.12)$$

Рівняння руху газорідинної суміші в похилих кругових каналах записуємо так:

$$\frac{dp}{dz} = \rho_\beta g \cos \alpha_3 + \frac{\lambda_k Q_{рст}^2 (1 - \beta_v)^2 M_c^2}{2,3024 \cdot 10^9 \rho_\beta d^5}, \quad (4.13)$$

де α_3 – зенітний кут нахилу каналу.

Слід відмітити, що за умовного числа Рейнольдса $\text{Re}_{ym} = 0 - 3$ експериментальні дані для кільцевих каналів погоджуються з даними для кругових каналів, а дані для кільцевих каналів і горизонтальних трубопроводів погоджуються між собою за умовного числа Рейнольдса $\text{Re}_{ym} = 3 - 7$ [111].

Ще однією особливістю розрахунку є визначення об’ємного коефіцієнта нафти $b_n(p_i, T_i)$, з попереднім визначенням приросту об’єму нафти за рахунок одичної зміни її газонасиченості $\lambda(p_i, T_i)$ і температурного коефіцієнта

об'ємного розширення розгазованої нафти α_n , K^{-1} за стандартного тиску для нафт, густина яких є меншою за 780 кг/м^3 , (див. розділ 5, п. 5.1):

$$\lambda(p_i, T_i) = \frac{10^{-3} [4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}} + 1,0337 \bar{p}_{\text{гр}}(p_i, T_i)]}{\alpha(T_i)} + 5,581 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{нр}} (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \times \rho_{\text{нр}} V_{\text{гр}}(p_i, T_i)) V_{\text{гр}}(p_i, T_i) / V_{\text{гр}}(p_i, T_i); \quad (4.14)$$

$$\alpha_n = \begin{cases} 10^{-3} (5,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 360 < \rho_{\text{нр}} \leq 460; \\ 10^{-3} (4,583 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 460 < \rho_{\text{нр}} \leq 560; \\ 10^{-3} (4,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 560 < \rho_{\text{нр}} \leq 660; \\ 10^{-3} (3,583 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 660 < \rho_{\text{нр}} \leq 780; \\ 10^{-3} (3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 780 < \rho_{\text{нр}} \leq 860; \\ 10^{-3} (2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 860 < \rho_{\text{нр}} \leq 960; \end{cases} \quad (4.15)$$

$$b_n(p_i, T_i) = 1 + 1,0733 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}} V_{\text{гр}}(p_i, T_i) \lambda(p_i, T_i) / m(T_i) + \alpha_n (T - 293) - 6,5 \cdot 10^{-10} p_i. \quad (4.16)$$

Третій модуль відповідає за об'єднання попередніх двох підсистем в єдину систему. Об'єднання відбувається з урахуванням умов ресурсозбереження, енергозбереження та умов спільної самоузгодженої роботи фонтанної свердловини з покладом, умов фонтанування, вибору і підстановки потрібних даних з одного модуля в інший.

Алгоритм удосконаленого методу зображено на рисунку 4.1, вхідні дані – на рисунку 4.2, а методика спільного проектування показників розробки покладу та режиму експлуатації фонтанної свердловини четвертого типу за змінного газового фактора, у зв'язку з обмеженням по обсягу тексту дисертаційної роботи подана в додатку А.

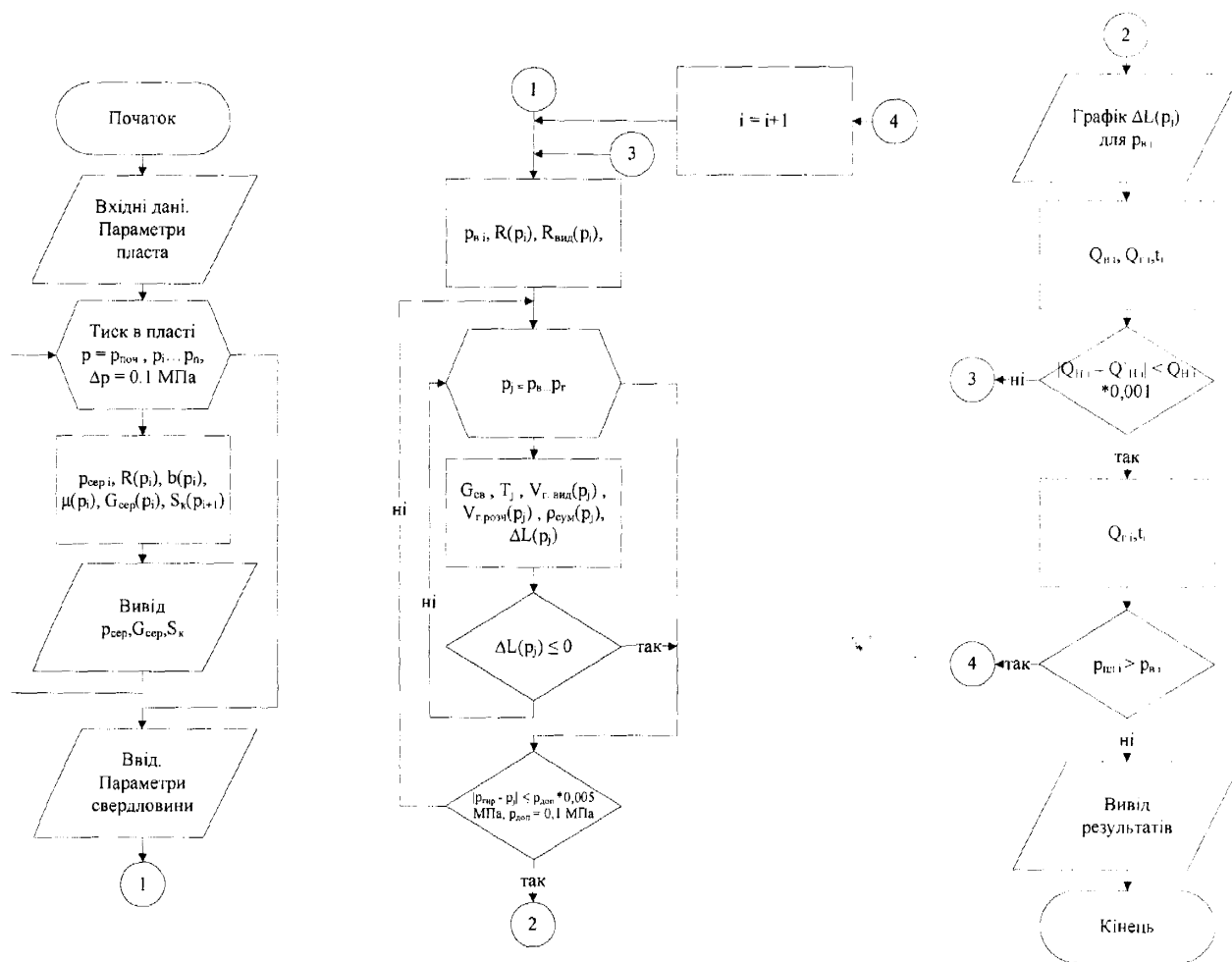


Рисунок 4.1 – Алгоритм спільного проектування показників розробки покладу та технологічного режиму експлуатації фонтанної свердловини четвертого типу за змінного ΔL в часі газового фактора

З метою оцінки та перевірки ефективності розробленої методики було здійснено гідродинамічне моделювання процесу розробки нафтового родовища та експлуатації свердловини із використанням промислових вхідних даних поданих на рисунку 4.2.

В якості математичного апарату використано гідродинамічну модель Маскета-Мереса, в світі також відома під назвою модель “чорної” нафти (blackoil). Особливістю цієї моделі є припущення ізотермічності процесу руху флюїду в пластовій системі та постійності компонентного складу флюїду.

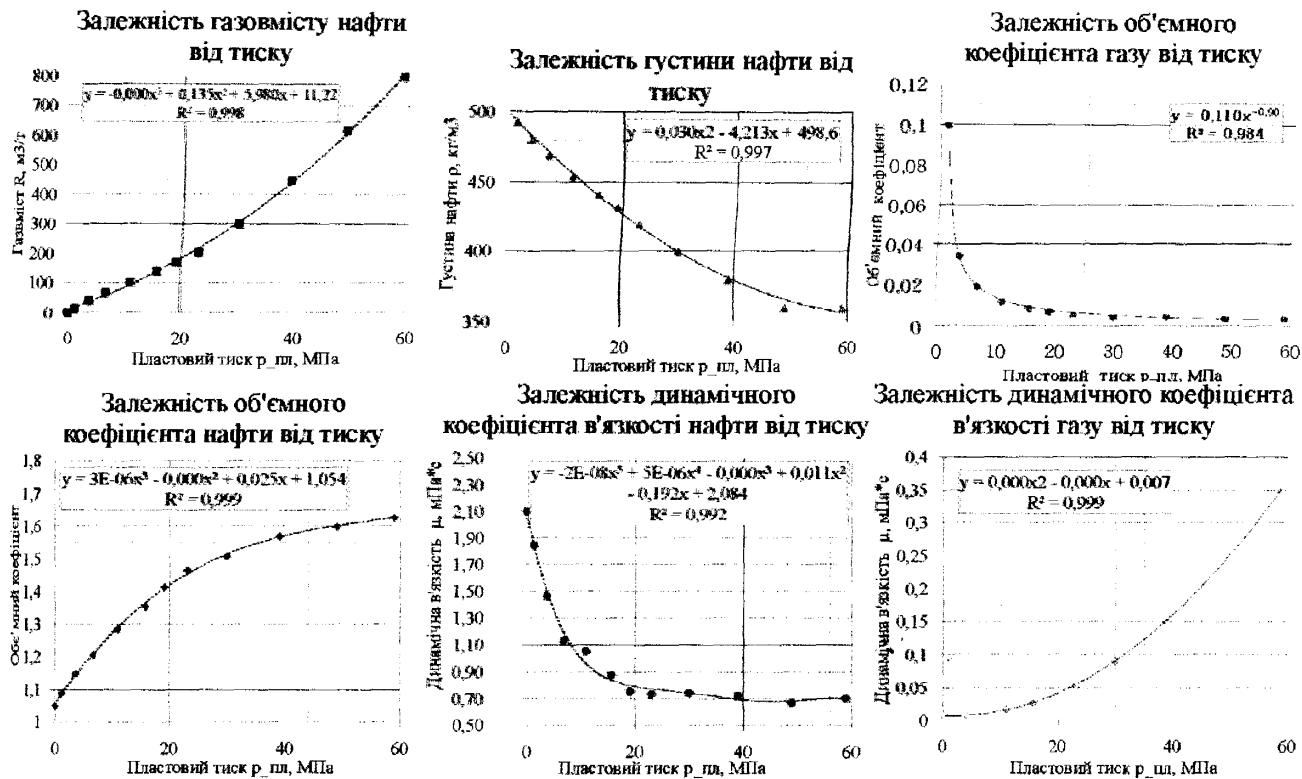


Рисунок 4.2 – Вхідні дані до спільного проектування показників розробки покладу та технологічного режиму експлуатації фонтанної свердловини динамічного коефіцієнта за змінного в часі газового фактора

Для симуляції процесу розробки використано елемент родовища відповідно до схеми розміщення свердловин при режимі розчиненого газу з видобувною свердловиною в центральній частині покладу. За основу розподілу відносних проникностей з насиченістю використано емпіричні залежності фазових проникностей з урахуванням параметру розподілу пор за розмірами з використанням введеного нами закону Вейбулла-Макегамма.

Згідно розробленої методики процес розробки родовища та експлуатації свердловини в часі здійснюється з постійним гирловим тиском та змінними в часі дебітом свердловини та тиском на вибої. Приклади результатів симуляції в програмному пакеті Eclipse та розрахункові дані в програмному пакеті MathCad зображено на рисунку 4.3.

Як видно з поданих рисунків, спостерігається чітка кореляція між отриманими результатами, що свідчить про можливість практичного використання методики розробленої в середовищі MathCad.

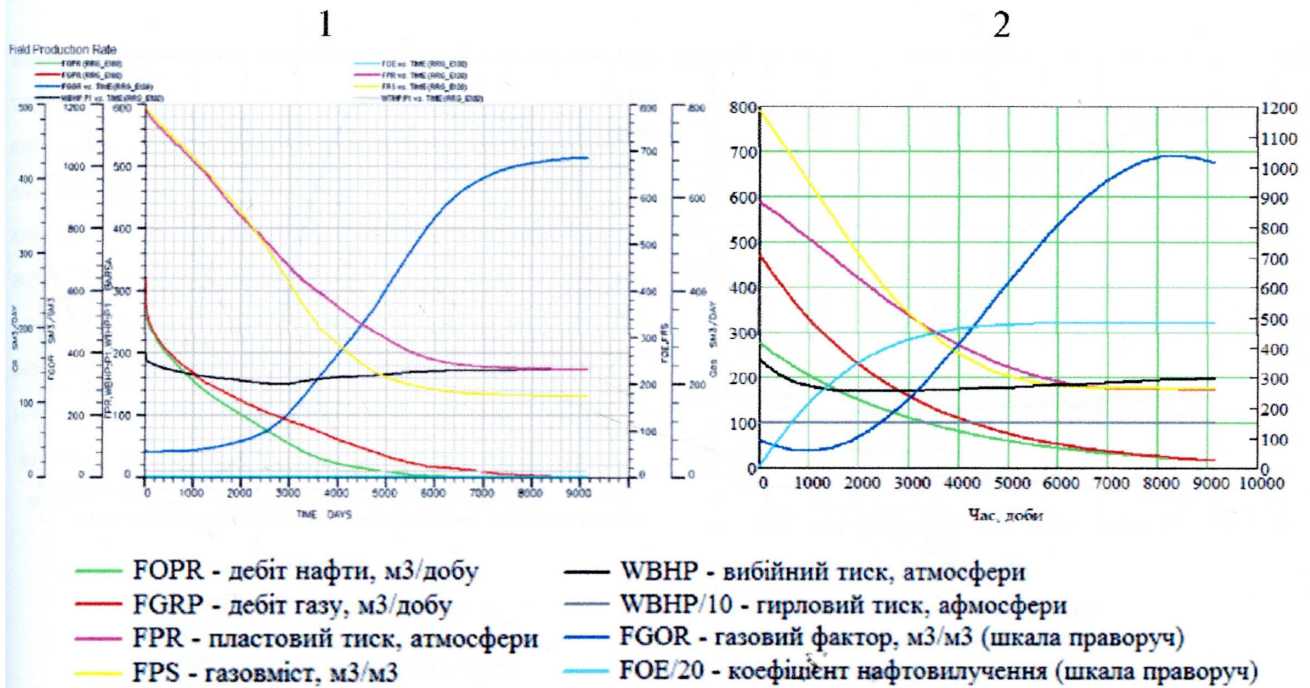


Рисунок 4.3 – Вихідні дані спільного проектування показників розробки покладу та технологічного режиму експлуатації фонтанної свердловини четвертого типу за змінного в часі газового фактора отримані в: 1 – в програмному середовищі Eclipse (модель Blackoil), 2 – в програмному середовищі MathCad в розробленій програмі

З метою порівняння отриманих результатів описаних вище із загальноприйнятою методикою оцінки параметрів розробки родовища в часі виконано розрахунок процесу розробки родовища за методикою Зінов'євої-Розенберга в програмному пакеті MathCad. Результати зображено на рисунку 4.4, з якого видно, що розробка родовища спочатку ведеться при постійному дебіті свердловини, в подальшому, внаслідок падіння вибійного тиску і досягнення його значення мінімального вибійного тиску фонтанування, свердловину переводять на режим роботи із стабільним вибійним тиском. Аналізуючи зміну коефіцієнта нафтовилучення, можна зробити висновок, що при використанні удосконаленої методики коефіцієнт нафтовилучення буде вищий і становитиме 24,13 % ніж при застосуванні загальноприйнятої методики, при якій він становить 20,65 %. При цьому термін розробки скорочується на 3,5 роки. Для кращого розуміння зміну дебіту свердловини, коефіцієнта нафтовилучення, вибійного тиску та газового фактора в часі винесена на окремий графік (рис. 4.5).

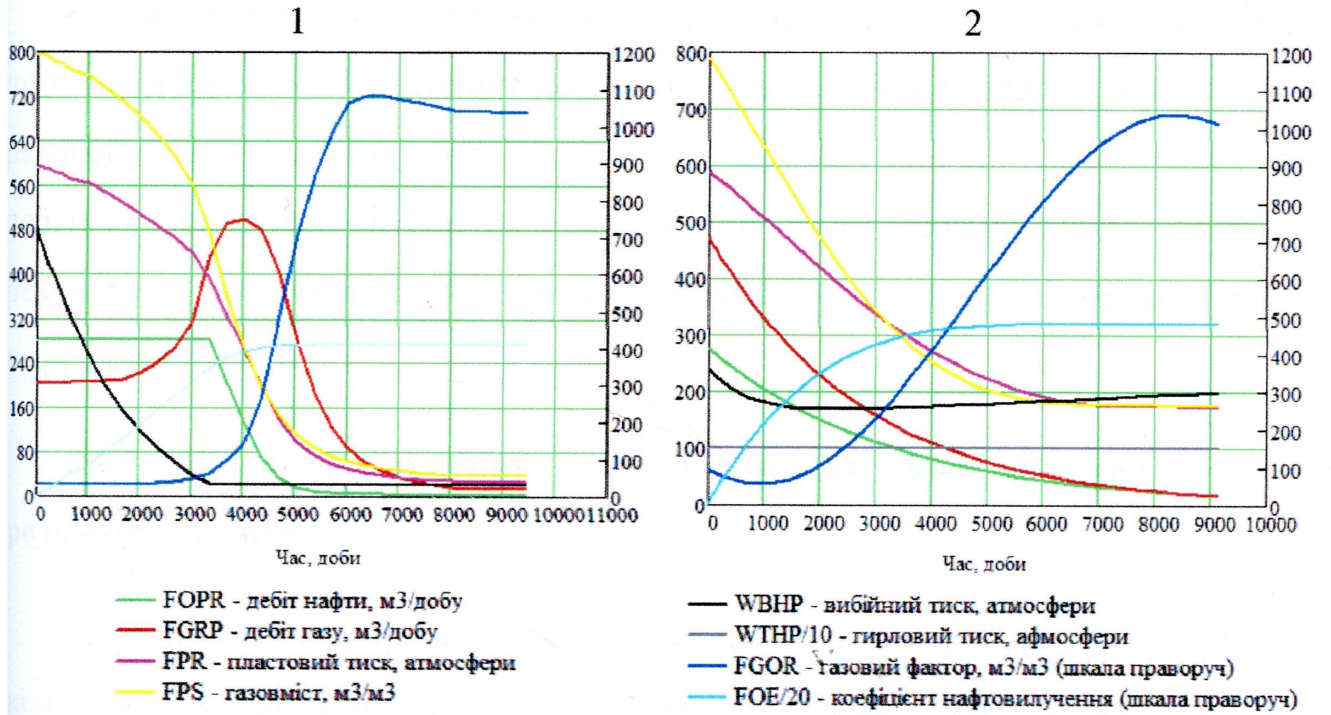


Рисунок 4.4 – Розрахунки показників розробки в залежності від заданих граничних умов на свердловині, а саме 1 – $q_H = \text{const}$, а потім $p_B = \text{const}$, 2 – $q_H = \text{var}$ і $p_B = \text{var}$ змінні в часі (при цьому задається сталим тиск на гирлі свердловини $p_T = \text{const}$)

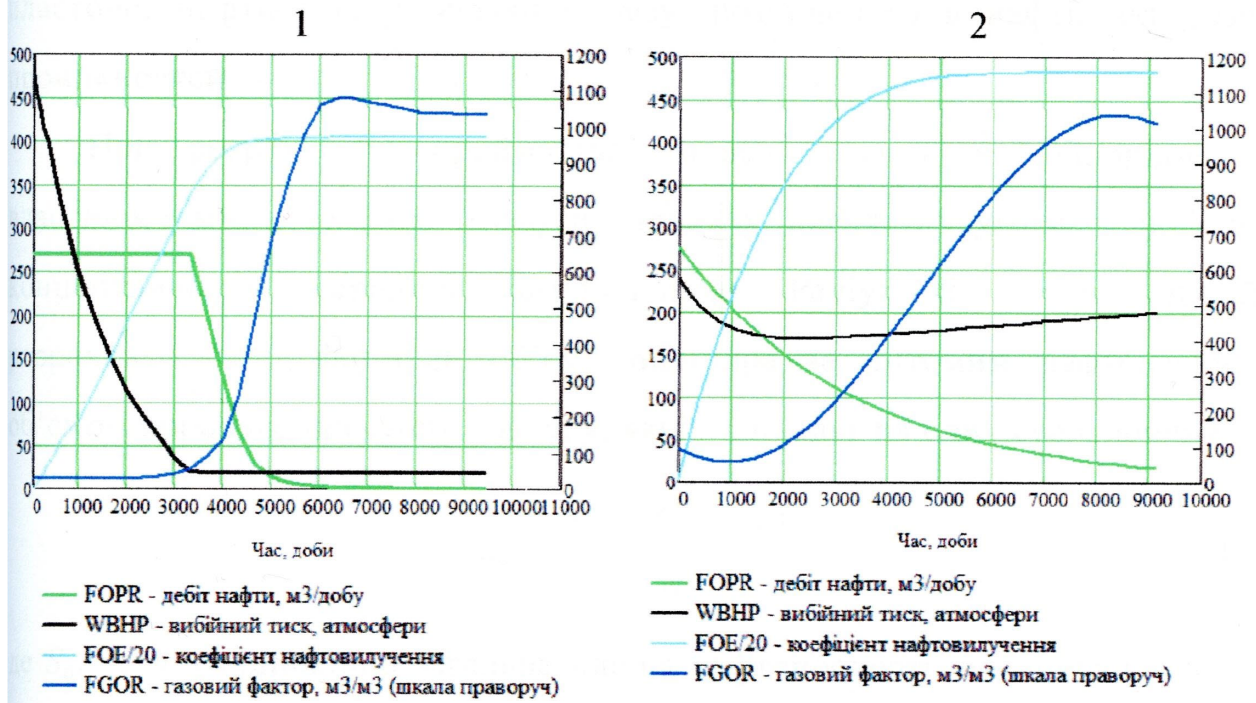


Рисунок 4.5 – Розрахунки коефіцієнта нафтовилучення, дебіту, газового фактора та вибійного тиску в залежності від заданих граничних умов на свердловині, а саме 1 – $q_H = \text{const}$, а потім $p_B = \text{const}$, 2 – $q_H = \text{var}$ і $p_B = \text{var}$ змінні в часі (при цьому задається сталим тиск на гирлі свердловини $p_T = \text{const}$)

Так як показники розробки є змінними в часі, то в даному пункті пропонується метод і методика розрахунків показників розробки родовища на режимі розчиненого газу за умови сталого тиску на гирлі $p_r = \text{const}$ та змінного дебіту і вибійного тиску $q_n = \text{var}$, або $p_b = \text{var}$, що наближає отримані результати до результатів у реальних умовах та дає вищий коефіцієнт нафтовилучення η .

4.3 Щодо розміщення свердловин на покладі при режимі розчиненого газу

При режимі розчиненого газу запаси пластової енергії залежать лише від кількості газу, розчиненого в одиниці об'єму нафти. Таким чином, пластова енергія розподіляється по нафтовому пласту рівномірно при достатній однорідності пласта за колекторськими властивостями. При цьому режимі нафтовилучення залежить в кожному конкретному випадку від властивостей пластової нафти і газу, кількості газу, розчиненого в нафті, від фазових проникностей.

При розрахунках приймається модель пласта як однорідного за властивостями колектора і нафти, пласт у вигляді кругового циліндра з концентричною всередині свердловиною. Радіус R_k основи циліндра розраховується з формули об'єму циліндра за питомим нафтонасиченим об'ємом порового простору покладу, який припадає на одну свердловину [27]:

$$V_{\text{пит}} = \frac{S_{\text{п}} h m (1 - s_{\text{зв}})}{n}, \quad (4.17)$$

де $S_{\text{п}}$, h , m – відповідно загальна площа нафтоносності, ефективна товщина і коефіцієнт пористості порід покладу; $s_{\text{зв}}$ – зв'язана водонасиченість колектора; n – кількість свердловин.

Якщо відстань між свердловинами рівна 2σ , то для квадратної сітки радіус еквівалентного круга (основи) рівний $R_k = 2\sigma/\sqrt{\pi} = 1,13\sigma$, а для трикутної сітки (із умови рівності площі шестикутника) $R_k = (2\sigma\sqrt{3})/\sqrt{2\pi} = 0,94\sigma$.

Так як рівномірна сітка ділить усю нафтову площу на ряд однакових областей, то гідродинамічні розрахунки виконуються тільки для одної свердловини, а отримані результати поширюють на всю площу.

За розподілом пластової енергії по продуктивній товщі умовно можна вважати, що нафтовий поклад із режимом розчиненого газу є аналогічним газовому покладу із газовим режимом.

З точки зору теорії проектування і розробки газових родовищ під рівномірною сіткою мається на увазі така система розміщення свердловин на покладі газоносності, коли поточний пластовий тиск далеко від кожної свердловини приблизно однаковий і близький до середнього пластового тиску на відповідний момент часу. Тоді зміна дебітів газових свердловин визначається зміною в часі середнього пластового тиску по пласту в цілому.

Як наслідок, геометрично рівномірне розміщення свердловин на площі газоносності задовольняє виділеній раніше умові лише при достатній однорідності пласта за колекторськими властивостями (рис. 4.5). У випадку суттєвої неоднорідності пласта під рівномірною сіткою розміщення газових свердловин можна розуміти таку, при якій наближено виконується відношення [112].

$$\frac{q_1}{\alpha\Omega_1} = \frac{q_2}{\alpha\Omega_2} = \dots = \frac{q_n}{\alpha\Omega_n} = \text{const}, \quad (4.18)$$

де q_i – дебіт i -ї свердловини, $i = 1, 2, \dots, n$; $\alpha\Omega_i$ – газонасичений об'єм дронування i -ї свердловини. При змінних в часі дебітах в (4.26) підставляються значення відповідних видобутих кількостей газу по кожній свердловині.

При розвідці родовищ для вивчення їх геологічної будови бурять певну кількість розвідувальних свердловин, яка залежить від ступеня неоднорідності продуктивних відкладів за колекторськими властивостями, від тектонічної будови родовища, його конфігурації та інших факторів. Із введенням родовища в розробку більшість свердловин переводяться в експлуатаційні. Як наслідок, розміщення розвідувальних свердловин може значно впливати на систему розміщення експлуатаційних свердловин. Тому на практиці найбільш розповсюдженою є система нерівномірного розміщення свердловин на площі газоносності. У загальному випадку системи розміщення свердловин “викривлюються” системою розвідувальних свердловин. Інколи потрібне число газових свердловин для розробки родовища виявляється меншим від числа розвідувальних свердловин, які переводяться в експлуатаційні. Як наслідок, в такому випадку система розміщення свердловин цілком визначає відповідні техніко-економічні показники розробки родовища. Така ситуація, на жаль, доволі часто має місце при розвідці і розробці невеликих за запасами родовищ природних газів. На сітку розміщення експлуатаційних свердловин в деяких випадках впливають поверхневі умови.

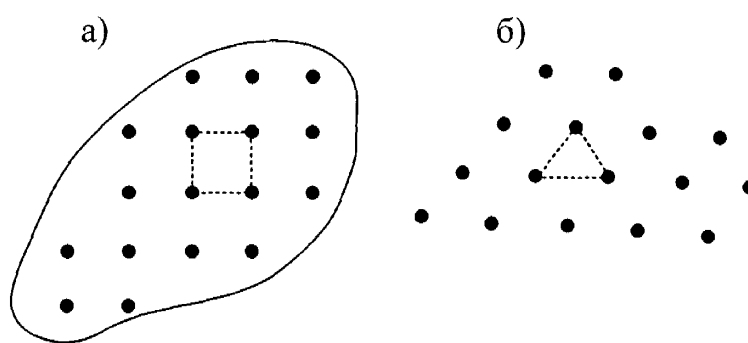


Рисунок 4.6 – Схема розміщення свердловин по рівномірній сітці. Сітка:

а) – квадратна, б) – трикутна

Із формули (4.27) також випливає, що питомий об’єм залежить від ефективної товщини пласта h , коефіцієнтів пористості m і зв’язаної водонасиченості $s_{вз}$.

Звідси вважаємо, що доцільним є розміщувати нафтові свердловини при режимі розчиненого газу за рівномірною сіткою в трактуванні Г. О. Зотова [112].

Висновки до четвертого розділу

У розділі запропоновано фонтанні свердловини, за умов наявності режиму розчиненого газу в покладі, коли поточний пластовий тиск є нижчим від тиску насичення, нафта одночасно розгазовується у всьому пласті залежно від величини зниження пластового тиску, а газовий фактор у процесі видобування нафти змінюється, тобто змінюються умови фонтанування свердловини, виділити в окремий четвертий тип.

Подано три принципово нові підходи до удосконалення технології видобування нафти при режимі розчиненого газу згідно яких робота нафтового покладу і робота фонтанної свердловини взаємно узгоджуються як дві ланки єдиної гідродинамічно зв'язаної системи “поклад - свердловина”, встановлюється енерго- та ресурсозберігаючий технологічний режим роботи свердловини та тиск на гирлі фонтанної свердловини задається на рівні тиску в збірному шлейфі, який визначається із умови нафтогазозбору на промислі.

Враховуючи особливості роботи фонтанних свердловин четвертого типу і достатньо великий їх фонд розроблено метод і методику спільного проектування роботи покладу і свердловини при змінних в часі показниках розробки. При цьому тиск на гирлі свердловини є сталим $p_r = \text{const}$, а змінюється дебіт і вибійний тиск $q_n = \text{var}$, або $p_b = \text{var}$, що наближає отримані результати до результатів у реальних умовах та дає вищий коефіцієнт нафтовилучення η .

Обґрунтовано доцільність розміщення нафтових свердловин при режимі розчиненого газу за рівномірною сіткою так як це прийнято в теорії проектування і розробки газових родовищ.

РОЗДІЛ 5

ОПТИМІЗАЦІЯ І КОНТРОЛЬ ЗА РОБОТОЮ ДІЮЧИХ ФОНТАННИХ СВЕРДЛОВИН

Потреба України в нафті не покривається її власним видобутком. Академік НАН України Крижанівський Є. І. одним із основних напрямків енергетичної і політичної незалежності нашої держави вказав освоєння ресурсів вуглеводнів, у т.ч. і нафти, на великих глибинах ДДЗ і Карпатського регіону [3]. Є всі підстави вважати, що нафтові свердловини тут фонтануватимуть (див. вище). І ще маємо на сьогодні певний фонд діючих фонтанних свердловин.

Багато вітчизняних геологів на основі досліджень останніх років виснують "...про значні перспективи нафтогазоносності глибинних розрізів земної кори та кристалічного фундаменту і можливість відкриття у них покладів вуглеводнів..." і "кожна структура, яка є нафтогазоносною в осадовому комплексі, за відповідних умов є перспективною для пошуків нафти і газу у глибокозанурених горизонтах і породах фундаменту" [62]. Фонтанний спосіб базується на використанні пластової енергії, а тому природний дар треба реалізувати якомога раціональніше, тобто оптимізувати роботу фонтанних свердловин, які ще маємо на сьогодні у видобувному фонді і з якими можна пов'язувати освоєння нафтогазоносних горизонтів на великих глибинах.

5.1 Метод і методика розрахунку вибійного тиску в діючих фонтанних свердловинах

За умов оптимальної реалізації фонтанного способу видобування нафти, який базується на використанні тільки природної пластової енергії, він є найдешевшим і найраціональнішим. [37]. Для створення таких умов необхідно знати параметри, котрі визначають роботу нафтового покладу й експлуатацію свердловини [3]. Одним із таких параметрів є вибійний тиск, який ув'язує спільну тривалу узгоджену роботу покладу і свердловини [37].

Існує два методи встановлення вибійного тиску у фонтанних свердловинах:

- 1) безпосереднє інструментальне вимірювання;
- 2) розрахунок за параметрами

середовища у свердловині [37]. Найточнішим методом визначення тиску на вибої свердловини є його безпосереднє інструментальне вимірювання, у т.ч. і з використанням глибинних давачів тиску, розміщених в колоні насосно-компресорних труб (НКТ), як наприклад, за даними світової практики в газових свердловинах, котрі подібні за принципом роботи. Вітчизняні нафтові свердловини не обладнані давачами тиску, а інструментальне вимірювання вибійного тиску, тобто в діючих свердловинах, може бути технічно важко здійснити. Це зумовлено ускладненими умовами їх експлуатації, зокрема через: а) наявність свердловинного клапана-відсікача для запобігання відкритого фонтанування; б) малу глибину спуску насосно-компресорних труб (гранична глибина опускання вітчизняних насосно-компресорних труб у залежності від діаметра та групи міцності матеріалу труб становить 1780-5500 м); в) відсутність попередньо встановленого розширення (лійки) на кінці колони таких труб; г) недостатню міцність прийнятої обсадної колони за наявності високого внутрішнього тиску газу на гирлі чи на вибої (внутрішній тиск на межі текучості матеріалу залежно від діаметра, товщини стінки труби і групи міцності матеріалу коливається від 37,1 до 105,8 МПа); г) обмежену глибину обслуговування устаткування для дослідження свердловин (4000-7000м); д) наявність сторонніх предметів у ліфтових трубах чи на вибої; е) наявність встановленого пакера в затрубному просторі; є) обмежений робочий тиск фонтанної арматури (14-140 МПа залежить від конструктивних і міцнісних ознак) і т.д. Деяких з умов можна уникнути проведенням ремонту, однак в ряді випадків глушіння свердловин перед ремонтом неприпустимо.

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

Для визначення вибійного тиску Архангельський В. А. [47] і Віноградов К. В. у роботі [113], яку виконав за консультативної допомоги Мірзаджанзаде А. Х., воліли розглядати свердловину як лабораторію, а Віноградов К. В. на основі розв'язування диференціального рівняння руху газорідинної суміші з урахуванням ковзання газу і перенасичення нафти запропонував розв'язок, який за його ж словами “ громіздкий, у зв'язку з чим цей

метод розрахунку вибійного тиску не буде мати практичної цінності”. Стосовно свердловин з вибійним тиском, меншим тиску насичення, він звів задачу до вибору діаметра ліфтових труб із коефіцієнтом визначення швидкості для рівноважних умов.

Бойко В. С. [37] розрізняє вслід за Щуровим В. І. [114] три види фонтанування (артезіанське і два газліфтних) і відтак виділяє з методичних позицій, відповідно, три типи фонтанних свердловин за співвідношеннями тиску насичення нафти газом і вибійного та гирлового тисків. Ми виділяємо, ще й четвертий тип фонтанних свердловин з особливим характером зміни газового фактора в часі, що визначається режимом роботи покладу.

Невирішеним питанням залишився розрахунок вибійного тиску у свердловинах другого, третього і четвертого типів при названих вище ускладненнях.

Метою підрозділу є створення методу і методики розрахунку вибійного тиску у свердловинах, в яких газ у вільному стані надходить разом із нафтою із покладу, на основі застосування сучасних положень теорії висхідних газорідинних потоків.

Вибійний тиск у фонтанних свердловинах перших трьох типів можна розрахувати за одним із трьох методів [59]:

1) за гирловим тиском p_2 ;

2) за затрубним тиском нафти $p_{затр}$ (свердловини першого типу – артезіанське фонтанування без виділення вільного газу);

3) за затрубним тиском газу і динамічним рівнем рідини (свердловини другого і третього типів – газліфтне фонтанування).

Найбільш універсальним є перший метод розрахунку за гирловим тиском p_2 . Його можна використовувати для всіх чотирьох типів фонтанних свердловин, у т. ч. й у випадках наявності пакера в затрубному просторі, розміщення башмака ліфтових труб на будь-якій висоті відносно вибою. Знаючи гирловий тиск, а також дебіт свердловини, газовий фактор і обводненість продукції, властивості рідин (нафти, води) і газу, пластову температуру, діаметр і довжину ліфтових труб, глибину свердловини і діаметр експлуатаційної колони (дані із паспорта свердловини) за

експрес-методикою розрахунку руху газорідинної суміші в трубах із використанням наближених формул Крилова О. П. можна розрахувати вибійний тиск [59].

Розрахувати вибійний тиск за відомим затрубним тиском нафти можна тільки стосовно свердловин 1-го типу, використовуючи основну формулу гідростатики. У затрубному просторі маємо нерухому нафту, а в експлуатаційній колоні нижче від башмака НКТ до вибою можна знехтувати втратами тиску на гідравлічний опір (через їх малу величину). Густину нафти і рідини в експлуатаційній колоні можна брати як середньоарифметичні величини із густин на гирлі і вибої (за відповідних термобаричних умов) із урахуванням обводненості продукції [59].

Під час розрахунку вибійного тиску за затрубним тиском газу і динамічним рівнем рідини (у свердловинах 2-го типу) тиск газу над рівнем рідини у свердловині розраховують за барометричною формулою, але для цього треба знати величину висоти динамічного рівня.

У свердловинах 2-го типу положення динамічного рівня можна визначити ехолотом або хвилеміром, як і при штангово-насосній експлуатації свердловин. Тиск стовпа газу розраховують за відомою барометричною формулою [7]. Тиск стовпа нафти в затрубному просторі (між рівнем рідини і башмаком НКТ) і стовпа рідини в експлуатаційній колоні (нижче від башмака НКТ з урахуванням обводненості продукції) розраховують як гідростатичний тиск і додають до тиску газу над рівнем рідини. Якщо у свердловинах 2-го типу башмак НКТ знаходиться вище від глибини рівня тиску насичення нафти газом, то в затрубному просторі буде міститися тільки газ, а в експлуатаційній колоні треба урахувати наявність газорідинної суміші.

Подібні перерахунки доводиться виконувати і при вимірюванні вибійного тиску свердловинними манометрами, коли глибини вибою та точки вимірювання тиску не співпадають.

Інколи в затрубному просторі може бути можливим рух газу (наприклад, внаслідок відбирання газу із затрубного простору з певних причин чи перетікання газу із затрубного простору в НКТ через негерметичність різьбових з'єднань НКТ), тоді слід урахувати наявність стовпа газорідинної суміші в затрубному просторі.

У таких розрахунках нехтують втратами тиску на тертя і відносним рухом води в нафті на ділянці вибій - башмак НКТ, що призводить до зменшення розрахункового вибійного тиску порівняно із фактичним. На вибої обводненої свердловини може відбуватися накопичення води на вибої і барботаж нафти (разом із газом) через такий стовп води, а це призводить до обважнення потоку (до зростання фактичного вибійного тиску), що теж не враховано при визначенні вибійного тиску.

Таким чином, вибійний тиск у випадку опущених НКТ до вибою у свердловинах третього типу можна розрахувати за барометричною формулою тиску газу, а у свердловинах першого типу – за формулою гідростатичного тиску рідини. В усіх інших випадках оцінка вибійного тиску p_v за величиною тиску біля башмака p_1 і втратою тиску в експлуатаційній колоні від башмака до вибою не є надійною.

У свердловинах 3-го типу ліфтові труби мають бути опущені практично до верхніх отворів перфорації (до покрівлі продуктивного пласта) [3]. У цьому випадку розрахунковий тиск газу можна прийняти за вибійний тиск. Якщо у свердловинах 3-го типу башмак ліфтових труб знаходиться вище покрівлі продуктивного пласта, то слід до тиску газу над рівнем рідини додати гідростатичний тиск газорідинної суміші між вибоєм (серединою інтервалу перфорації) і башмаком ліфтових (насосно-компресорних) труб, знехтувавши втратами тиску на гідравлічний опір газорідинному потокові в експлуатаційній колоні і розрахувавши густину газорідинної суміші за наближеною формулою О. П. Крилова.

У свердловинах четвертого типу газ надходить з усього пласта (розгазування нафти відбувається одночасно в усьому пласті, тиск на вибої свердловини є меншим поточного тиску насичення нафти газом і, відповідно, поточного пластового тиску, газовий фактор є змінним у часі і визначається режимом роботи покладу). Методика розрахунку вибійного тиску за параметрами роботи свердловини нам не відома.

Звідси пропонуємо вибійний тиск у свердловинах другого, третього і четвертого типів розраховувати за гирловим тиском під час руху газоводонафтової суміші в ліфтових трубах (у насосно-компресорних трубах та в експлуатаційній колоні) на основі одної із моделей гомогенного чи роздільного (з урахуванням тільки ковзання

газу або додатково і з виділенням структурних форм) руху, розроблених у сучасній теорії висхідних газоводонафтових потоків [37]. Якщо відсутні названі вище перешкоди в затрубному просторі, то слід тиск на вибої з метою перевірки точності отриманих результатів розрахувати за затрубним тиском нерухомого стовпа газу і тиском біля башмака НКТ під час руху газоводонафтової суміші в експлуатаційній колоні (нижче башмака НКТ). Хоч у свердловинах третього і четвертого типів рекомендується опускати НКТ до вибою, щоб уникнути технологічних ускладнень в експлуатації (пульсації потоку, випадання на вибої пластового піску тощо).

Якщо у свердловину на певну глибину опущено дво- чи триступінчасту колону НКТ, але башмак нижньої колони не доходить до вибою, то розрахунок втрат тиску слід виконувати по чергово для кожного діаметра ліфтових труб та експлуатаційної колони.

На основі методу розроблено конкретну методику розрахунку вибійного тиску за гирловим тиском газоводонафтової суміші, в основу якого покладено часто застосовуваний і доволі точний метод Поеттманна-Карпентера (гомогенна модель) [37] і з уточненим розрахунком кореляційного коефіцієнта (похибка не перевищує $\pm 4,5\%$) [37]. При потребі блок цього методу можна замінити іншим.

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

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

1 Підготовка вхідних даних.

1.1 Дані про свердловину і режим роботи:

H – глибина свердловини, м;

α_3 – зенітний кут нахилу стовбура свердловини від вертикалі, градус;

$D_{\text{екс}}$ – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;

$T_{\text{пл}}$ – пластова температура, К;

Γ_T – геотермічний градієнт, К/м;

$Q_{\text{р ст}}$ – дебіт свердловини по рідині за стандартних умов, м³/с;

$n_{\text{в}}$ – об'ємна обводненість продукції;

p_r – гирловий тиск, Па;

L – глибина опускання колони НКТ, м;

d – внутрішній діаметр колони НКТ, м.

1.2 Дані про фізичні властивості розгазованої нафти, нафтового газу і пластової води:

ρ_{np} – густина розгазованої нафти за стандартних умов, кг/м^3 ;

ρ_w – густина води, кг/м^3 ,

p_n – тиск насичення нафти газом за пластової температури, Па;

G – газонасиченість (газовміст) пластової нафти (пластовий газовий фактор), зведена до нормальних умов, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

G_0 – експлуатаційний газовий фактор, зведений до нормальних умов, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$\rho_{г0}$ – густина газу однократного розгазування нафти за нормальних умов, кг/м^3 ;

$\bar{\rho}_{г0}$ – відносна (до повітря) густина газу;

y_m – молярна частка метану в газі однократного розгазування;

y_a – молярна частка азоту в газі однократного розгазування;

$\rho_{в ст}$ – густина пластової води за стандартних умов, кг/м^3 ;

$\rho_{г ст}$ – густина газу за стандартних умов, кг/м^3 .

1.3 Довідникові дані:

$p_0 = 101325$ Па – тиск за нормальних і стандартних умов;

$T_0 = 273,15$ К – температура за нормальних умов;

$T_{ст} = 293,15$ К – температура за стандартних умов;

$g = 9,81$ $\text{м}^2/\text{с}^2$ – прискорення вільного падіння.

2 Визначення кількості розрахункових кроків для тиску газорідинного потоку.

Розрахунки розподілу тиску виконуються за принципом “зверху вниз”.

Для визначення кількості розрахункових кроків для тиску розбиваємо загальний діапазон зміни тиску (від тиску на гирлі свердловини p_r до тиску на вибої, а точніше, до початкового тиску $p_{грс}$ на ділянці руху газорідинного потоку) на рівні інтервали Δp_i , які орієнтовно повинні бути в межах 5-10% від очікуваного тиску $p_{грс}$ на ділянці колони піднімальних труб, де рухається газорідинна суміш.

Тиск $p_{грс}$ вибираємо так:

якщо $p_v < p_n$, то $p_{грс} = p_v$ (наприклад, фонтанна свердловина третього чи четвертого типу з початком виділення газу в пласті);

якщо $p_v \geq p_n$, то $p_{грс} = p_n$ (наприклад, фонтанна свердловина другого типу з початком виділення газу у стовбурі свердловини).

Задаємо $\Delta p_i = (0,05 \div 0,1) p_{грс}$.

Кількість розрахункових кроків (інтервалів) по тиску визначаємо за формулою:

$$N_k = \frac{p_{грс} - p_{г}}{\Delta p_i}, \quad (5.1)$$

при цьому N_k заокруглюємо до цілого числа і знаходимо із (5.1) уточнений інтервал тиску Δp_i .

Відповідно послідовний ряд значин тисків, які задаються в точках (перерізах) піднімальної колони труб, що розміщені нижче від гирла свердловини (нижче від гирлового тиску $p_{г}$), буде таким:

$$p_i = p_{г} + \sum_{i=1}^{N_k} \Delta p_i, \quad (5.2)$$

а загальна кількість тисків, які задаються:

$$n_k = N_k + 1. \quad (5.3)$$

Подальші розрахунки здійснюємо для всіх $i = 0; 1; 2; 3; \dots; N_k$, причому за $i = 0$ тиск $p_i = p_{г}$ або $p_i = p_{грс}$.

3 Розрахунки температурних умов у свердловині.

3.1 Розраховуємо термодинамічний градієнт потоку, який залежить від дебіту свердловини і внутрішнього діаметра піднімальних труб, а зокрема тут, для прикладу, від внутрішнього діаметра НКТ (у загальному випадку – змінні величини), за формулою, К/м (припускаємо, що рух ГРС відбувається в НКТ) [37]:

$$\Gamma_{п} = \frac{0,0034 + 0,79\Gamma_{т}}{10^{Q_{вст}/20d^{2,67}}}. \quad (5.4)$$

3.2 Визначаємо температуру на гирлі свердловини за формулою, К:

$$T_{г} = T_{пл} - \Gamma_{п} H. \quad (5.5)$$

3.3 Визначаємо температуру потоку T_i , яка відповідає знайденим тискам p_i , за інтерполяційною формулою:

$$T_i = T_r + (T_{пл} - T_r) \frac{p_i - p_r}{p_b - p_r}. \quad (5.6)$$

4 Розрахунки однократного розгазування проби пластової нафти.

У результаті розрахунків необхідно отримати питомий об'єм виділеного (вільного) газу і об'ємний коефіцієнт нафти за знайдених тисків p_i і відповідних їм температур T_i .

4.1 Розраховуємо біжучий рівноважний тиск насичення нафти газом у стовбурі свердловини для температури T_i за формулою, Па [37]:

$$p_{ni} = p_n - \frac{10^6 (T_{пл} - T_i)}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma(y_m - 0,8y_a)}}. \quad (5.7)$$

4.2 Розраховуємо зведений до нормальних умов питомий об'єм виділеного газу $V_{г.в}$, м³/т у такій послідовності:

$$R(p_i) = \frac{1 + \lg(10^{-6} p_i)}{1 + \lg(10^{-6} p_{ni})} - 1; \quad (5.8)$$

$$m(T_i) = 1 + 0,029 (T_i - 293) (10^{-3} \rho_{нр} \bar{\rho}_{го} - 0,7966); \quad (5.9)$$

$$D(T_i) = 10^{-3} \rho_{нр} \bar{\rho}_{го} [4,5 - 0,00305 (T_i - 293)] - 4,785; \quad (5.10)$$

$$V_{гв}(p_i, T_i) = \Gamma R(p_i) m(T_i) [D(T_i) (1 + R(p_i)) - 1]. \quad (5.11)$$

4.3 Розраховуємо залишкову газонасиченість нафти (питомий об'єм розчиненого газу $V_{г.р}$) в процесі її розгазування, м/т за формулою:

$$V_{гп}(p_i, T_i) = \Gamma m(T_i) - V_{гв}(p_i, T_i). \quad (5.12)$$

4.4 Розраховуємо відносну густину виділеного газу $\bar{\rho}_{гв}$ в такій послідовності:

$$\alpha(T_i) = 1 + 0,0054(T_i - 293); \quad (5.13)$$

$$u = 10^{-3} \rho_{нр} \Gamma - 186; \quad (5.14)$$

$$\bar{\rho}_{\text{гв}}(p_i, T_i) = \alpha(T_i) [\bar{\rho}_{\text{го}} - 0,0036(1 + R(p_i))(105,7 + uR(p_i))]. \quad (5.15)$$

4.5 Розраховуємо відносну густину розчиненого газу $\bar{\rho}_{\text{гп}}$, який залишається в нафті за заданих умов її розгазування, за формулою:

$$\bar{\rho}_{\text{гп}}(p_i, T_i) = \frac{\Gamma \left[\alpha(T_i) m(T_i) \bar{\rho}_{\text{го}} - \frac{\rho_{\text{гв}}(p_i, T_i) V_{\text{гв}}(p_i, T_i)}{\Gamma} \right]}{V_{\text{гп}}(p_i, T_i)}. \quad (5.16)$$

4.6 Розраховуємо об'ємний коефіцієнт нафти $b_{\text{н}}(p_i, T_i)$, попередньо визначивши приріст об'єму нафти за рахунок одиничної зміни її газонасиченості $\lambda(p_i, T_i)$ і температурний коефіцієнт об'ємного розширення розгазованої нафти $\alpha_{\text{н}}$, K^{-1} за стандартного тиску:

$$\lambda(p_i, T_i) = \frac{10^{-3} [4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}} + 1,0337 \bar{\rho}_{\text{гп}}(p_i, T_i)]}{\alpha(T_i)} + 5,581 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{нр}} (1 - 1,61 \cdot 10^{-6}) \rho_{\text{нр}} V_{\text{гп}}(p_i, T_i) V_{\text{гп}}(p_i, T_i) / V_{\text{гп}}(p_i, T_i); \quad (5.17)$$

$$\alpha_{\text{н}} = \begin{cases} 10^{-3} (5,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 360 < \rho_{\text{нр}} \leq 460; \\ 10^{-3} (4,583 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 460 < \rho_{\text{нр}} \leq 560; \\ 10^{-3} (4,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 560 < \rho_{\text{нр}} \leq 660; \\ 10^{-3} (3,583 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 660 < \rho_{\text{нр}} \leq 780; \\ 10^{-3} (3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 780 < \rho_{\text{нр}} \leq 860; \\ 10^{-3} (2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 860 < \rho_{\text{нр}} \leq 960; \end{cases} \quad (5.18)$$

$$b_{\text{н}}(p_i, T_i) = 1 + 1,0733 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}} V_{\text{гп}}(p_i, T_i) \lambda(p_i, T_i) / m(T_i) + \alpha_{\text{н}} (T - 293) - 6,5 \cdot 10^{-10} p_i. \quad (5.19)$$

5 Розрахунки коефіцієнта стисливості вільного газу.

5.1 Визначаємо відносну (до повітря) густину суміші газів (окрім азоту):

$$\bar{\rho}_{\text{гс}} = \frac{\bar{\rho}_{\text{го}} - 0,97y_a}{1 - y_a}. \quad (5.20)$$

5.2 Визначаємо зведені тиск і температуру суміші вуглеводневих і невеликої (до 5%) кількості неуглеводневих (без азоту) газів за формулами (якщо газ іншого складу, беруть інші відповідні формули [113]):

$$p_{\text{зв}i} = \frac{p_i}{10^5 (46,9 - 2,06\bar{\rho}_{\text{гс}}^2)}; \quad (5.21)$$

$$T_{\text{зв}i} = \frac{T_i}{97 + 172\bar{\rho}_{\text{гс}}}. \quad (5.22)$$

5.3 Визначаємо коефіцієнт стисливості вуглеводневої складової газу (для умов тиску 0 - 20 МПа і температури 273 – 355 К) за формулами (за інших термобаричних умов беруть аналогічно відповідні їм інші формули):

за $0 \leq p_{\text{зв}i} \leq 3,8$ і $1,17 \leq T_{\text{зв}i} \leq 2,0$

$$z_{\text{в}}(p_i, T_i) = 1 - p_{\text{зв}i} \left[\frac{0,18}{(T_{\text{зв}i} - 0,73) - 0,135} \right] + \frac{0,016 p_{\text{зв}i}^{3,45}}{T_{\text{зв}i}^{6,1}}; \quad (5.23)$$

за $0 \leq p_{\text{зв}i} \leq 1,45$ і $1,05 \leq T_{\text{зв}i} < 1,17$

$$z_{\text{в}}(p_i, T_i) = 1 - 0,23 p_{\text{зв}i} - (1,88 - 1,6 T_{\text{зв}i}) p_{\text{зв}i}^2; \quad (5.24)$$

за $1,45 \leq p_{\text{зв}i} \leq 4,0$ і $1,05 \leq T_{\text{зв}i} \leq 1,17$

$$z_{\text{в}}(p_i, T_i) = 0,13 p_{\text{зв}i} + (6,05 T_{\text{зв}i} - 6,25) T_{\text{зв}i} / p_{\text{зв}i}^2. \quad (5.25)$$

5.4 Визначаємо коефіцієнт стисливості азоту (для умов тиску 0 - 20 МПа і температури 280 - 380 К):

$$z_{\text{а}}(p_i, T_i) = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} (T_i - 273)^{3,71} \left(10^{-6} p_i \right)^{\frac{14,7}{T_i - 273}}. \quad (5.26)$$

5.5 Визначаємо коефіцієнт стисливості вільного газу:

$$z_r(p_i, T_i) = z_b(p_i, T_i)(1 - y_a) + z_a(p_i, T_i)y_a. \quad (5.27)$$

6 Розрахунки параметрів руху газорідного потоку, градієнтів тиску в колоні труб і довжин інтервалів колони (це блок розрахунків, який відображає безпосередньо метод Поеттманна-Карпентера, уточнений нами).

6.1 Визначаємо питомий об'єм газоводонафтової суміші за заданих термобаричних умов (p_i, T_i) потоку, який віднесений до одиниці об'єму розгазованої нафти, $\text{м}^3/\text{м}^3$:

$$V_c(p_i, T_i) = \frac{b_n(p_i, T_i) + [V_{гв}(p_i, T_i)z_r(p_i, T_i)p_o T_i]}{(p_i T_o)} + \frac{n_b}{(1 - n_b)}. \quad (5.28)$$

6.2 Визначаємо питому масу газоводонафтової суміші, віднесену до одиниці об'єму розгазованої нафти за стандартних умов, $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$M_c = \rho_{нр} + \rho_{го} \Gamma + \rho_{вст} n_b / (1 - n_b). \quad (5.29)$$

6.3 Визначаємо ідеальну густину газоводонафтової суміші (без урахування впливу відносної швидкості фаз), $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho_{ci}(p_i, T_i) = M_c / V_c(p_i, T_i). \quad (5.30)$$

6.4 Кореляційний коефіцієнт λ_k визначається за емпіричною формулою, отриманою на основі промислових досліджень на свердловинах багатьох родовищ, у залежності від критеріїв Кутателадзе Ku , Фруда Fr_c і Рейнольдса Re_c в такій послідовності:

$$\rho_p = \rho_{нр}(1 - n_b) + \rho_{в} n_b. \quad (5.31)$$

ρ_p – густина рідини $\text{кг}/\text{м}^3$, $\rho_{нр}$ – густина нафти, $\text{кг}/\text{м}^3$, n_b – об'ємна обводненість продукції, $\rho_{в}$ – густина води, $\text{кг}/\text{м}^3$; ρ_r – густина газу за певних термобаричних (температура T_i і тиск p_i) умов, $\text{кг}/\text{м}^3$,

$$\rho_r(p_i, T_i) = \rho_{r,ст} \frac{p_i T_{ст}}{z p_o T_i}; \quad (5.32)$$

$\rho_{г ст}$ – густина газу за стандартних умов, кг/м^3 , z – коефіцієнт стисливості газу при тиску p_i і температурі T_i ; $T_{ст}$ – температура за стандартних умов, К, p_0 – тиск за нормальних і стандартних умов, Па; $Q_{н}$ – об'ємна витрата нафти, $\text{м}^3/\text{с}$,

$$Q_{н}(p_i, T_i) = Q_{н.р.} b_{н}(p_i, T_i); \quad (5.33)$$

$Q_{н.р.}$ – дебіт розгазованої рідини, $\text{м}^3/\text{с}$, $Q_{в}$ – об'ємна витрата води, $\text{м}^3/\text{с}$, $V_i(p_i, T_i)$ – об'ємна витрата газу, $\text{м}^3/\text{с}$,

$$V_i(p_i, T_i) = \left(V_{гв} + R_{0,зав} \right) \frac{Q_{н.р.} z_{г} p_0 T_i}{86400 T_0 p_i}; \quad (5.34)$$

$V_{гв}$ – експериментальні дані визначення питомого об'єму газу, що виділився; питома витрата запомповуваного газу $R_{0,зав}$; \tilde{p}_i – середня значина тиску для i -того кроку, МПа; \tilde{T}_i – середня значина температури для i -того кроку, К; f – площа прохідного поперечного перерізу труби, м^2 ; g – прискорення вільного падіння, м/с^2 ; d – внутрішній діаметр труби, м; $w_c(p_i, T_i)$ – об'ємна швидкість суміші, м/с ;

$$w_c(p_i, T_i) = \frac{Q_{в} + Q_{н}(p_i, T_i) + V_i(p_i, T_i)}{f}; \quad (5.35)$$

Fr_c – критерій Фруда суміші,

$$Fr_c = \frac{(w_c(p_i, T_i))^2}{gd}; \quad (5.36)$$

$\sigma_{нр}(p_i, T_i)$ – поверхневий натяг газонасиченої нафти на межі з виділеним газом у розрахункових термобаричних умовах за формулою П.Д. Ляпкина, Н/м,

$$\sigma_{нр}(p_i, T_i) = \frac{1}{10^{1,58+0,05 \cdot 10^{-6} p_i}} - 72 \cdot 10^{-6} (T_i - 305); \quad (5.37)$$

We_{ϕ} – критерій Вебера

$$We = \frac{\sigma_{нр}(p_i, T_i)}{(\rho_p - \rho_g)(w_c(p_i, T_i))^2 d}; \quad (5.38)$$

Re_c – критерій Рейнольдса суміші,

$$Re_c = \frac{w_c(p_i, T_i) d \rho}{\mu_p}; \quad (5.39)$$

μ_p – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини, Па·с; Ku – критерій Кутателадзе,

$$Ku = \sqrt{\frac{\rho_p}{\rho_p - \rho_r} \frac{Fr_c}{We}}; \quad (5.40)$$

об'ємний газовміст потоку $\beta(p_i, T_i)$,

$$\beta(p_i, T_i) = \frac{V_i(p_i, T_i)}{Q_H + V_i(p_i, T_i)} = 0,9; \quad (5.41)$$

кореляційний коефіцієнт λ_k :

$$\lambda_k(p_i, T_i) = \frac{1 + 0,13 Ku \rho_p - \rho_r}{1 + 1,13 Ku} \frac{2\beta(p_i, T_i)}{\rho_p Fr_c} + 0,11 \left(\frac{68}{Re_c} + 2 \frac{\Delta_{ш}}{d} \right)^{0,25}. \quad (5.42)$$

$\Delta_{ш}$ – еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби, м.

6.5 Визначаємо повний градієнт тиску (сума градієнта тиску стовпа газорідинної суміші і градієнта втрат тиску на гідравлічний опір) у точках із розрахованими тисками, меншими від тиску насичення p_H , Па/м:

$$\left(\frac{dp}{dz} \right)_i = \rho_{ci}(p_i, T_i) g \cos \alpha_3 + 10^6 \frac{\lambda_k(p_i, T_i) Q_{пст}^2 \cdot 86400^2 (1 - n_B)^2 M_c^2}{2,3024 \cdot 10^{15} \rho_{ci}(p_i, T_i) d^5}. \quad (5.43)$$

6.6 Визначаємо обернену величину $(dz/dp)_i$, м/Па:

$$\left(\frac{dz}{dp} \right)_i = \left(\frac{dp}{dz} \right)_i^{-1}. \quad (5.44)$$

6.7 Визначаємо довжину [м] всього інтервалу колони труб, де рухається газорідинна суміш, за формулою трапецій:

$$\begin{aligned}
i = 1 \quad \Delta L_{\text{гpc}_i} &= 0; \\
i = 2 \quad \Delta L_{\text{гpc}_i} &= \frac{p_{\text{гpc}} - p_{\text{г}}}{N_{\text{к}}} \frac{(dz/dp)_1 + (dz/dp)_2}{2}; \\
i = 3, \dots, n_{\text{к}}; \\
\Delta L_{\text{гpc}} &= \frac{p_{\text{гpc}} - p_{\text{г}}}{N_{\text{к}}} \left\{ \left[\left(\frac{dz}{dp} \right)_1 + \left(\frac{dz}{dp} \right)_i \right] / 2 + \right. \\
&\quad \left. + \left(\frac{dz}{dp} \right)_2 + \left(\frac{dz}{dp} \right)_3 + \dots + \left(\frac{dz}{dp} \right)_{i-1} \right\}. \tag{5.45}
\end{aligned}$$

6.8 За результатами розрахунків будуюмо профіль тиску $p(z)$, звідки знаходимо глибину, на якій із нафти розпочинається виділення газу.

Як приклад, виконано розрахунок стосовно одної із свердловин нафтового родовища із опущеною до вибою двоступінчастою колоною НКТ. Вхідні дані для розрахунку наступні: $H = L = 5500$ м; $\alpha_3 = 0$ градусів; $D_{\text{скс}} = 0,147$ м; $T_{\text{пл}} = 400$ К; $\Gamma_{\text{г}} = 0,023$ К/м; $Q_{\text{р ст.}} = 5.144 \cdot 10^{-3}$ м³/с; $n_{\text{в}} = 0$; $p_{\text{г}} = 1 \cdot 10^6$ Па; $L_1 = 2400$ м, $L_2 = 3100$ м; $d_1 = 0,073$ м та $d_2 = 0,062$ м. Дані про фізичні властивості розгазованої нафти, нафтового газу і пластової води: $\rho_{\text{нр}} = 450$ кг/м³; $\rho_{\text{в}} = 1010$ кг/м³; $p_{\text{нас}} = p_{\text{пл}} = 59 \cdot 10^6$ Па; $\Gamma = 800$ м³/м³; $G_0 = 2100$ м³/м³; $\rho_{\text{го}} = 0,72$ кг/м³; $\bar{p}_{\text{го}} = 0,557$; $y_{\text{м}} = 0,813$; $y_{\text{а}} = 0,0088$; $\rho_{\text{в ст.}} = 1010$ кг/м³. Довідникові дані: $p_0 = 101325$ Па; $T_0 = 273,15$ К; $T_{\text{ст}} = 293,15$ К; $g = 9,81$ м²/с. У випадку розрахунку за методикою Сахарова-Воловодова-Мохова і Поеттманна-Карпентера взято густину нафти $\rho_{\text{нр}} = 850$ кг/м³, оскільки використання цих методик передбачає наявність нафт, густина яких знаходиться і межах від 780 кг/м³ до 960 кг/м³.

На рисунку 5.1 показано розрахунок зміни тиску p з глибиною L за різними методами. Незважаючи на те, що при виконанні розрахунку за методами Сахарова-Воловодова-Мохова та Поеттманна-Карпентера (крива 1 і 2 відповідно) можна отримати розподіл тиску p до значення $L \approx 5000$ м, проте, крива не сягає заданої

глибини свердловини, тобто вибійний тиск залишається невизначеним. Говорити про адекватність та точність результатів, які все ж вдалося отримати теж не можна. Причиною є обмеження застосування вищенаведених методик щодо густини нафти. Для актуального, на сьогоднішній день, напрямку розробки глибокозалеглих покладів при наявності нафт перехідного типу, вищенаведені методи застосовувати буде не коректно. Натомість, в доповненому і уточненому автором, методі розрахунку зміни тиску p з глибиною L згадане обмеження відсутнє, що дає можливість отримати шукане значення вибійного тиску (крива 3) для нафт з малою густиною, які видобуваються із глибоких і надглибоких свердловин.

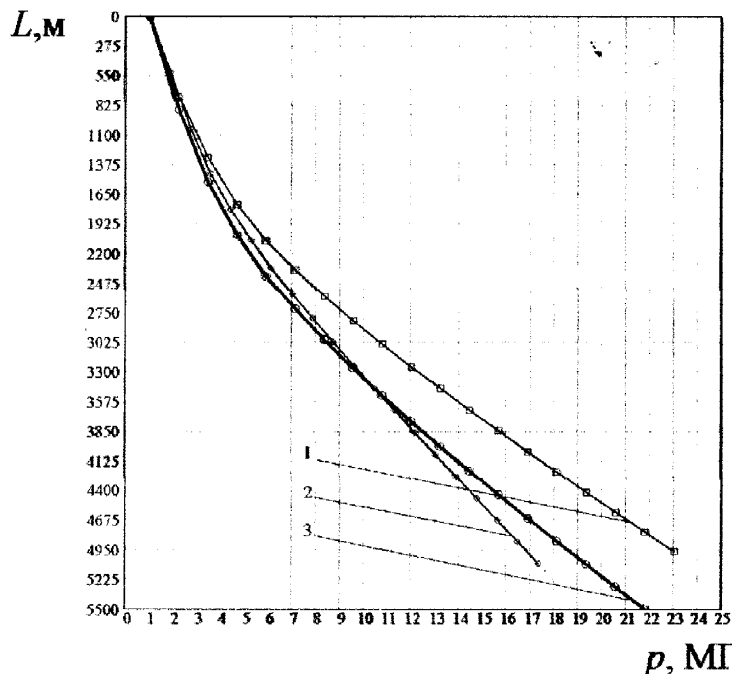


Рисунок 5.1 – Розрахунок зміни тиску p з глибиною L за різними методами: 1 – Сахарова-Воловодова-Мохова, 2 – Поетгманна-Карпентера, 3 – доповненим і уточненим автором

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

Отже, на основі виконаного аналізу відомих методів розрахунку вибійного тиску у фонтанних свердловинах різних типів обґрунтовано й розроблено метод розрахунку вибійного тиску у свердловинах четвертого типу і практичну методику таких розрахунків з використанням найбільш поширеного методу

Поеттманна-Карпентера і уточненим розрахунком кореляційного коефіцієнта (похибка не перевищує 4,5%). Подальшу роботу слід пов'язувати з використанням інших методів розрахунків із даними інструментальних вимірювань з метою вибору прийняттого методу для умов конкретного родовища.

Особливістю методики також є те, що в ній, на відміну від класичного методу Поеттманна-Карпентера, використано формули для розрахунку об'ємного коефіцієнта нафти із попереднім визначення приросту об'єму нафти за рахунок одиничної зміни температурного коефіцієнта об'ємного розширення розгазованої нафти α_n, K^{-1} за стандартного тиску для нафт, густина яких є меншою за 780 кг/м^3 , тобто автором розширено діапазон визначення об'ємного коефіцієнта для нафт перехідного типу, що є властивим для глибокозанурених покладів.

5.2 Оптимізація процесу фонтанування діючих свердловин на основі положень теорії висхідних газоводонафтових потоків

На даний час Україна не забезпечена повною мірою власною нафтою і за різними сценаріями статистичного прогнозування немає підстав припускати протилежне в майбутньому [18].

Відомо, що підвищення ефективності експлуатації діючих нафтових свердловин шляхом оптимізації режиму роботи забезпечує зростання прибутку нафтового виробництва. Фонтанний спосіб є найдешевшим способом видобування нафти.

Відома оптимізація роботи нафтових свердловин за різними критеріями [87]. За критерій оптимізації можна взяти або мінімальну собівартість видобувної нафти, або максимальний міжремонтний період експлуатації свердловин, або максимальний видобуток рідини між підземними ремонтами, або максимальний відбір із об'єкта розробки, а це відповідає критерію максимального дебіту зокрема кожної свердловини (тут припускається відсутність геолого-технічних обмежень на дебіт і не враховується взаємодія свердловин, бо інакше це є оптимізаційною задачею щодо процесу розробки покладу в цілому), або найбільший тиск на буфері (за умови обмеження дебіту та вибійного тиску) тощо.

Відомі розрахунки коефіцієнта корисної дії (ККД) процесу піднімання однорідної рідини і газоводонафтової суміші в елементарному піднімачі за Криловим О. П., а також на основі наближених залежностей Криловим О. П. [37].

Оптимізаційне дослідження можна провести шляхом безпосереднього експериментування з системою. Для цього фіксують значини незалежних внутрішньосистемних змінних і в ході спостереження за функціонуванням системи оцінюють значини оптимізаційного критерію. Відтак за допомогою оптимізаційних методів коректують значини незалежних змінних, і продовжують серію експериментів. Застосування моделей зумовлене тим, що експерименти з реальними системами зазвичай потребують великих затрат засобів і часу, супроводжуються втратами продукції, а в ряді випадків також пов'язані з ризиком [87]. Стосовно фонтанної свердловини з метою продовження періоду її природного фонтанування, доцільно взяти коефіцієнт корисної дії (ККД) процесу фонтанування, враховуючи, що її робота реалізується за рахунок тільки природної енергії нафтового покладу.

Невирішеним питанням є оптимізація роботи фонтанної свердловини за критерієм ККД.

Метою є отримання розв'язку задачі оптимізації роботи фонтанної свердловини, суть якого полягає у виконанні числового експерименту з використанням фактичних даних про свердловину, властивостей флюїдів (нафти, нафтового газу і пластової води), котрі зафіксовано у справі свердловини та документах із результатами лабораторних досліджень.

Розв'язок базується на положеннях сучасної теорії висхідних потоків газоводонафтової суміші.

Ефективність роботи фонтанної свердловини, як і будь-якої матеріальної системи, характеризується коефіцієнтом корисної дії (ККД), рівним відношенню корисної (віддаваної) потужності (чи енергії, роботи) яка використана у свердловині на піднімання продукції до підведеної (повної) потужності, тобто

$$\eta_{\text{св}} = \frac{A_{\text{кор}}}{A_{\text{рід}} + A_{\text{сум}}}, \quad (5.46)$$

де $\eta_{\text{св}}$ – ККД свердловини; $A_{\text{кор}}$ – корисна робота; $A_{\text{рід}}$ – робота з розширення рідини; $A_{\text{сум}}$ – робота з розширення газоводонафтової суміші.

Корисну роботу $A_{\text{кор}}$, яка виконана за одиницю часу у свердловині, визначаємо за формулою:

$$A_{\text{кор}} = Q_m g H, \quad (5.47)$$

де Q_m – масова витрата рідини, що припадає на одиницю маси нафти; g – прискорення вільного падіння; H – глибина свердловини (робота на піднімання газу є незначною і нею можна знехтувати).

Роботу з розширення рідини (води з нафтою) знаходимо так:

$$A_{\text{рід}} = Q(b_n + G_b b_v) \Delta p, \quad (5.48)$$

де Q – об'ємна витрата рідини; G_b – водний фактор; b_n , b_v – об'ємні коефіцієнти нафти і води; Δp – зміна тиску на інтервалі, для якого розраховується величина роботи розширення.

Для визначення роботи з розширення газоводонафтової суміші $A_{\text{сум}}$ умовно розбиваємо інтервал руху суміші на малі ділянки, на яких усереднюємо властивості суміші. Вважаємо їх однаковими для всієї ділянки. Загальну роботу розширення газоводонафтової суміші знаходимо як суму робіт суміші на кожній малій ділянці НКТ ΔA_i , вздовж котрих тиск змінюється на величину Δp_i :

$$A_i = (b_n + G_b b_v + b_g V_{\text{гв}}) Q, \quad (5.49)$$

де $V_{\text{гв}}$ – питома кількість вільного газу; b_g – об'ємний коефіцієнт газу.

Для визначення цих робіт записуємо два основні рівняння гідрогазодинаміки:

а) рівняння збереження маси суміші G_c як рівняння нерозривності потоку, коли тривале фонтанування свердловини можливе за умови рівності витрат рідини у пласті $G_{\text{пл}}$ та у стовбурі свердловини $Q_{\text{св}}$,

$$\frac{G_c}{\rho_c} = w_c f = Q_{\text{пл}} = Q_{\text{св}} = Q = \text{const}, \quad (5.50)$$

б) рівняння руху газоводонафтової суміші (або, інакше, рівняння балансу тисків p чи градієнтів тисків) за методом Поеттманна-Карпентера (в разі бажання можна взяти і за іншим відомим методом):

$$\frac{dp}{dl} = \rho_c g \cos \alpha_3 \left(1 + \lambda_k \frac{w_c^2}{2gd} \right), \quad (5.51)$$

а приплив рідини описуємо рівнянням індикаторної лінії:

$$Q = K'_0 (p_{\text{пл}} - p_{\text{в}})^n, \quad (5.52)$$

де K'_0 – коефіцієнт пропорціональності, який при показнику режиму фільтрації $n = 1$ називаємо коефіцієнтом продуктивності свердловини; $p_{\text{пл}}$ – пластовий тиск; dp/dl – градієнт тиску газорідинної суміші; ρ_c – густина газорідинної суміші; α_3 – зенітний кут нахилу свердловини; λ_k – кореляційний коефіцієнт, який враховує сумарні втрати тиску на ковзання фаз і гідравлічне тертя; w_c – швидкість руху газорідинної суміші; d – внутрішній діаметр піднімальних труб; f – площа перерізу піднімальних труб. Тут спільна робота пласта і свердловини узгоджується через величину вибійного тиску $p_{\text{в}}$.

Оскільки приплив рідини у свердловину та піднімання її у стовбурі відбуваються за рахунок пластової енергії, то необхідні величини визначаємо таким чином:

$$\rho_c = \frac{M_c}{V_c}; \quad (5.53)$$

$$M_c = \rho_{\text{нд}} + \rho_{\text{го}} G_o + \rho_{\text{вд}} G_{\text{в}}; \quad (5.54)$$

$$V_c = b_{\text{н}} + b_{\text{г}} V_{\text{гв}} + b_{\text{в}} G_{\text{в}}; \quad (5.55)$$

$$\lambda_k = \frac{1 + 0,13 \text{Ku}}{1 + 1,13 \text{Ku}} \frac{\rho - \rho_{\text{г}}}{\rho} \frac{2\beta}{\text{Fr}_c} + 0,11 \left\{ \frac{68}{\text{Re}_c} + 2 \frac{\varepsilon_{\text{ш}}}{d} \right\}; \quad (5.56)$$

$$Ku = \sqrt{\frac{\rho}{\rho - \rho_r} \frac{Fr_c}{We}}; \quad (5.57)$$

$$Fr_c = \frac{w_c^2}{gd}; \quad (5.58)$$

$$We = \frac{\sigma}{(\rho - \rho_r)w_c^2 d}; \quad (5.59)$$

$$Re_c = \frac{w_c^2 d \rho}{\mu}; \quad (5.60)$$

$$\beta = \frac{\rho - \rho_c}{\rho - \rho_r}; \quad (5.61)$$

$$w_c = \frac{4(Q + V)}{\pi d^2}, \quad (5.62)$$

де M_c , V_c – питомі маса і середній об'єму суміші, тобто маса суміші (нафти, газу і води) та її об'єм, які віднесені до одиниці об'єму дегазованої нафти; $\rho_{нд}$, $\rho_{го}$, $\rho_{вд}$ – густини нафти, газу і води при стандартних (дегазованих) умовах; μ , ρ – динамічний коефіцієнт в'язкості і густина водонафтової суміші при поточних умовах; β – об'ємний витратний газовміст потоку; Fr_c , Ku , Re_c , We – критерії Фруда, Кутателадзе, Рейнольдса, Вебера суміші; Q , V – об'ємні витрати рідини і газу при поточних умовах.

Об'ємний коефіцієнт газу виражаємо за законом Клапейрона-Менделєєва у вигляді:

$$b_r = \frac{z_r p_0 T}{z_{r0} p T_0}, \quad (5.63)$$

де p_0 , T_0 – тиск і температура при стандартних умовах, p , T – поточні тиск і температура; z_{r0} , z_r – коефіцієнти надстисливості газу відповідно при p_0 , T_0 та p , T , $z_{a0} = 1$.

Водний фактор, об'ємну витрату рідини і об'ємну витрату вільного газу при поточних умовах (на кожній ділянці НКТ) записуємо так:

$$G_B = \frac{n_B}{1 - n_B}; \quad (5.64)$$

$$Q = b(Q_{нд} + Q_{вд}) = bQ_d, \quad (5.65)$$

$$V_r = b_r V_{го}, \quad (5.66)$$

де $Q_{нд}$, $Q_{вд}$, Q_d – об'ємні дебіти нафти, води і рідини в дегазованих умовах; b – об'ємний коефіцієнт рідини; $V_{го}$ – дебіт вільного газу при поверхневих умовах.

$$b = b_n(1 - n_B) + b_B n_B. \quad (5.67)$$

Піднімання рідини у свердловині на ділянці руху водонафтової суміші описуємо рівнянням типу (6), тобто

$$\frac{dp}{dl} = \rho g \cos \alpha_3 \left(1 + \lambda \frac{w^2}{2gd} \right), \quad (5.68)$$

де ρ – густина рідини, ρ_n , ρ_B – густини відповідно нафти і води;

$$\rho = \rho_n(1 - n_B) + \rho_B n_B, \quad (5.69)$$

λ – коефіцієнт гідравлічного опору,

$$\lambda = 0,067 \left\{ \frac{158}{\text{Re}_p} + \frac{2\Delta_m}{d} \right\}; \quad (5.70)$$

$$\text{Re}_p = \frac{w^2 d \rho}{\mu_p}; \quad (5.71)$$

$$w = \frac{4Q}{\pi d^2}. \quad (5.72)$$

Динамічний коефіцієнт в'язкості водонафтової суміші виражаємо формулою Гатчика і Сабрі:

$$\mu = \frac{\mu_{зс}}{1 - \sqrt[3]{\varphi}}. \quad (5.73)$$

де $\mu_{зс}$ – динамічний коефіцієнт зовнішньої фази (нафти або води); φ – відношення об'єму внутрішньої фази до об'єму зовнішньої.

Температуру вздовж стовбура свердловини розраховуємо за формулою [38]:

$$T = T_{пл} \left(1 - St \frac{l}{d} \cos \alpha_3 \right), \quad (5.74)$$

де T – температура у стовбурі свердловини на відстані l від покрівлі продуктивного пласта; $T_{пл}$ – пластова температура на рівні покрівлі пласта; St – безрозмірний критерій Стантона,

$$St = \frac{1,763 \cdot 10^{-4}}{\ln(Q_m + 40)} - 0,202 \cdot 10^{-4}, \quad (5.75)$$

Q_m – масовий середньодобовий дебіт свердловини, т/добу.

За цим розв'язком розроблено практичну методику.

Методика розрахунку максимальної величини коефіцієнта корисної дії фонтанної свердловини базується на використанні способу оптимізації функції, відомого в математиці як "метод золотого перерізу".

Необхідними величинами для використання методики є інтервал можливих значин вибійного тиску і величина коефіцієнта корисної дії при заданій значині вибійного тиску. Інтервал можливих значин вибійного тиску можна взяти ($p_{\min} - p_{\max}$), де $p_{\min} = 0,1$ МПа; $p_{\max} = p_{пл}$.

У результаті розрахунку отримуються значини максимального ККД і вибійного тиску, при якому цей ККД досягається (таблиця 5.1).

Розрахунок виконується в наступному порядку.

1. Задаються інтервалом можливих значин вибійного тиску p_{\min} і p_{\max} .
2. Ділять інтервал тиску ($p_{\min} - p_{\max}$) на три рівні проміжки, отримуючи дві проміжні значини тисків: $p_{лів} = 1/3 (p_{\min} + p_{\max})$, $p_{прав} = 2/3 (p_{\min} + p_{\max})$.

3. Знаходять величини коефіцієнтів корисної дії $\eta_{\text{лів}}$ та $\eta_{\text{прав}}$ при $p_{\text{в}} = p_{\text{лів}}$ і при $p_{\text{в}} = p_{\text{прав}}$. Якщо при якомусь із тисків ККД знайти неможливо, то приймають $p_{\text{мін}} = p_{\text{лів}}$ чи $p_{\text{прав}}$ і повторюють розрахунки за п. 3.

4. Якщо коефіцієнт $\eta_{\text{лів}} > \eta_{\text{прав}}$, то приймають тиск $p_{\text{мін}} = p_{\text{прав}}$, інакше приймають тиск $p_{\text{мін}} = p_{\text{лів}}$. Повторюють розрахунки, починаючи з п. 3, поки $(p_{\text{макс}} - p_{\text{мін}}) > 2\varepsilon_{\text{т}}$, де $\varepsilon_{\text{т}}$ – точність розрахунку вибійного тиску.

5. Встановлюють середню величину вибійного тиску $p_{\text{в}} = (p_{\text{мін}} + p_{\text{макс}})/2$ і відповідний йому коефіцієнт корисної дії $\eta_{\text{макс}}$.

Методика розрахунку коефіцієнта корисної дії фонтанної свердловини базується на теорії роботи газорідинного піднімача з побудовою кривої розподілу тиску вздовж піднімальних труб.

Для виконання розрахунків необхідно мати такі дані:

- конструкцію свердловини: глибину свердловини, глибину опускання НКТ, діаметри обсадної колони і ліфтових труб, коефіцієнт відносної шорсткості труб, зенітний кут;

- густини нафти, газу і води при нормальних умовах, коефіцієнт в'язкості нафти при нормальних умовах, об'ємні коефіцієнти нафти і води, обводненість продукції, коефіцієнт розчинності газу в нафті, тиск насичення нафти газом, пластовий газовий фактор;

- рівняння припливу нафти до свердловини, а саме коефіцієнти K_0 і n , пластовий тиск $p_{\text{пл}}$;

- пластову температуру;

- вибійний тиск.

У результаті розрахунку отриманими величинами є ККД, дебіт свердловини, тиск на гирлі свердловини.

Розрахунок виконується “вручну” або з використанням ПК за розробленою нами “Програмою ККД”.

Розрахунок “вручну” виконують у такому порядку:

1. За рівнянням (5.65) знаходять дебіт свердловини Q .

2. Задаються кроком зміни тиску Δp , наприклад, $\Delta p = 0,1$ МПа або $\Delta p = 1$ МПа.

3. Розглядають рух рідини (газорідинної суміші) на ділянках свердловини, де величина тиску змінюється на Δp . Починаючи з вибою свердловини для тисків $p_1 = p_b$ і $p_2 = p_b - \Delta p$, знаходять середню значину тиску $p_c = (p_1 + p_2)/2$, а також температури за формулою (5.54).

4. Якщо $p_2 > p_{нв}$, то розглядають потік рідини, а якщо $p_2 \leq p_{нв}$, то потік газорідинної суміші. За формулами (5.32) чи (5.36) знаходять λ_k або λ і далі за формулою (5.37) чи (5.55) знаходять довжину проміжку dl , на якому тиск змінюється на Δp .

5. Довжини проміжків dl додають, тобто $l = l + dl$ і повторюють обчислення з п.3, де $p_1 = p_2$, $p_2 = p_2 - \Delta p$. Розрахунок припиняють при досягненні $l \geq H$. Тоді приймають $p_b = p_c$.

6. За формулою (5.10) знаходять загальний ККД фонтанного піднімача.

Змінюючи діаметр НКТ (труби опускаємо до рівня тиску насичення) встановлюємо залежність ККД від діаметра НКТ, тобто оптимізуємо роботу за максимального значення ККД.

Для виконання розрахунку з допомогою ПК можна скористатися "Програмою ККД", яка написана на алгоритмічній мові PASCAL і може бути використана на будь-якому ПК, на якому вона встановлена. Для роботи необхідно ввести в ПК текст програми (додаток Б); запустити програму на виконання і відповідно до запиту вибрати і ввести дані про властивості нафти, газу і води, а також параметри свердловини і властивості пласта.

Програма знаходиться в автора і може бути передана користувачеві.

Приклад вхідних даних для контрольного розрахунку коефіцієнта корисної дії взято стосовно фонтанної свердловини одного із нафтових родовищ показано в таблиці 5.1, а відповідні залежності подано на рисунку 5.1 і 5.2, а приклад вихідних даних – в таблиці 5.2.

Таблиця 5.1 – Приклад вхідних даних для контрольного розрахунку коефіцієнта корисної дії фонтанної свердловини

Контрольний розрахунок		
	Свердловина	контрольна
Вихідні дані:		
1	Глибина свердловини (в метрах)	5500
2	Внутрішній діаметр обсадної колони (в міліметрах)	118,7
3	Внутрішній діаметр НКТ (в міліметрах)	50,3
4	Відносна шорсткість труб (в мм/мм)	0,0001
5	Зенітний кут нахилу стовбура (в градусах)	0
6	Пластовий тиск (в МПа)	60
7	Пластова температура (в Кельвінах)	420
8	Коефіцієнт продуктивності свердловини (в м ³ /(доба·Па))	6,25
9	Показник режиму фільтрації (безрозмірний)	1,20
10	Густина дегазованої нафти (в кг/м ³)	560
11	Густина пластової води (в кг/м ³)	1010
12	Відносна густина газу (безрозмірна)	1,014
13	Тиск насичення нафти газом (в МПа)	60
14	Пластовий газовий фактор (в м ³ /м ³)	600
15	Обводненість продукції (частки одиниці)	0
16	Об'ємний коефіцієнт нафти (безрозмірний)	1,15
17	Об'ємний коефіцієнт води (безрозмірний)	1
18	Коефіцієнт розчинності газу в нафті (в м ³ /м ³ ·МПа)	9,8
19	Коефіцієнт в'язкості дегазованої нафти (в Па·с)	0,0019
20	Поверхневий натяг на межі нафта-газ (в Н/м)	0,022

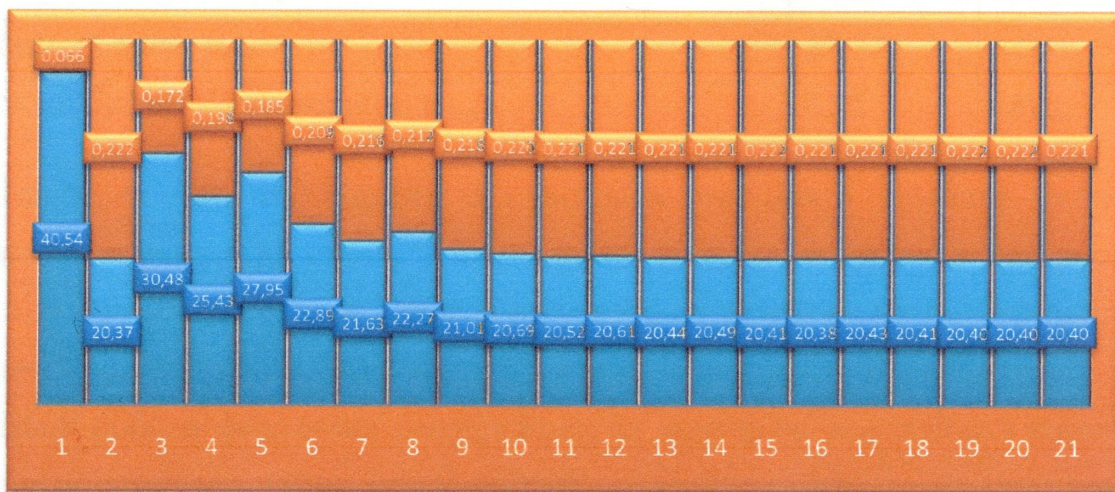


Рисунок 5.2 – Розрахунковий взаємозв'язок (діаграма) значин коефіцієнта корисної дії η та вибійного тиску p_b , при якому він досягнутий (за кроками розрахунку)

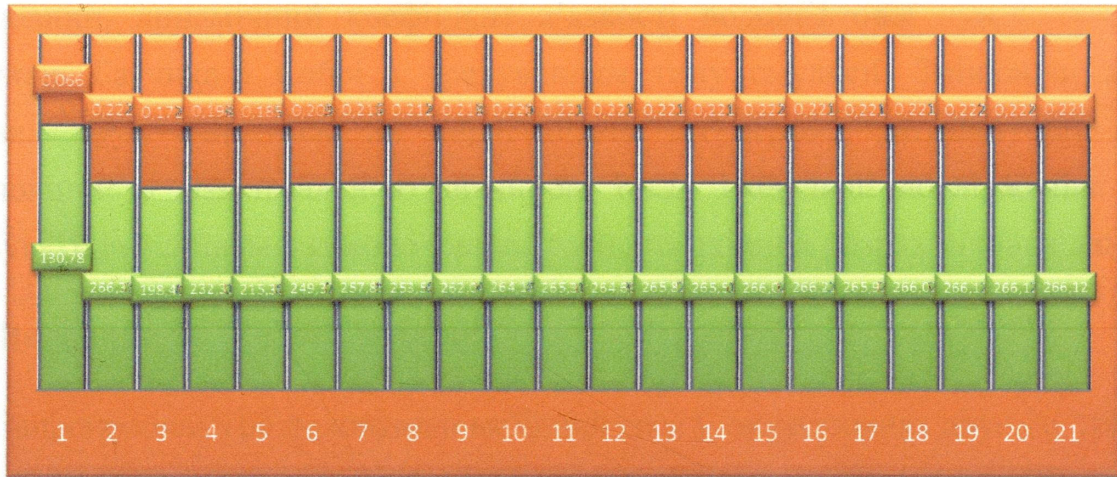


Рисунок 5.3 – Розрахунковий взаємозв’язок (діаграма) значин коефіцієнта корисної дії η та дебіту Q , при якому він отриманий (за кроками розрахунку)

Отже, ця свердловина може працювати з максимальним коефіцієнтом корисної дії 22,2%, забезпечуючи дебіт 388,9 м³/добу при вибійному і буферному тисках відповідно 20,37 і 4,25 МПа (таблиця 5.2).

Таблиця 5.2 – Приклад отриманих даних після проведення контрольного розрахунку коефіцієнта корисної дії фонтанної свердловини

	Показники	Значення	Розмірність
1	Максимальний коефіцієнт корисної дії фонтанного піднімача складає, η	22,2	%
2	Дебіт свердловини, Q	388,9	м ³ /добу
3	Вибійний тиск, $p_{\text{виб}}$	20,37	МПа
4	Тиск на буфері свердловини, $p_{\text{буф}}$	4,25	МПа

Таким чином, на відміну від відомих методів і методик розрахунку коефіцієнта корисної дії процесу піднімання однорідної рідини з використанням рівнянь технічної гідравліки і розрахунку коефіцієнта корисної дії газорідинного піднімача за наближеними залежностями Крилова О. П. розв’язано задачу оптимізації роботи фонтанної свердловини за критерієм коефіцієнта корисної дії на основі положень сучасної теорії потоків висхідних газоводонафтових сумішей і розроблено практичну методику. Для визначення записано рівняння збереження маси суміші і рівняння руху за методом Поеттманна - Карпендера. Враховано зміну властивостей нафти, нафтового газу і пластової води залежно від зміни тиску і температури з побудовою залежності зміни останніх вздовж стовбура

свердловини, динамічний коефіцієнт в'язкості водонафтової суміші виражено формулою Гатчика і Сабрі з урахуванням типу емульсії. Змінюючи діаметр ліфтових труб (чи тиск на гирлі перед штуцером), оптимізуємо роботу свердловини за максимальною значиною ККД. Подальші дослідження можна пов'язувати із впливом і забезпеченням точності вхідних розрахункових даних.

Висновки до п'ятого розділу

Запропоновано розраховувати вибійний тиск у свердловинах другого, третього і четвертого типів за гирловим тиском під час руху газоводонафтової суміші в ліфтових трубах на основі одної із моделей гомогенного чи роздільного руху, розроблених у сучасній теорії висхідних газоводонафтових потоків.

Подано метод розрахунку вибійного тиску у свердловинах, в яких газ у вільному стані надходить разом із нафтою із покладу.

На основі методу розроблено конкретну методику розрахунку вибійного тиску за гирловим тиском газоводонафтової суміші, в основу якого покладено часто застосовуваний і доволі точний метод Поеттманна-Карпентера і з уточненим розрахунком кореляційного коефіцієнта і густини.

Особливістю методики є введення уточненого розрахункового кореляційного коефіцієнта, при використанні якого похибка не перевищує 4,5%, а також те, що на відміну від класичного методу Поеттманна-Карпентера, використано формули для розрахунку об'ємного коефіцієнта нафти із попереднім визначення приросту об'єму нафти за рахунок одиничної зміни температурного коефіцієнта об'ємного розширення розгазованої нафти $\alpha_{\text{н}}, \text{K}^{-1}$ за стандартного тиску для нафт, густина яких є меншою за 780 кг/м^3 , тобто автором розширено діапазон визначення об'ємного коефіцієнта для нафт перехідного типу, що є властивими для глибоко занурених покладів.

Розв'язано задачу і створено практичну методику оптимізації роботи фонтанної свердловини, на відміну від відомих методів розрахунку коефіцієнта корисної дії процесу піднімання однорідної рідини з використанням рівнянь технічної гідравліки і розрахунку коефіцієнта корисної дії газорідинного піднімача за наближеними залежностями Крилова О. П., за критерієм коефіцієнта корисної дії (ККД) на основі положень сучасної теорії потоків висхідних газоводонафтових сумішей.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій удосконалено технологію видобування нафти за зміни експлуатаційного газового фактора, вилучання її з покладу та піднімання у фонтанній свердловині на поверхню на основі самоузгодження процесів спільної роботи двох ланок єдиної гідродинамічно зв'язаної системи “поклад-свердловина”, рухи газорідних потоків в котрій визначаються різними параметрами відповідно фазовими проникностями в покладі, що зумовлюють зміну газового фактора в часі, і коефіцієнтом гідравлічного опору в стовбурі свердловини, результатом чого буде досягнуто ресурсощадження в покладі і енегозбереження у стовбурі свердловини.

1. Проаналізовано існуючі підходи до розробки нафтових родовищ при режимі розчиненого газу і результати дослідження процесів фільтрації газонафтової суміші в покладі, методи проектування експлуатації фонтанних свердловин з використанням теорії висхідних потоків газорідних сумішей на основі моделі гомогенного руху, а також стан фонтанної експлуатації свердловин і перспективи видобування нафти в Україні.

2. Розроблено метод, методику та комп'ютерну програму для проектування технологічних параметрів процесу газліфтного фонтанування та показників розробки нафтового покладу в умовах самоузгодження двох ланок системи поклад-свердловина.

3. Удосконалено технологію видобування нафти в умовах самоузгодження процесів у покладі і в свердловині при газліфтному фонтануванні за змінного газового фактора в часі за рахунок використання трьох принципово нових підходів до процесів проектування розробки нафтових родовищ та експлуатації свердловин.

4. Проведено числове дослідження впливу фазових проникностей на процес розробки покладу та показано, що відносні фазові проникності є одним із основних параметрів, що визначають гідрогазодинаміку гетерогенних систем. Побудовано залежності відносних фазових проникностей від насиченості з урахуванням капілярного тиску за Г.Д. Гольф-Рахтом та параметра розподілу пор за розмірами λ , який враховує особливості конкретної пластової системи, а значить, для адекватного тиску її не вдасться обійтися без експериментального дослідження кернів. Проілюстровано вплив відносних фазових проникностей на розрахункові технологічні показники розробки покладу, які визначають режим фонтанування

свердловини. Результати виконаного числового експерименту переконують, що розраховані величини технологічних параметрів розробки нафтового покладу при режимі розчиненого газу істотно залежать від вибраних залежностей фазових проникностей для нафти і газу. Тому, необхідно мати конкретні лабораторні залежності фазових проникностей стосовно цього покладу та необхідно включити в галузевий регламент обов'язкове експериментальне визначення залежностей фазових проникностей в усьому діапазоні зміни насиченості змочувальною фазою, стосовно до конкретного покладу.

5. Проведено порівняння результатів розрахунків за аналітичним і числовим методами визначення показників розробки нафтових родових на режимі розчиненого газу з уже відомими, а також результати застосування універсальної залежності падіння дебіту свердловин у часі з уже відомими.

6. Обґрунтовано ймовірнісний характер законів зменшення дебітів свердловин у часі та виведено універсальну залежність на основі об'єднаного нами закону Вейбулла-Макегама. Встановлено, що він найбільш повно враховує ускладнювальні чинники, які зумовлюють падіння дебіту свердловини в часі, оскільки із універсального закону зміни дебіту свердловини в часі, як окремі випадки, впливають основні найбільш поширені закони падіння дебіту, а при певних припущеннях й інші залежності.

7. Розв'язано задачу і створено практичну методику оптимізації роботи фонтанної свердловини, в якій, на відміну від відомих розрахунків коефіцієнта корисної дії процесу піднімання однорідної рідини з використанням рівнянь технічної гідравліки і розрахунку коефіцієнта корисної дії газорідинного піднімача за наближеними залежностями О. П. Крилова, здійснено розрахунок за критерієм коефіцієнта корисної дії на основі положень сучасної теорії потоків висхідних газоводонафтових сумішей.

8. Вперше розроблено метод визначення вибійного тиску за наявності перешкод для інструментального вимірювання у стовбурі свердловини з метою контролю за роботою діючих фонтанних свердловин. На основі методу розроблено конкретну методику розрахунку вибійного тиску за гирловим тиском газовонафтової суміші, в основу якого покладено часто застосовуваний метод Поетманна-Карпентера і з уточненим розрахунком кореляційного коефіцієнта і густини.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. [Електронний ресурс]: Розпорядження Кабінету міністрів України від 24 липня 2013 р. № 1071-р. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/snow/n0002120-13>.
2. Євдошук М. І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ / М. І Євдошук. – К.: Наукова думка, 1997. – 279 с.
3. Крижанівський Є. І. Наші науковці знають, як забезпечити Україні енергонезалежність: Актуальне інтерв'ю / Є. І. Крижанівський. // Газета "Галичина". – 2015. – №108 (5061). – С. 5.
4. Ємнісно-фільтраційні властивості глибокозалягаючих палеогенових порідколекторів Бориславського НГПР та особливості їх нафтогазоносності / Б. Й. Маєвський, А. В. Ярема, С. С. Куровець, Т. В. Здерка // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – №1. – С. 32-39.
5. Бойко В. С. Видобування нафти в ускладнених умовах. / В. С. Бойко, Р. В. Бойко, Р. В. Грибовський, В. Д. Середюк, Р. Ф. Лагуш, Б. М. Міщук: Монографія. – Івано-Франківськ: Вид-во „Нова Зоря”, 2013. – 771 с.
6. Бойко В. С. Спільна робота видобувної свердловини і нафтового покладу при режимі розчиненого газу / В. С. Бойко, Б. М. Міщук, Т. С. Веклин // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – №4 (30). – С. 21-26.
7. Бойко В. С. Узгодження роботи нафтового покладу і свердловини в часі за умов газліфтного фонтанування при проектуванні та експлуатації свердловини / В. С. Бойко, Б. М. Міщук, Т. С. Веклин // Прикарпатський вісник Наукового товариства ім. Шевченка. – Івано-Франківськ: Івано-Франківський осередок НТШ, 2011. – Число 1(13). – С. 230-237.
8. Бойко В. С. Дослідження особливостей роботи видобувної свердловини в системі з нафтовим покладом з метою її проектування та експлуатації. В. С. Бойко, Б. М. Міщук, Т. С. Веклин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – №1(42). – С. 155-160.

9. Boiko V. S. Probabilistic behavior of well rate decrease laws through time. Universal dependence of Weibull-Makeham law / V. S. Boiko, B. M. Mishchuk // Journal of hydrocarbon power engineering. – Ivano-Frankivsk: Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, 2014. – №1(1). – P. 5 – 12.
10. Міщук Б. М. Новий метод проектування технологічних параметрів газліфтного фонтанування свердловин при режимі розчиненого газу в покладі / Б. М. Міщук // Тези доповідей міжнародної науково-техн. конф. “Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи”. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – С. 96 – 97.
11. Бойко В. С. Чутливість розрахункових технологічних показників розробки покладу до зміни вхідних параметрів / В. С. Бойко, Б. М. Міщук // 4-та Міжнародна науково-технічна конференція "Нафтогазова енергетика 2015". – 21-23 квітня 2015 р. м. Івано-Франківськ, 2015. – С. 65-67.
12. Бойко В. С. Обґрунтування розміщення свердловин на покладі при режимі розчиненого газу / В. С. Бойко, Б. М. Міщук // Молодежная/студенческая научная конференція “Intellectual potential of the xxi century ‘2015”. – [електронний ресурс] . – режим доступу <http://www.sworld.com.ua/konferm2/196.pdf>.
13. Бойко В. С. Обґрунтування розміщення свердловин на покладі при режимі розчиненого газу / В. С. Бойко, Б. М. Міщук // Сборник научных трудов SWorld. – Иваново: Маркова АД. – 2015. – №4(том5). – С. 33 – 36.
14. Бойко В. С. Метод і методика оптимізації процесу фонтанування діючих свердловин на основі положень теорії висхідних газоводонафтових потоків / В. С. Бойко, Р. В. Грибовський, Т. Р. Бойчук, Б. М. Міщук. // Нафтогазова енергетика. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2015. – №4(42). – С. 155-160.
15. Бойко В. С. Метод і методика розрахунку вибійного тиску у діючих фонтанних свердловинах з ускладненими умовами експлуатації / В. С. Бойко, Б. М. Міщук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – №4(42). – С. 155-160.
16. До питання розвитку літогенетичної тріщинуватості та нафтогазоносності глибокозанурених теригенних порід-колекторів Передкарпатського прогину і

- Дніпровсько-Донецької западини / Б. Й. Маєвський, В. М. Бенько, Т. В. Здерка, С. С. Куровець // Геоінформатика. – 2008. – №4. – С. 21-24.
17. Вплив вторинних змін на колекторські властивості глибокозанурених порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину / М. І. Манюк, Б. Й. Маєвський, В. Р. Хомин [та ін.] // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2011. – №2. – С. 5-12.
18. Гришаненко В. П. Наукові основи вдосконалення розробки родовищ нафти і газу / В. П. Гришаненко, Ю. О. Зарубін, В. М. Дорошенко, М. В. Гунда, В. Й. Прокопів, В. С. Бойко, та ін.: Монографія. – Київ: ДП “Науканафтогаз”, НАК “Нафтогаз України”, 2014. – 456 с.
19. Умови формування ємнісно-фільтраційних властивостей, фаціальні особливості та поширення порід-колекторів глибокозанурених горизонтів відкладів $C_m C_b C_s C_v$ центральної та південно-східної частин ДДЗ / В. М. Бенько, Б. Й. Маєвський // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – №5. – С. 4-15.
20. Бенько В. М. Структурно-тектонічні критерії нафтогазоносності глибокозанурених (5-7 км) горизонтів центральної та південно-східної частин ДДЗ / В. М. Бенько, Б. Й. Маєвський // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 4. – С. 8-20.
21. Бенько В. М. Умови формування ємнісно-фільтраційних властивостей, фаціальні особливості та поширення порід-колекторів глибокозанурених горизонтів відкладів $C_{2m}, C_{2b}, C_{1s}, C_{1v}$ центральної та південно-східної частин ДДЗ / В. М. Бенько, Б. Й. Маєвський // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 5. – С. 4-15.
22. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник для вищих навчальних закладів з грифом Міністерства освіти і науки України. 4-е доповнене видання / В. С. Бойко. – Київ: „Міжнародна економічна фундація”, 2008. – 488 с.
23. Правила розробки родовищ нафти і газу України (проект). – Київ, 2002. – 108 с. (ВАТ „УкрНГГ”, УкрНДІгаз).
24. Бойко В. С. Проектування розробки нафтових родовищ: Підручник, для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: „Нова Зоря”. – 2011. – 580 с.

25. Акульшин А. И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений / А. И. Акульшин. – Москва: Недра, 1988. – 240 с.
26. Афанасьева А. В. Анализ разработки нефтегазовых залежей / Афанасьева А. В., Зиновьева Л. А. – Москва: Недра, 1975 – 225 с.
27. Бойко В. С. Технологія розробки нафтових родовищ. – Івано – Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 509 с.
28. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу (5-ти мовний українсько-російсько-англійсько-французько-німецький): Навчальний посібник з грифом Міністерства України. – У 2-х томах. – Том 1. А-К. Близько 4800 статей /. Бойко В. С., Бойко Р. В. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2004. – 560 с. – Том 2. Л-Я. 5831 стаття. – Львів: Априорі, Міжнародна економічна фундація, 2006. – 800 с.
29. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Київ-Львів, 1996. – 620 с.
30. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник с грифом Минвуза / Желтов Ю. П. – Москва: Недра, 1986. – 332 с.
31. Мала гірнича енциклопедія / В. С. Білецький, В. С. Бойко, С. Л. Букін та інш.; 2011., за заг. ред. В. С. Білецького. – У 3-ох томах. – Донецьк: Донбас. – 1 том (А - К). – 2004. – 620 с. – 2 том (Л-Р). – 2007. – 652 с. – 3 том (С-Я). – 2010. – 641 с.
32. Методика проектирования разработки морских нефтяных месторождений / А. М. Пирвердян, П. И. Никитин, Л. Б. Листенгартен и др. – Москва: Недра, 1975. – 160 с.
33. Мухарский Э. Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений платформенного типа / Мухарский Э. Д., Лысенко В. Д. – Москва: Недра, 1972. – 240 с.
34. Новые принципы и методы разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров и др. – Москва - Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ “Регулярная и хаотическая динамика”, 2009. – Часть 2. – 484 с.
35. Сазонов Б. Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме / Сазонов Б. Ф. – Москва: Недра, 1973. – 238 с.

36. Саттаров М. М. Проектирование разработки крупных нефтяных месторождений / Саттаров М.М. и др. – Москва: Недра, 1969.
37. Бойко В. С. Проектування експлуатації нафтових свердловин / В. С. Бойко: Підручник, для студентів ВНЗ. – Івано-Франківськ: “Нова Зоря”, 2011. – 784 с.
38. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти / И. Т Мищенко. – Москва: ФГУП Изд-во “ Нефть и газ ” РГУ нефти и газа им. И. М.Губкина, 2003. – 836с.
39. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика / И. А. Чарный. – Москва: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.
40. Баренблатт Г. И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов, В. М. Рыжик. – Москва: Недра, 1984. – 208 с.
41. Лейбензон Л. С. Движения природных жидкостей и газов в пористой среде / Л. С. Лейбензон. – М.-Л.: ОГИЗ Гос.изд. тех.-теор. литературы, 1947. – 244 с.
42. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. – М.-Ижевск: ИКИ, 2004. – 628 с.
43. Архангельский В. А. О применении к расчетам неустановившейся фильтрации газированных нефтей метода смены стационарных состояний / В. А. Архангельский. –1954. – №7.
44. Царевич К. А. Приближенный способ расчета притока нефти и газа к скважинам при режиме растворенного газа / К. А. Царевич. // Труды МНИ. – 1947. – №5.
45. Wyckoff R. D., Botset H. G. The flow of gas – liquid mixtures through uncounsolidated sands / R. D. Wyckoff, H. G. Botset // Physics, vol. 7. –1936. – N 9.
46. Лапук Б. Б. Об установившемся движении газированной жидкости в пористой среде / Б. Б. Лапук // Нефтяная промышленность СССР. – 1941. – №5.
47. Архангельский В. А. Взаимодействие пласта и скважины при двнжении газированной нефти / В. А. Архангельский // Инж. сб. АН СССР. – 1954. – т.9.
48. Архангельский В. А. Движение газированной нефти в системе пласт – скважина / В. А. Архангельский // Изв. АН СССР ОТН. – 1955. – №9.
49. Архангельский В. А. Взаимодействие пласта и скважины при движении газированной нефти. Труды совещания по развитию научно-исследовательских

работ в области вторичных методов добычи нефти / В. А. Архангельский. – Изд. АН Азерб. СССР. – 1953.

50. Зиновьева Л. А. Анализ влияния некоторых реальных свойств пластовой нефти на процесс ее фильтрации в условиях режима растворенного газа / Л. А. Зиновьева. – Тр. ВНИИ: вып. VI. Гостоптехиздат, 1954.

51. Боксерман А. А. Расчет притока газированной нефти к скважине в случае заданного забойного давления при режиме растворенного газа / А. А. Боксерман // НТС по добыче нефти (ВНИИ). – 1959. – ном. 3.

52. Зиновьева Л. А. Приближенный метод расчета притока газированной нефти к скважинам с учетом реальных свойств пластовых нефтей / Л. А. Зиновьева. – Тр. ВНИИ: вып. VI. Гостоптехиздат, 1954.

53. Царевич К. А. Гидромеханические приемы приближенного расчета дебитов нефти и газа из скважин при сплошной и сгущающейся системах разработки для нефтяных месторождений с газовым режимом / К. А. Царевич // Труды МНИ. – 1954. – № 4.

54. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах / Розенберг М. Д., Кундин С. А., Курбанов А. К., та ін. – М: изд-во "Недра", 1969. – 456с.

55. Эфрос Д. А. Проницаемость пористых сред при фильтрации газированной жидкости / Д. А. Эфрос // ДАН СССР. – 1960. – т. 132; № 2.

56. Эфрос Д. А. Исследования фильтрации неоднородных систем / Д. А. Эфрос. – Гостоптехиздат, 1963.

57. Кундин С. А. Экспериментальные данные о фазовых проницаемостях при фильтрации трехкомпонентных смесей/ С. А. Кундин // Тр. ВНИИ. – 1960.- Вып.28. – С.96-113.

58. Joslin W. J. Applying the frontal advance equation to vertical segregation reservoirs [Electronic resource] / W. J. Joslin // J. of Petrol. Technology: AS 1. – Electronic data. – 1964. – vol.16. Mode of access: www.webofscience.com. – Title from the screen.

59. Бойко В. С. Технологія видобування нафти. Підручник для студентів спеціальності “Видобування нафти і газу” / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Видавництво “Нова Зоря”, 2011. – 827с.
60. Нафтогаз України. Річний звіт [Електронний ресурс] // <http://www.naftogaz.com/>. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz%20Annual%20Report%202014.pdf>.
61. Ініціатива прозорості видобувних галузей. 1-й національний звіт України 2013 [Електронний ресурс] // <http://mre.kmu.gov.ua/>. – 2013. – Режим доступу до ресурсу: <http://mre.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245068274>.
62. Маєвський Б. Й. Актуальні проблеми нафтогазової геології : навч. посіб. / Б. Й. Маєвський, С. С. Куровець, О. Є. Лозинський. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 199. –195 с.
63. Актуальні проблеми нафтогазової геології: навчальний посібник Б. Й. Маєвський, С. С. Куровець, О. Є. Лозинський, [та ін.]. – Видання друге, перероблене та оновлене; за заг. ред. доктора геолого-мінералогічних наук, професора, лауреата Державної премії України в галузі науки і техніки Б. Й. Маєвського. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ: 2014.- 240 с. ISBN 978-966-694-208-4
64. Шестопапов В. Потужний вуглеводневий потенціал надр України — основа прийдешньої енергетичної незалежності [Електронний ресурс] / В. Шестопапов, П. Гожик, О. Лукін // gazeta.dt.ua. – 2009. – Режим доступу до ресурсу. http://gazeta.dt.ua/ECONOMICS/potuzhniy_vuglevodneviy_potentsial_nadr_ukrayini_osnova_priydeshnoyi_energetichnoyi_nezalezhnosti.html.
65. Khain V. E. Oil and Gas Potential of Deep- and Ultradeep-Water Zones of continental Margins [Electronic resource] / V. E. Khain, I. D. Polyakova // *Litology and Mineral Resources*. – Electronic data. – 2004. – Vol. 39 – No. 6. – PP. 530-540. Mode of access: www.webofscience.com. – Title from the screen.
66. Cope M. J. Algerian Licensing Round May Offer Opportunity for Exploration Plays in Deep Offshore Frontier [Electronic resource] / M. J. Cope // *First Break*. – Electronic data. – 2003. – vol. 21. –37-42 pp. Mode of access: www.webofscience.com. – Title from the screen.

67. Prospect of ultra-deep petroleum onshore China [Electronic resource] / Caineng Zou, Lianhua Hou, Rukai Zhu, Shaobo Liu, Zhi Yang, Gu Zhidong, Fan Yang and Chun Yang // ENERGY EXPLORATION & EXPLOITATION. – Electronic data. – 2014. – Volume 32 – Number 1. – pp. 19-40. Mode of access: www.webofscience.com. – Title from the screen.
68. Shirley K. Global Depths Have Great Potential [Electronic resource] / K. Shirley // AAPG Explorer. – Electronic data. – 2002. – 16-17 pp. Mode of access: www.webofscience.com. – Title from the screen.
69. Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України: Зб. наук. праць. / Під ред. Б. Й. Маєвського (відп. редактор). – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – 219 с.
70. конфе, Бенько В. М. Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів центральної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини / В. М. Бенько // Нафтогазова геофізика – інноваційні технології: Матеріали міжнародної науково-практичної конференції (Івано-Франківськ, 25-29 квітня 2011 року). – Івано-Франківськ. – 2011. – С. 25-26.
71. Мончак Л. С., Михайлюк В. Д., Філюк О. С. Прогнозування колекторських властивостей гірських порід на великих глибинах на прикладі палеогенових порід Передкарпаття // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 4 (9). – С. 108 – 110.
72. Лукін О. Ю., Щукін М. В. Проблема нафтогазоносності великих глибин // Перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів осадових басейнів України. – Івано-Франківськ: ІФТУНГ. – 2005. – С. 18 – 19.
73. Маєвський Б. Й., Анікеєв С. Г., Мончак Л. С. та ін. «Новітні дослідження геологічної будови і перспектив нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів Українських Карпат» Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – 208 с.
74. Маєвський Б. Й. Новітні дослідження геологічної будови і перспектив нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Українських Карпат / Маєвський Б. Й., Анікеєв С. Г., Мончак Л. С.; Івано-Франківськ; за заг. ред. Б. Й. Маєвського. – ІФНТУНГ, 2012. – 208 с.

75. Заяць Х. Б. Глибинна будова надр Західного регіону України на основі сейсмічних досліджень і напрямки пошукових робіт на нафту і газ / Х. Б. Заяць. – Львів: ЛВ УкрДГРІ, 2013. – 136 с.
76. Хомин В. Р. Геологічна будова і перспективи нафтогазоносності центральної та північно-західної Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5 - 8 км :. Автореф. дис... канд. геол. наук: 04.00.17 / В. Р. Хомин; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. - Івано-Франківськ, 2004. - 21 с. - укр.
77. Манюк М. І. Вплив вторинних змін на колекторські властивості глибокозанурених порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину / М. І. Манюк, Б. Й. Маєвський, В. Р. Хомин, Т. В. Здерка, І. Л. Захарук // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. - 2011. - № 2. - С. 5-12. - Бібліогр.: 17 назв. - укр.
78. Маєвський Б. Й. Прогнозування фазового стану вуглеводнів на великих глибинах у Передкарпатському прогині / Б. Й. Маєвський, В. Р. Хомин, М. І. Манюк, С. С. Куровець, Т. В. Здерка // Геоінформатика. - 2011. - № 3. - С. 30-35. - Бібліогр.: 19 назв. - укр.
79. Гладун В. В. Нафтогазоносні ресурси Східного регіону України та перспективи їх освоєння // Доп. НАН України. – 2006. – № 8. – С. 140–143.
80. Петров А. А. Углеводороды нефти. М.: Госэнергоиздат, 1984. – 265 с. 747.
81. Акульшин А.Н. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. – Москва: Недра, 1988. – 240 с.
82. Криснтеа Н. Подземная гидравлика / Н. Криснтеа. Том II. – Пер. с рум. – Москва: Гостоптехздат, 1962. – 492с.
83. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений . Проектирования разработки / Ш. К. Гиматудинов, Ю. П. Борисов , М. Д. Розенберг [и др.]. – Москва: Недра, 1983 – 463 с.
84. Андриасов Р. С. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. Под. ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва: Недра, 1983. – 455 с.

85. Акульшин А. И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебник / А. И. Акульшин, В. С. Бойко, Ю. А. Зарубин, В. М. Дорошенко. – Москва: Недра, 1989. – 480 с.
86. Бойко В. С. Підземна гідрогазомеханіка: Підручник з грифом Міністерства освіти України / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. – Львів: Априорі, 2007. – 449 с.
87. Бойко В. С. Обводнення газових і нафтових свердловин. У 3-х томах. Том 3-й. Книга перша. Особливості експлуатації свердловин / В. С. Бойко, Р. В. Бойко, Л. М. Кеба, О. В. Семінський. За заг. ред. В. С. Бойка: Монографія. – Івано-Франківськ: Вид. “Нова Зоря”, 2011. – 713 с.
88. Требин Ф. А. Распределение водонефтеносности в пористой среде при вытеснении из нее нефти водой / Ф. А. Требин, В. П. Оноприенко // Азерб. нефт. хоз. – 1957. – № 4.
89. Leverett M. C. Flow of oil – water mixtures through uncousolidated sands. / M. C. Leverett // Trans AIME. – 1939, vol. 132. – p. 149.
90. Wyckoff R. D. The flow of gas – liquid mixtures through uncounsolidated sands / R. D. Wyckoff R. D., H. G. Botset H. G. // Physics. – 1936. – vol. 7, . – N 9.
91. Leverett M. C. Stady flow of gas-oil-water mixtures through unconsolidated sands / M. C. Leverett, Lewis W. D. // Trans. AIME. – 1941, vol. 142. – p. 107.
92. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – Гостоптех-издат. – 1962.
93. Muskat M. Physical principles of oil production / M. Muskat. – New-York- Toronto - London: Mc. Grow Hill Book Company. – 1949.
94. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т. Д. Голф-Рахт: Пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского / Под ред. А. Г. Ковалева. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
95. Хисамутдинов И. И. Разработка нефтяных месторождений. – Том 1. Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии / Хисамутдинов И. И., Хасанов М. М., Телин А. Г., Ибрагимов Г. З., Латипов А. Р. та ін. – Москва:

- Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1994. – 378 с.
96. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. Розенберг М.Д., Кундин С.А., Курбанов А.К., Суворов Н.И., Шовкринский Г.Ю. М., изд-во "Недра", 1969, стр. 456.
97. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Министерство энергетики Российской Федерации, 2002. – 60 с.
98. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
99. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.
100. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Министерство энергетики Российской Федерации, 2002. – 60 с.
101. Створення постійно діючих геолого-технологічних моделей нафтових і газових родовищ для складання проектів розробки: звіт про НДР. Кн. 3. / ДП "Наука нафтогаз" НАК "Нафтогаз України". – Київ, 2008. – 157 с.
102. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р. Д. Каневская. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 128 с.
103. месторождений, Казаков А. А. (ОАО «ВНИИнефть») Методика оценки эффективности геолого-технологических мероприятий по кривым падения дебита нефти Нефтяное хозяйство / 1999 / Декабрь / Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.
104. Mikael Höök Depletion and Decline Curve Analysis in Crude Oil Production, Global Energy Systems Department for Physics and Astronomy, Uppsala University, May 2009.
105. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. – Том второй. Перевод с англ. – Москва: Недра, 1965. – 992 с.

106. Kewen Li, A Decline Curve Analysis Model Based on Fluid Flow Mechanisms, SPE, and Roland N. Horne, SPE, Stanford University, 19–24 May 2003.
107. Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьёв А.Д. Математические методы в теории надежности. – Москва: Наука, 1965. – 524 с.
108. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов Р. Д. Каневская. – Москва – Ижевск: Институт комп'ютерних исследований, 2003. – 128 с.
109. Юдин Е. В. Подход к планированию добычных характеристик новых скважин в низкопроницаемом коллекторе / Е. В. Юдин А. А. Лубнин, А.В. Тимонов, Д.Р. Юлмухаметов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – Ноябрь.
110. Инструкция по определению газовых факторов ресурсов нефтяного газа, извлекаемого из недр: РД 30-1-353-80. Москва: ВНИИНефть, – Гидростокнефть, 1980. – 123ст.
111. Мищенко И. Т. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учебное пособие для вузов. / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Г. И. Богомольный. – Москва: Недра, 1984. – 273 с.
112. Зотов Г. А. Проектирование разработки месторождений природного газа // Российская газовая энциклопедия / Гл. ред. Вяхирев Р. И.. – Москва: Большая Российская энциклопедия, 2004. – С. 362-363. – ISBN 5852703273 фундація”, 2008. – 488 с.
113. Виноградов К. В. Движение газонефтяной смеси в фонтанных скважинах / К. В. Виноградов. – М.: Недра, 1964. - 138 с.
114. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти / В. И. Щуров: Учебник для вузов – М.: Альянс, 2005. – 510 с.

ДОДАТКИ

Методика спільного проектування показників розробки покладу та режиму експлуатації фонтанної свердловини четвертого типу при режимі розчиненого газу за змінного в часі газового фактора

Підготовка вхідних даних.

Дані про свердловину і режим роботи:

H – глибина свердловини, м;

α_3 – зенітний кут нахилу стовбура свердловини від вертикалі, градус;

$D_{\text{екс}}$ – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;

$T_{\text{пл}}$ – пластова температура, К;

Γ_T – геотермічний градієнт, К/м;

$Q_{\text{р ст}}$ – дебіт свердловини по рідині за стандартних умов, м³/с;

n_v – об'ємна обводненість продукції;

p_r – орієнтовний гирловий тиск, Па;

p_v – вибійний тиск, Па;

L – глибина опускання колони НКТ, м;

d – внутрішній діаметр колони НКТ, м.

1.2 Дані про фізичні властивості розгазованої нафти, нафтового газу і пластової води:

$\rho_{\text{н р}}$ – густина розгазованої нафти за стандартних умов, кг/м³;

p_n – тиск насичення нафти газом за пластової температури, Па;

Γ – газонасиченість (газовміст) пластової нафти (пластовий газовий фактор), зведена до нормальних умов, м³/ м³;

G_o – експлуатаційний газовий фактор, зведений до нормальних умов, м³/м³;

$\rho_{\text{го}}$ – густина газу однократного розгазування нафти за нормальних умов, кг/м³;

$\bar{\rho}_{\text{го}}$ – відносна (до повітря) густина газу;

y_m – молярна частка метану в газі однократного розгазування;

y_a – молярна частка азоту в газі однократного розгазування;

$\rho_{\text{в ст}}$ – густина пластової води за стандартних умов, кг/м³.

1.3 Довідникові дані:

$p_0 = 101325$ Па – тиск за нормальних і стандартних умов;

$T_0 = 273,15$ К – температура за нормальних умов;

$T_{ст} = 293,15$ К – температура за стандартних умов;

$g = 9,81$ м²/с – прискорення вільного падіння.

Послідовність розрахунків.

Нафтонасиченість на кінець заданого інтервалу часу визначається в такому порядку.

1. Розрахунок розпочинається від початкової точки, для якої $s_{ki} = s_{k0}$ і $p_{ki} = p_{k0} = p_{нас}$, де s_{k0} – початкова нафтонасиченість; p_{k0} – початковий тиск у покладі.

2. Задається крок зміни тиску від p_{ki} та p_{ki+1} .

3. За значинами тисків p_{ki} та p_{ki+1} на початку і кінці розглядуваного інтервалу, використовуючи експериментальні залежності, визначаються відповідні їм значини $R_{гн}(p)$, $\mu_{п}(p)$ і $b_{п}(p)$.

4. За середнім тиском на i -тому інтервалі та початковою нафтонасиченістю розраховується середній газовий фактор \tilde{G}_i .

Для початкового моменту середній газовий фактор визначається за середнім тиском $(p_{k0} + p_{ki}) / 2$ і нафтонасиченістю $s_{ki} = s_{k0}$.

5. Визначається $\psi(s_{ki})$.

6. Визначається s_{ki+1} .

7. Розрахунки повторюються для наступних інтервалів.

Отримана залежність між середніми значинами \tilde{s}_{ki} і \tilde{p}_{ki} характеризує динаміку насиченості пор нафтою.

8. Поточний коефіцієнт нафтовилучення при режимі розчиненого газу за тиску p_{ki} буде:

$$\eta = \frac{V_0 - V_i}{V_0} = 1 - \frac{V_i}{V_0} = 1 - \frac{s_{ki} b_{н}(p_{k0})}{s_{k0} b_{н}(p_{ki})},$$

де $V_0 = V s_{k0} / b_{н}(p_{k0})$; $V_i = V s_{ki} / b_{н}(p_{ki})$ – запаси нафти в пласті відповідно у початковий (за тиску p_{k0} і насиченості s_{k0}) і в поточний i -тий момент часу; V – об'єм порового простору (без зв'язаної води).

9. Дебіт свердловини по нафті визначають за формулою:

$$q_H = \frac{2\pi kh(p_K - p_B)\varphi}{\ln \frac{R_K}{r_c} - \frac{1}{2}},$$

де

$$\varphi = \left| \frac{\bar{k}_H(s)}{b_H(p)\mu_H(p)} \right|_{p=\frac{p_K+p_B}{2}};$$

$\bar{k}_H(s)$ – коефіцієнт відносної проникності для нафти, $\bar{k}_H(s) = k_H(s)/k$; $k_H(s)$ – коефіцієнт фазової проникності для нафти.

10. Для ряду заданих тисків p_K знаходять відповідні їм насиченості s_K (див. вище).

11. Із умови постійності газового фактора вздовж лінії течії визначають відношення коефіцієнтів фазових проникностей

$$\psi(\tilde{s}) = \frac{\tilde{G} - \frac{R_{ГН}(\tilde{p}_c)}{\rho_{Г0}}}{\frac{\mu_H(\tilde{p}_c)}{\mu_{Г}(\tilde{p}_c)} b_H(\tilde{p}_c) \frac{\rho_{Г}(\tilde{p}_c)}{\rho_{Г0}}},$$

де усереднений по пласту тиск $\tilde{p}_c = \frac{p_K + p_B}{2}$; \tilde{s} – відповідна тиску \tilde{p}_c значина

нафтонасиченості; \tilde{G} – газовий фактор, визначається за рівнянням (4.29) при тиску $p_{ко}$ і насиченості $s_{ко}$.

12. За значинами $\psi(\tilde{s})$ з допомогою експериментальних чи емпіричних залежностей (або таблиць Царевича) визначають насиченість \tilde{s} і коефіцієнт відносної проникності для нафти $\bar{k}_H(\tilde{s})$, які відповідають послідовності знайдених значин s_K .

13. За формулою (4.36) визначають дебіт нафти q_H для кожної пари p_K і s_K .

14. Визначають дебіт газу q_G за формулою (4.33).

15. Визначають динаміку зміни параметрів у часі за формулою (4.35), записуючи її у вигляді:

$$t = \pi R_K^2 h m (1 - s_{зв}) \sum_{s_j=s_0}^{s_K} \frac{1}{2} \left(\frac{1}{q_{Hi}} + \frac{1}{q_{Hi+1}} \right) \left(\frac{s_i}{b_H(p_i)} - \frac{s_{i+1}}{b_H(p_{i+1})} \right). \quad (4.39)$$

Кінцевий строк розробки покладу визначається за цією ж формулою, тільки береться величина s_K , яка відповідає кінцевому тиску в пласті p_K .

16. Дебіт свердловини по газу визначають за формулою:

$$q_r = q_H \tilde{G},$$

17. Зв'язок між параметрами в часі встановлюють за рівнянням матеріального балансу для нафти, відповідно з яким різниця запасів нафти в пласті (за різних тисків $p_{к0}$ і p) дорівнює накопиченому відбору нафти:

$$\frac{Vs(p_{к0})}{b_H(p_{к0})} - \frac{Vs(p)}{b_H(p)} = \int_0^t q_H dt,$$

де $V = \pi(R_K^2 - r_c^2) h m (1 - s_{зв}) \cong \pi R_K^2 h m (1 - s_{зв})$ – нафтонасичений об'єм пор у початковий момент часу; $s_{зв}$ – коефіцієнт насиченості пор зв'язаною водою.

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

19 Визначення кількості розрахункових кроків для тиску газорідного потоку.

Розрахунки розподілу тиску виконуються за принципом “зверху вниз”.

Для визначення кількості розрахункових кроків для тиску розбиваємо загальний діапазон зміни тиску (від тиску на гирлі свердловини p_r до тиску на вибої, а точніше, до початкового тиску $p_{грс}$ на ділянці руху газорідного потоку) на рівні інтервали Δp_i , які орієнтовно повинні бути в межах 5-10% від очікуваного тиску $p_{грс}$ на ділянці колони піднімальних труб, де рухається газорідна суміш.

Тиск $p_{грс}$ вибираємо так:

якщо $p_b < p_n$, то $p_{грс} = p_b$ (наприклад, фонтанна свердловина третього чи четвертого типу з початком виділення газу в пласті);

якщо $p_b \geq p_n$, то $p_{грс} = p_n$ (наприклад, фонтанна свердловина другого типу з початком виділення газу у стовбурі свердловини).

Задаємо $\Delta p_i = (0,05 \div 0,1) p_{грс}$.

Кількість розрахункових кроків (інтервалів) по тиску визначаємо за формулою:

$$N_k = \frac{p_{грс} - p_{г}}{\Delta p_i},$$

при цьому N_k заокруглюємо до цілого числа і знаходимо із (5.1) уточнений інтервал тиску Δp_i .

Відповідно послідовний ряд значин тисків, які задаються в точках (перерізах) піднімальної колони труб, що розміщені нижче від гирла свердловини (нижче від гирлового тиску $p_{г}$), буде таким:

$$p_i = p_{г} + \sum_{i=1}^{N_k} \Delta p_i,$$

а загальна кількість тисків, які задаються.

$$n_k = N_k + 1$$

Подальші розрахунки здійснюємо для всіх $i = 0; 1; 2; 3; \dots; N_k$, причому за $i = 0$ тиск $p_i = p_{г}$ або $p_i = p_{грс}$.

20 Розрахунки температурних умов у свердловині.

20.1 Розраховуємо термодинамічний градієнт потоку, який залежить від дебіту свердловини і внутрішнього діаметра піднімальних труб, а зокрема тут, для прикладу, від внутрішнього діаметра НКТ (у загальному випадку – змінні величини), за формулою, К/м (припускаємо, що рух ГРС відбувається в НКТ) [37]:

$$\Gamma_n = \frac{0,0034 + 0,79\Gamma_T}{10^{Q_{грс}/20d^{2,67}}}$$

20.2 Визначаємо температуру на гирлі свердловини за формулою, К:

$$T_r = T_{пл} - \Gamma_n H$$

20.3 Визначаємо температуру потоку T_i , яка відповідає знайденим тискам p_i , за інтерполяційною формулою:

$$T_i = T_r + (T_{пл} - T_r) \frac{p_i - p_r}{p_b - p_r}$$

21 Розрахунки однократного розгазування проби пластової нафти.

У результаті розрахунків необхідно отримати питомий об'єм виділеного (вільного) газу і об'ємний коефіцієнт нафти за знайдених тисків p_i і відповідних їм температур T_i .

21.1 Розраховуємо біжучий рівноважний тиск насичення нафти газом у стовбурі свердловини для температури T_i за формулою, Па [37]:

$$p_{ni} = p_n - \frac{10^6 (T_{пл} - T_i)}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma(y_m - 0,8y_a)}}$$

21.2 Розраховуємо зведений до нормальних умов питомий об'єм виділеного газу $V_{г.в}$, м³/т у такій послідовності:

$$R(p_i) = \frac{1 + \lg(10^{-6} p_i)}{1 + \lg(10^{-6} p_{ni})} - 1;$$

$$m(T_i) = 1 + 0,029 (T_i - 293) (10^{-3} \rho_{нр} \bar{\rho}_{го} - 0,7966);$$

$$V_{г.в}(p_i, T_i) = \Gamma R(p_i) m(T_i) [D(T_i) (1 + R(p_i)) - 1]$$

21.3 Розраховуємо залишкову газонасиченість нафти (питомий об'єм розчиненого газу $V_{г.р}$) в процесі її розгазування, м/т за формулою:

$$V_{г.р}(p_i, T_i) = \Gamma m(T_i) - V_{г.в}(p_i, T_i)$$

22.4 Розраховуємо відносну густину виділеного газу $\bar{\rho}_{г.в}$ в такій послідовності:

$$\alpha(T_i) = 1 + 0,0054(T_i - 293);$$

Додаток А

$$u = 10^{-3} \rho_{\text{н}} \rho_{\Gamma} - 186; \quad (0.2)$$

$$\bar{\rho}_{\text{гв}}(p_i, T_i) = \alpha(T_i) [\bar{\rho}_{\text{го}} - 0,0036(1 + R(p_i))(1057 + uR(p_i))]$$

22.5 Розраховуємо відносну густину розчиненого газу $\bar{\rho}_{\Gamma p}$, який залишається в нафті за заданих умов її розгазування, за формулою:

$$\bar{\rho}_{\Gamma p}(p_i, T_i) = \frac{\Gamma \left[\alpha(T_i) m(T_i) \bar{\rho}_{\text{го}} - \frac{\rho_{\text{гв}}(p_i, T_i) V_{\text{гв}}(p_i, T_i)}{\Gamma} \right]}{V_{\text{гп}}(p_i, T_i)}$$

22.6 Розраховуємо об'ємний коефіцієнт нафти $b_{\text{н}}(p_i, T_i)$, попередньо визначивши приріст об'єму нафти за рахунок одиничної зміни її газонасиченості $\lambda(p_i, T_i)$ і температурний коефіцієнт об'ємного розширення розгазованої нафти $\alpha_{\text{н}}$, K^{-1} за стандартного тиску:

$$\lambda(p_i, T_i) = \frac{10^{-3} [4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}} + 1,0337 \bar{\rho}_{\text{гп}}(p_i, T_i)]}{\alpha(T_i)} + 5,581 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{нр}} (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{нр}}) V_{\text{гп}}(p_i, T_i) V_{\text{гп}}(p_i, T_i) V_{\text{гп}}(p_i, T_i);$$

$$\alpha_{\text{н}} = \begin{cases} 10^{-3} (5,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 360 < \rho_{\text{нр}} \leq 460; \\ 10^{-3} (4,583 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 460 < \rho_{\text{нр}} \leq 560; \\ 10^{-3} (4,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 560 < \rho_{\text{нр}} \leq 660; \\ 10^{-3} (3,583 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 660 < \rho_{\text{нр}} \leq 780; \\ 10^{-3} (3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 780 < \rho_{\text{нр}} \leq 860; \\ 10^{-3} (2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}}), & \text{якщо } 860 < \rho_{\text{нр}} \leq 960; \end{cases}$$

$$b_H(p_i, T_i) = 1 + 1,0733 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нр}} V_{\text{гр}}(p_i, T_i) \lambda(p_i, T_i) / m(T_i) + \\ + \alpha_H(T - 293) - 6,5 \cdot 10^{-10} p_i.$$

Додаток А

23 Розрахунки коефіцієнта стисливості вільного газу.

23.1 Визначаємо відносну (до повітря) густину суміші газів (окрім азоту):

$$\bar{\rho}_{\text{гс}} = \frac{\bar{\rho}_{\text{го}} - 0,97 y_a}{1 - y_a}$$

23.2 Визначаємо зведені тиск і температуру суміші вуглеводневих і невеликої (до 5%) кількості неуглеводневих (без азоту) газів за формулами (якщо газ іншого складу, беруть інші відповідні формули [113]):

$$p_{\text{зв}i} = \frac{p_i}{10^5 (46,9 - 2,06 \bar{\rho}_{\text{гс}}^2)};$$

$$T_{\text{зв}i} = \frac{T_i}{97 + 172 \bar{\rho}_{\text{гс}}}$$

23.3 Визначаємо коефіцієнт стисливості вуглеводневої складової газу (для умов тиску 0 - 20 МПа і температура 273 – 355 К) за формулами (за інших термобаричних умов беруть аналогічно відповідні їм інші формули):

за $0 \leq p_{\text{зв}i} \leq 3,8$ і $1,17 \leq T_{\text{зв}i} \leq 2,0$

$$z_B(p_i, T_i) = 1 - p_{\text{зв}i} \left[\frac{0,18}{(T_{\text{зв}i} - 0,73) - 0,135} \right] + \frac{0,016 p_{\text{зв}i}^{3,45}}{T_{\text{зв}i}^{6,1}};$$

за $0 \leq p_{\text{зв}i} \leq 1,45$ і $1,05 \leq T_{\text{зв}i} < 1,17$

$$z_B(p_i, T_i) = 1 - 0,23 p_{\text{зв}i} - (1,88 - 1,6 T_{\text{зв}i}) p_{\text{зв}i}^2;$$

за $1,45 \leq p_{\text{зв}i} \leq 4,0$ і $1,05 \leq T_{\text{зв}i} \leq 1,17$

$$z_b(p_i, T_i) = 0,13p_{3Bi} + (6,05T_{3Bi} - 6,25)T_{3Bi} / p_{3Bi}^2.$$

Додаток А

23.4 Визначаємо коефіцієнт стисливості азоту (для умов тиску 0 - 20 МПа і температури 280 - 380 К):

$$z_a(p_i, T_i) = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} (T_i - 273)^{3,71} (10^{-6} p_i)^{\frac{14,7}{\sqrt{T_i - 273}}}.$$

23.5 Визначаємо коефіцієнт стисливості вільного газу:

$$z_r(p_i, T_i) = z_b(p_i, T_i)(1 - y_a) + z_a(p_i, T_i)y_a.$$

24 Розрахунки параметрів руху газорідного потоку, градієнтів тиску в колоні труб і довжин інтервалів колони (це блок розрахунків, який відображає безпосередньо метод Поеттманна-Карпентера, уточнений нами).

24.1 Визначаємо питомий об'єм газоводонафтової суміші за заданих термобаричних умов (p_i, T_i) потоку, який віднесений до одиниці об'єму розгазованої нафти, $\text{м}^3/\text{м}^3$:

$$V_c(p_i, T_i) = \frac{b_H(p_i, T_i) + [V_{гв}(p_i, T_i)z_r(p_i, T_i)p_o T_i]}{(p_i T_o)} + \frac{n_B}{(1 - n_B)}.$$

24.2 Визначаємо питому масу газоводонафтової суміші, віднесену до одиниці об'єму розгазованої нафти за стандартних умов, $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$M_c = \rho_{нр} + \rho_{го} \Gamma + \rho_{вст} n_B / (1 - n_B).$$

24.3 Визначаємо ідеальну густину газоводонафтової суміші (без урахування впливу відносної швидкості фаз), $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho_{ci}(p_i, T_i) = M_c / V_c(p_i, T_i).$$

24.4 Кореляційний коефіцієнт λ_k визначається за емпіричною формулою, отриманою на основі промислових досліджень на свердловинах багатьох родовищ, у залежності від критеріїв Кутателадзе Ku , Фруда Fr_c і Рейнольдса Re_c :

ρ_p – густина рідини кг/м^3 ,

Додаток А

$$\rho_p = \rho_{нр}(1 - n_b) + \rho_b n_b$$

$\rho_{нр}$ – густина нафти, кг/м^3 , n_b – об'ємна обводненість продукції, ρ_b – густина води, кг/м^3 ;

ρ_r – густина газу за певних термобаричних (температура T_i і тиск p_i) умов, кг/м^3 ,

$$\rho_r(p_i, T_i) = \rho_{r,ст} \frac{p_i T_{ст}}{z p_0 T_i}$$

$\rho_{r,ст}$ – густина газу за стандартних умов, кг/м^3 , z – коефіцієнт стисливості газу при тиску p_i і температурі T_i ; $T_{ст}$ – температура за стандартних умов, К, p_0 – за нормальних і стандартних умов, Па; Q_n – об'ємна витрата нафти, $\text{м}^3/\text{с}$,

$$Q_n(p_i, T_i) = Q_{нр} b_n(p_i, T_i)$$

$Q_{нр}$ – дебіт розгазованої рідини, $\text{м}^3/\text{с}$, Q_b – об'ємна витрата води, $\text{м}^3/\text{с}$, $V_i(p_i, T_i)$ – об'ємна витрата газу, $\text{м}^3/\text{с}$,

$$V_i(p_i, T_i) = (V_{гв} + R_{0,зан}) \frac{Q_{нр} z_r p_0 T_i}{86400 T_0 p_i}$$

$V_{гв}$ – експериментальні дані визначення питомого об'єму газу, що виділився; питома витрата запомповуваного газу $R_{0,зан}$; \tilde{p}_i – середня значина тиску для i -того кроку, МПа; \tilde{T}_i – середня значина температури для i -того кроку, К; f – площа прохідного поперечного перерізу труби, м^2 ; g – прискорення вільного падіння, м/с^2 ; d – внутрішній діаметр труби, м; $w_c(p_i, T_i)$ – об'ємна швидкість суміші, м/с ;

$$w_c(p_i, T_i) = \frac{Q_b + Q_n(p_i, T_i) + V_i(p_i, T_i)}{f}$$

Fr_c – критерій Фруда суміші,

$$Fr_c = \frac{(w_c(p_i, T_i))^2}{gd};$$

Додаток А

$\sigma_{nr}(p_i, T_i)$ – поверхневий натяг газонасиченої нафти на межі з виділеним газом у розрахункових термобаричних умовах за формулою П.Д. Ляпкова, Н/м,

$$\sigma_{nr}(p_i, T_i) = \frac{1}{10^{1,58+0,05 \cdot 10^{-6} p_i}} - 72 \cdot 10^{-6} (T_i - 305);$$

We_c – критерій Вебера

$$We_c = \frac{\sigma_{nr}(p_i, T_i)}{(\rho_p - \rho_r)(w_c(p_i, T_i))^2 d};$$

Re_c – критерій Рейнольдса суміші,

$$Re_c = \frac{w_c(p_i, T_i) d \rho_p}{\mu_p};$$

μ_p – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини, Па·с; Ku – критерій Кутателадзе,

$$Ku = \sqrt{\frac{\rho_p}{\rho_p - \rho_r} \frac{Fr_c}{We_c}};$$

об'ємний газовміст потоку $\beta(p_i, T_i)$,

$$\beta(p_i, T_i) = \frac{V_i(p_i, T_i)}{Q_H + V_i(p_i, T_i)} = 0,9;$$

кореляційний коефіцієнт λ_k [37]:

$$\lambda_k(p_i, T_i) = \frac{1 + 0,13 Ku \rho_p - \rho_r}{1 + 1,13 Ku \rho_p} \frac{2\beta(p_i, T_i)}{Fr_c} + 0,11 \left(\frac{68}{Re_c} + 2 \frac{\Delta_{ш}}{d} \right)^{0,25}$$

$\Delta_{ш}$ – еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби, м.

24.5 Визначаємо повний градієнт тиску (сума градієнта тиску стовпа газорідинної суміші і градієнта втрат тиску на гідравлічний опір) у точках із розрахованими тисками, меншими від тиску насичення p_n , Па/м:

Додаток А

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_i = \rho_{ci}(p_i, T_i)g \cos \alpha_3 + 10^6 \frac{\lambda_k(p_i, T_i) Q_{гст}^2 \cdot 86400^2 (1 - n_B)^2 M_c^2}{2,3024 \cdot 10^{15} \rho_{ci}(p_i, T_i) d^5}.$$

24.6 Визначаємо обернену величину $(dz/dp)_i$, м/Па:

$$\left(\frac{dz}{dp}\right)_i = \left(\frac{dp}{dz}\right)_i^{-1}.$$

24.7 Визначаємо довжину [м] всього інтервалу колони труб, де рухається газорідинна суміш, за формулою трапецій:

$$i = 1 \quad \Delta L_{гpc_i} = 0;$$

$$i = 2 \quad \Delta L_{гpc_i} = \frac{p_{гpc} - p_r}{N_k} \frac{(dz/dp)_1 + (dz/dp)_2}{2};$$

$$i = 3, \dots, n_k$$

$$\Delta L_{гpc} = \frac{p_{гpc} - p_r}{N_k} \left\{ \left[\left(\frac{dz}{dp}\right)_1 + \left(\frac{dz}{dp}\right)_i \right] / 2 + \left(\frac{dz}{dp}\right)_2 + \left(\frac{dz}{dp}\right)_3 + \dots + \left(\frac{dz}{dp}\right)_{i-1} \right\}.$$

24.8 За результатами розрахунків будемо профіль тиску $p(z)$.

Програма ККД

для оптимізації роботи фонтанної свердловини за критерієм максимального коефіцієнта корисної дії з використанням моделі гомогенного потоку

Програма написана на алгоритмічній мові PASCAL.

Опис ідентифікаторів:

1. Змінні:

p_l, p_r – відповідно ліва і права межі пошуку вибійного тиску;

ppr_1, ppr_2 – проміжні значини, при яких знаходимо ККД;

T, T_{p1} – температура у стовбурі свердловини і пластова температура;

Q, Q_m – об'ємний і масовий дебіти свердловини;

et_1, et_2 – ККД при вибійних тисках ppr_1, ppr_2 ;

H, L_{nkt} – глибина свердловини і довжина (глибина опускання) НКТ;

D_{ok}, d_{nkt} – діаметри обсадної колони (ОК) і НКТ;

esh – коефіцієнт відносної шорсткості труб;

α_z – зенітний кут нахилу стовбура свердловини;

n_w – обводненість продукції свердловини;

R_{nd}, R_{ho}, R_{bd} – густини відповідно нафти, газу і води;

b_n, b_g, b_w – об'ємні коефіцієнти нафти, газу і води;

R_{os} – густина суміші.

2. Функції:

$pow(x, y) = x^y$;

$Q_{pl}(p_w)$ – дебіт пласта при вибійному тиску p_w ;

$z(p, T)$ – коефіцієнт надстисливості газу при тиску p і температурі T ;

$\mu_i(p, T)$ – коефіцієнт в'язкості водонафтової суміші при тиску p і температурі T ;

$R_{og}(p)$ – густина газу при тиску p ;

$V_o(p)$ – питома кількість виділеного з нафти газу;

$R_s(p)$ – густина газовонафтової суміші;

$I_{ak}(p, R_s)$ – кореляційний множник;

$I_a(p)$ – коефіцієнт гідравлічних втрат.

3. et (pw, eta, ozn) – повертає величину коефіцієнта корисної дії eta при вибійному тиску pw; ozn містить значення “істина”, якщо при взятому pw свердловина фонтанує.

Текст програми:

Програма ККД

```
program kkd (input, output);
```

```
Uses Printer, Crt;
```

```
label 100, ErrChos;
```

```
const g = 9.81; p0 = 0.1; T0 = 293; pi = 3.1415926;
```

```
var pl, pr, H, k0, n, Ppl, py, pb, Rnd, Rno, Rbd, G0, Gw, bn, bg, bw, Lnkt, dp: real;
```

```
    Ros, wr, Tpl, alz, nw, d, Dok, dnkt, Pn, alr, sig, mun, esh, wo, T, Q, ls: real;
```

```
    et1, et2, ppr1, ppr2, Qm, A: real;
```

```
    ozn1, oan2, proc1, proc2: boolean;
```

```
    i: integer;
```

```
    chos: char;
```

```
    wellname: string [20];
```

```
{-----}
```

```
function pow (x, y: real): real;
```

```
begin
```

```
pow:= exp (y * ln (x))
```

```
end;
```

```
{-----}
```

```
function Qpl (pw: real): real;
```

```
begin
```

```
Qpl:= k0 * pow (Ppl - pw, n)/86400
```

```
end;
```

```
{-----}
```

```
function z (p, T: real): real;
```

```
var Tkr, Pkr: real;
```

```

begin
Tkr:= 94.717 + 170.8 * 1.29 * Rho;
Pkr:= 4.892 – 0.4048 * 1.29 * Rho;
z:= pow (0.4 * ln (T/Tkr))/ln (10) + 0.73, p/Pkr) + 0.1 * p/Pkr
end;
{-----}
function mu (p, T: real): real;
var m: real;
begin
m:= mun/(1 – pow (nw. 1/3));
mu:= m
end;
{-----}
function Rog (p: real): real;
begin
Rog:= Rho * p0/p * T/T0 * z (p, T);
end;
{-----}
function Vo (p: real): real;
var v: real;
begin
if p>Pn then p:=Pn;
v:= (G0 – alr * (p – P0)) * (1 – nw);
Vo:= v
end;
{-----}
function Rs (p: real): real;
var Mc, st, Vgw, Vc, beta: real;
begin

```

```

Gw:= nw/(1 - nw);
Mc:= Rnd + 1.29 * Rho * G0 + Rbd * Gw;
st:= 1.763e - 4/ln (Qm + 40) - 0.202e - 4;
T:= Tpl * (1 - st * ls/d * cos (alz * pi/108)/4.5;
bg:= z (p, T) * p0 * T/(p * T0);
Vgw:= Vo (p);
Vc:= bn + bg * Vgw + bw * Gw;
Rs:= Mc/Vc
end;
{-----}
function lak (p, Rs: real): real;
var Ro, Rg, beta, Fr, We, Ku, Re, lamb, bg: real;
begin
Ro:= Rnd * (1 - nw) + Rbd * nw;
Rg:= Rog (p);
bg:= z (p, T) * p0 * T/(p * T0);
wc:= 4 * (Q + Vo (p) * Q * bg)/pi/sqr (d);
Fr:= sqr (wc)/g/(d);
We:= sig/((Ro - Rg) * sqr (wc) * d);
Ku:= sqrt (Ro/(Ro - Rg) * Fr/We);
Re:= wc * d * Ro/mu (p, T);
Beta:= (Ro - Rs)/(Ro - Rg)$
lamb:= (1 + 0.13 * Ku)/(1 + 1.13 * Ku) * (Ro - Rg)/Ro * 2 * beta/Fr+ 0.11 * pow
(68/Re + 2 * esh/(d), 0.25);
lak:= lamb
end;
{-----}
function lab (Ros, wr, p: real): real;
var Re: real;

```

```

begin
Re:= wr * d * Ros/mu (p, T);
lab:= 0.067 * pow (158/Re + 2 * esh/d, 0.2)
end;
{-----}
function la (p: real): real;
var Re, Ros: real;
begin
Ros:= Rnd * (1 - nw) + Rbd * nw;
Re:= 4 * Q * Ros/(pi * d * mun);
If Re < 2320 then la:= 64/Re else la:= 0.3164/pow (Re, 0.25)
end;
{-----}
procedure et (pw: real, var eta: real, var ozn: boolean);
label 10, 20, 30 err, ll;
var p1, p, pp, ll, lambda, dls, pg: real;
begin
{розрахунок кривої розподілу тиску}
ls:= 0; p1:= pw; p:= p1; eta:= 1; ozn:= true; pp:= pw; dls:= 0;
Q:= Qpl (pw); A:= 0;
Ros:= Rnd * (1 - nw) + Rbd * nw;
Qm:= Q * Ros * 86.4;
if pw > Pn then begin
    d:= Dok/1000;
    wr:= 4 * Q/(pi * sqr (d));
    while p1 > Pn do
    begin
        p1:= p1 - dp;
        p:= p1 + dp/2;

```

```

        if p < py then
            begin
                eta:= 0; ozn:= false; goto err
            end;
dls:= dp * 1e6/(Ros * g * cos(alz*pi/180) * (1 + lab(Ros,wr,p) * sqr(wr)/(2 * g * d)));
        ls:= ls + dls;
        if ls ≥ H then
            begin
                p1:= p1 + dp * (ls - H)/dls; ls:= H;
                goto 10
            end;
        end;
        ls:= ls + dls * (Pn - p1)/dp;
        p1:= Pn;
10:pp:= p1; ll:= ls;
        Lnkt:= H - ls; A:= Q * (pw - Pn)
        end else Lnkt:= H;

        d:= dnkt/1000;
if ls ≥ H then goto l1;
while ls < H do
    begin
        p1:= p1 - dp;
        p:= p1 + dp/2;
            if p < py then
                begin
                    eta:= 0; ozn:= false; goto err
                end;
            lambda:= lak (p, Rs (p));
dls:= dp * 1e6/(Rs (p) * g * cos(alz * pi/180) * (1 + lambda * sqr (wc)/(2 * g * d)));

```



```

ls:= ls + dls'
A:= A + (bn+Vo(p) * p0/T0 * T * z(p,T)/p + bw * nw/(1-nw))*dp*1e6);
end;
p1:= p1 + dp * (ls - H)/dls;
l1:= pb:= p1; p:= (pb + py)/2; Ros:= Rs (p);
eta:= Qm * 9.81 * H/(A + (bn + Vo (p) * p0/T0 * T * z (p, T)/p + bw * nw/(1 - nw)) *
(pb - py) * 1e6;
writeln (lst, "Pb=", pb:5:2, "Pv=", pw:5:2, "Q=", Q * 86400:6:1, "eta=", eta:5:3;
err: end;
{-----}
procedure et input_data;
begin
writeln; writeln;
write ("Введіть назву свердловини.....");
i:= 1; read (wellname [1]); while not Eoln do
begin
i:= I + 1; read (wellname [i]);
end;
writeln;
writeln ("Введіть дані про свердловину:"); writeln; writeln;
write ("1. Глибина свердловини (в метрах)....."); readln
(H);
write ("2. Діаметр обсадної колони (в міліметрах)....."); readln
(Dok);
write ("3. Діаметр НКТ (в міліметрах)....."); readln
(dnkt);
write ("4. Відносна шорсткість труб (в мм/мм)....."); readln
(esh);
write ("5. Zenітний кут свердловини (в градусах)....."); readln

```

```
(alz);  
writeln; writeln (“Введіть дані про пласт:”); writeln;  
write (“6. Пластовий тиск (в МПа).....”); readln  
(Ppl);  
write (“7. Пластова температура (в Кельвінах).....”); readln  
(Tpl);  
writeln (“8. Коефіцієнт продуктивності пласта”);  
write (“(в м3/(доба * Па)).....”); readln  
(k0);  
write (“9. Показник режиму фільтрації (безрозмірний).....”); readln  
(n);  
writeln;  
writeln (“Введіть дані про властивості нафти, газу і води”);  
writeln;  
write (“10. Густина дегазованої нафти (в кг/м3).....”); readln  
(Rnd);  
write (“11. Густина пластової води (в кг/м3).....”); readln  
(Rbd);  
write (“12. Відносна густина газу (безрозмірна).....”); readln  
(Rho);  
write (“13. Тиск насичення нафти газом (в МПа).....”); readln  
(Pn);  
write (“14. Пластовий газовий фактор (безрозмірн.).....”); readln  
(G0);  
write (“15. Обводненість продукції (частки одиниці).....”); readln  
(nw);  
write (“16. Об’ємний коефіцієнт нафти (безрозмірн.).....”); readln  
(bn);  
write (“17. Об’ємний коефіцієнт води (безрозмірн.).....”); readln
```

```

(bw);
writeln ("18. Коефіцієнт розчинності газу у нафті");
write ("(в м3/МПа)....."); readln
(alr);
write ("19. Коефіцієнт в'язкості дегазованої нафти");
write ("(в Па * с)....."); readln
(mun);
writeln ("20. Поверхневий натяг на межі");
write ("нафта-газ....."); readln
(sig);
writeln; write ("Введіть точність розрахунку тиску (в МПа)");
readln (dp)
end;
{-----}
procedure print_data;
begin
write (lst, "Свердловина.....");
writeln (lst, wellname); writeln (lst);
writeln (lst, "Вихідні дані:");
writeln (lst);
writeln (lst, "1. Глибина свердловини (в метрах).....",
H:4:0);
writeln (lst, "2. Діаметр обсадної колони (в міліметрах).....",
Dok:3:0);
writeln (lst, "3. Діаметр НКТ (в міліметрах).....",
dnkt:3:0);
writeln (lst, "4. Відносна шорсткість труб (в мм/мм).....",
esh:5:5);
writeln (lst, "5. Зенітний кут нахилу стовбура (в градусах).....",

```

```

alz:2:0);
writeln (lst, "6. Пластовий тиск (в МПа).....",
Ppl:2:0);
writeln (lst, "7. Пластова температура (в Кельвінах).....",
Tpl:3:0);
writeln (lst, "8. Коефіцієнт продуктивності пласта");
writeln (lst, "(в м3/(доба * Па)).....",
k0:2:0);
writeln (lst, "9. Показник режиму фільтрації (безрозмірний).....",
n:4:2);
writeln (lst, "10. Густина дегазованої нафти (в кг/м3).....",
Rnd:4:0);
writeln (lst, "11. Густина пластової води (в кг/м3).....",
Rbd:4:0);
writeln (lst, "12. Відносна густина газу (безрозмірна).....",
Rho:3:2);
writeln (lst, "13. Тиск насичення нафти газом (в МПа).....",
Pn:3:1);
writeln (lst, "14. Пластовий газовий фактор (безрозмірний).....",
G0:3:0);
writeln (lst, "15. Обводненість продукції (частки одиниці).....",
nw:3:2);
writeln (lst, "16. Об'ємний коефіцієнт нафти (безрозмірний).....",
bn:3:2);
writeln (lst, "17. Об'ємний коефіцієнт води (безрозмірний).....",
bw:3:2);
writeln (lst, "18. Коефіцієнт розчинності газу в нафті");
writeln (lst, "(в м3/ м3·МПа).....",
alr:3:1);

```

```

writeln (lst, "19. Коефіцієнт в'язкості дегазованої нафти (в Па * с).....",
mun:5:4);
writeln (lst, "20. Поверхневий натяг на межі нафта-газ ");
writeln (lst, "(в Н/м).....",
sig:5:4);
end;
{-----PROGRAMM-----}
begin
ClrScr;
writeln ("Програма розрахунку оптимальної");
writeln ("величини коефіцієнта корисної дії");
writeln ("фонтанного піднімача");
writeln; writeln; writeln;
writeln ("Виберіть дію:");
writeln; writeln ("1. Контрольний розрахунок.");
writeln ("2. Ввід даних про свердловину");
writeln; writeln; writeln; writeln ("Виберіть потрібний варіант (1 або 2)");
ErrChos: read (chos); if (chos <> "1") and (chos <> "2") then goto ErrChos;
if chos = "1" then begin
        writeln ("Контрольний розрахунок");
        wellname:= "контрольна";
        writeln;
        writeln (wellname);
        n:= 1.2; k0:= 4; Ppl:= 40; H:= 1317; Tpl:= 300.5; alz:= 0; py:= 1.14;
        Rnd:= 850; Rho:= 1.436/1.29; Rbd:= 1040; dnkt:= 63.5; Dok:= 140; G0:= 33.5; bn:=
        1.15; bw:= 1.001; nw:= 0.2; Pn:= 9.14; alr:= G0/(Pn - p0);
        sig:= 22e - 3; mun:= 8e - 3; esh:= 1e - 4; dp:= 0.01;
        end
else input_data;

```

```
print_data;
p1:=0.1; pr:= Ppl;
ppr1:= p1 + (pr - p1)/3; ppr2:= p1 + 2/3 * (pr - p1);
proc1:= true; proc2:= true;
while pr - p1 > dp do
begin
if proc2:= true then begin
    et (ppr2, et2, ozn2);
    if ozn2 = false then
        begin p1:= ppr2;
            ppr1:= p1 + (pr - p1)/3; ppr2:= p1 + 2/3 * (pr - p1);
            goto 100
        end
    end;
if proc1:= true then begin
    et (ppr1, et1, ozn1);
    if ozn1 = false then
        begin p1:= ppr1;
            if ppr2 - p1 > pr - ppr2 then begin
                ppr1:= (p1 + ppr2)/2;
                proc2:= false; proc1:= true
            end
        end
    else
        begin
            ppr1:= ppr2;
            ppr2:= (pr + ppr2)/2;
            proc2:= true; proc1:= false;
            ozn1:= true; ozn2:= false
        end
    end
end
end;
```

```

        end;
    end;
if (ozn1 = true) and (ozn2 = true) then begin
if et1 > et2 then begin
    pr:= ppr2;
    if ppr1 - pl > pr - ppr1 then begin
        ppr2:= ppr1; ppr1:= (pl + ppr2)/2;
        et2:= et1;
        proc2:= false; proc1:= true
            end
        else
            begin
                ppr2:= (pr + ppr1)/2;
                proc1:= false; proc2:= true
                    end
            end
    end
else
    begin
        pl:= ppr1;
        if ppr2 - pl > pr - ppr2 then begin
            ppr1:= (pl + ppr2)/2;
            proc2:= false; proc1:= true
                end
            else
                begin
                    ppr1:= ppr2;
                    ppr2:= (pr + ppr2)/2;
                    et1:= et2;
                    proc2:= true; proc1:= false
                end
            end
        end
    end
end

```

```
end  
end  
100: end  
end;  
et ((pl + pr)/2, et1, ozn1);  
writeln (lst, "Максимальний коефіцієнт корисної дії");  
writeln (lst, "фонтанного піднімача складає", et1:3:2, ".");  
writeln (lst, "Дебіт свердловини Q = ", Q * 86400:4:1, "м.куб/добу,");  
writeln (lst, "Вибійний тиск Рвиб = ", (pl + pr)/2:4:2, "МПа,");  
writeln (lst, "Глибина опускання НКТ Lnkt = ", Lnkt:4:0, "м,");  
writeln (lst, "Тиск на буфері свердловини Рбуф = " pb:3:1, "МПа");  
end.
```