

Міністерство освіти і науки України

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О.М. БЕКЕТОВА

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра

на тему “Проектування заходів підвищення ефективності розробки
нафтогазоконденсатного родовища”

Виконав: ст. гр. НІТ2022-2 Москаленко А. І.

Керівник: асистент Бобловський О. В.

Рецензент: доцент, к.т.н Наливайко О. І.

Харків 2026

Міністерство освіти і науки України
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Інститут Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури

Кафедра Нафтогазової інженерії і технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри
нафтогазової інженерії і
технологій

 Р. Б. Ткаченко
«22» травня 2026 р.

Завдання





на кваліфікаційну роботу бакалавра
студента

Москаленко Андрія Ігоровича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Проектування заходів підвищення ефективності розробки нафтогазоконденсатного родовища» затверджена наказом по університету від «22» травня 2026 р. № 440-03.
2. Термін подання студентом закінченої роботи 15 червня 2026 р.
3. Вихідні дані до роботи: спеціальні літературні джерела, параметри свердловини, геолого-промислова характеристика родовища.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці): Геологічна характеристика Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища, Заходи для підвищення ефективності розробки Яблунівського НГКР, Охорона навколишнього середовища Яблунівського НГКР, Вимоги до техніки безпеки та охорони праці.
5. Презентація, яка складається з 13 слайдів

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	ас. Бобловський О.В.		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	доц. Абракітов В.Е.		

7. Дата видачі завдання «22» травня 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на кваліфікаційну роботу	22.05.2026 р.	
2	Розробка геологічної частини	22-29.05.2026 р.	
3	Розробка технологічної частини	30.05-9.06.2026 р.	
4	Розробка заходів з охорони навколишнього середовища	9-11.06.2026 р.	
5	Розробка заходів та вимог до техніки безпеки та охорони праці	12-13.06.2026 р.	
6	Розробка презентаційного матеріалу	14-15.06.2026 р.	
7	Попередній захист дипломної роботи	15.06.2026 р.	
8	Рецензування дипломної роботи	15.06.2026 р.	
9	Здача закінченої дипломної роботи в ДЕК	16.06.2026 р.	

Керівник



підпис

(Бобловський О. В.)

пів

Студент-дипломник



підпис

(Москаленко А.І.)

пів

РЕФЕРАТ

Дипломна робота: складається з пояснювальної записки та презентації. Кількість сторінок у пояснювальній записці – 72, кількість рисунків – 9, кількість таблиць – 1, кількість використаних джерел – 28.

Об'єкт дослідження: Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище.

Мета дипломної роботи: розробка заходів для підвищення ефективності розробки Яблунівського НГКР. На прикладі Яблунівського НГКР розглянуто особливості вибору технологічних заходів і характеристики технічних засобів щодо підвищення нафтовилучення із важковидобувних покладів. Проаналізовано геолого-промислові умови, надано рекомендації стосовно вибору ефективних технологічних рішень щодо процесу підвищення ефективності розробки покладу високов'язкої нафти.

У дипломній роботі розглянуто наступні розділи: Геологічна характеристика Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища, Заходи для підвищення ефективності розробки Яблунівського НГКР, Охорона навколишнього середовища Яблунівського НГКР, Вимоги до техніки безпеки та охорони праці.

Ключові слова: ВИСОКОВ'ЯЗКА НАФТА, МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ, НАФТОВА СВЕРДЛОВИНА, СТРУМИННИЙ НАСОС, МАГНІТНА ОБРОБКА НАФТИ.

ЗМІСТ

Вступ.....	6
Розділ 1. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЯБЛУНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА.....	8
1.1. Загальні відомості про родовище.....	8
1.2. Орогідрографія.....	9
1.3. Стратиграфія.....	11
1.4. Тектоніка.....	15
1.5. Нафтоносність та колекторські властивості горизонту Б-5.....	19
Висновки за розділом 1.....	21
Розділ 2. ЗАХОДИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ ЯБЛУНІВСЬКОГО НГКР.....	22
2.1. Особливості розробки родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів.....	22
2.2. Технологічні проблеми експлуатації свердловин, що виникають при розробці покладів високов'язких нафт.....	32
2.3. Заходи для підвищення нафтовилучення з горизонту Б-5 башкирського ярусу Яблунівського НГКР	35
2.3.1. Застосування струминних насосів для видобування високов'язких пластових рідин.....	35
2.3.2. Удосконалення свердловинної установки шляхом застосування магнітних приладів для обробки високов'язкої нафти та робочої рідини.....	40
2.3.3. Технологічна схема обв'язки обладнання для видобування нафти за допомогою струминного насоса.....	43
2.3.4. Розрахунок робочих параметрів струминного апарату.....	46
Висновки за розділом 2.....	51
Розділ 3. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА ЯБЛУНІВСЬКОГО НГКР	53
3.1. Вплив техногенного навантаження на природне середовище від нафтовидобувної промисловості.....	53
3.2. Екологічні заходи при експлуатації Яблунівського НГКР	55
Висновки за розділом 3.....	58
Розділ 4. ВИМОГИ ДО ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	59
4.1. Загальні вимоги з охорони праці і техніки безпеки.....	59
4.2. Оцінювання технічного стану та умов безпечної експлуатації насосної установки для видобування нафти.....	60
4.3. Розрахунки безпечної експлуатації електрообладнання насосної установки.....	62
Висновки за розділом 4.....	66
ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК.....	67
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	70

ВСТУП

Нафтовидобувна галузь України пройшла фазу пікового видобутку, після якої спостерігається закономірне зниження. Піковий обсяг видобутку нафти з конденсатом – 14,4 млн т у 1972 р. – був забезпечений освоєнням великих нафто- і газоконденсатних родовищ у Дніпровсько-Донецькій западині. Їхня роль залишається визначальною: близько 20 % родовищ формують приблизно 80 % видобутку вуглеводнів, тоді як решта 80 % забезпечують лише близько 20 %. Заходи з уповільнення темпів скорочення видобутку, що полягали переважно в нарощуванні обсягів експлуатаційного буріння та виявленні раніше пропущених інтервалів і прошарків, мали епізодичний характер і з різних причин не змінили загальної тенденції кривої видобутку нафти з конденсатом. Отже, для збереження досягнутого рівня та подальшого нарощування видобутку необхідно вдосконалювати діючі системи розробки саме на родовищах Дніпровсько-Донецької западини; за прогнозними оцінками, реалізація цього завдання є технічно й технологічно здійсненою.

Яблунівське родовище – одне з найбільших в Україні відкрили 1977 р в межах Лохвицького району Полтавської області. Його початкові запаси сягали 117 млрд. м³ газу та 18 млн. т нафти і конденсату. Родовище знаходиться в активній стадії розробки, за період експлуатації з 1983 р з нього вилучено понад 42 млрд. м³ газу та близько 3 млн. т нафти і конденсату, залишкові запаси газу становлять 30% від початкових.

За природно-географічними умовами залягання запаси вуглеводнів Яблунівського НГКР відносяться до важковидобувних.

В теперішній час у структурі ресурсної бази вуглеводнів простежується стійка тенденція до зростання частки важковидобувних запасів, освоєння яких у сучасних економічних умовах потребує значних капіталовкладень. Унаслідок цього розробка родовищ із важковидобувними запасами нафти здійснюється уповільненими темпами, а нафтовилучення з продуктивних пластів таких родовищ не перевищує 30 % від початкових балансових запасів. За останні три десятиліття в Україні обсяг зазначених запасів зріс майже утричі та перевищив

68 % від загальної ресурсної бази. До цієї категорії належать, передусім, поклади нафти у малопроникних колекторах і тонкошарових пластах, залишкові ресурси вуглеводнів, що формуються на завершальних стадіях експлуатації родовищ, високообводнені поклади, а також важка високов'язка нафта і бітумні утворення.

Яблунівське НГКР відзначається складною геологічною структурою та специфічними умовами нафтонасичення продуктивних пластів. Експлуатація покладів горизонтів Б-5 та Б-6 башкирського ярусу ускладнена блочною будовою масиву та високою гетерогенністю колекторських характеристик продуктивних пластів; нафта в пластових умовах має в'язкість 18 мПа·с і густину 962-967 кг/м³. Тому вилучення запасів цього горизонту можливе лише за умови впровадження сучасних технологій підвищення нафтовилучення.

Відтак завдання підвищення ефективності експлуатації свердловин, що забезпечують видобуток покладів високов'язких нафт з горизонтів Б-5 та Б-6, в умовах енергетичного дефіциту набуває особливої актуальності та потребує подальшого дослідження.

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЯБЛУНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

1.1. Загальні відомості про родовище

Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване у Лохвицькому районі Полтавської області на відстані 17 км від м. Лохвиця і відноситься до Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України. (рис. 1.1). Родовище експлуатується на підставі спецдозволу на користування надрами № 1936 від 14 липня 1999 р.

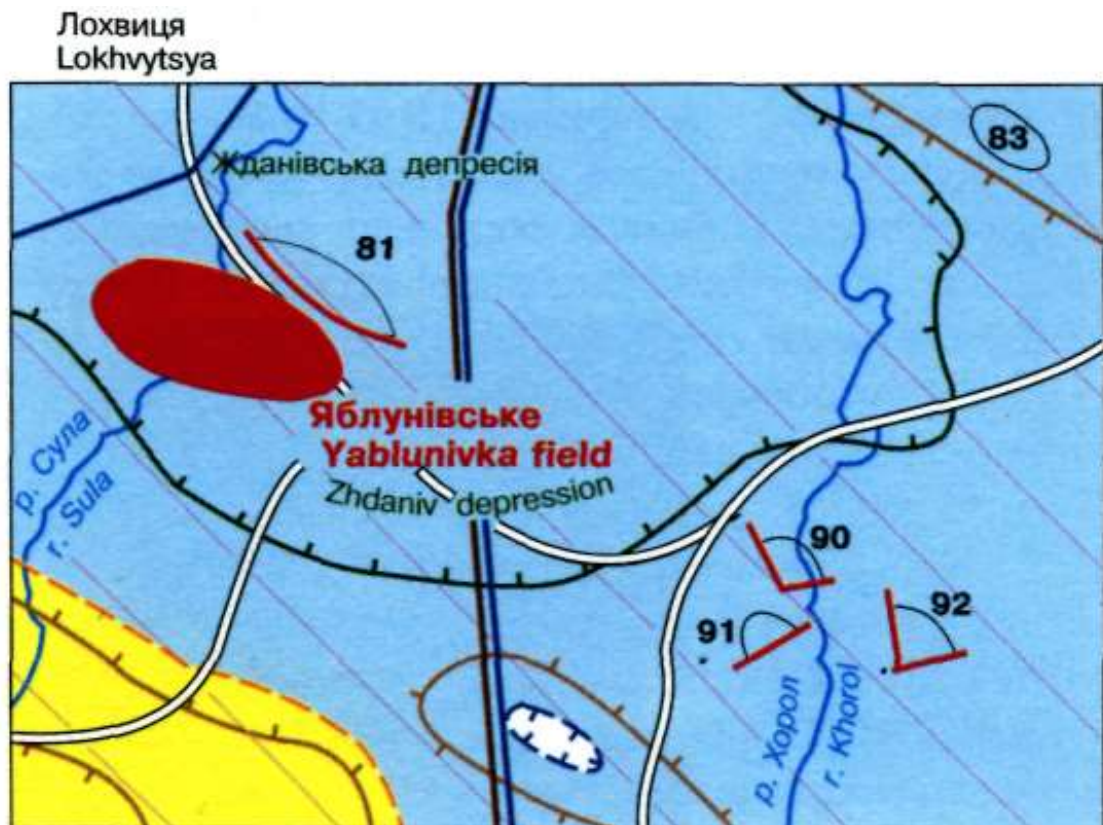


Рисунок 1.1 – Карта місцезнаходження Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища

Згідно Атласу родовищ нафти і газу України [1] «Підняття виявлене в нижньокам'яновугільних і девонських відкладах і підготовлене до буріння сейсмічними дослідженнями МВХ та МСГТ у 1972 – 1974 рр. Будівництво свердловини 1 розпочато у 1976 р. При її випробуванні в 1977 р. з інтервалу 5011-5101 м (продуктивні горизонти Т і Д) отримано промисловий приплив газу дебітом 1160 тис. м³/добу через штуцер діаметром 20 мм. В 1977 р. родовище включене до Державного балансу.»

По покрівлі горизонту Т структура є брахіантиклінальною північно-західного простягання, ускладненою скидами. В межах ізогіпси – 5000 м її розміри 11,0 x 5,0 км, амплітуда 600 м (рис. 1.2).

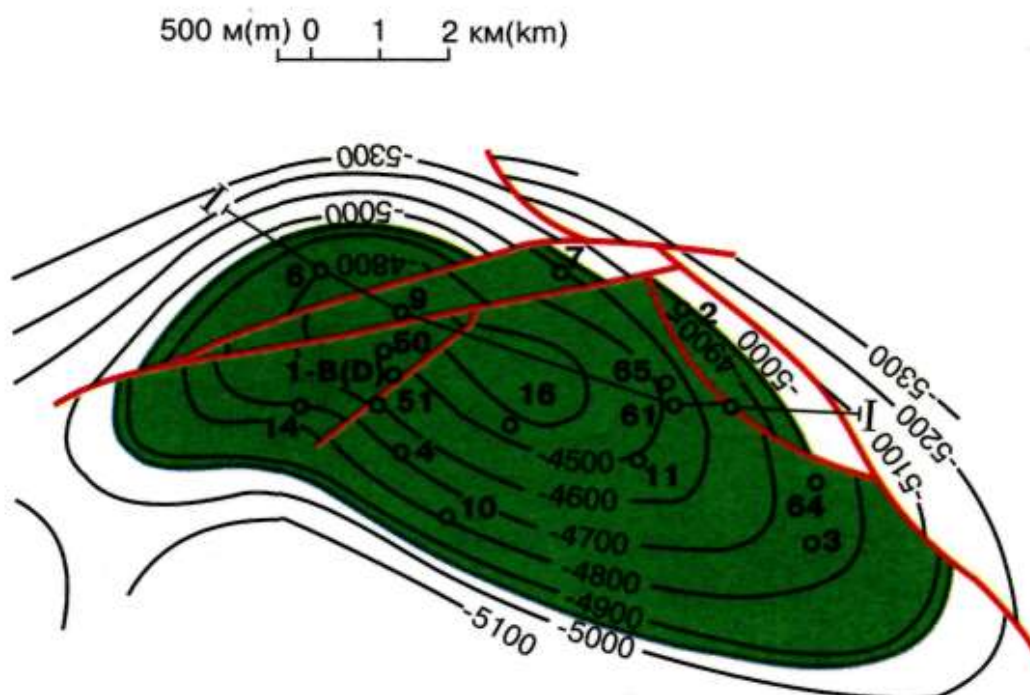


Рисунок 1.2 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Т за Й.М. Головацьким та П.А. Чернишем

Встановлено поклади нафти в горизонтах Б-5, Б-6 башкирського, В-17, В-18, В-22 візейського ярусів; газоконденсату – в горизонтах Б-6, Б-11 башкирського, В-19-20 візейського ярусів, Т і Д – турнейсько-девонського комплексу; газоконденсату з нафтовою облямівкою – в горизонті В-17. Скупчення вуглеводнів пов'язані з пластовими, масивно-пластовими склепінними тектонічно екранованими і частково літологічно обмеженими пастками. Поверх нафтогазоносності складає 1800 м.

1.2. Орогідрографія

Найближчі адміністративні центри районного рівня – міста Лубни та Миргород – розташовані відповідно на відстані 30 та 35 км від родовища. У соціальному аспекті даний регіон характеризується переважно як господарсько-орієнтований. У економічному аспекті регіон має аграрну спеціалізацію. Близько 80 % орних земель зайнято високопродуктивними та

цінними сільськогосподарськими культурами. Невелика частка населення працює на підприємствах нафто- і газовидобувної галузі та у геологічних установах, а також у структурах місцевої промисловості, що функціонує на основі переробки аграрної продукції [2].

З геоморфологічної точки зору дана територія характеризується як хвиляста рівнинна формація. Безпосередньо через площу родовища у напрямку з півночі на південь протікає річка Сула. Найвищі абсолютні відмітки рельєфу (140-150 м) приурочені до водороздільних ділянок. Клімат регіону має помірно-континентальні риси, середньорічна температура становить +5 - +7 °С. Осінньо-зимовий сезон триває 4-5 місяців, глибина промерзання ґрунтів сягає 1 м. Вітри переважають західного та північно-західного напрямку. Середня кількість опадів 450-500 мм на рік [3].

На відстані близько 10 км на північ проходять магістральні трубопроводи: газопровід Шебелинка – Київ та нафтопровід Глинськ – Кременчук. Родовищна площа розташована в густонаселеному регіоні. Найбільш значущими населеними пунктами є села Корсунівка, Рудки, Ждани, Бодаківка, Ісковці, а також селище міського типу Сенча. Всі вони з'єднані між собою автомобільними дорогами. Транспортна інфраструктура представлена шосейними та удосконаленими ґрунтовими шляхами, а також залізничними коліями. У східній частині родовища проходить залізнична лінія Кременчук – Бахмач із найближчою станцією Сенча. На відстані 30 км на південь від родовища пролягає автомагістраль Харків – Київ та залізнична гілка Полтава – Ромодан [2].

Серед корисних копалин, окрім нафти та природного газу, у значних обсягах поширені піски, торф і глини, що застосовуються у гончарному та черепичному виробництві. Крім того, наявні лесоподібні суглинки, які слугують сировиною для виготовлення будівельної цегли. Для забезпечення водопостачання родовища пробурені свердловини, що експлуатують бучацький водоносний горизонт [3].

1.3. Стратиграфія

В геологічній будові Яблунівського родовища беруть участь девонські, кам'яновугільні, пермські, тріасові, юрські, крейдові, палеогенові і четвертинні відклади. (рис. 1.3).

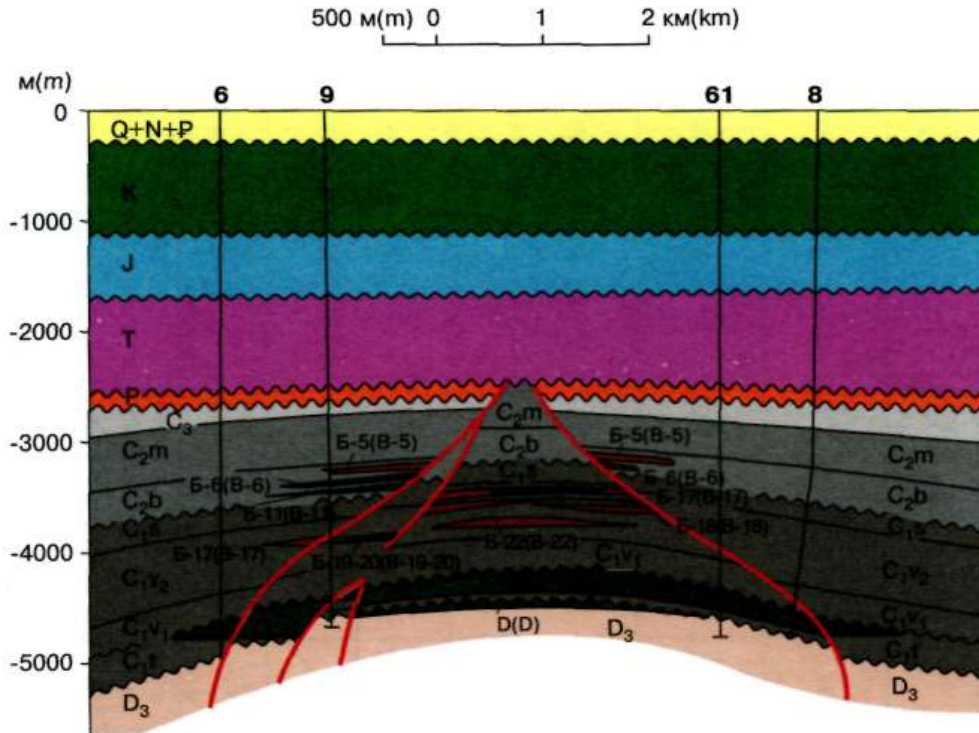


Рисунок 1.3 – Геологічний розріз по лінії 1-1 за Й.М. Головацьким та П.А. Чернишем
Девонська система (D)

Девонська стратиграфічна система розкрита глибоким бурінням і представлена **фаменським** ярусом верхнього відділу, у складі якого виділяються теригенні та сульфатно-карбонатні товщі, ускладнені ефузивними породами та пірокластичним матеріалом. Загальна потужність розкритої системи становить близько 400 м. До складу євлано-лівенського комплексу нижнього фамену входить евапоритова товща сірої кам'яної солі з домішками тонкодисперсного матеріалу та прошарками діабазів; її розкрита потужність сягає 70 м.

До задонського та елецького стратиграфічних горизонтів фаменського ярусу належать глинисті органогенні вапняки та кавернозні доломіти з прошарками й лінзами ангідритів та алевролітів; потужність цих товщ сягає 25-70 м. Крім того, поширені сірі кварц-польовошпатові пісковики з

прошарками чорних аргілітів, загальна потужність яких становить 40-90 м. Сукупна потужність цього комплексу дорівнює 65 м. Вище фаменський ярус репрезентований озерсько-хованськими відкладами, представленими пісковиками, гравелітами та вулканічним туфом; їхня потужність сягає 200 м.

Кам'яновугільна система (С)

Кам'яновугільна система представлена всіма відділами і залягає на девонських відкладах неузгоджено.

Нижній відділ (С₁)

Візейський ярус (С_{1V}) нижнього карбону в межах Яблунівського родовища має потужність 800-1200 м. Серед відкладів мікрофауністичного горизонту, загальна товщина якого становить близько 130 м, переважають тонкозернисті різновиди уламкових порід. Піщано-глиниста пачка, що формує його верхню частину, завершується витриманим пластом вапняку, який простежується за геофізичними даними у розрізах 13 свердловин. Для відкладів мікрофауністичного горизонту характерне широке поширення карбонатних порід. Верхня межа горизонту визначається за зміною літологічного складу порід у покрівлі сірої карбонатної товщі. Потужність горизонту варіює в межах 150-340 м.

Верхньовізейські відклади (С_{1V2}) на родовищі представлені щільними аргілітовими товщами потужністю 140-250 м. Контакт між горизонтами відображається різкою стратиграфічною невідповідністю, що пояснює значні варіації потужності відповідного горизонту. Внаслідок розмиву в окремих свердловинах відсутні пласти, корелюючі з продуктивним горизонтом В-21. Найповніше тут розвинена піщана пачка горизонту В-22, яка є продуктивною в низці родовищ ДДЗ. Сукупна потужність цієї товщі становить 450-700 м.

Серпухівський ярус (С_{1S}), згідно з результатами електрокаротажу та з урахуванням близькорозташованих палелогічно обґрунтованих розрізів, поділяється на два під'яруси. Умовна межа між ними проводиться за зміною літологічного складу порід і приурочена до перерви в осадконакопиченні. Контакт узгоджується з візейськими відкладами та неузгоджений з

башкирськими. У найповнішому обсязі серпухівський ярус проявлений на зануреній північно-східній перикліналі складки в розрізі Яровської свердловини №2 (575 м) та Яблунівських свердловин №201 і №203 (284 і 190 м). На решті території структурна потужність ярусу варіює в межах 80-150 м. Серед відкладів нижнього під'ярусу (C_{1s1}) домінують аргіліти та пісковики, потужність яких 50-280 м, що зумовлено блоковим розвитком структур. Верхній під'ярус (C_{1s2}) чітко виділяється в нижньокам'яновугільному розрізі завдяки різкому зростанню частки пісковиків та наявності тонких вапнякових прошарків; його потужність становить 30-220 м.

Середній відділ (C_2)

Відклади *башкирського* ярусу (C_{2b}) на Яблунівській структурі мають нерівномірний розвиток; по площі родовища спостерігаються значні варіації потужності, причому вони суттєво зменшені на піднятих блоках (у районах свердловин №16, 52, 67, 76) та в зонах розвитку розривних порушень (св. 86, 87, 96). У межах ярусу на Яблунівському родовищі локалізований найдавніший у ДДЗ середньокам'яновугільний поклад ВВ (продуктивний горизонт Б-11), представлений двома витриманими пісковиковими пластами, розділеними прошарками вапняків і аргілітів. Продуктивний горизонт Б-10 приурочений до глинисто-карбонатної товщі лагунно-морського генезису потужністю близько 20 м. Вище залягають продуктивні горизонти Б-6 та Б-5, інтегровані в потужну піщану пачку. Сукупна потужність башкирського ярусу варіює в широких межах від 40 до 480 м.

Відклади московського ярусу (C_{2m}) мають значне поширення в межах структурної площі та залягають на поверхні башкирського ярусу з кутовою неузгодженістю. Вони представлені теригенною товщею, переважно піщаного складу, потужність якої варіює від 140 до 670 м. У межах московського ярусу продуктивними щодо нафтогазоносності є горизонти М-4, М-5, М-6 та М-7. Московський ярус перекривається відкладами верхнього карбону без стратиграфічних перерв. Верхньокам'яновугільні утворення розвинені майже повсюдно і представлені касімовським та нижньою частиною гжельського

ярусів. Найбільш повний розвиток цих відкладів спостерігається на зануреній східній периклиналі складки, де у свердловинах зафіксовано такі потужності: 2 яр – 714 м, 1 п-я – 280 м, 2 п-я – 567 м, 3 яр – 240 м.

Верхній відділ (C₃)

На решті території відклади представлені піщано-глинистими осадками з прошарками вапняків. Товщина верхнього карбону 58-180 м.

Пермська система (P)

Пермська система представлена нижнім відділом, до складу якого входять породи аксельського та сакмарського ярусів у межах картамишської й микитівської свит (P_{1k_t+n_k}). **Аксельський** ярус утворений відкладеннями верхньої частини картамишської світи – червонувато забарвленою глинисто-піщаною товщею потужністю 50-90 м. Микитівська свита складається з чергувань ангідритів, доломітів і глин, з максимальною потужністю до 70 м. У східній частині структури (св. 2-яр, 1 п-я, 3 п-я) зафіксовано більш значні потужності відкладів нижньої пермі, що коливаються в межах 270-511 м.

Тріасова система (T)

Тріасова система на родовищі представлена у межах усіх трьох відділів. Відклади нижнього тріасу репрезентовані **дронівською** свитою (T_{1d_r}), яка складається з червонуватих пісковиків та глин, тонко чергованих з алевролітами, з сумарною потужністю 150-300 м. Ця товща залягає на відкладеннях нижньої пермі з кутовою незгодою.

Юрська система (J)

Юрська система представлена середнім відділом (байоський, батський яруси) та верхнім відділом (келовейський, оксфордський, кімериджський яруси) і поширена повсюдно. Породи юрських відкладів характеризуються сірою та зеленувато-сірою глиною, строкатокольоровими й сірими пісковиками та вапняками; сумарна потужність товщі становить 570-700 м.

Крейдова система (K)

Крейдова система представлена обома відділами. Відклади нижнього

відділу, які залягають на верхньоюрських породах з кутовою незгодою, утворені строкатокольоровими пісковиками та пісками з прошарками глин. Серед відкладів верхнього відділу (сеноман-маастрихтський яруси) домінує біла писальна крейда, що чергується з мергелями. У нижній частині розрізу розвинені пісковики та піски, які знаходять незгідний контакт з нижньокрейдяними відкладами. Сумарна потужність досягає 900 м.

Палеогенова система (P)

Палеогенова система залягає на крейдових відкладах з кутовою незгодою. Вона репрезентована глауконітовими пісками з прошарками пісковиків та світлими мергелями, які локалізовані в нижній частині розрізу. Сумарна потужність палеогенових відкладів становить не менше 270 м.

Неогенова система (N)

Неогенова система залягає в незгідному контакті з підстилаючими та перекриваючими відкладеннями. Вона представлена білими кварцовими пісками з прошарками різнокольорових глин. Сумарна потужність системи становить близько 130 м.

Четвертинна система (Q)

Відклади четвертинної системи утворені лессоподібними суглинками та світло-сірими пісками; сумарна потужність товщі становить приблизно 10 м.

1.4. Тектоніка

За даними [4] з тектонічної точки зору Яблунівське підняття розміщене в центральній частині ДДЗ і приурочене до зони прогинно-антиклінальних структур. На заході від підняття розташована Авдіївська структура, на сході – Комишнівська структура.

У межах нижньокам'яновугільних відкладів Яблунівська структура представляє собою витягнуте у північно-західному напрямку валоподібне підняття; її південно-східне периклінальне крило розгалужується на дві заглиблені антиклінальні зони слабо виражених дрібних структур. Одна з цих зон через Связівську структуру простежується в південно-східному напрямку

до Комишнянського і Південно-Комишнянського підняття, інша – у північно-східному напрямку до Ключниківського і Північно-Ключниківського підняття. З півночі Яблунівське підняття відокремлене від структур Глинсько-Розбцішівського валу глибокими прогинами – Лохвицьким і Північно-Яровським (за відбиваючим горизонтом VB3, що відповідає підшві візейського ярусу, глибина Лохвицького прогину становить 6300 м, Північно-Яровського – 7300 м). З півдня воно ізольоване від Ісачківсько-Романівських валів різко вираженим Жданівським прогином.

Значна кількість розривів успадкована осадовим чохлам, що зумовило інтенсивне ускладнення палеозойського комплексу. Осадовий чохол у межах розглядуваної ділянки центрального грабену суттєво дислокований і деформований проявами соляного тектогенезу, про що свідчить відносно велика кількість зареєстрованих тут соляних штоків – Пісочанський, Позняківський, Ісачківський та інші.

На сейсмічних картах фіксується складна мережа порушень. Головне поздовжнє високоамплітудне порушення простежується вздовж куполоподібної частини Яблунівського підняття. Крім того, південно-східне периклінальне крило та край структури ускладнені супутньою системою дислокацій.

За підсумками сейсморозвідувальних робіт МЗГТ останніх років (с.п. 2/91) та повторної інтерпретації архівних матеріалів (с.п. 11/79, 12/79, 11/80, 12/82, 12/83, 21/84) встановлено, що найінтенсивніше зрушені відклади девонського і нижньокарбонового відрізків. Утворена складна мережа дислокацій із численними стратиграфічними розмивами зумовлює додаткові ускладнення при вивченні Яблунівської площі як методами сейсморозвідки, так і шляхом глибокого буріння.

Нові сейсморозвідувальні дані дозволяють інтерпретувати Яблунівське підняття як брахіантиклинальну складку розмірами $12,5 \times 5$ км з дугоподібно вигнутою осьювою лінією, яка змінює простягання з північно-західного на південно-західне. За відбиваючим горизонтом VB3 складка характеризується

вужкою витягнутою південно-східною перикліналлю з кутами падіння шарів близько 7° та широкою, але короткою південно-західною перикліналлю, де породи нахилені під кутом 7° - 8° . Крила асиметричні: північне – круте, з кутом нахилу близько 27° , південне – більш полого, з кутом приблизно 13° . Амплітуда складки становить приблизно 500 м. У вищих частинах розрізу, у відкладеннях середньо-верхньокам'яновугільного та нижньопермського відрізків, складка поступово зменшується в габаритах і набуває більш пологого профілю.

За структурною картою по відбиваючому горизонту IVб єдина Яблунівська структура розчленовується на два підвищення – Яблунівське та Яровське. Яблунівське підвищення проявляється як дуже низькопологий складчастий елемент (амплітуда менше 50 м), габарити якого становлять $4,2 \times 1,8$ км. Ця складка корелює зі склепінною частиною Яблунівського підняття в карбоні. Північне крило через неглибоку сідловину переходить у монокліналь, що піднімається на північ у напрямку Пісочанського штоку, на тлі якої виділяється структурна тераса.

На південний-схід від Яблунівського підняття в зоні перикліналі за надлежачими відбиваючими горизонтами ізогіпсою 2700 м окреслюється Дронівське підняття. Не виключається, що система порушень, чітко простежувана в нижньокам'яновугільних відкладеннях, у певній мірі ускладнює також московський структурний план.

За результатами виконаних побудов Яблунівську структуру інтерпретують як асиметричну брахіантиклінальну складку зі субширотним простяганням, суттєво ускладнену розривними порушеннями. Складність системи дислокацій простежується по всій площі структури. У процесі розробки проекту розвідки середньокам'яновугільного комплексу Яблунівського родовища було складено низку структурних карт по покрівлях продуктивних горизонтів московського (М-4, М-5в, М-5н, М-6, М-7) та башкирського (Б-5, Б-6, Б-10, Б-11) ярусів, а також побудовано відповідні геологічні розрізи. Побудови виконано з урахуванням кривизни свердловин.

Серед численних розломів вирізняються два наймасштабніші: один із них ускладнює південно-східну перикліналь та північне крило структури, перетинаючи її діагонально (зі південного сходу на північний захід). Площина скиду нахилена на північний схід під кутом близько 45°- 60°; висячий бік зміщений вниз приблизно на 50-100 м у відкладеннях середнього карбону та на 150-250 м у відкладеннях нижнього карбону.

Друге значуще порушення простежується в широтному напрямку вздовж північного крила, відокремлюючи його від центрального куполоподібного блоку структури. Воно нахилене на північ під кутом приблизно 65°- 76° і характеризується амплітудою зміщення порід близько 200-300 м. У присклепінній зоні, на середній відстані між свердловинами №7 і №13, це порушення впирається в діагонально орієнтований розлом, тим самим обмежуючи центральний блок структури з північного боку.

Північний сегмент та склепінна зона Яблунівського підняття характеризуються складною тектонічною будовою, обумовленою численними диз'юнктивними порушеннями типу скидових розломів, значна частина яких ідентифікована методами сейсмозв'язки та підтверджена даними глибокого буріння. У південній частині межу центрального структурного блоку формує розрив, що простежується майже ортогонально відносно діагонального порушення, локалізованого між свердловинами №84 та №111.

Крім того, за аналізом побудованих карт виявлено тенденцію до зниження амплітуди та крутизни нахилу крил складки при переході від старіших до молодших відкладів.

У відкладеннях середнього кам'яновугільного ярусу кути падіння порід на північному крилі та в зоні південно-східної перикліналі практично не змінилися – зменшилися лише на 1-2°. У межах західної перикліналі вони скоротилися в двічі, а на південному крилі – приблизно на одну третину. Габарити складки становлять 15 × 6 км.

Амплітуда Яблунівської складки, яка в горизонтальному перерізі у візейському відділі досягає 700-800 м, у продуктивних башкирських

відкладеннях зменшується до приблизно 500 м. Кути падіння пластів у нижньому відділі карбону на південному крилі становлять близько 15-16°, на північному – 28-29°, на західній периклинали – 6°, а на східній – близько 8°.

Внаслідок детального стратиграфічного розчленування та кореляції розрізів свердловин Яблунівського родовища отримано якісно нові дані щодо внутрішньої будови верхньопалеозойського структурного комплексу, для якого характерний значний дефіцит потужностей, зафіксований у інтервалі від нижньосерпухівських до московських відкладів.

На структурній карті по VI відбиваючому горизонту, що відповідає подошві данково-лебедянських відкладів, утворено 2 склепіння – в районі свердловини № 1 і в районі свердловини № 61.

У різних свердловинах обсяг цього явища варіює і, очевидно, зумовлений різними причинами. Так, у свердловинах №1, 109, 53, 54, 59, 67 та інших, пробурених у склепінних і присклепінних умовах, спостерігається випадіння з розрізу товстої пачки відкладів на контакт московського та башкирського ярусів середнього карбону. У цих точках відсутня приблизно 250-270 м башкирських відкладів, що пояснюється розмивом на межі башкир – москва. В інших випадках (св. №11, 13, 3, 63, 68, 70, 88, 102) таке випадіння пов'язане з наявністю тектонічного порушення – діагонального скидового розлому.

1.5. Нафтогазоводоносність та колекторські властивості продуктивного горизонту Б-5

У 1985р. за матеріалами підрахунку запасів газу, конденсату і нафти УкрНДІгазом було складено Проект розробки Яблунівського НГКР [4]. У цьому ж році Яблунівське НГКР введено у промислову розробку. Згідно з проектом розробки «нафтові поклади для цілей розробки були об'єднані у чотири експлуатаційні об'єкти: I – горизонт В-18 (св. 90, 91, 92, 93), II – горизонт В-17 (св. 86, 87, 88); III – горизонт Б-6 (св. 97); IV – горизонт Б-5 (св. 94, 95, 96).»

В склепінній частині родовища, 560 м на північ від св. 1 була пробурена пошукова свердловина 12 з метою пошуків покладів нафти і газу в середньому карбоні. Проектна і фактична глибина – 3850 м. В свердловині випробувано 9 об'єктів. Тут вперше була встановлена промислова продуктивність відкладів башкирського ярусу (Б-5, Б-6, Б-10, Б-11) (рис. 1.4). Треба відмітити, що під час випробуванні VI об'єкту (3544-3574 м, Б-5) вперше отримано приплив високов'язкої нафти дебітом 10,4 м³/добу. Промисловий видобуток нафти на Яблунівському НГКР розпочатий 1988 р. св. 68, якою була введена в розробку нафтова облямівка гор. Б-6.

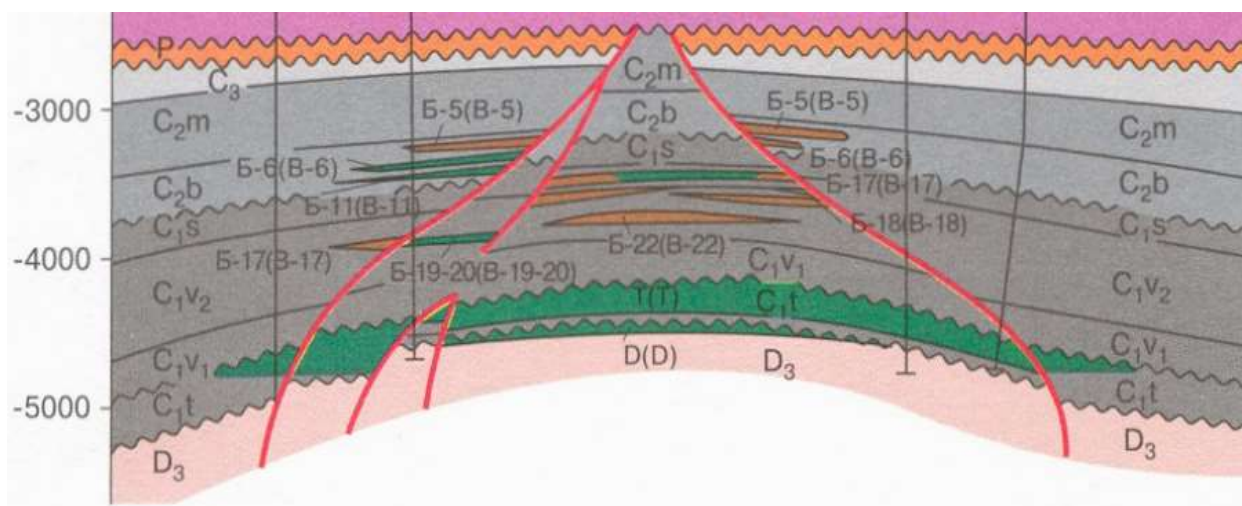


Рисунок 1.4 – Розріз продуктивної частини

Відклади башкирського ярусу розвинені нерівномірно, спостерігаються великі коливання товщин по площі родовища, вони значно зменшені на піднесених блоках (в районі св. 16, 52, 67,76) та в місцях розвитку розривних порушень (св. 86, 87, 96). В межах ярусу на Яблунівському родовищі розташований найбільш давній в ДДЗ середньокам'яновугільний поклад ВВ (продуктивний горизонт Б-11), сконцентрований в двох витриманих пластах пісковика, розділених прошарками вапняків і аргелітів. Продуктивний горизонт Б-10 приурочений до глинисто-карбонатної товщі лагунно-морського генезису товщиною біля 20 м. Вище залягають продуктивні горизонти Б-6 та Б-5 в складі потужної піщаної пачки. Загальна товщина башкирського ярусу змінюється в широкому діапазоні 40-480 м.

За даними промислової геофізики і випробування пошукових розвідувальних та експлуатаційних свердловин в розрізі родовища виділено 4 нафтових поклади промислового значення: Б-5, Б-6, Б-10, Б-11 у башкірських відкладах середнього карбону. Початкові геологічні запаси нафти по башкірським й візейським відкладам: категорія C_1 – 8813 тис. т, категорія C_2 – 20662 тис.т, разом категорії $C_1 + C_2$ – 29475 тис. т. Початкові видобувні запаси нафти складають: категорія C_1 – 2056 тис. т, категорія C_2 – 4311 тис. т, разом категорії $C_1 + C_2$ – 6367 тис.т.

Забалансові запаси нафти (категорія C_1) по московському ярусу дорівнюють 21309 тис. т (горизонти М-4 – 5761 тис. т, М-5н – 3820 тис. т, М-5в – 4722 тис. т М-6 – 2960 тис. т, М-7 – 4046 тис. т).»

Висновки за розділом 1

Яблунівське родовище – одне з найбільших в Україні відкрили 1977 р в межах Лохвицького району Полтавської області. Його початкові запаси сягали 117 млрд. м³ газу та 18 млн. т нафти і конденсату. Родовище знаходиться в активній стадії розробки, за період експлуатації з 1983 р з нього вилучено понад 42 млрд. м³ газу та близько 3 млн. т нафти і конденсату, залишкові запаси газу становлять 30% від початкових.

Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в мезозойських відкладах Кам'яновугільної системи, що складаються з пісковиків, глин та карбонатних порід. Продуктивні пласти розташовані на глибинах від 2 500 до 4 000 метрів. Родовище має складну геологічну структуру з різними тектонічними порушеннями та розломами. Розробка Яблунівського НГКР є складним завданням через його геологічну складність. Будівництво та експлуатація свердловин вимагають використання сучасних технологій та ефективного управління ризиками.

За природно-географічними умовами залягання запаси вуглеводнів Яблунівського НГКР відносяться до важковидобувних, зокрема горизонт Б-5 башкірського ярусу містить поклади високов'язкої важкої нафти.

Встановлена промислова продуктивність відкладів башкирського ярусу (Б-5, Б-6, Б-10, Б-11). Тут під час випробуванні VI об'єкту (3544-3574 м, Б-5) вперше отримано приплив високов'язкої нафти дебітом 10,4 м³/добу. Промисловий видобуток нафти на Яблунівському НГКР розпочатий 1988 р. св. 68, якою була введена в розробку нафтова облямівка горизонту Б-6.

Відклади башкирського ярусу розвинені нерівномірно, спостерігаються великі коливання товщин по площі родовища, вони значно зменшені на піднесених блоках (в районі св. 16, 52, 67,76) та в місцях розвитку розривних порушень (св. 86, 87, 96). Продуктивний горизонт Б-10 приурочений до глинисто-карбонатної товщі лагунно-морського генезису товщиною біля 20 м. Вище залягають продуктивні горизонти Б-6 та Б-5 в складі потужної піщаної пачки. Загальна товщина башкирського ярусу змінюється в широкому діапазоні 40-480 м.

РОЗДІЛ 2. ЗАХОДИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ ЯБЛУНІВСЬКОГО НГКР

2.1. Особливості розробки родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів

У структурі ресурсної бази вуглеводнів простежується стійка тенденція до зростання частки важковидобувних запасів, освоєння яких у сучасних економічних умовах потребує значних капіталовкладень. Унаслідок цього розробка родовищ із важковидобувними запасами нафти здійснюється уповільненими темпами, а, згідно з практичними даними, кінцева нафтовіддача продуктивних пластів таких родовищ не перевищує 30 % від початкових балансових запасів. За останні три десятиліття в Україні обсяг зазначених запасів зріс майже утричі та перевищив 68 % від загальної ресурсної бази. До цієї категорії належать, передусім, поклади нафти у малопроникних колекторах і тонкошарових пластах, залишкові ресурси вуглеводнів, що формуються на завершальних стадіях експлуатації родовищ, високообводнені поклади, а також важка високов'язка нафта і бітумні утворення. Усе зазначене становить ключові напрями залучення вуглеводневого потенціалу надр у сучасних умовах, які нині ефективно реалізуються у провідних державах світового нафтогазовидобування, зокрема у США та Канаді. Для України освоєння таких ресурсів також має виняткове значення, проте на сьогодні їм не приділяється достатньої уваги [5].

Критерії, відповідно до яких категорія запасів класифікується як важковидобувні, визначені постановою Кабінету Міністрів України від 7 листопада 2013 року № 838. До таких відносяться ділянки надр, вилучення вуглеводневої сировини з яких ускладнене наявністю хоча б одного з наведених показників:

- нафтові поклади, що характеризуються високою в'язкістю (динамічна в'язкість у пластових умовах перевищує 30 мПа·с);
- запаси нафти зосереджені у нафтових об'ємівках і підгазових зонах нафтогазоконденсатних родовищ із висотою нафтового пласта менш ніж 30 м

та шириною не більш як 200 м;

– колектори відповідних ділянок надр, де локалізовані запаси вуглеводнів, відзначаються низькою проникністю (менше 0,05 мкм² для нафти та менше 0,02 мкм² для природного газу);

– середній рівень обводненості продукції нафтових покладів становить понад 80 % за умови вилучення більш як 60 % початкових видобувних запасів;

– ступінь виробленості початкових видобувних запасів нафти перевищує 80 %, а природного газу – 85 %;

– у газових покладах з активним водонапірним режимом вилучено понад 40 % початкових балансових запасів газу;

– газоконденсатні поклади з початковими балансовими запасами газу менші за 0,5 млрд м³;

– у газоконденсатних покладах із початковим вмістом конденсату в пластовому газі понад 200 г/м³ вилучено більш як 40 % початкових балансових запасів газу;

– родовища розташовані в межах морських акваторій.

Специфічною рисою геологічної будови продуктивних товщ більшості нафтових і газових родовищ України є широке поширення малопроникних колекторів із підвищеним вмістом глинистих компонентів, які акумулюють значні ресурси нафти. Такі колектори вирізняються складними техногенними процесами у ході їх розробки, що зумовлено трансформацією фільтраційно-ємнісних характеристик як у площинному, так і у вертикальному розрізі продуктивної товщі [7].

Якісна характеристика та структурна організація важковидобувних запасів нафти в Україні має такий вигляд:

– нафти з підвищеною в'язкістю – 3,12 %;

– підгазові зони – 0,03 %;

– виснажені (високовироблені) поклади – 15,12 %;

– поклади з високим рівнем обводненості – 26,60 %;

– малопроникні колектори – 55,13 %.

Експлуатація нафтових родовищ із малопроникними колекторами потребує впровадження сучасних технологічних рішень, зокрема із застосуванням свердловин із горизонтальними стовбурами. У ряді випадків низька результативність використовуваних методів розробки зумовлена недостатнім урахуванням геолого-промислових параметрів зазначених об'єктів та складних техногенних процесів, що відбуваються у продуктивних товщах. Це спричиняє істотні розбіжності між фактичними та проектними показниками ефективності технологій, вибір нераціональних режимів експлуатації свердловин, зокрема депресійних навантажень, що перевищують критичні значення, і, як наслідок, призводить до зменшення обсягів нафтовидобутку.

Для інтенсифікації дебіту свердловин, що експлуатують малопроникні колектори, переважно застосовуються технології кислотного впливу на продуктивні товщі. У технологічному аспекті виокремлюють методи закачування кислотних розчинів без перевищення тиску гідророзриву пласта та кислотний гідророзрив. Вибір конкретної методики визначається початковими фільтраційно-ємнісними параметрами об'єкта розробки, ступенем їх трансформації у процесі кислотної обробки свердловин та подальшої експлуатації вуглеводневих ресурсів. Ігнорування фільтраційно-ємнісних характеристик може спричинити відсутність позитивного ефекту, а також пошкодження обладнання. Технологія кислотного ГРП у малопроникних колекторах орієнтована на утворення гідравлічних тріщин на значній відстані від стовбура свердловини (або на розкриття природної тріщинуватості) з високою провідністю та забезпечення їхньої довготривалої стабільності [8].

Аналіз стану нафтовидобутку на численних родовищах України вказує, що однією з провідних причин зниження видобутку вуглеводнів є погіршення колекторських характеристик порід у привибійній зоні внаслідок розкриття пластів та їхньої експлуатації. Результати численних вітчизняних і закордонних досліджень та виробничий досвід демонструють, що під час

буріння й освоєння свердловин погіршуються фільтраційно-ємнісні параметри привибійної зони пласта, що зумовлено проникненням у пласт фільтрату та твердих часток промивальної рідини. Залежно від конкретних умов буріння фільтрати промивальних рідин можуть інфільтруватися в продуктивні пласти на середню глибину до 1,5 м, а інколи й на більші відстані. При цьому вода або фільтрат промивальної рідини витісняють нафту з привибійної зони вглиб пласта, що призводить до зниження колекторної проникності на 50% і більше. Недосконалість методів освоєння та експлуатації таких свердловин спричиняє заниження їх експлуатаційних показників; унаслідок цього свердловини часто виводяться з експлуатації або перебувають у консервації, хоча їхній потенціал залишається невикористаним [6].

Крім цього, у ході тривалої експлуатації свердловин спостерігається деградація колекторних характеристик привибійної зони пласта, що проявляється через інфільтрацію сольових розчинів та накопичення асфальто-смолисто-парафінових відкладень, зумовлених термохімічними реакціями, замиканням тріщин та іншими процесами. Залишкові ресурси таких пластів і покладів також переважно класифікуються як важковидобувні.

Практично переважна більшість великих нафтових родовищ України перебуває на завершальній фазі розробки, що супроводжується високим рівнем вилучення запасів продуктивних покладів та значною обводненістю. Обсяги залишкової нафти у виснажених пластах залишаються колосальними, формуючи вагомий потенціал для подальшого розвитку нафтовидобувної галузі. Підвищення коефіцієнта нафтовіддачі пластів із середнім рівнем запасів до 0,7-0,8 за ефективністю можна прирівняти до відкриття нових родовищ.

Стабілізація процесів видобування нафти й газу з покладів, що перебувають на завершальній стадії розробки, може бути забезпечена широким застосуванням сучасних технологій підвищення коефіцієнта нафтовилучення та інтенсифікації видобутку вуглеводнів. На території нафтогазових родовищ України використовуються різноманітні

гідродинамічні, термічні, хімічні та інші методи підвищення нафтовіддачі. Особливої уваги потребує нагальна необхідність розширення спектра сучасних технологічних рішень у цій сфері, оскільки практичне впровадження таких методів здійснюється лише на обмеженій кількості родовищ через техніко-економічні чинники.

Залишкова нафта у вироблених покладах здебільшого перебуває у такому фізико-геологічному стані, що її вилучення традиційними методами розробки є практично недосяжним. Характерною особливістю просторового розподілу залишкової нафти виступає неоднорідність насичення нею продуктивних колекторів, яка проявляється на різних масштабних рівнях – від окремих порових просторів (защемлена нафта) до локальних ділянок у межах покладу.

Другою визначальною особливістю залишкової нафти є відмінність її фізико-хімічних характеристик від властивостей природної (первинної) нафти. У процесі розробки покладу внаслідок взаємодії закачуваної та пластової води з природною нафтою і породою-колектором відбувається трансформація початкових властивостей нафти та колекторських характеристик пласта. Конфігурація та просторовий розподіл залишкових запасів нафти визначаються сукупністю природних і технологічних чинників, що формують кінцевий коефіцієнт нафтовилучення. До таких чинників належать: реологічні параметри нафти (зокрема її в'язкість), фільтраційно-ємнісні властивості пластів, початковий стан нафтогазової системи, режим експлуатації покладу, густина розташування свердловин.

Ще одна група важковидобувних запасів нафти пов'язана з покладами **важких високов'язких нафт**. Термін «важка нафта» не має універсального визначення. У різних країнах до цієї категорії відносять нафти, що характеризуються різними показниками густини та реологічних властивостей. Прикладом є арабська нафта та іранська нафта (густиною 0,893 г/см³ і 0,870 г/см³ відповідно). У Канаді поняття «важка нафта» використовується для позначення малорухомих і високов'язких нафт із густиною понад 0,934 г/см³.

У 1987 році на XII Всесвітньому нафтовому конгресі в м. Х'юстон була затверджена узагальнена схема класифікації нафт та природних бітумів [6]:

- легкі нафти (з густиною менш ніж $870,3 \text{ кг/м}^3$);
- середні нафти (у діапазоні $870,3\text{-}920,0 \text{ кг/м}^3$);
- важкі нафти (від $920,0$ до 1000 кг/м^3);
- надважкі нафти (понад 1000 кг/м^3 при в'язкості нижче $10\,000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$);
- природні бітуми (більше 1000 кг/м^3 при в'язкості вище $10\,000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$).

Важкі високов'язкі нафти та бітуми (мальти, асфальти, асфальтити тощо) серед нетрадиційних джерел вуглеводнів займають особливе місце. Це зумовлено, по-перше, їхньою генетичною та геохімічною спорідненістю з «класичною» нафтою, а по-друге – надзвичайно значними ресурсами. Сукупні геологічні запаси лише в Західній Канаді (Атабаска, Вабаска, Піс-Рівер) та у бітумоносному поясі Оріноко перевищують 500 млрд т. Світові запаси важкої нафти показано на рис. 2.1.

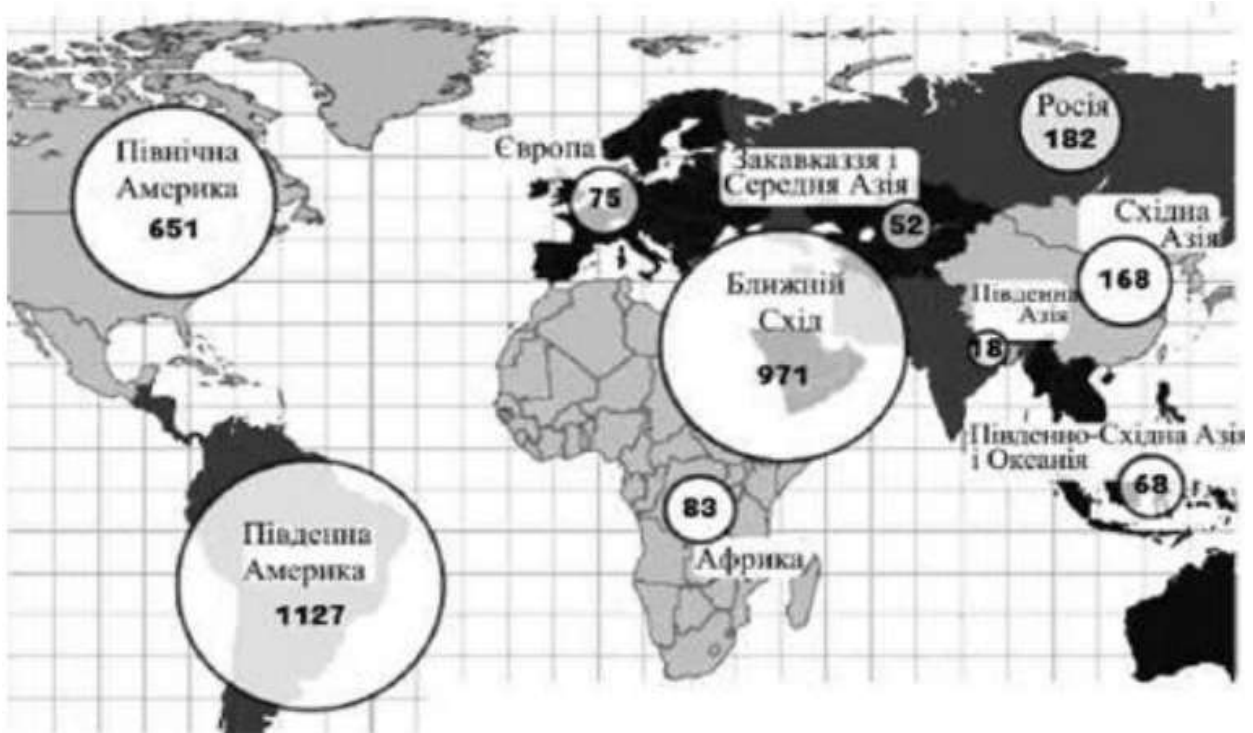


Рисунок 2.1 – Світові запаси важкої нафти

На території України існували всі необхідні геологічні та гідрогеологічні умови для формування значних промислових скупчень важких нафт, мальт та асфальтів. Проте рівень їхньої геологічної вивченості, за винятком

озокеритових родовищ Передкарпатського прогину, залишається вкрай низьким. Концентрації важкої високов'язкої нафти та бітумів у межах Дніпровсько-Донецької западини, а також у Переддобрудзькому регіоні та на Керченському півострові були встановлені під час пошукових робіт на нафту і газ.

Значні поклади важкої високов'язкої нафти та мальт виявлено на Яблунівському газоконденсатному родовищі (у потужних алювіальних пісковиках башкирського та московського ярусів), Бугруватівському нафтовому родовищі (у верхньовізейських прибережно-морських пісковиках), а також на низці інших об'єктів. Позитивний досвід геологорозвідувальних робіт щодо важкої нафти та мальтів на Яблунівському і Бугруватівському родовищах підтверджує доцільність паралельного використання цього додаткового джерела вуглеводнів у процесі видобування нафти, газу та конденсату. Найбільший інтерес у цьому контексті становлять зони облямівок і периферійні ділянки різних басейнів. Зокрема, північно-західна частина Дніпровсько-Донецької западини, виділена свого часу як Деснянський бітумоносний басейн, де вже відкрито низку родовищ (Бахмацьке, Тванське та ін.) важкої нафти й бітумів.

Високов'язкі нафти – це нафти, які не підпорядковуються закону в'язкого тертя Ньютона у процесі течії (так звані неньютонівські нафти). Вони характеризуються аномальними реологічними властивостями при малих значеннях напруження зсуву, а також відхиленням від закону Дарсі під час фільтрації у пористому середовищі. Рухливість таких нафт за умов низьких градієнтів тиску є вкрай обмеженою. Розробка покладів високомолекулярних та аномально в'язких нафт ускладнюється формуванням застійних зон, ефективність нафтовіддачі при застосуванні традиційних технологічних методів є низькою, а водне витіснення нафти спричиняє інтенсивне обводнення експлуатаційних свердловин.

З огляду на специфіку генетичних особливостей та геологічних умов залягання, технологічні процеси видобування важкої нафти й бітумів та

подальшого отримання з них вуглеводневих сполук, на відміну від інших альтернативних джерел вуглеводневої сировини, нині мають практичну реалізацію. На сучасному етапі сформовано комплекс апробованих технологічних рішень, завдяки застосуванню яких Канада посіла одне з провідних місць у світі за обсягами видобутку бітумінозної нафти.

Підвищення коефіцієнта нафтовилучення з покладів надмірно в'язких нафт забезпечується шляхом термічного впливу на продуктивний пласт, ін'єкцією розчинників, діоксиду вуглецю, полімерних систем, створенням підвищених градієнтів тиску та вирівнюванням профілів приймальності. Для родовищ із невеликою глибиною залягання можуть застосовуватися кар'єрні, шахтні та комбіновані шахтно-свердловинні методи розробки. Транспортування трубопроводами аномально в'язких нафт здійснюється з попереднім підігрівом на перекачувальних станціях та введенням диспергаторів парафінових компонентів.

Беручи до уваги значні прогнозовані запаси важкої нафти та природних бітумів на території України, а також хоча й обмежений, проте достатньо позитивний національний досвід їхнього освоєння, даний напрям використання вуглеводневого потенціалу надр слід віднести до стратегічно пріоритетних. Необхідно інтенсифікувати одержання синтетичних вуглеводнів із виявлених нафтидів на розроблюваних нафтових і газоконденсатних родовищах (Яблунівське, Скоробагатьківське, Бугруватівське, Свидницько-Коханівське, Решетняківське тощо), впровадити розробку родовищ важкої високов'язкої нафти та природних бітумів (Бахмацьке, Тванське, Холмське у північно-західній частині ДДЗ) і, перш за все, ініціювати пошуково-розвідувальні роботи щодо покладів важкої нафти й природних бітумів у зазначених зонах з перспективою виявлення їх значних запасів на невеликих глибинах.

Щодо економічних аспектів функціонування нафтовидобувної галузі, провідним суб'єктом нафтогазового сектору України виступає ПАТ «Укрнафта», яке забезпечує 69,1 % видобутку нафти з газовим конденсатом та

10,6 % природного газу. У межах цієї сфери простежуються дві негативні тенденції. По-перше, темпи відновлення мінерально-сировинної бази істотно поступаються швидкості вилучення вуглеводневих ресурсів. По-друге, більшість високопродуктивних родовищ перейшла у завершальну фазу експлуатації, що характеризується прогресуючим виснаженням енергетичного потенціалу пластів, підвищеним рівнем обводнення свердловин та зростанням частки запасів із ускладненими умовами видобутку.

В умовах, що склалися, одним із напрямів стабілізації та збільшення видобутку нафти є впровадження методик підвищення нафтовилучення. Станом на 2020-ті роки на родовищах України, зокрема в ПАТ «Укрнафта», із широкого спектра відомих технологій переважно застосовують заводнення, яке поступово втрачає ефективність у зв'язку з переходом більшості нафтових родовищ у пізню стадію експлуатації. Крім того, заводнення спричиняє передчасне обводнення продукції свердловин, різке зниження дебіту нафти та, як наслідок, перехід свердловин у нерентабельний стан. Особливо вразливими до таких процесів є родовища з високов'язкими нафтами (Яблунівське, Бугруватівське східного нафтогазоносного регіону, Коханівське західного нафтогазоносного регіону). За відсутності заходів, спрямованих на уповільнення цих негативних тенденцій, при збереженні існуючих темпів видобування рентабельні запаси нафти наблизяться до вичерпання, що ставить під сумнів не лише подальше нарощування видобутку, а й збереження досягнутого рівня.

Особливої уваги потребує прогресуюче обводнення нафтогазоносних покладів. Для протидії цьому явищу дедалі ширше застосовують полімерні розчини, які відзначаються підвищеною в'язкістю, тиксотропною та псевдопластичною поведінкою. Необхідність використання полімерів обґрунтована їхньою здатністю модифікувати реологічні характеристики водних середовищ і формувати гелі заданої в'язкості. Суть полімерного заводнення полягає у введенні полімеру до водної фази з метою зниження її рухливості. Застосування полімерів дозволяє суттєво зменшити проникність

по водній фазі, вирівняти фронт витіснення нафти водою, подовжити період безводної експлуатації свердловин та підвищити ступінь вилучення нафти.

На території України, задля стабілізації та збільшення обсягів видобутку нафти, сформовано наукові підходи до оптимізації діючих систем розробки нафтових і газових родовищ, які орієнтовані на підвищення техніко-економічної ефективності інноваційних технологій видобутку вуглеводнів та на збільшення коефіцієнта вилучення за умов погіршення структури запасів. До основних напрямів належать:

- методика оперативної оцінки технологічної ефективності систем розробки та формування пріоритетних рекомендацій щодо їх удосконалення;
- система безперервного моніторингу розробки родовищ із застосуванням гідродинамічного моделювання;
- методичні положення довгострокового прогнозування рівнів видобутку нафти і газу;
- технології підвищення продуктивності свердловин, обмеження припливів пластових вод та ліквідації заколонних перетоків;
- методика локалізації невироблених зон пласта і оптимального розміщення ущільнювальних свердловин.

2.2. Технологічні проблеми експлуатації свердловин, що виникають при розробці покладів високов'язких нафт

На сьогодні в Україні виявлено низку родовищ із високов'язкими нафтами, серед яких найпоширенішими є Бугруватівське, Яблунівське, Коханівське, Чечвинське, Борзівське, Семенівське, Акташське, та інші. Глибини залягання продуктивних пластів із високов'язкою нафтою на зазначених родовищах варіюють у межах від 200-300 м до 3000-4000 м, при цьому близько 75 % таких запасів зосереджено на глибинах до 2000 м. У пластових умовах в'язкість цих нафт коливається від 20 мПа·с до 100 мПа·с.

На переважній більшості зазначених родовищ горизонти з високов'язкою нафтою експлуатуються низькоефективно внаслідок

недостатності глибинно-насосного обладнання, пристосованого до конкретних умов залягання. На свердловинах, що працюють насосним способом, дебіти становлять 1-7 м³/добу. У цілому лише на двох родовищах із такими нафтами – Бугруватівському та Коханівському – пробурено та підготовлено до експлуатації близько 100 свердловин.

Головні ускладнення під час експлуатації пластів із високов'язкими нафтами зумовлені фізико-хімічними характеристиками самих нафт. Під час підйому на поверхню спостерігається підвищення їхньої в'язкості та зниження температури, а також значний вміст асфальтеносмолопарафінових фракцій, що призводить до відчутних втрат напору в привибійній зоні пласта й у стовбурі свердловини, інтенсивного відкладення густих вуглеводнів на стінках насосно-компресорних труб і, як наслідок, до погіршення продуктивних показників свердловин та зростання загальних експлуатаційних витрат. Усунення цих недоліків могло б сприяти збільшенню видобутку високов'язкої нафти в Україні; для цього необхідно розв'язати низку завдань, які на сьогодні практично залишаються невирішеними.

Одне з таких завдань полягає в оптимізації технологій видобутку та розробці високоефективного глибинного насосного обладнання для підйому високов'язкої нафти зі свердловин; вирішення цього питання є надзвичайно актуальним на сучасному етапі нафтовилучення. Наразі в усьому світі триває активний пошук інноваційних технологічних рішень і технічних засобів, що спираються на нові фізичні явища та ефекти.

В Україні експлуатація покладів високов'язкої нафти здійснюється свердловинним способом із застосуванням глибинно-насосних систем. У ролі глибинних насосів використовуються штангові, електровідцентрові, гідропоршневі та гвинтові установки.

З огляду на те, що під час піднімання нафти з вибою свердловини її реологічні властивості змінюються, а саме – в'язкість істотно зростає, застосування штангових насосів стає не лише економічно недоцільним, але й технічно складним для реалізації. Експлуатація штангових глибинно-насосних

систем супроводжується явищем зависання колони штанг при русі вниз, значними розтягувальними напруженнями – при русі ввверх, неузгодженістю функціонування верстата-гойдалки та колони штанг, а також розривами канатної підвіски чи самої колони. За умови відкачування рідини з в'язкістю понад $20 \cdot 10^{-4}$ м²/с стабільна робота насосної установки стає неможливою без застосування спеціальних технологічних заходів.

У електроцентробіжних насосах унаслідок підвищення в'язкості нафти різко зростає необхідний напір агрегату, а також збільшується навантаження на електричні кабелі живлення, що спричиняє їх вихід із робочого режиму.

Серед відомих конструкцій насосного обладнання для транспортування високов'язких нафт ефективними залишаються гвинтові та гідропоршневі агрегати. У цих системах питання створення напору не має критичного значення, оскільки робочим середовищем виступає легка нафта, розчинник або спеціалізовані емульсійні склади, які при змішуванні з високов'язкими нафтами не спричиняють додаткового зростання в'язкості суміші. Для обох типів насосів співвідношення витрат робочої рідини до витрат високов'язкої нафти, що надходить у всмоктувальну камеру, становить 5-10 до 1.

Таким чином, підвищення в'язкості змішаного потоку у ліфтовій секції трубопроводу не перевищує 15-20 %, а відповідно й необхідний гідравлічний напір насосів порівняно з їхнім напором при роботі з чистою робочою рідиною не перевищує 20-25 %. Єдиною критичною задачею для обох типів насосних систем залишається процес всмоктування високов'язких нафт. Якщо реологічні характеристики цих нафт (в'язкість) не перевищують 10-30 мПа·с, то застосування спеціальних технологічних заходів для її зниження не є необхідним. У випадку, коли в'язкість перевищує 30 мПа·с, у вибірних умовах виникає потреба у впровадженні спеціалізованих технічних рішень, спрямованих на зменшення цього показника.

Вагомим недоліком гвинтових насосів є низька надійність гумової обойми робочих елементів, потреба у використанні потужних електроприводів та необхідність глибшого занурення під динамічний рівень (збільшення

глибини спуску агрегатів). Технічні параметри гідропоршневих насосів мають істотні обмеження щодо максимально допустимих витрат. Наприклад, при глибині свердловини 3000 м насоси українського виробництва Сумського науково-виробничого об'єднання здатні транспортувати нафту на поверхню з продуктивністю 15 м³/добу. Відтак їх застосування можливе переважно у малодебітних свердловинах.

У США *струминні насоси* були створені у 1970-х роках, після чого розпочалася їх експериментальна апробація на нафтових свердловинах компаніями Kobe, National та Guiberson. Використання цих систем на окремих родовищах продемонструвало достатньо високу ефективність [9].

2.3. Заходи для підвищення нафтовилучення з горизонту Б-5 башкирського ярусу Яблунівського НГКР

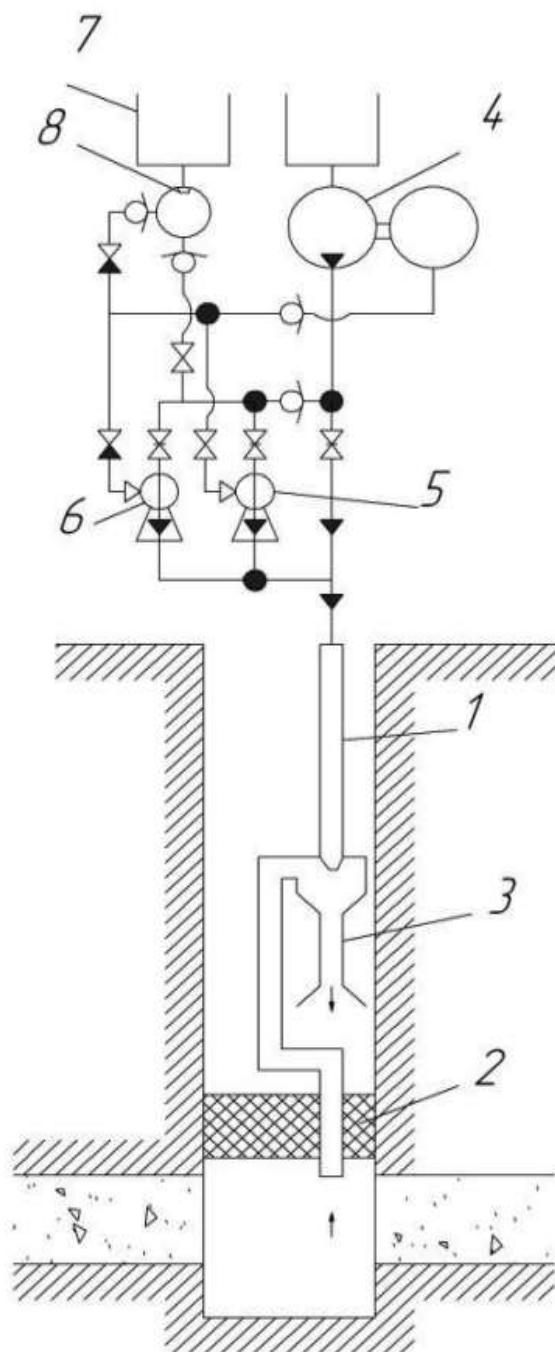
В роботі розглянуто важливу науково-прикладну проблему, пов'язану з удосконаленням методів видобутку високов'язких нафт за допомогою струминних насосів. Виконано дослідження функціонування струминного насоса для видобування високов'язких нафт у свердловинних умовах з горизонту Б-5 Яблунівського НГКР.

2.3.1. Застосування струминних насосів для видобування високов'язких пластових рідин

На сучасному етапі струминні насоси набули широкого застосування в багатьох країнах світу, включно з Україною. Вперше в Україні ідею використання струминних апаратів у технологіях освоєння свердловин та інтенсифікації припливу вуглеводнів висунув професор Р. С. Яремійчук [10].

Струминні насоси, які можуть застосовуватися для транспортування як легкої нафти, так і високов'язких важких нафт, характеризуються високою гнучкістю робочих параметрів. У конструкції цих агрегатів відсутні рухомі елементи, що забезпечує підвищену експлуатаційну надійність та значний ресурс роботи (до 6000 годин). У вставному виконанні вони можуть бути замінені без необхідності вилучення насосно-компресорних труб [11].

У авторському свідоцтві [12] авторами Р. С. Яремійчуком, Б. М. Кіфором, В. М. Лотовським описується свердловинна насосна система, що застосовується у процесах нафтогазовидобування. Винахід належить до струминної техніки. На рисунку 2.2 наведено схематичне зображення конструкції такої свердловинної насосної установки.



*Рисунок 2.2 – Свердловинна насосна установка
 1 – колона НКТ; 2 – пакер; 3 – струминний насос; 4 – наземний насос;
 5, 6 – рідинно-газові ежектори; 7 – ємність для поверхнево-активної речовини; 8 – дозатор*

Введення установки в експлуатацію здійснюється подачею робочої рідини від наземного насоса 4 через насосно-компресорні труби 1 до струминного насоса 3, внаслідок чого забезпечується відкачування флюїду з підпакерної зони на поверхню. При подачі робочої рідини від наземного насоса 4 до першого 5 та другого 6 рідинно-газових ежекторів у насосно-компресні труби 1 надходить газорідинна суміш; у міру її просування до робочого сопла струминного насоса 3 газ розчиняється в рідині і потрапляє в робоче сопло у вигляді розчиненої фази.

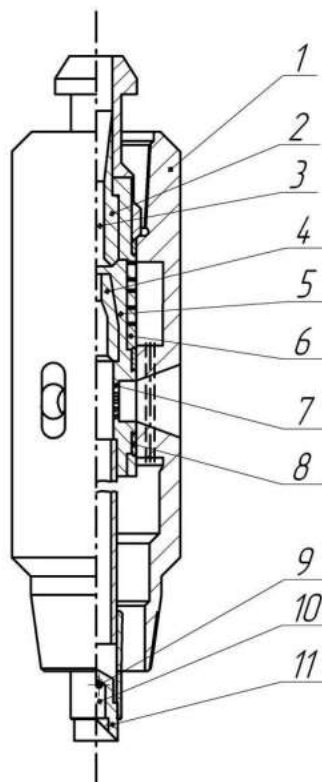
Застосування глибинних струминних насосів для експлуатації нафтових свердловин обґрунтовується такими їх характеристиками:

- зниження тиску на виході струминного насоса, що потрібен для підйому флюїду на поверхню, відбувається внаслідок газліфтного ефекту, який виникає при виділенні вільного газу з нафти в колоні НКТ;
- формування необхідного тиску робочої рідини біля входу в сопло забезпечується не лише наземним приводним насосом, а й напором стовпа робочого флюїду в міжтрубному просторі або колоні НКТ;
- проста конструкція, відносно компактні габарити, висока надійність і корозійна стійкість при прийнятній вартості;
- менша чутливість до присутності вільного газу та абразивних домішок (піску) у порівнянні з поршневыми насосами.

Струминні насоси зберігають працездатність за умов надвисокої в'язкості продукції, при наявності довіЛЬНОї кількості вільного газу, за підвищеного вмісту твердих домішок та при зростанні температури навколишнього середовища.

Комбінація струминного насоса з імпульсно-кавітаційним впливом на високов'язку нафту може істотно підвищувати інтенсифікацію видобутку важких вуглеводнів зі свердловин. Удосконалення технології та модернізація конструкції струминних апаратів для роботи з високов'язкими нафтами є нині актуальними й перспективними заходами для збільшення продуктивності свердловин вуглеводневих енергоносіїв.

Для видобування високов'язких нафт з покладу Б-5 Яблунівського родовища була взята за основу уже відома і випробувана конструкція струминного апарату, схему якого зображено на рис. 2.3.



*Рисунок 2.3 – Струминний апарат для видобування високов'язких нафт
1 – корпус пристрою; 2 – дифузор; 3 – камера змішування; 4 – сопло;
5 – сідло; 6 – струминний насос; 7 – фільтраційні отвори;
8 – ущільнюючі кільця; 9 - тангенціальні входні отвори кавітатора;
10 – камера завихрення; 11 – корпус гідродинамічного кавітатора*

Корпус пристрою містить осьовий канал з мінімальним діаметром 48 мм, який у межах заданого технологічного процесу перекривається відповідною вставкою (клапаном для опресування пакера, ежекторним насосом з клапаном для гідродинамічних досліджень або гідродинамічним кавітатором). У корпусі також передбачені радіальні канали для подачі робочої рідини та бічні поздовжні канали для всмоктування пластової рідини з підпакерної зони. У верхній і нижній частинах корпусу виконано різьбове з'єднання для приєднання до насосно-компресорних труб діаметром 73 мм.

У струминних апаратах цього типу подача робочої рідини здійснюється через НКТ, тоді як при технології видобутку високов'язких нафт робоча рідина

подається в затрубний інтервал, тому ежекторний насос конструктивно модифіковано. У корпусі насоса передбачено радіальні отвори діаметром не більше 2,5 мм для фільтрації як робочої суміші, так і пластової рідини. Це забезпечує підвищену надійність та тривалість експлуатації струменевого апарата. Сопла (6 мм і 8 мм) та змішувач виготовлені у двох типорозмірах, що дозволяє налаштовувати різні режими роботи; відповідно, діаметри сопел кавітатора також виконуються у двох типорозмірах – 6 мм і 8 мм – для забезпечення стабільної роботи гідравлічної пари «струменевий насос – кавітатор». Під час стендових випробувань найкращі показники продемонстрував кавітатор із діаметром сопла 6 мм. Загалом, зі зменшенням діаметра сопла інтенсивність кавітаційних процесів зростає, проте ця величина обмежується розміром вічок поверхневого фільтра, який дорівнює 2,5 мм. У конструкції кавітатора передбачено центральний пружинний стержень, торець якого прилягає до сопла; діаметр стержня становить 1 мм. Отже, при соплі діаметром 6 мм та центральному стержні 1 мм прохідний зазор між стержнем і стінкою сопла з кожного боку дорівнює 2,5 мм, що робить недоцільним застосування сопел із діаметром меншим за 6 мм.

У верхній частині ежекторного насоса розташована хвостова частина з проточенням, за яке за допомогою цангового захоплювача на канатному підйомному обладнанні можливе витягування агрегату на поверхню.

У нижній частині ежекторного насоса виконано різьбове з'єднання, до якого може бути приєднано клапан для гідродинамічних досліджень або гідродинамічний кавітатор.

Запірний пристрій для гідродинамічних досліджень складається з корпусу, у якому розташоване сидло, з'єднане з обмежувальною втулкою; кульовий елемент діаметром 25 мм підпирається пружиною до сидла, а обмежувальний гвинт регулює амплітуду його переміщення. У нижній частині сидла встановлено торцевий елемент, що підтримує герметизуючі манжети; у торцевому елементі передбачено різьбове приєднання для монтажу глибинного манометра або термометра.

У комплект обладнання також входить клапан для опресування пакера. Він виконаний у вигляді корпусу, послідовно з'єданого з вставкою, муфтою, торцевим елементом і хвостовою частиною; між зазначеними складовими розташовані герметизуючі манжети. Корпус, вставка, муфта, торцевий елемент і хвостовик мають поздовжній (осьовий) канал, що дозволяє використовувати цей клапан для закачування кислотних, лужних розчинів або поверхнево-активних речовин у підпакерну зону.

Для виконання технологічних операцій на свердловині (зокрема заміни вставок) до комплекту включено перехідник для приєднання до геофізичного кабелю, а також вантаж-обважнювач і цанговий вловлювач.

2.3.2. Удосконалення свердловинної установки шляхом застосування магнітних приладів для обробки високов'язкої нафти та робочої рідини

Попередження та видалення асфальтеносмолопарафінових відкладень є широко поширеною й актуальною проблемою в практиці експлуатації нафтових свердловин. Накопичення цих сполук призводить до частих простоїв свердловин для очищення глибинного обладнання від нашарувань, значних витрат на депарафінізацію та поточний ремонт, а також до зниження продуктивності видобутку з відповідними недоборами та втратами нафти.

Ефективним засобом запобігання зазначеним проблемам є використання *магнітних приладів* для обробки нафти. Ключовою перевагою таких пристроїв є одночасне забезпечення низки корисних технічних ефектів: вони не лише запобігають або суттєво зменшують відкладення асфальтеносмолопарафінових сполук, що призводить до подовження міжремонтного періоду експлуатації свердловин, а й підвищують корозійну стійкість трубопроводів, зменшують знос НКТ, сприяють зростанню дебіту та продуктивності свердловин і покращують екологічні показники нафтовидобувної діяльності [13].

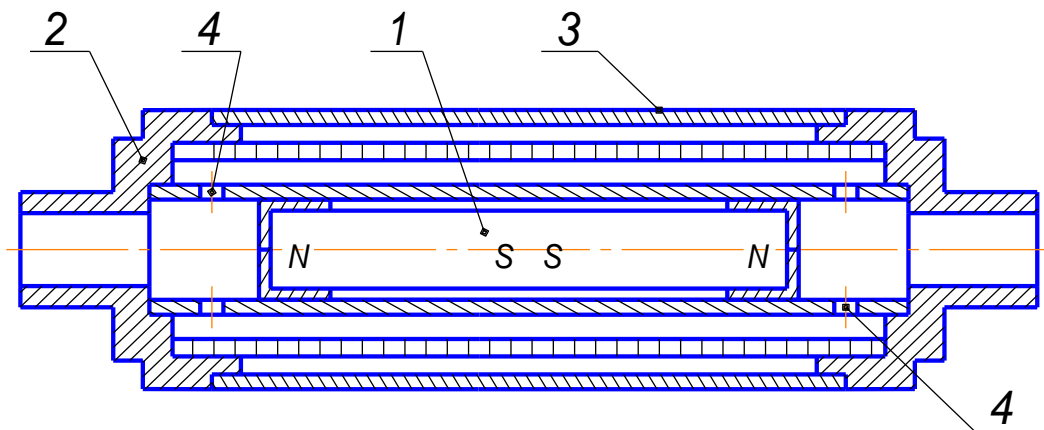
Пристрої для магнітної обробки робочих середовищ можуть бути виконані як у вигляді електромагнітних систем, так і на основі постійних

магнітів. Кожна з цих конфігурацій має власні переваги та обмеження. Переважна частина апаратів на постійних магнітах реалізує силові лінії, орієнтовані поперечно до напрямку потоку рідини. Для різних типів конструкцій застосовують як прості одноблочні магнітні системи, так і складні багатоблочні рішення, що забезпечують формування складних просторових розподілів силових ліній і створення багатореверсних магнітних полів [14].

Порівняно з багатьма іншими підходами до протидії відкладенням асфальтено-смолопарафінових сполук, магнітні установки, зокрема на базі постійних магнітів, характеризуються простотою конструкції та високою експлуатаційною надійністю; вони не потребують значних додаткових матеріальних чи енергетичних витрат і, за умови правильного проектування та виготовлення, не вимагають частих ремонтних втручань, забезпечуючи практично тривалий ресурс служби (понад 20-25 років) без істотного погіршення робочих параметрів.

Один із таких приладів – магнітне антипарафінове устаткування МАУ-1, польові випробування якого проводилися на Бориславському родовищі у 2002-2007 роках і показали, що він, на відміну від низки інших методів, забезпечує високі експлуатаційні результати. МАУ-1 дозволив істотно знизити викиди асфальтеносмолопарафінових сполук у зоні видобутку та перенести процес їх утилізації на нафтопереробний завод, що, у свою чергу, дає змогу зберегти цінні фракції цих сполук для подальшого використання та поліпшити екологічний стан районів видобутку нафти. На відміну від більшості зарубіжних та вітчизняних аналогів, запропоноване магнітне антипарафінове устаткування сконструйовано з передових магнітотвердих матеріалів, що забезпечують підвищену ефективність роботи устаткування; ця ефективність підтверджується багаторічною практикою застосування, а конструкція вирізняється простотою експлуатації. [13, 14].

На рис. 2.5 представлено принципову схему запропонованого магнітного антипарафінового пристрою.



*Рисунок 2.5. – Пристрій для намагнічування рідини МАУ - 1:
 1 – реверсивно намагнічений постійний магніт; 2 – трубопровід;
 3 – зовнішній корпус; 4 – отвори для введення і виведення рідини*

Довгий циліндричний постійний магніт 1 закріплено всередині трубопроводу 2; він має реверсивну аксіальну намагніченість, при якій торцеві полюси володіють однаковою полярністю, а протилежна полярність формується в середній частині його довжини. Робочим каналом для робочої рідини є кільцевий зазор між зовнішньою поверхнею труби 2 та герметичним зовнішнім корпусом 3.

В апаратах такого типу формується багатореверсне (з невеликою кількістю реверсів) магнітне поле, яке переважно орієнтоване перпендикулярно до напрямку потоку рідини та характеризується високими індукцією й градієнтом. Пристрої цього класу легко реалізуються шляхом розміщення в трубі 2 послідовності аксіально намагнічених магнітів із чергуванням напрямків намагніченості, що дозволяє суттєво збільшити число реверсів поля. Застосування магнітного антипарафінового устаткування може бути ефективним як при фонтанній експлуатації свердловин, так і при їхній роботі з глибинно-штанговими, відцентрованими та діафрагмовими насосами, а також на нафтопроводах.

В дипломній роботі запропоновано удосконалення свердловинної установки струминного насоса шляхом використання магнітних приладів для обробки високов'язкої нафти та робочої рідини.

2.3.3. Технологічна схема обв'язки обладнання для видобування нафти за допомогою струминного насоса

Технологічна схема обв'язки свердловинної насосної установки для видобування високов'язкої нафти за допомогою струминного насоса та обладнана магнітними приладами для обробки робочої рідини і високов'язкої нафти зображена на рис. 2.4.

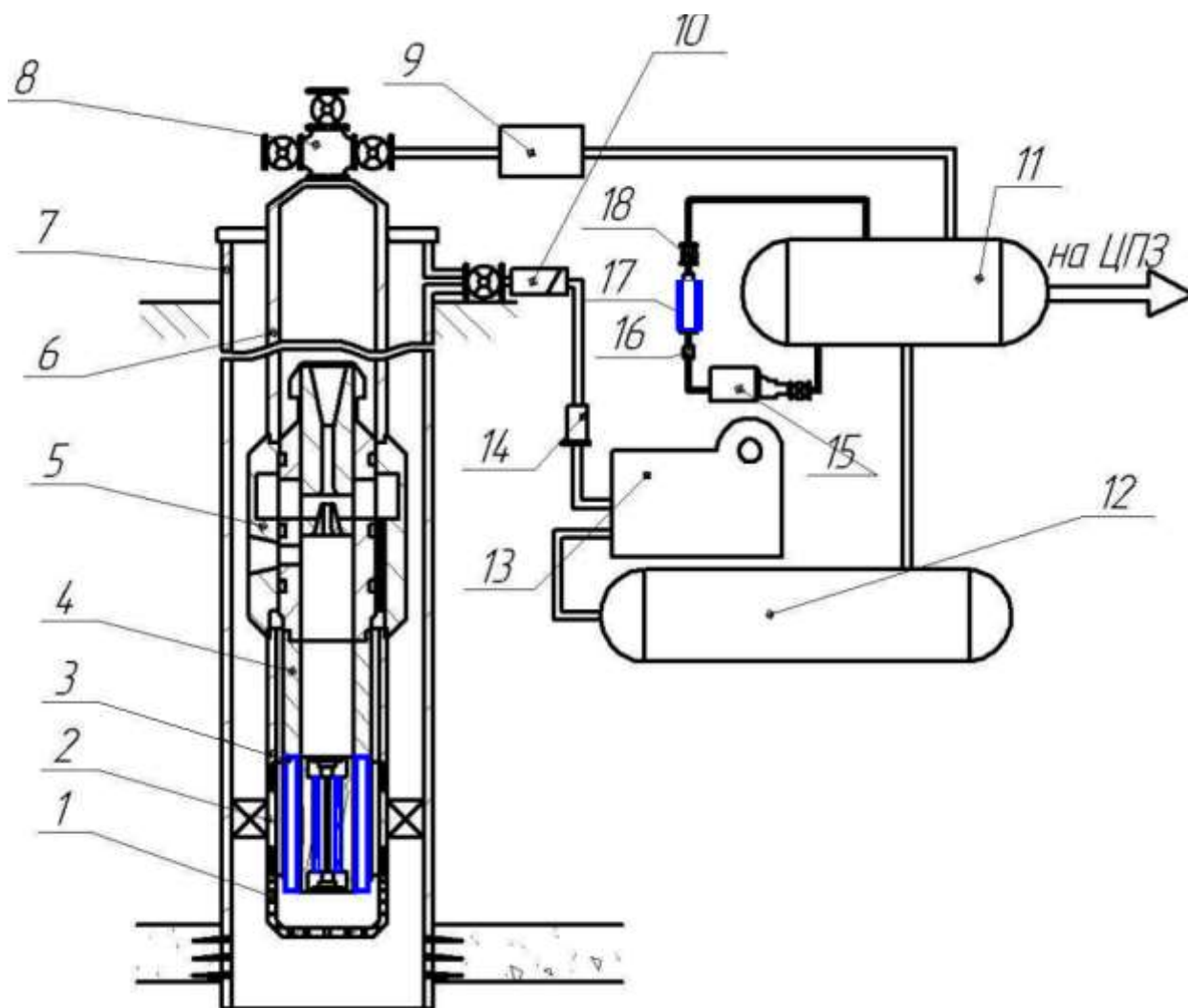


Рисунок 2.4 – Технологічна схема обв'язки обладнання для видобування нафти за допомогою струминного насоса з розділеними робочими потоками
1 – фільтр-кінцевик; 2 – пакер механічний; 3 – магнітний пристрій МАУ-1;
4, 6 – НКТ; 5 – струминний насос; 7 – експлуатаційна колона; 8 – фонтанна арматура; 9 – витратомір; 10 – зворотний клапан; 11 – резервуар для видобутої нафти; 12 – резервуар з легкою нафтою; 13 – насосна установка; 14 – фільтр; 15 – поршневий насос; 16 – швидкороз'ємне з'єднання; 17 – магнітний пристрій для обробки робочої рідини; 18 – засувка

Запропонована схема розрахована на експлуатацію за таких параметрів:

- динамічна в'язкість пластової нафти на вибої 20 - 100 мПа·с;
- дебіт свердловини 1 - 100 м³/добу;
- глибина свердловини 700 - 4000 м.

Комплект обладнання має включати:

- фонтанну арматуру;
- набір насосно-компресорних труб;
- наземна гідросистема приводу;
- пакери гідромеханічного або механічного типу;
- магнітний антипарафіновий пристрій МАУ-1;
- вимірювальна ємність з витратоміром;
- лінія нагнітання робочої рідини, оснащена зворотним клапаном;
- резервуар технологічної рідини.

Технологічний процес реалізується наступним чином. У свердловину, обладнану обсадною колоною, по НКТ опускають струминний апарат, що включає струминний насос та прилад МАУ-1 для магнітної обробки високов'язкої нафти. На розрахованій глибині встановлюють пакер. Після цього вводять в експлуатацію наземний гідропривід, і робоча рідина під заданим тиском подається по нагнітальній магістралі через фільтр та зворотний клапан у затрубний простір до струминного апарата.

Пластова високов'язка нафти, що переміщується з підпакерного простору в зону пониженого тиску струминного насоса, потрапляє в область впливу магнітного поля, внаслідок чого відбувається зменшення її в'язкості. Це позитивно позначається на перекачуваності нафти та знижує ймовірність забивання парафіном каналів і перфорацій підземного та наземного обладнання. Під час магнітної обробки активується механізм, що сприяє зниженню в'язкості фракцій, ослаблюючи міжмолекулярні взаємодії і руйнуючи зв'язки між окремими молекулярними агрегатами.

Інша частина технологічної суміші спрямовується в соплову частину насоса, звідки, витікаючи з високою швидкістю, формує зону пониженого тиску, внаслідок чого робоча рідина та нафта з підпакерного простору надходять у камеру змішування дифузора. Надалі ця суміш по насосно-компресорних трубах піднімається на поверхню.

На первинному етапі експлуатації комплексу обладнання для видобутку високов'язких нафт в якості технологічної робочої рідини передбачається використання легкої низьков'язкої нафти з густиною 800-820 кг/м³. Необхідний об'єм цієї нафти має становити вдвічі більший за внутрішній об'єм експлуатаційної колони. При надходженні на поверхню зі свердловини, внаслідок роботи струминного насоса, суміші високов'язкої та низьков'язкої нафти з підвищенням її загальної в'язкості, виникає потреба в додатковій обробці цієї рідини магнітним пристроєм 17, змонтованим на мірній ємності. Застосування такого апарата також сприятиме зменшенню впливу факторів, що зумовлюють утворення асфальтеносмолопарафінових відкладень на нафтовидобувному обладнанні.

Із донної частини мірної ємності через фільтр поршневым перекачувальним насосом подається нафтова суміш, видобута зі свердловини, на магнітний пристрій 17. Внаслідок магнітної обробки відбувається зниження в'язкості суміші. Оброблена таким чином нафтова суміш надходить у нагнітальну лінію та подається в верхню частину мірної ємності, тобто нафта розріджується перед транспортуванням до збірного пункту. Така технологія є особливо ефективною в холодний період і сприяє зменшенню утворення асфальтеносмолопарафінових відкладень на внутрішніх стінках трубопроводів та підвищенню продуктивності перекачування.

Внаслідок гравітаційного розшарування у верхній зоні мірної ємності концентрується нафта з нижчою густиною та в'язкістю. Ця фракція з верхньої частини ємності повторно подається у свердловину, забезпечуючи частковий підігрів експлуатаційної колони та ліфтових труб. Це сприяє зниженню темпів накопичення АСПВ на внутрішніх і зовнішніх поверхнях трубопроводів.

2.3.4. Розрахунок робочих параметрів струминного апарату

Експлуатація свердловин з високим газовим фактором та відносно низькими вибійними тисками створює значні інженерні ускладнення. Для підйому високов'язких нафт і забезпечення припливу з пласта необхідно формувати суттєві депресії в пласті, тобто підтримувати низькі вибійні тиски. Фонтанний режим не реалізується через брак природної енергії пласта; механізовані методи виявляються економічно неефективними; газліфт – через високі питомі витрати газу; насосні установки – через низький коефіцієнт корисної дії та інші обмеження.

Беручи до уваги, що за допомогою струминних апаратів за певних параметрів можна отримати фонтанний режим, нижче викладено умови, які можуть забезпечити реалізацію цього явища. Можливі два випадки.

Обмежений відбір рідини зі свердловини – коли продуктивність свердловини є лімітованою. Необмежений відбір рідини зі свердловини – коли відбір рідини не підпадає під суттєві обмеження. У разі здійснення процесу підйому нафти за умов обмеженого відбору нижче наведено відповідні розрахунки. Для випадку з необмеженим відбором необхідно розв'язати додаткові задачі.

Вихідні дані та технологічні параметри: порядок їх встановлення для варіанта, коли в ролі робочої рідини використовується легка нафта, а робочий тиск наземної силової установки не задається.

Визначення технологічних параметрів експлуатації свердловинної установки полягає у розв'язанні прямої задачі з подальшим вирішенням відповідної зворотної задачі. Встановлення цих параметрів здійснюємо за методикою викладеною в [15].

Характеристика свердловини та технологічних рідин:

- Вибій свердловини – 3559 м
- Експлуатаційна колона:
 - діаметром 168 мм до глибини 1800 м
 - діаметром 146 мм до глибини 3559 м

- Інтервал перфорації 3535-3546 м
- Зовнішній діаметр НКТ $d_3 = 0,073$ м
- Внутрішній діаметр НКТ $d_b = 0,062$ м
- Статичний рівень $h_{ст} = 1200$ м
- Динамічний рівень $h_d = 1500$ м
- Коефіцієнт продуктивності: $k_o = 1,19$ м³·доб/МПа
- Дебіт нафти $Q_n = 2,88$ т/добу
- Пластовий тиск $p_{пл} = 36,2$ МПа
- Вміст газу $G_o = 12,5$ м³/т
- Густина дегазованої нафти $\rho_n = 966,8$ кг/м³
- Густина пластової нафти $\rho_n = 892$ кг/м³
- Густина робочої рідини $\rho_n = 820$ кг/м³
- Динамічна в'язкість пластової нафти $\mu_{пл} = 18$ мПа·с
- Динамічна в'язкість робочої рідини $\mu_p = 2$ мПа·с

Для проведення робіт в свердловину була спущена така компоновка:

- 1) фільтр-хвостовик – 10 м
- 2) НКТ 73 мм – 18 м
- 3) пакер механічний
- 4) прилад МАУ-1
- 5) НКТ 73 мм – 20 м
- 6) корпус насоса
- 7) НКТ 73 мм – 18 м
- 8) НКТ 89 мм – до гирла

За заданих експлуатаційних умов відбір рідини зі свердловини є обмеженим. Отже, відомий дебіт свердловини Q_n та аналітична форма індикаторної діаграми

$$Q = f(p_b). \quad (2.1)$$

Знаючи дебіт свердловини Q_n , витрату надземної силової установки або

витрату робочої рідини визначаємо з співвідношення:

$$Q_p = \frac{Q_n}{i} b, \quad (2.2)$$

$$Q_p = \frac{0,000037}{0,03} 1,098 = 0,00137 \text{ м}^3/\text{с},$$

де Q_n – дебіт свердловини, $\text{м}^3/\text{с}$; i – коефіцієнт інжекції струминного апарату, приймаємо $i = 0,03$; b – коефіцієнт що враховує газовий фактор:

$$b = \frac{\rho_n + G_o \rho_{го}}{\rho_p}, \quad (2.3)$$

$$b = \frac{892 + 11,15 \cdot 0,717}{820} = 1,098,$$

де ρ_n – густина нафти, $\text{кг}/\text{м}^3$; G_o – газовий фактор, приведений до нормальних умов, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $\rho_{го}$ – густина газу, приведена до нормальних умов, $\text{кг}/\text{м}^3$; ρ_p – густина робочої рідини, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Сумарна подача струминного апарату буде дорівнювати:

$$Q_c = Q_n + Q_p, \quad (2.4)$$

$$Q_c = 0,000037 + 0,00137 = 0,001405 \text{ м}^3/\text{с}$$

Знаючи дебіт свердловини Q_n , вибійний тиск визначається із рівняння припливу:

$$p_B = p_{пл} - \left(\frac{Q_n}{k_o} \right)^{\frac{1}{h}}, \quad (2.5)$$

$$p_B = 36,2 - \left(\frac{0,000037}{0,00001377} \right)^{\frac{1}{1}} = 33,49 \text{ МПа},$$

де $p_{пл}$ – пластовий тиск, Па; k_o – коефіцієнт продуктивності свердловини, $\text{м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$; $h = 1$ – показник ступеню.

За вибійним тиском p_B , тиском насичення нафти газом $p_{нас}$ і умов експлуатації свердловини, тиск на прийомі струминного апарату p_n визначається, виходячи з таких міркувань, якщо

$$p_B > p_{нас}, \text{ то } p_n = p_{нас}. \quad (2.6)$$

У випадку, коли $p_B < p_{нас}$, то тиск на прийомі насоса приймають рівним вибійному

$$p_n = p_B. \quad (2.7)$$

При $p_H = p_{\text{нас}} = 6$ МПа

Знаючи глибину свердловини, вибійний тиск і тиск біля струминного апарату, визначається глибина його спуску в свердловину за залежністю:

$$L = H - \frac{p_B - p_H}{\rho_H g}, \quad (2.8)$$

$$L = 3540 - \frac{(33,49 - 6) \cdot 10^6}{892 \cdot 9,81} = 398,8 \text{ м,}$$

де H – глибина свердловини до середніх отворів фільтра, м; g – прискорення вільного падіння, м/с².

В нашій схемі робоча рідина подається до струминного апарату через кільцевий міжтрубний простір.

Найбільш важливим параметром, від якого, в основному, залежать всі робочі параметри силової установки, є тиск на викиді струминного апарату p_c . Його значення, при умові, коли $p_{\text{нас}}$ і α' відомі, визначається за таким рівнянням:

$$p_c = \frac{iG_0}{\alpha'(i+B)} + (\alpha - \alpha')\rho_c g + \frac{8\lambda_k(\alpha - \alpha')Q_n^2(i+B)^2\rho_c}{\pi^2(D_6^2 - d_3^2)i^2} \cdot \frac{\lambda}{\cos\phi}, \quad (2.9)$$

$$p_c = 5,1 \text{ МПа,}$$

де α – коефіцієнт розчинності газу в нафті, приймаємо $\alpha = 0,00000031$ м³/м³·Па; α' – коефіцієнт аналогічний коефіцієнту розчинності газу в рідині і приблизно враховує особливості розчинення та виділення газу у висхідному потоці підйомника, м³/м³·Па і визначається за виразом:

$$\alpha' = \frac{2\alpha i}{2i + b} \quad (2.10)$$

$$\alpha' = \frac{2 \cdot 0,00000031 \cdot 0,03}{2 \cdot 0,03 + 1,098} = 0,00000002 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3 \cdot \text{Па}}$$

ρ_c – густина суміші свердловинної і робочої рідини, що виходять з струминного апарату, кг/м³; φ – кут нахилу свердловини, приймаємо 3°; L' – довжина верхньої частини підйомника, з якої можливий процес фонтанування рідини:

$$L' = \frac{iG_0}{\alpha'(i+B)} - p_2 + \sqrt{\left(\frac{\frac{iG_0}{\alpha'(i+B)} + p_2}{2\rho_n g} \right)^2 + \frac{1}{2} \left[\frac{iG_0}{(i+B)} - \alpha'(P_2 - 2p_0) \right] d_2^{0,5} \left[\frac{iG_0}{\alpha'(i+B)} - p_2 \right] \times \frac{1}{2,77 \cdot 10^{-4} \rho_c^2}} \times d_3 \frac{iG_0}{\alpha'(i+B)p_2} \quad (2.11)$$

$$L' = 2071 \text{ м,}$$

де p_2 – тиск на викиді свердловини, приймаємо $p_2 = 0,5$ МПа.

Таким чином, в установці струминного підйомника, спущеного в свердловину на глибину L , в інтервалі $L - L'$ буде відбуватися підйом негазованої рідини за допомогою струминного апарата, а, починаючи з глибини L' , буде здійснюватися її фонтанування за рахунок енергії напору, яка відповідає тиску насичення $p_{\text{нас}}$ і енергії розширення пластового газу, що буде виділятися із потоку цієї рідини.

Визначаємо швидкість руху робочої рідини в кільцевому просторі:

$$v = \frac{4Q_p}{\pi(D_B^2 - d_3^2)} = \frac{4 \cdot 0,000042}{3,14(0,146^2 - 0,073^2)} = 0,0033 \text{ м/с.}$$

Число Рейнольдса під час руху робочої рідини в кільцевому просторі:

$$Re = \frac{v(D_B - d_3)\rho_p}{\mu_p} = \frac{0,0033 \cdot (0,146 - 0,073) \cdot 820}{0,002} = 98,$$

отже $Re < 1200$, то тоді кільцевого простору

$$\lambda_k = \frac{16\pi(D_B + d_3)\mu_c}{Q_c \rho_c} \quad (2.12)$$

$$\lambda_k = \frac{16 \cdot 3,14(0,146 + 0,073) \cdot 0,0036}{0,000079 \cdot 854,5} = 0,587,$$

де μ_p – динамічна в'язкість робочої рідини, $\mu_p = 0,0036$ Па·с.

Для визначення ρ_c використовуємо таку залежність

$$\rho_c = \frac{\rho_n \rho_p (1 + i)}{\rho_n + i \rho_p} \quad (2.13)$$

$$\rho_c = \frac{892 \cdot 820(1 + 0,03)}{892 + 0,03 \cdot 820} = 822 \text{ кг/м}^3.$$

Висновки за розділом 2

В даному розділі розроблено заходи для підвищення нафтовилучення з горизонту Б-5 башкирського ярусу Яблунівського НГКР. Поклад продуктивного горизонту Б-5 вміщає високов'язку важку нафту.

На переважній більшості подібних родовищ горизонти з високов'язкою нафтою експлуатуються низькоефективно внаслідок недостатності глибинно-насосного обладнання, пристосованого до конкретних умов залягання.

Розглянуто важливу науково-прикладну проблему, пов'язану з удосконаленням методів видобутку високов'язких нафт за допомогою струминних насосів. На сучасному етапі струминні насоси набули широкого застосування в багатьох країнах світу, включно з Україною.

Струминні насоси, які можуть застосовуватися для транспортування як легкої нафти, так і високов'язких важких нафт, характеризуються високою гнучкістю робочих параметрів. У конструкції цих агрегатів відсутні рухомі елементи, що забезпечує підвищену експлуатаційну надійність та значний ресурс роботи. У вставному виконанні вони можуть бути замінені без необхідності вилучення насосно-компресорних труб.

Запропоновано удосконалення свердловинної установки струминного насоса шляхом використання магнітних приладів для обробки високов'язкої нафти та робочої рідини.

Попередження та видалення асфальтеносмолопарафінових відкладень є широко поширеною й актуальною проблемою в практиці експлуатації нафтових свердловин. Накопичення цих сполук призводить до частих простоїв свердловин для очищення глибинного обладнання від нашарувань, значних витрат на депарафінізацію та поточний ремонт, а також до зниження продуктивності видобутку з відповідними недоборами та втратами нафти.

Ефективним засобом запобігання зазначеним проблемам є використання магнітних приладів для обробки нафти. Ключовою перевагою таких пристроїв є одночасне забезпечення низки корисних технічних ефектів: вони не лише

запобігають або суттєво зменшують відкладення асфальтеносмолопарафінових сполук, що призводить до подовження міжремонтного періоду експлуатації свердловин, а й підвищують корозійну стійкість трубопроводів, зменшують знос НКТ, сприяють зростанню дебіту та продуктивності свердловин і покращують екологічні показники нафтовидобувної діяльності.

Один із таких приладів – магнітне антипарафінове устаткування МАУ-1, забезпечує високі експлуатаційні результати. МАУ-1 дозволяє істотно знизити викиди асфальтеносмолопарафінових сполук у зоні видобутку та перенести процес їх утилізації на нафтопереробний завод, що, у свою чергу, дає змогу зберегти цінні фракції цих сполук для подальшого використання та поліпшити екологічний стан районів видобутку нафти.

Розроблено технологічну схему обв'язки свердловинної насосної установки для видобування високов'язкої нафти за допомогою струминного насоса з магнітними приладами для обробки високов'язкої нафти.

Крім цього при надходженні на поверхню зі свердловини, внаслідок роботи струминного насоса, суміші високов'язкої та низьков'язкої нафти з підвищенням її загальної в'язкості, тому виникає потреба в додатковій обробці робочої рідини магнітним пристроєм, змонтованим на мірній ємності. Застосування такого апарата також сприятиме зменшенню впливу факторів, що зумовлюють утворення асфальтеносмолопарафінових відкладень на нафтовидобувному обладнанні.

Виконано розрахунок параметрів роботи струминного апарату свердловинної установки у разі здійснення процесу підйому нафти за умов обмеженого відбору. Вихідні дані та технологічні параметри, порядок їх встановлення для варіанта, коли в ролі робочої рідини використовується легка нафта, а робочий тиск наземної силової установки не задається.

РОЗДІЛ 3. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА ЯБЛУНІВСЬКОГО НГКР

3.1. Вплив техногенного навантаження на природне середовище від нафтовидобувної промисловості

Процес нафтовидобування являє собою складну організаційно-технологічну систему, що включає три основні стадії, послідовно реалізовані у часі:

- Перший етап полягає у спорудженні експлуатаційної свердловини, яке здійснюється ударним або ротаційним методом. До таких технологій належать роторне буріння, використання турбобура чи електробура.
- Другий етап передбачає випробування та оцінку продуктивності свердловини.
- Третій етап охоплює безпосереднє вилучення нафти та її транспортування з глибин 2000-6000 м на поверхню.

Співвідношення пластового тиску та гідростатичного тиску рідинного стовпа у стовбурі свердловини визначає енергетичні параметри та технологічний режим експлуатації. Залежно від умов застосовуються такі способи: фонтанний (самоплинний, із використанням верстата-качалки), газліфтний, насосний (із додатковим підведенням енергії).

Негативний вплив на навколишнє середовище проявляється на всіх етапах освоєння нафтогазових родовищ: при розвідці покладів, бурінні свердловин, організації та експлуатації родовищ, транспортуванні вуглеводнів, нафтопереробці та нафтохімічному виробництві, використанні нафтопродуктів, а також під час ліквідації свердловин і демонтажу обладнання після завершення експлуатації.

Під час розробки родовищ значного техногенного навантаження зазнають не лише прилеглі населені пункти, а й усі складові природного середовища піддаються шкідливому впливу: змінюються геологічні надра, порушується ґрунтово-рослинний покрив, погіршується якість атмосферного повітря, уражаються поверхневі та підземні водні ресурси. Часто спостерігаються трансформації ландшафтів і екосистем, негативні наслідки

для фауни та, в кінцевому підсумку, для здоров'я людини.

Характер і інтенсивність екологічного впливу нафтовидобувної галузі визначаються низкою факторів, зокрема обсягом та токсичністю забруднювальних агентів, що надходять у природне середовище.

Вплив на складові природного середовища на кожному етапі має специфічний характер і описується широким набором взаємопов'язаних параметрів та факторів. Управління процесом ускладнюється через невизначеність параметрів і структурних характеристик об'єкта та через недостатність даних, необхідних для повноцінного опису функціонування системи. З позицій екологічного управління система розглядається як інтеграція електричних, механічних і гідродинамічних підсистем, що зумовлює її стохастичність, нелінійність та багатовимірність.

Техногенне навантаження на об'єкти навколишнього природного середовища пов'язане з експлуатаційними установками та технологічними операціями у процесі видобутку вуглеводнів. Для збору продукції свердловин родовища застосовується групова система у вигляді нафтозбірних пунктів, яка забезпечує приймання продукції свердловин, розділення нафти й газу, підігрів флюїду, відстоювання рідкої фази та подальше транспортування на кінцеву сепараційну установку. Кінцеві нафтозбірні пункти призначені для прийому товарної нафти та нафтовмісних сумішей від об'єктів видобутку, тимчасового зберігання, підготовки продукції з подальшим її транспортуванням до споживача, а також для очищення і утилізації пластових вод, що виділяються в процесі підготовки нафти.

У процесі видобування нафти формуються технологічні відходи, склад яких може істотно змінюватися. Це зумовлено впливом низки визначальних факторів: літологічними характеристиками порід у зоні буріння свердловини, застосованою технологією видобутку та хімічним складом бурових розчинів. Середньозважений склад відходів представлений нафтовими продуктами, солями важких металів, ізотопами радіоактивних елементів, поверхнево-активними сполуками та неорганічними компонентами бурових рідин.

3.2. Екологічні заходи при експлуатації Яблунівського НГКР

Згідно із Законом України “Про охорону надр і навколишнього середовища” [16], а також нормативним документом Кабінету Міністрів про “Охорону навколишнього середовища” [17] в процесі будівництва розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ потрібно проводити планомірні й постійні екологічні заходи щодо охорони надр і навколишнього середовища. Ці заходи регламентовано нормативними документами [18, 19, 20].

Особливість Яблунівського НГКР, в тому, що переважна частина залишкових запасів – 5 млн. тонн конденсату і нафти та понад 40 млрд. куб. м газу – знаходяться під заплавною частиною Сули. Тому 24 з 69 свердловин знаходиться на намитих піщаних островах. Це унікальне інженерне рішення, дало змогу зберегти природний баланс поблизу річки Сула і водночас створити умови для виконання робіт у болотистій місцевості.

Державна компанія «Укргазвидобування» розпочала виконання бурових робіт із спорудження двох похилих свердловин, спрямованих на розробку запасів східної частини Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища, які залягають під заплавою річки Сула (Полтавська область). Буріння здійснюється з наливних платформ, розміщених безпосередньо в заплавної зоні. Застосування такої технологічної схеми дозволить освоїти раніше недоступну ділянку родовища без спричинення негативного впливу на екосистему річки Сула. Техніко-економічне обґрунтування та робоча проектна документація підготовлені “НДПШшельф” (м. Симферопіль).

Проект освоєння східної частини Яблунівського родовища передбачає спорудження 27 похилих свердловин з трьох наливних платформ. На південній платформі (перша черга проекту, намита у 2002 році) встановлено два бурові верстати; наразі виконуються роботи з буріння свердловин №335 та №340. Загалом із південного майданчика планується пробурити 14 свердловин. Паралельно проводяться роботи з наливу північного майданчика.

Враховуючи пріоритет охорони екологічної системи річки Сула,

державна компанія «Укргазвидобування» затвердила концепцію екологічних обмежень у ході реалізації проекту. Зокрема, передбачено впровадження системи замкнутої рециркуляції технологічних вод та заходів з мінімізації акустичних і інших антропогенних навантажень на довкілля. Внаслідок освоєння східної ділянки Яблунівського родовища очікується щорічне збільшення видобутку вуглеводнів приблизно на 1 млрд м³ газу та 65 тис. т конденсату й нафти. Сумарні видобувні запаси східної частини родовища оцінюються в 45 млн т умовного палива.

На родовищі впроваджено групову систему збору продукції свердловин, яка забезпечує приймання нафтовмісної суміші з нафтозбірних пунктів, підігрів флюїду, його сепарацію та транспортування рідкої фази в накопичувальні резервуари для відстоювання й відокремлення нафти від пластової води.

Після нафтозбірних пунктів та компресорно-сепараційного вузла відокремлений газ спрямовується в технологічні вакуумні трубопроводи вакуум-компресорної станції. Пластові води подаються на ділянку підготовки та перекачування нафти, а також, разом зі стічними водами, використовуються системою підтримування пластового тиску. Вихід підігрітої флюїдної суміші з підігрівача надходить у горизонтальні сталеві накопичувальні резервуари, призначені для акумулювання, обліку продукції свердловин та відстоювання з метою відокремлення нафти від пластових вод у процесі накопичення. Відстояні пластові води по трубопроводах транспортуються в дренажні колодязі на дільниці підготовки та перекачування нафти. У разі наявності нафтової емульсії на відповідних патрубках резервуарів злив води з резервуара призупиняється. Відокремлена нафта після відбору проб направляється трубопроводами на підготовку до транспортування. Після сепараційного вузла частково обезводнена нафта надходить на стадію підготовки.

Підготовка нафти здійснюється термохімічним методом у парових підігрівачах із прямим введенням перегрітої пари та деемульгатора типу ПМ у потік нафтової суміші. Видобута продукція зі свердловин із проміжних

резервуарів насосним обладнанням транспортується до паропідігрівачів, де реалізується технологічний процес зневоднення та знесолення. У результаті безпосереднього контакту перегрітої пари та деемульгатора з нафтовмісною сумішшю, що надходить у підігрівачі, відбувається процес десалізації та руйнування нафтової емульсії. Підготовка нафти проводиться у теплообмінних апаратах типу ТП-1000 і ТП-800, після чого вона спрямовується до установки УДО-2М для відведення пластової води, яка відділяється під час руйнування емульсії, що дозволяє скоротити тривалість відстоювання та зливу з резервуарів. У цьому випадку установка УДО-2М функціонує як буферна ємність.

Знесолена і зневоднена нафта надходить до резервуарів товарного парку, де здійснюється процес відстоювання (коагуляційне осадження тривалістю не менше ніж 8 годин) з відділенням водної фази та подальшим її дренаванням у каналізаційну систему підприємства. Після завершення операції з відведення води нафтопродукт вважається підготовленим і придатним для подальшої реалізації споживачам.

Пластові та стічні води через каналізаційну мережу надходять на стадію очищення в нафтовловлювач, після чого спрямовуються до підземної ємності, звідки за допомогою насосного обладнання перекачуються в нагнітальні свердловини.

Своєчасна комплексна утилізація відходів забезпечує мінімізацію негативного впливу окремих їхніх компонентів на довкілля. Недотримання регламентованих вимог щодо операцій поводження з відходами призводить до міграції токсичних хімічних сполук у ґрунтові горизонти та підземні водоносні системи. Особливу загрозу для біоти становлять сполуки важких металів, радіоактивні ізотопи та органічні компоненти нафтової природи, зокрема парафінові, нафтеніві й ароматичні вуглеводні. Превентивні та ліквідаційні заходи, спрямовані на підвищення екологічної безпеки, потребують застосування спеціалізованих технологій нейтралізації.

Висновок за розділом 3

В ході виконання розділу «Охорона навколишнього середовища Яблунівського НГКР» розглянуто вплив техногенного навантаження на природне середовище від нафтовидобувної промисловості, основні забруднювачі навколишнього середовища та екологічні заходи при експлуатації нафтогазоконденсатних родовищ.

Особливість Яблунівського НГКР, в тому, що переважна частина залишкових запасів – 5 млн. тонн конденсату і нафти та понад 40 млрд. куб. м газу – знаходяться під заплавною частиною Сули. Тому 24 з 69 свердловин знаходиться на намитих піщаних островах. Це унікальне інженерне рішення допоможе створити умови для виконання робіт у болотистій місцевості і водночас зберегти природний баланс поблизу річки Сула.

Державна компанія «Укргазвидобування» розпочала виконання бурових робіт із спорудження двох похилих свердловин, спрямованих на розробку запасів східної частини Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища, які залягають під заплавою річки Сула (Полтавська область). Буріння здійснюється з наливних платформ, розміщених безпосередньо в заплавної зоні. Застосування такої технологічної схеми дозволить освоїти раніше недоступну ділянку родовища без спричинення негативного впливу на екосистему річки Сула.

Встановлено, що своєчасна комплексна утилізація відходів забезпечує мінімізацію негативного впливу окремих їхніх компонентів на довкілля. Недотримання регламентованих вимог щодо операцій поводження з відходами призводить до міграції токсичних хімічних сполук у ґрунтові горизонти та підземні водоносні системи. Особливу загрозу для біоти становлять сполуки важких металів, радіоактивні ізотопи та органічні компоненти нафтової природи, зокрема парафінові, нафтеніві й ароматичні вуглеводні.

РОЗДІЛ 4. ВИМОГИ ДО ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1. Загальні вимоги з охорони праці і техніки безпеки

В Україні регулювання питань охорони праці і виробничого ризику здійснюються законодавчими актами і нормативними документами головними з яких є закони «Про охорону праці» [21], «Про основи національної безпеки» [22], «Основи законодавства України про охорону здоров'я» [23], «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасних випадків на виробництві та професійних захворювань які спричинили втрату працездатності» [24]. Впроваджується також у виробництво концепція «Загальнодержавної програми поліпшення стану безпеки, гігієни праці і виробничого середовища на 2012-2016 р.р.» [25].

Особи, яким дозволяється виконувати роботи на об'єктах і підприємствах нафтогазової галузі, повинні відповідати вимогам Переліку робіт, що потребують професійного відбору, затвердженого спільним наказом Міністерства охорони здоров'я України та Державного комітету з нагляду за охороною праці від 23.09.1994 № 263/121, Переліку важких та шкідливих робіт, на яких заборонено використання праці неповнолітніх, затвердженого наказом МОЗ України від 31.03.1994 № 46, а також Переліку важких та шкідливих робіт, на яких заборонено застосування праці жінок, затвердженого наказом МОЗ України від 29.12.1993 № 256; крім того, такі особи мають пройти попередній медичний огляд та первинний профілактичний наркологічний огляд і не мати виявлених протипоказань до виконання робіт за відповідною спеціальністю.

До виконання робіт на об'єктах і підприємствах нафтогазової галузі допускаються особи, які мають відповідну професійну підготовку та пройшли у встановленому порядку перевірку знань з питань охорони праці й пожежної безпеки. Працівники, чії обов'язки передбачають суміщення професій, повинні мати належну кваліфікацію, бути допущені в установленому порядку до самостійної роботи як за основною, так і за суміщеною професією.

4.2. Оцінювання технічного стану та умов безпечної експлуатації насосної установки для видобування нафти

Під час оцінки технічного стану та умов безпечної експлуатації насосної установки для видобутку нафти основними джерелами первинної інформації щодо насосів є їхні паспортні документи, технологічні регламенти та експлуатаційні інструкції; раніше підготовлені обґрунтування безпеки експлуатації; акти попередніх контрольних перевірок металу насосів; відомості про проведені ремонти та їхні причини; а також аналіз результатів оцінок міцності насосів з метою виявлення ознак старіння [26].

За результатами аналізу первинної інформації щодо насосів визначаються конструкційні матеріали, їхні фізико-механічні властивості та наявність дефектів і ушкоджень, реальні навантаження і експлуатаційні режими, а також фактичне напруження насосів. Метою дослідження процесів старіння та експлуатаційного досвіду є встановлення переліку й кількісних значень параметрів технічного стану насосів. Обсяг технічних параметрів у вибраному переліку зумовлюється конструктивними особливостями насоса, станом конструкційних матеріалів і умовами експлуатації, інтенсивністю циклічних навантажень, а також кількістю, розмірами й характером виявлених дефектів [27].

Проведення контролю технічних показників, експериментальних робіт, випробувань і вимірювань для обстежуваних насосів охоплює:

- приймально-контрольні перевірки та безпосередні вимірювання їхніх технічних показників і робочих характеристик;
- випробування на ресурс або проведення кваліфікаційних випробувань у спеціалізованих лабораторіях;
- контроль стану металу (дефектоскопічні дослідження, вимірювання товщини, визначення механічних властивостей матеріалу).

Окрім цього доцільно виконувати аналітичні дослідження, які включають розрахунки міцності конструкцій і елементів, а також аналіз експлуатаційного досвіду та інші відповідні дослідження.

Оцінювання технічного стану та умов безпечної експлуатації насосної установки також передбачає виконання таких заходів:

- вимірювання розмірів дефектів – вм'ятин, зон залишкових деформацій, зносу, зминання, відшарувань наплавлення, деформацій опор та порушень кріплення насосного обладнання;
- зовнішній і внутрішній огляд насоса та його конструктивних елементів;
- екстраполяцію параметрів дефектів на основі результатів попереднього контролю металу;
- врахування нормативних вимог до допустимих значень параметрів;
- екстраполяцію механічних властивостей матеріалу насоса за даними раніше проведених випробувань металу.

Усі запропоновані випробування та вимірювання мають бути обґрунтовані з позицій консервативності та достовірності отриманих результатів з точки зору забезпечення безпеки.

4.3. Розрахунки безпечної експлуатації електрообладнання насосної установки

Трьохфазна лінія напругою 220 В з глухо заземленою нейтраллю призначена для живлення електрообладнання насосної установки для видобування нафти. Потужність трансформатора 150 кВ·А; номінальна напруга трансформатора 20-35 кВ; переріз кабелю живлення 180 мм²; довжина кабелю – 290 м, матеріал кабелю – сталь; відстань між провідниками 1710 мм, довжина нульового проводу – 300 м; опір заземлення на початку нульового проводу – 11 Ом. Необхідно визначити силу струму короткого замикання та напругу на корпусах зануленого обладнання.

Сила струму короткого замикання визначається по формулі:

$$I_{к.з} = \frac{u_{\phi}}{\frac{z_T}{3} + \sqrt{(R_{\phi} + R_N)^2 + (X_{\phi} + X_N + X_{II})^2}}, \quad (4.1)$$

де R_{ϕ} і R_N – активний опір фазного та нульового проводів відповідно, Ом; u_{ϕ} –

фазна напруга, В; X_ϕ і X_N – внутрішній індуктивний опір фазного та нульового проводів відповідно, Ом; Z_T – загальний опір трансформатора, Ом; X_{II} – опір взаємоіндукції петлі фаза-нуль, Ом;

Комплексний опір трансформатора потужністю 65 кВА при напрузі 20-35 кВ знаходимо по таблиці 4.1 [28]. Він складає $Z_T/3 = 0,07$ Ом.

Активний опір однієї жили сталюого кабелю знаходимо по формулі:

$$R_\phi = \rho \cdot \frac{l}{S}. \quad (4.2)$$

$$R_\phi = 0,11 \cdot \frac{290}{60} = 0,53 \text{ Ом.}$$

де l – довжина проводу, м; ρ – питомий опір провідника (для сталі приймаємо – $0,11 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$); S – переріз кабелю, мм^2 , $S = 180 \text{ мм}^2$, переріз однієї жили кабелю $S/3 = 60 \text{ мм}^2$.

Таблиця 4.1 – Потенційно небезпечні виробничі фактори

Виробничий об'єкт	Небезпечний фактор	Фактичне значення	Характер дії на людину
Бурова установка	Електричний струм (змінний)	$V = 380 \text{ В};$ $F = 50 \text{ Гц};$ $I = 10 \text{ А}$	Електротравми різного ступеня
	СПО, шум	$Q_{\text{гак}} = 1 \text{ МН};$ $L_p = 98 \text{ дБ};$ $f_{\text{ст}} = 63 \text{ Гц}$	Механічні травми різного типу. Роздратування. Глухота.
	Обладнання під тиском	$P = 12 \text{ МПа}$	Травми різного ступеня важкості.
	Вібрація	$L_v = 114 \text{ дБ};$ $f_{\text{ст}} = 16 \text{ Гц}$	Віброхвороба, головний біль, втома.
Зал електро-двигунів	Електротравматизм	$f = 50 \text{ Гц};$ $I = 10 \text{ А}$	Електротравми різного ступеня важкості.

Знаходимо індуктивний опір однієї жили кабелю:

$$X_{\phi} = x' \cdot l. \quad (4.3)$$

$$X_{\phi} = 0,05 \cdot 0,29 = 0,0145 \text{ Ом},$$

де x' – індуктивний погонний опір однієї жили кабелю.

Визначаємо опір взаємоіндукції петлі фаза-нуль по формулі:

$$X_{II} = l \cdot 0,126 \cdot \ln \frac{2 \cdot D}{d}, \quad (4.4)$$

$$X_{II} = 0,29 \cdot 0,126 \cdot \ln \frac{2 \cdot 1710}{85} = 0,21 \text{ Ом},$$

де D і d – відповідно відстань між проводами і діаметр проводу, мм.

Площа перерізу нульового провідника $S = 240 \text{ мм}^2$, а приведений діаметр

$$d = 2 \cdot \sqrt{\frac{S}{\pi}} \quad (4.5)$$

$$d = 2 \cdot \sqrt{\frac{240}{3,14}} = 85 \text{ мм}.$$

Визначаємо активний опір сталюгого проводу. Для цього визначимо розрахунковий струм I :

$$I = \frac{N}{U_{\phi}}, \quad (4.6)$$

$$I = \frac{150000}{220} = 682 \text{ А},$$

де N – потужність трансформатора, В·А.

Визначаємо поверхневу густину струму:

$$q_{II} = \frac{I}{P}, \quad (4.7)$$

$$q_{II} = \frac{682}{1,8} = 379 \frac{\text{А}}{\text{см}},$$

де I – розрахунковий струм, А; P – периметр сiчення сталюгого проводу, см;
 $P = 1,8 \text{ см}.$

Визначимо активний приведенний опір шини в залежності від поверхневої густини струму: $r_{\text{пр}} = 1,3 \cdot 10^{-5} \text{ Ом} \cdot \text{с}^{-1}$, а потім коефіцієнт k :

$$k = l_N \cdot \sqrt{\frac{f}{P}}, \quad (4.8)$$

$$k = 30000 \cdot \sqrt{\frac{50}{1,8}} = 52631,$$

де l_N – довжина проводу, см; f – частота струму, Гц; P – периметр шини, см.

Обчислюємо значення активного опору нульового проводу:

$$R_N = r_{\text{пр}} \cdot k, \quad (4.9)$$

$$R_N = 1,3 \cdot 10^{-5} \cdot 52631 = 0,86 \text{ Ом}.$$

Визначаємо внутрішній індуктивний опір нульового проводу:

$$X_N = x_{\text{пр}} \cdot k, \quad (4.10)$$

$$X_N = 0,69 \cdot 10^{-5} \cdot 52631 = 0,39 \text{ Ом},$$

де $x_{\text{пр}}$ – приведенний індуктивний опір, $\text{Ом} \cdot \text{с}^{-1}$.

Підставляємо знайдені значення у формулу (4.1) і отримаємо:

$$I_{\text{к.з}} = \frac{220}{0,07 + \sqrt{(0,53 + 0,86)^2} + \sqrt{(0,0145 + 0,39 + 0,21)^2}} = 132 \text{ А}.$$

Визначаємо напругу на корпусах зануленого обладнання за період проходження струму короткого замикання за формулою:

$$U_{\text{max}} = I_{\text{к.з}} \cdot Z_N, \quad (4.11)$$

де Z_N – повний опір нульового проводу, Ом,

$$Z_N = \sqrt{R_N^2 + (X_N + X_{\text{II}})^2}; \quad (4.12)$$

$$Z_N = \sqrt{0,86^2 + (0,39 + 0,21)^2} = 1,1 \text{ Ом}.$$

Звідси за формулою 4.11 напруга на корпусах зануленого обладнання:

$$U_{\text{max}} = 132 \cdot 1,1 = 145 \text{ В}.$$

Така напруга небезпечна для обслуговуючого персоналу. Для безпечної роботи з високою напругою необхідно поєднувати технічні та організаційні заходи.

Технічні заходи безпеки включають: відключення обладнання, блокування апаратури від випадкового або самочинного ввімкнення, перевірка відсутності напруги перед початком робіт, заземлення для захисту від випадкового подавання напруги, огороження небезпечних робочих місць, видимий розрив кола (зняття шин, запобіжників, роз'єднувачів).

Організаційні заходи: допуск до робіт працівників лише з відповідною групою з електробезпеки (не нижче II), наявність наряду-допуску або розпорядження, присутність двох осіб при обслуговуванні понад 1000 В, засоби індивідуального захисту (використання діелектричних рукавичок, взуття, інструментів з ізоляцією), навчання, інструктаж та періодична перевірка знань правил електробезпеки

Виконання зазначених вимог критично важливо для захисту персоналу від ураження електричним струмом.

Висновок за розділом 4

В ході виконання розділу «Вимоги до техніки безпеки та охорони праці» розглянуто загальні вимоги з охорони праці і техніки безпеки, оцінювання технічного стану та умов безпечної експлуатації насосної установки для видобування нафти, виконано розрахунок безпечної експлуатації електрообладнання насосної установки.

Під час оцінки технічного стану та умов безпечної експлуатації насосної установки для видобутку нафти основними джерелами первинної інформації щодо насосів є їхні паспортні документи, технологічні регламенти та експлуатаційні інструкції; раніше підготовлені обґрунтування безпеки експлуатації; акти попередніх контрольних перевірок металу насосів; відомості про проведені ремонти та їхні причини; а також аналіз результатів оцінок міцності насосів з метою виявлення ознак старіння.

Розрахунками визначено, що напруга на корпусах зануленого обладнання небезпечна для обслуговуючого персоналу. Для безпечної роботи з високою напругою необхідно поєднувати технічні та організаційні заходи.

Технічні заходи безпеки включають: відключення обладнання, блокування апаратури від випадкового або самочинного ввімкнення, перевірка відсутності напруги перед початком робіт, заземлення для захисту від випадкового подавання напруги, огороження небезпечних робочих місць, видимий розрив кола.

Організаційні заходи: допуск до робіт працівників лише з відповідною групою з електробезпеки, наявність наряду-допуску або розпорядження, присутність двох осіб при обслуговуванні понад 1000 В, засоби індивідуального захисту, навчання, інструктаж та періодична перевірка знань правил електробезпеки

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

На прикладі Яблунівського НГКР розглянуто особливості вибору технологічних заходів і характеристики технічних засобів щодо підвищення нафтовилучення з важковидобувних покладів. Проаналізовано геолого-промислові умови, надано рекомендації стосовно вибору ефективних технологічних рішень щодо процесу підвищення ефективності розробки покладу високов'язкої нафти.

Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в мезозойських відкладах Кам'яновугільної системи, що складаються з пісковиків, глин та карбонатних порід. Продуктивні пласти розташовані на глибинах від 2 500 до 4 000 метрів. Родовище має складну геологічну структуру з різними тектонічними порушеннями та розломами. Розробка Яблунівського НГКР є складним завданням через його геологічну складність. Будівництво та експлуатація свердловин вимагають використання сучасних технологій та ефективного управління ризиками.

За природно-географічними умовами залягання запаси вуглеводнів Яблунівського НГКР відносяться до важковидобувних, зокрема горизонт Б-5 башкирського ярусу містить поклади високов'язкої важкої нафти.

В технологічному розділі розроблено заходи для підвищення нафтовилучення з горизонту Б-5 башкирського ярусу Яблунівського НГКР, який вміщає високов'язку важку нафту.

На переважній більшості подібних родовищ горизонти з високов'язкою нафтою експлуатуються низькоефективно внаслідок недостатності глибинно-насосного обладнання, пристосованого до конкретних умов залягання.

Розглянуто важливу науково-прикладну проблему, пов'язану з удосконаленням методів видобутку високов'язких нафт за допомогою струминних насосів. На сучасному етапі струминні насоси набули широкого застосування в багатьох країнах світу, включно з Україною.

Струминні насоси, які можуть застосовуватися для транспортування як

легкої нафти, так і високов'язких важких нафт, характеризуються високою гнучкістю робочих параметрів. У конструкції цих агрегатів відсутні рухомі елементи, що забезпечує підвищену експлуатаційну надійність та значний ресурс роботи. У вставному виконанні вони можуть бути замінені без необхідності вилучення насосно-компресорних труб.

Запропоновано удосконалення свердловинної установки струминного насоса шляхом використання магнітних приладів для обробки високов'язкої нафти та робочої рідини.

Попередження та видалення асфальтеносмолопарафінових відкладень є широко поширеною й актуальною проблемою в практиці експлуатації нафтових свердловин. Накопичення цих сполук призводить до частих простоїв свердловин для очищення глибинного обладнання від нашарувань, значних витрат на депарафінізацію та поточний ремонт, а також до зниження продуктивності видобутку з відповідними недоборами та втратами нафти.

Ефективним засобом запобігання зазначеним проблемам є використання магнітних приладів для обробки нафти. Один із таких приладів – магнітне антипарафінове устаткування МАУ-1, забезпечує високі експлуатаційні результати, дозволяє істотно знизити викиди асфальтеносмолопарафінових сполук у зоні видобутку та перенести процес їх утилізації на нафтопереробний завод, що, у свою чергу, дає змогу зберегти цінні фракції цих сполук для подальшого використання.

Розроблено технологічну схему обв'язки свердловинної насосної установки для видобування високов'язкої нафти за допомогою струминного насоса з магнітними приладами для обробки високов'язкої нафти.

Крім цього при надходженні на поверхню зі свердловини, внаслідок роботи струминного насоса, суміші високов'язкої та низьков'язкої нафти з підвищенням її загальної в'язкості, тому виникає потреба в додатковій обробці робочої рідини магнітним пристроєм, змонтованим на мірній ємності. Застосування такого апарата також сприятиме зменшенню впливу факторів, що зумовлюють утворення асфальтеносмолопарафінових відкладень на

нафтовидобувному обладнанні.

Виконано розрахунок параметрів роботи струминного апарату свердловинної установки у разі здійснення процесу підйому нафти за умов обмеженого відбору. Вихідні дані та технологічні параметри, порядок їх встановлення для варіанта, коли в ролі робочої рідини використовується легка нафта, а робочий тиск наземної силової установки не задається.

В третьому розділі розглянуто вплив техногенного навантаження на природне середовище від нафтовидобувної промисловості, основні забруднювачі навколишнього середовища та екологічні заходи при експлуатації нафтогазоконденсатних родовищ.

В останньому розділі розглянуто загальні вимоги з охорони праці і техніки безпеки, оцінювання технічного стану та умов безпечної експлуатації насосної установки для видобування нафти, виконано розрахунок безпечної експлуатації електрообладнання насосної установки.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. I. Східний нафтогазоносний регіон / [М.М. Іванюта, В.О. Федішин, Б.І. Деніга та ін.]. – Львів: Центр Європи, 1998. – 500 с.
2. Екологічний атлас Полтавщини. Навчальне видання / За ред. Ю. С. Голкіна, В. А. Барановського, О. Е. Ілляш. – Полтава. Полтавський літератор, 2007. – 128 стор.
3. Особливості геоморфологічної та геологічної будови Полтавської області / Ю.Й. Великодний, С.В. Біда, А.М. Ягольник, О.Ю. Пашенко, В.С. Житник // Збірник наукових праць. Сер. : Галузеве машинобудування, будівництво. – 2012. – Вип. 4 (2). – С. 49-54.
4. Проект розробки Яблунівського родовища. 1985 р.
5. Видобування нафти в ускладнених умовах / Бойко В.С., Бойко Р.В., Грибовський Р.В. та ін.; за ред. проф. Бойка В.С. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2013. – 771 с.
6. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів. Харків: ХНУМГ імені О. М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 312 с.
7. Технологія розробки нафтових родовищ: підруч. для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 509 с.
8. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352 с.
9. Шандровський Т.Р. До проблеми створення насосів для підймання із свердловин високов'язких нафт / Т.Р. Шандровський, Я.Я. Якимечко // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 2. – С. 41-44.
10. Паневник О.В. Дослідження кавітаційних характеристик струминних свердловинних апаратів / О.В. Паневник, Р.С. Яремійчук // Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин. – Вип. 32. – Івано-Франківськ. – 1995. – С. 80 – 85.

11. Якимечко Я. Я., Зайцев О. М., Чудик І І., Фем'як Я. М., Федик О. М. Удосконалення технології видобування високов'язких нафт струминними насосами з використанням кавітаційних процесів Монографія. – Дрогобич: «Посвіт», 2022. – 140 с.
12. Патент 36439А Україна, МКП В06В1/20. Гідродинамічний кавітатор / Р.С. Яремійчук, Т.Р. Шандровський, Я.Я. Якимечко; заявники і патентовласники: Р.С. Яремійчук, Т.Р. Шандровський, Я.Я. Якимечко. – № 99126895; заявл. 17.12.1999; опубл. 16.04.2001, Бюл. № 3.
13. О. І. Наливайко, А. М. Мангура, Л. Г. Наливайко. Магнітна обробка нафти як метод боротьби з відкладеннями парафіну при її транспортуванні трубопроводами // Збірник наукових праць. Галузеве машинобудування, будівництво. – Полтава: ПолтНТУ. – 2013. – № 1 (36)., т. 2. – С. 92 – 107.
14. І.І. Капцов, О.І. Наливайко, О.В. Ромашко, Р.Б. Ткаченко. Дослідження дії постійного магнітного поля магнітного антипарафінового пристрою на структуру асфальто-смоло-парафінові відкладення // Комунальне господарство міст. – Харків, – 2020. – № 157., т. 4. – С. 146 – 151.
15. Якимечко Я.Я. Алгоритм розрахунку технологічних параметрів удосконаленої струминної свердловинної установки // SWorldJournal. – 2023. – № 18. – С. 20-23.
16. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища».
17. Закон України «Про оцінку впливу на довкілля».
18. Водний кодекс України.
19. Закон України «Про відходи».
20. ДСТУ ISO 14001:2015. Системи екологічного управління. Вимоги та настанови щодо застосування (ISO 14001:2015, IDT). [Чинний від 2016-07-01]. Вид. офіц. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016.
21. Закон України «Про охорону праці». Затв. Верховною Радою України від 14.10.1992 р. № 2694-ХІІ
22. Закон України «Про основи національної безпеки». Затв. Верховною Радою України від 19.06.2003 р. № 964-IV.

23. Закон України «Основи законодавства України про охорону здоров'я». Затв. Верховною Радою України від 19.11.1992 р. № 2801-ХІІ.

24. Закон України «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасних випадків на виробництві та професійних захворювань, які спричинили втрату працездатності» // Законодавство України про соціальний захист населення: Зб. Законів. – К.: Парламентське вид-во, 2003. – С.27-67.

25. Концепція «Загальнодержавної програми поліпшення стану безпеки, гігієни праці і виробничого середовища на 2012-2016 р.р.» Затв. ропорядженням Кабінету Міністрів України від 31.08.2011р. № 889-р.

26. ДСТУ 3063-95 Насоси. Класифікація. Терміни та визначення. –1995.

27. Кучер, С.О. Підхід до впровадження коефіцієнта відносної оцінки, як показника якості технічного стану насоса/ С.О. Кучер, М.П. Гиря// Міжнародна науково-практична конференція «The scientific potential of the present» («Науковий потенціал сьогодення»), м. Сент-Ендрюс, Шотландія (St Andrews, Scotland, UK), 1 грудня 2016р. – С. 127-131.

28. НПАОП 0.00-1.69-13, Правила охорони праці під час експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій, теплових мереж і тепловикористовувальних установок, МЕВПУ, 2013 р.