

Техніка і технології

УДК 620.179

МЕТОДИЧНЕ І ТЕХНІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ГЕОДИНАМІЧНОЇ НЕБЕЗПЕКИ В ЗОНІ ПРОЛЯГАННЯ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ

¹А.В. Яворський, ²Айфа Тахар, ¹П.М. Райтер, ¹І.В. Рибіцький, ¹С.П. Ващишак

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (0342) 504708,
e-mail: andryus1978@gmail.com

²Науково-дослідна лабораторія геолого-геофізичних досліджень (CNRS UMR6118)
при університеті Рен 1 (Рен, Франція), e-mail: tahar.aifa@univ-rennes1.fr

Розглядаються питання підвищення надійності експлуатації протяжних інженерних споруд шляхом використання мобільних та стаціонарних систем прогнозування геодинамічної небезпеки. Проведено аналіз основних геодинамічних чинників, які суттєво впливають на експлуатаційні характеристики підземних магістральних нафтогазопроводів, а також підходів, що використовуються для отримання інформації про стан геодинамічної зони, яку перетинає інженерна споруда. Запропоновано нове комплексне рішення проблеми прогнозування геодинамічної небезпеки в зоні пролягання протяжних інженерних споруд, що полягає в проведенні обстежень у певній послідовності. Подано основні результати, отримані в ході експериментальних досліджень на реальних об'єктах із використанням запропонованих систем. Розроблено конструкцію та алгоритм роботи стаціонарної та мобільної систем прогнозування геодинамічної небезпеки в зоні пролягання магістральних газопроводів, а також подано методіку проведення вимірювання за допомогою даних систем. З метою зменшення впливу суб'єктивного фактору на результати прогнозування геодинамічної небезпеки запропоновано новий сучасний метод розрахунку ймовірності настання негативної геодинамічної події, що базується на використанні сучасних нейромережесевих методів оброблення результатів багатопараметрових вимірювань та дозволяє оцінити геодинамічний ризик у зоні пролягання трубопроводів.

Ключові слова: нафтогазопроводи, геологічні розломи, геодинамічна зона, механічні напруження, нейромережа, геодинамічний ризик.

Рассматриваются вопросы повышения надежности эксплуатации протяженных инженерных сооружений путем использования мобильных и стационарных систем прогнозирования геодинамической опасности. Проведен анализ основных геодинамических факторов, которые существенно влияют на эксплуатационные характеристики подземных магистральных нефтегазопроводов, а также подходов, используемых для получения информации о состоянии геодинамической зоны, которую пересекает инженерное сооружение. Предложено новое комплексное решение проблемы прогнозирования геодинамической опасности в зоне пролегания протяженных инженерных сооружений, которое базируется на проведении обследований в определенной последовательности. Представлены основные результаты, полученные в ходе экспериментальных исследований на реальных объектах с использованием предложенных систем. Разработана конструкция и алгоритм работы стационарной и мобильной систем прогнозирования геодинамической опасности в зоне пролегания магистральных газопроводов, а также представлена методика проведения измерений с помощью данных систем. С целью уменьшения влияния субъективного фактора на результаты прогнозирования геодинамической опасности предложен новый современный метод расчета вероятности наступления негативного геодинамического события, базирующийся на использовании современных нейросетевых методов обработки результатов многопараметровых измерений и позволяет оценить геодинамический риск в зоне пролегания трубопроводов.

Ключевые слова: нефтегазопроводы, геологические разломы, геодинамическая зона, механические напряжения, нейросеть, геодинамический риск.

Questions of increasing the reliability of engineering structures by using mobile and fixed systems of predicting geodynamic risk have been considered. We've conducted the analysis of the main geodynamic factors that significantly affect the performance of underground oil and gas pipelines, as well as the approaches used for obtaining the information on the state of geodynamic zone that are crossed by the engineering construction. A new integrated problem solution of predicting the geodynamic danger in the zone of extensive engineering structures

running has been suggested; this solution is based on conducting surveys in the right sequence. The main results obtained in the course of experiments at the actual facilities by using the suggested system have been given in this article. The design and the algorithm of the operation of fixed and mobile systems for predicting geodynamic hazard in the zone of gas pipelines running, as well as the technique of measuring with the help these systems have been developed. For the purpose of reducing the influence of the subjective factor on the results of predicating geodynamic hazard a new modern method of calculating the probability of negative geodynamic events, occurrence has been suggested; this method is based on using modern neural network methods of processing the results multi-parameter measurements and it allows evaluating the geodynamic risk in zone of pipelines running.

Keywords: oil and gas pipeline, geological fault, geodynamic zone, mechanical stresses, neural network, geodynamic risk.

Вступ

Проблема забезпечення надійної і довготривалої механічної стійкості протяжних інженерних споруд все частіше розглядається в напрямку оцінки і прогнозування процесів, які проходять у земній корі. Однак, якщо ризик руйнування об'єктів потужними впливами типу великих землетрусів чи зсувів очевидний і доволі детально досліджений, то механізм втрати механічної стійкості ґрунтових порід під впливом відносно слабких градієнтів геофізичних полів до цього часу не з'ясований.

Нафтогазопроводи як лінійні системи значної протяжності перетинають на своєму шляху зони з геологічними умовами, що значно відрізняються за властивостями, в тому числі геологічні дискретні – розломи, складки, зони розтріскування, тріщини. Тому нафтогазопроводи більш чутливі до впливу деформованого ґрунту, ніж інші споруди великої протяжності (автомобільні дороги), які легко відновити [1, 2]. Аварії на нафтогазопроводах можуть стати причиною величезного матеріального збитку і катастрофічних забруднень навколишнього середовища.

Блокова будова земної кори і її дискретні зумовлюють формування над границями блоків, тріщинами і розломами прихованих елементів гірського масиву, який називається геодинамічними зонами (ГДЗ). На поверхні геодинамічні зони, перетинаючись, утворюють вторинні блоки, розміри яких становлять від 1 до 35 км, а форма може бути найрізноманітнішою.

Геодинамічні блоки перебувають в безперервному русі під дією різноманітних сил, в тому числі зумовлених орбітальним і осьовим обертанням Землі. При переміщенні блоків у ГДЗ виникають ділянки з підвищеними механічними напруженнями від деформацій різного знаку і характеру – розтяг, стиск, зсув. У ГДЗ при цьому значно змінюється склад газової фази ґрунтів, оскільки висока проникність зон розломів забезпечує можливість інтенсивного переміщення по вертикалі агресивних газів і рідин із ґрунтових порід.

Збільшення рівня напружень і вмісту агресивних речовин у ГДЗ призводить до активізації підземної корозії, стрес-корозії, росту тріщин і, як наслідок, до зростання кількості відмов підземних нафтогазопроводів та імовірності виникнення аварійних ситуацій.

Ще одним з геодинамічних чинників, який суттєво впливає на експлуатаційні характеристики підземних магістральних нафтогазопроводів, є перетин ними численних систем «яр-

балка». Вздовж цих структур спостерігається різке посилення таких геодинамічних процесів, як ерозія та денудація, а в окремих випадках суфозні просідання і гравітаційні явища – зсуви. При перетині ерозійних форм рельєфу нафтогазопроводами в них утворюються вигини (згини), зокрема, у вертикальній площині на коротких відстанях. При підсиленні геодинамічних напружень і зовнішніх впливів на таких ділянках можуть локально зростати навантаження, стимулюючи порушення герметичності та цілісності трубопроводу (рис. 1).

Отже, створення системи раннього попередження на аварійно-небезпечних ділянках пролягання нафтогазопроводів з метою управління геодинамічними ризиками є актуальним завданням.

Передумови проблеми та постановка задачі дослідження

На даний час оцінка геодинамічної небезпеки для протяжних інженерних споруд здійснюється не комплексно, а окремо від оцінки стану навколишнього середовища. За останнє десятиліття основні сили дослідників у галузі оцінки і прогнозування геодинамічної небезпеки зосереджені, в основному, на методах аналізу аерокосмічних зображень і дистанційному супутниковому зондуванні території якими пролягають протяжні інженерні споруди [3, 4, 5]. На нашу думку, такий підхід може бути застосований на початковому етапі дослідження для наближеного визначення потенційних аварійно-небезпечних ділянок за напрямком пролягання протяжних інженерних споруд та в жодному разі не може замінити проведення польових досліджень.

З метою оцінки геодинамічної небезпеки для нафтогазопроводів на зсувонебезпечних ділянках встановлюються пости контролю тільки для оцінки напружено-деформованого стану (НДС) труби (рис. 2).

Про активність зсуву можна судити тільки за значенням НДС ділянки трубопроводу, але цієї інформації недостатньо у разі протидії такому геодинамічному процесу на стадії розвитку – потрібно знати стан ґрунтового масиву, який оточує трубопровід у зоні з активною геодинамікою [2].

Основні теоретичні та методичні положення організації систем контролю і моніторингу природного середовища та літосфери докладно розглянуті в роботах російських вчених Trofimov V.T., Yepishin V.K., Korolev V.A., Izrael Y.A., і Gamburtseva A.G.[6]. Однак при їх

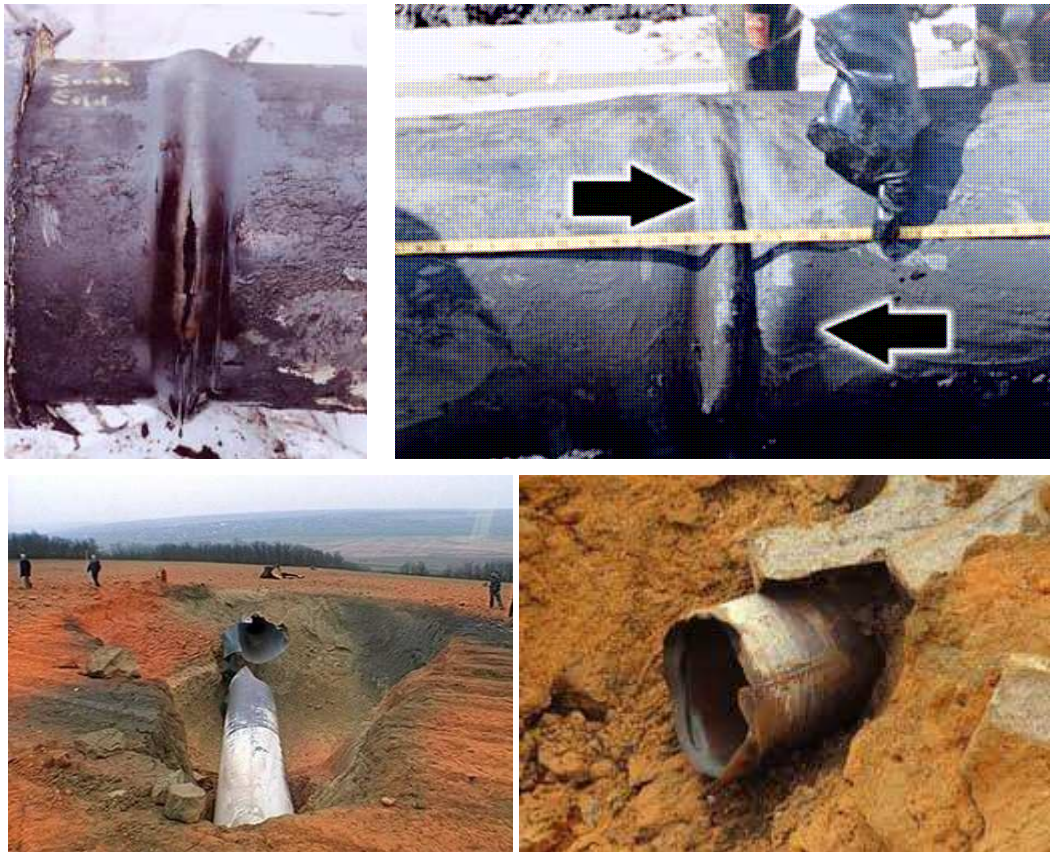
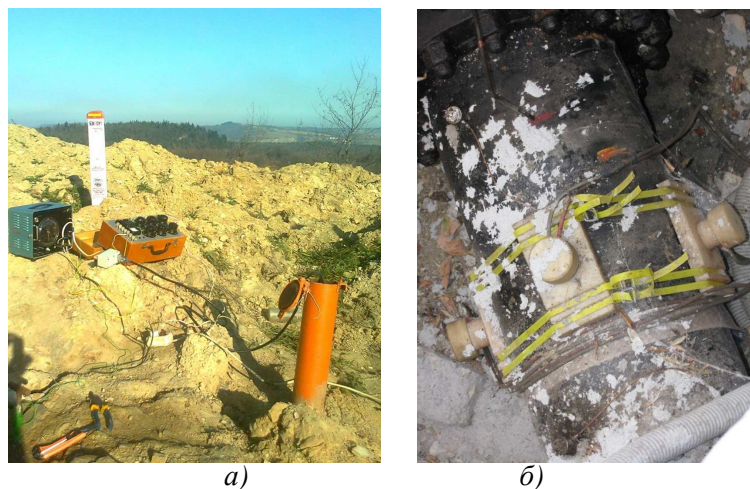


Рисунок 1 – Приклади руйнувань трубопроводів, пов'язані з впливом геодинамічного фактора



*а) Тензометричний пост - газопровід Пасічна-Долина;
б) Магнітодинамічний пост - аміакопровід Тольяті-Одеса*

Рисунок 2 – Пости контролю напружено-деформованого стану трубопроводів на ділянках із високою зсувною активністю

практичному застосуванні виникає серйозна проблема, пов'язана з необхідністю виділення малих геодинамічних варіацій локальних ділянок геологічного середовища при реєстрації та обробці сигналів полів різної фізичної природи, також необхідним є розроблення геоелектричних моделей геодинамічного розвитку об'єктів моніторингу. Крім того, складність і розмаїтість проявів геодинаміки середовищ призводить до необхідності розширення кількості ко-

нтрольованих параметрів геодинамічних об'єктів при моніторингу, що значно збільшує потік вимірювальної інформації. Обробка даної інформації без використання спеціалізованих автоматизованих систем збору та аналізу результатів вимірювань стає практично неможливою.

Для отримання інформації про стан геодинамічної зони, яку перетинає інженерна споруда великої протяжності, існують два підходи.

Перший, більш глобальний, полягає в реалізації комплексу різноманітних методів дослідження властивостей ГДЗ, у його основі лежить загальна оцінка об'єкта (всієї території, якою прокладено інженерні споруди великої протяжності) в певний момент часу. До згаданих методів належать: фотограмметрія, аерофотозйомка в інфрачервоному спектрі, застосування технологій ідентифікації на базі геоінформаційних систем, оцінка гравітаційних і магнітних полів у зонах прогнозованих ГДЗ, визначення рівня ґрунтових вод і зон можливих зсувів.

Недоліками такого підходу є: необхідність забезпечення ідентичності всього комплексу вимірювань щодо загальної площі об'єкта через певний період часу, тривалість якого важко однозначно обґрунтувати; тривалість і висока вартість виконуваних робіт, необхідність залучення значних матеріальних і людських ресурсів, значні обсяги даних вимірювань і складність обробки інформації.

Другий підхід базується на контролі зміни параметрів ГДЗ на локальних ділянках, де існує висока ймовірність непрогнозованої зміни характеристик ГДЗ і обмеження цих ділянок зоною розміщення інженерних споруд великої протяжності. Завдяки цьому значно підвищується вірогідність моніторингу за рахунок виконання автономних вимірів у всіх визначених точках контролю, строго синхронізованих у часі. Синхронізація досягається застосуванням електронних модулів реєстрації в реальному часі і збереження їх значень разом з цільовими вимірюваними параметрами для геодинамічної зони. Ще однією перевагою автономного методу контролю є можливість мінімізувати або виключити вплив сигналів перешкод на процес контролю параметрів у ГДЗ. Основним недоліком методу є необхідність індивідуального зчитування інформації з кожного поста контролю і поповнення енергією джерел живлення автономних пристроїв. Але, враховуючи, що контрольовані процеси порівняно інерційні, а об'єми модулів електроперепрограмованої пам'яті в даний час вельми значні, зазначений недолік усувається шляхом використання сучасної елементної бази і алгоритмів обробки інформації. Проблему автономного живлення, на наш погляд, доцільно вирішувати шляхом переведення вимірювальних модулів у стан мінімального енергоспоживання («засинання») між моментами вимірювань.

Розв'язання поставленої проблеми, отримані результати

Отже, для розв'язання проблеми прогнозування геодинамічної небезпеки в зоні пролягання протяжних інженерних споруд з метою управління геодинамічними ризиками слід застосувати комплексний підхід. Комплексне вирішення проблеми вбачається у певній послідовності виконання обстежень з метою побудови ефективної системи моніторингу на найбільш аварійно-небезпечних ділянках протяжних інженерних споруд. Таким чином, комплексний підхід є послідовністю наступних дій:

– аерокосмічне обстеження і зондування зони пролягання протяжних інженерних споруд;

– проведення польових експрес-обстежень мобільними пристроями з метою геодинамічного картування у межах зони пролягання протяжних інженерних споруд;

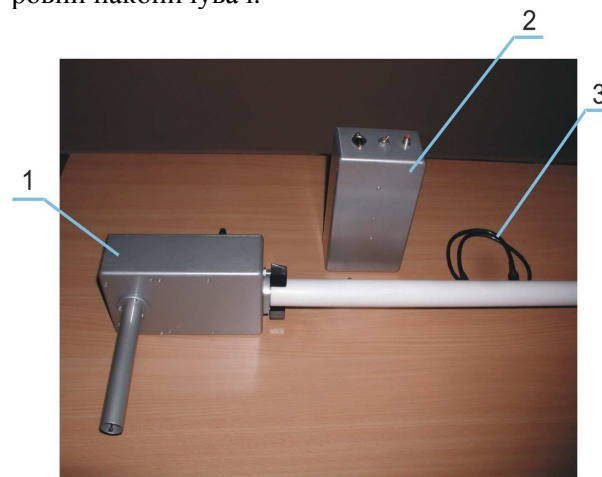
– застосування комплексу геофізичних методів (вертикальне електричне зондування, метод природного електричного поля, метод природного імпульсного електромагнітного поля Землі, магнітометрія) на виявлених потенційно-небезпечних ділянках траси протяжної інженерної споруди з метою оцінки рівня геодинамічної небезпеки [7];

– встановлення у визначених за результатами попереднього обстеження місцях аварійних постів комплексного контролю і моніторингу геодинамічної небезпеки, як елемент ефективного управління геодинамічними ризиками.

Для локалізації ділянок з високим рівнем геодинамічного ризику вздовж траси пролягання нафтогазопроводів у Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу наявні такі новітні апаратні комплекси:

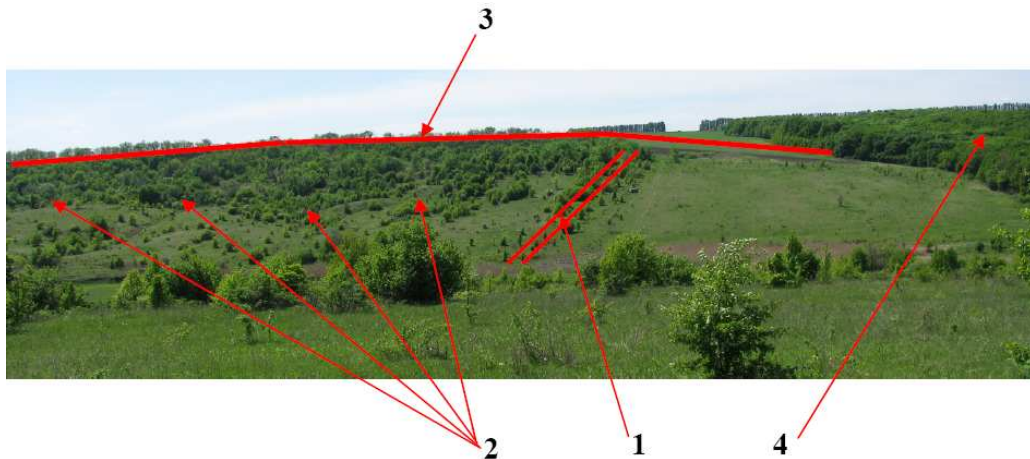
Мобільна система моніторингу геодинамічної активності в зоні пролягання магістральних нафтогазопроводів «Пошук-1» [8].

Робота даної мобільної системи базується на принципах електродинамічної інтроскопії приповерхневого шару Землі – вимірюванні зміни постійної та змінної складових геоелектричного поля на висоті до 1 м над поверхнею Землі. Методика досліджень з системою полягає у неперервному скануванні земної поверхні з метою виявлення неоднорідностей ґрунту нерудної природи та напружень в ґрунтового масиві на глибині до 10 м (тонкий приповерхневий шар). Створена система має невеликі габарити та масу, складається з двох електронних блоків (рис. 3) і може обслуговуватись одним оператором. Інформація для даної системи виводиться у аналоговому вигляді і передається на цифровий накопичувач.



1 – вимірювальний блок;
2 – блок перетворення частоти;
3 – з'єднувальний шнур

Рисунок 3 – Мобільна система моніторингу геодинамічної активності «Пошук-1»



1 – магістральні газопроводи «Оренбург-Новопсков» і «Союз», 2 – траси зсуву на схилі урочища, 3 – сільськогосподарські угіддя, 4 – дубовий масив

Рисунок 4 – Зсувна активність ґрунту в зоні контролю

На практиці дана система моніторингу була успішно застосована під час обстеження ділянки магістрального газопроводу «Союз» (1152 - 1154 км). Метою проведення робіт було виявлення геофізичних аномалій, пов'язаних із порушенням однорідності структури ґрунтів у районі прокладання ділянки газопроводу і визначення можливої зміни динаміки ґрунтів, що може призвести до порушення цілосності газопроводу на даній ділянці.

Проведення даної роботи здійснювалось за такими етапами:

- візуальний огляд контрольованої ділянки з фотофіксацією і геоприв'язкою;
- визначення траси пролягання контрольованого газопроводу;
- «поздовжнє» профілювання шляхом визначення розподілу напруженості природного змінного геоелектричного поля Землі для оцінки активності геодинамічних процесів у зоні контролю;
- «перпендикулярне» профілювання для визначення геофізичних аномалій;
- камеральна обробка отриманих результатів;
- формування висновків і розроблення рекомендацій.

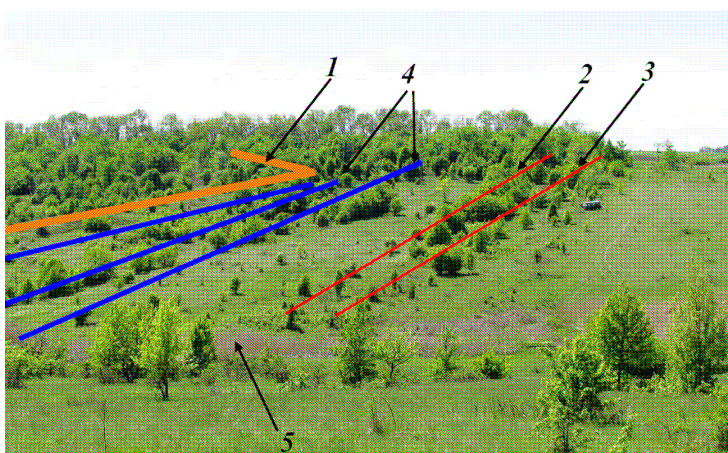
На зсувній ділянці, де проводились дослідження, в одному коридорі пролягають два магістральні трубопроводи – «Оренбург-Новопсков» і «Союз» (рис. 4). Контроль за розвитком зсуву в напрямку до магістральних газопроводів проводився на примітивному рівні – шляхом спостереження за положенням зсувних терас відносно реперів. Інформації щодо причин розвитку зсувних процесів, контура зсуву, напрямку поширення та його активності експлуатуюча організація ДК «Донбастрансгаз» не мала.

Для визначення активності зсуву ґрунтів (визначення зон на ділянці пролягання газопроводу з геодинамічною активністю, коли присутні значні напруження ґрунту, які, в свою чергу, викликають зсуви, розломи і обвали) проведено «поздовжнє» профілювання (знято профілі

напруженості геоелектричного поля Землі) вздовж контрольованої ділянки газопроводу (рис. 5). Проведене «поздовжнє» профілювання не виявило геодинамічних процесів (розвитку зсуву) у приповерхневій області зони контролю.

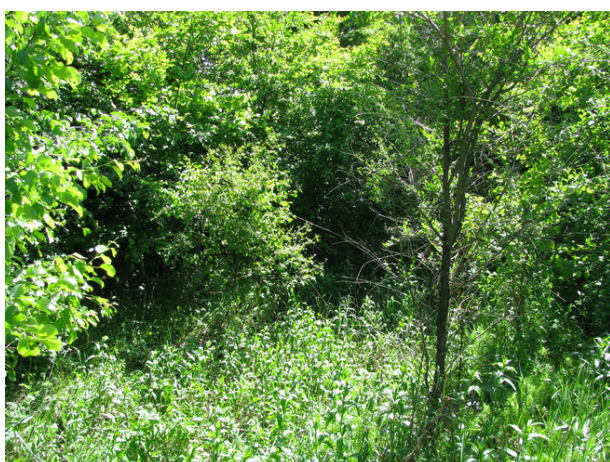


Рисунок 5 – Проведення вимірювання напруженості геоелектричного поля по профілях за допомогою розробленої мобільної системи моніторингу «Пошук-1» для геодинамічного картування в зоні пролягання контрольованого газопроводу



1 – границя зсуву, 2 – магістральний газопровід «Оренбург-Новосков»,
3 – магістральний газопровід «Союз», 4 – водяні жили, 5 – болото

Рисунок 6 – Активність ґрунтових вод для контрольованої ділянки



а)



б)

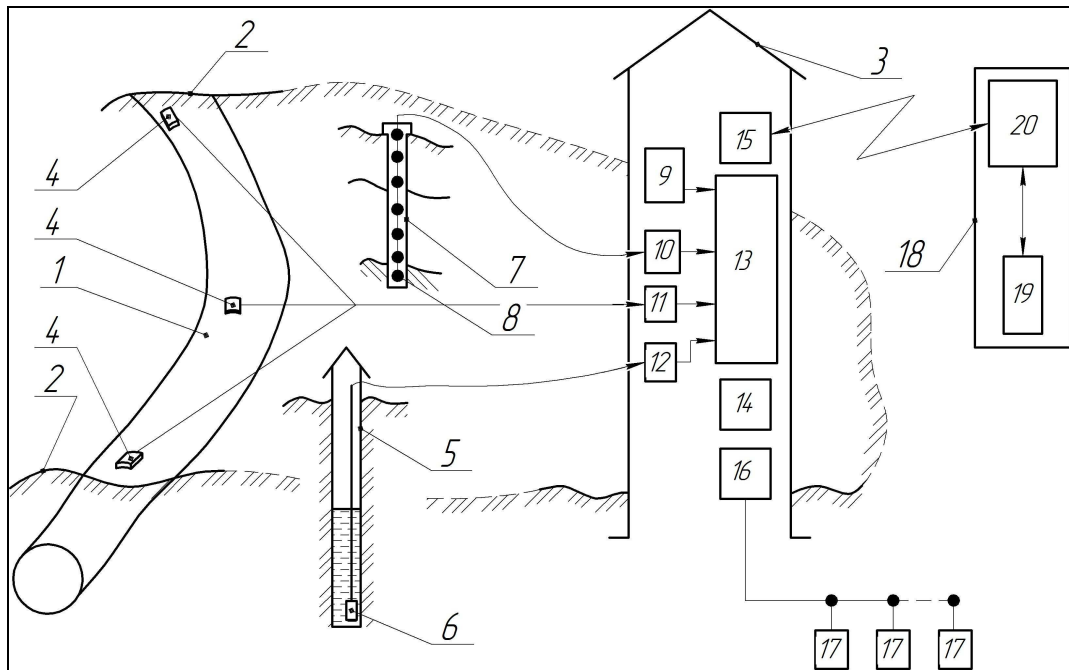
а – зсувна зона (водонасичена); б – діаметрально протилежна зона відносно траси газопроводу

**Рисунок 7 – Характер рослинності для контрольованої ділянки
(у зоні проведення контролю опадів не було протягом місяця)**

«Перпендикулярне» профілювання було спрямоване на пошук геофізичних аномалій в зоні контролю і їх інтерпретацію шляхом реєстрування змін фазових характеристик фонового геоелектричного поля Землі вздовж профілю ділянки. За допомогою системи «Пошук-1» чітко фіксувалися зміни геоелектричного поля, пов'язані з границями переходу середовищ («ґрунт-труба», «ґрунт-пустота», «ґрунт-рідина», «ґрунт-ґрунт» (наприклад, «пісок-глина»). В результаті «перпендикулярного» профілювання встановлено, що майже паралельно до траси газопроводу зі сторони зсувної ділянки проходять три приповерхневі водяні жили шириною до 1 м, які живлять болото в низовині. В зоні, яка є протилежною до зсувної ділянки відносно траси газопроводу, приповерхневих водотоків не виявлено. Результати «перпендикулярного» профілювання підтверджуються візуально – про наявність приповерхневих водотоків свідчить характерне обліснення в різних зонах поблизу траси газопроводу (рис. 6 і 7). За результатами «перпендикулярного» профілювання було оконтурено границі

зсуву в напрямку траси пролягання магістральних газопроводів (рис. 6).

Виходячи з проведених досліджень за допомогою мобільної системи моніторингу геодинамічної активності «Пошук-1» було зроблено висновок, що причиною зсувної активності в зоні ділянки контролю є ґрунтова вода в приповерхневій області, оскільки інші причини зсуву для даної ділянки відсутні. Так, на досліджуваній ділянці верхній шар ґрунту потужністю 2-3 м є водопроникним і пухким (чорнозем і пісок), а нижній шар – водонепроникний. Вбираючи воду, верхній шар стає «більш важким» і через суттєвий перепад висоти (близько 50 м) ковзає під дією гравітації змоченим слизьким нижнім водонепроникним шаром. Колектором для ґрунтової води є сільськогосподарські угіддя, які розміщуються на вершині схилу. Як видно з панорамної фотографії (рис. 7), зсувні процеси розвиваються по всьому схилі, крім зони, зайнятої дубовим масивом, – коріння дерев всмоктують надлишкову вологу і утримують схил від зсуву.



1 – трубопровід; 2 – межі області з високим геодинамічним ризиком (зсув); 3 – автономний пост накопичення та опрацювання інформації; 4 – тензометричні давачі; 5 – свердловина; 6 – гідростатичний давач рівня ґрунтових вод; 7 – інклінометричний футляр; 8 – масив трикоординатних давачів нахилу; 9 – вимірювач природного імпульсного електромагнітного поля Землі; 10, 11, 12 – блоки узгодження; 13 – мікроконтролерний блок керування та опрацювання; 14 – блок енергонезалежної пам'яті; 15 – радіоблок; 16 – блок живлення; 17 – система ґрунтових термоелектричних генераторів; 18 – мобільний пристрій для зчитування; 19 – блок накопичення даних; 20 – радіоблок у мобільному пристрої

Рисунок 8 – Система прогнозування геодинамічної небезпеки в зоні пролягання протяжних інженерних споруд

Результатом роботи із обстеження зсуво-небезпечних ділянок магістральних газопроводів «Оренбург-Новопсков» і «Союз» є розроблені рекомендації:

- проводити постійний візуальний моніторинг розвитку зсуву на ділянці газопроводу;
- проводити щорічні вимірювання відстані від крайньої точки зсуву до контрольного репера у весняний період;
- проводити інструментальні вимірювання для визначення активності зсуву ґрунту на ділянці газопроводу раз на 2 роки;
- провести комплексне обстеження технічного стану газопроводу на даній потенційно-небезпечній ділянці з перспективою встановлення постів моніторингу технічного стану даного об'єкта;
- провести заходи із забезпечення охорони на даній ділянці газопроводу, а саме обмеження діяльності людини в районі схилу: вздовж зеленого поясу (заборона вирубування лісу, корчування, знищення кущів і трав'яного покриття); земляних робіт (заборона будь-яких розробок ґрунту в пасивній зоні – біля підніжжя, завантаження схилу в активній зоні – біля брівки, збільшення крутизни схилу, відкривання нестійких ґрунтів); в галузі водяного господарства (заборона спускання поверхневих вод і поливів, утримання в належному порядку водовідводів і меліоративних систем; по динамічній

дії (заборона проведення вибухових робіт, роботи важких транспортних засобів);

- проводити заходи щодо закріплення і осушення схилу в зоні зсуву. Тут передбачається суцільне висівання трави, висаджування вологолюбних кущів, заліснення схилу (в'яз, дуб, клен, липа, модрина).

Проведені дослідження свідчать, що за допомогою розробленої системи «Пошук-1» можна швидко проводити обстеження з метою попереднього оцінювання геодинамічної небезпеки в зоні пролягання протяжних інженерних споруд (обстеження потенційно-небезпечної ділянки пролягання газопроводу 600×600 м було проведено за 2 год).

Стаціонарна система прогнозування геодинамічної небезпеки в зоні пролягання магістральних газопроводів

Розроблена система (рис. 8) містить: набір давачів з нормуючими пристроями (4, 6, 8, 9), мікропроцесорний пристрій (13) для зчитування, накопичення, обробки та передачі інформації у складі автономного поста (3), пристрої для забезпечення автономного живлення (16, 17) і мобільний пристрій для зчитування інформації через радіоканал (18).

Як первинні джерела інформації про рух ґрунту в геодинамічній зоні використано:

- група тензодавачів деформації (4) трубопроводів (1);
- масив трикоординатних давачів нахилу (8), встановлених у вертикально заглибленому інклінометричному футлярі (7);
- гідростатичний давач рівня ґрунтових вод (6) у свердловині (5) контрольованої ділянки;
- вимірювач природного імпульсного електромагнітного поля Землі (9), антена якого встановлена на автономному пості (3).

Враховуючи суттєві відмінності між інтенсивностями сигналів різних давачів та їх вихідних опорах, для кожного давача розроблено свій інтерфейсний пристрій (10, 11, 12). Зазначені пристрої здійснюють підсилення, аналого-цифрове перетворення і передавання інформації в мікропроцесор по стандартному SPI інтерфейсу.

Для зчитування накопиченої і обробленої мікропроцесорним пристроєм інформації використано модуль Bluetooth інтерфейсу (15) у складі автономного поста (3) і радіоблок (20) у складі мобільного пристрою зчитування (18).

Для систем контролю із зазначеною структурою важливим є питання забезпечення стабільності електроживлення. Акумуляторні пристрої живлення, навіть при використанні схем енергозбереження, забезпечують роботу системи тільки протягом одного-двох місяців при плюсовій температурі і без дозарядки. Для вирішення зазначеної проблеми нами використано термоелектричне джерело АЛТЕК-8027 (Інститут термоелектрики, Україна), призначене для забезпечення електричною енергією сигналізаційної та охоронної апаратури, радіомаків, метеорологічних станцій, різних пристроїв та приладів радіоелектронної техніки в польових умовах. Термоелектричний джерело електричної енергії працює на основі прямого перетворення теплової енергії ґрунту в електричну.

Термоелектричний генератор заглиблюється в ґрунт і, в залежності від кліматичних умов, може працювати в двох режимах. У теплу пору або денний час доби тепловий потік з більш нагрітих шарів ґрунту надходить на верхній концентратор генератора, який передає тепло гарячим спаям термоелектричного модуля, розташованого під концентратором. Холодні спаї термоелектричного модуля контактують з тепловідводами, що мають низький тепловий опір, якими тепло, що пройшло через термоелектричний модуль, надходить на нижній концентратор та розсіюється у більш холодні шари ґрунту. У холодну пору або нічний час доби тепловий потік надходить на нижній концентратор з більш теплих шарів ґрунту і тепловідводом передається на термоелектричний модуль. Верхній концентратор в цьому випадку розсіює тепло що проходить через термоелектричний модуль.

Корпус термоелектричного генератора виконаний з біо- та гідростійкого теплоізолюючого матеріалу, концентратори захищені антикорозійним покриттям. При роботі термоелектричного генератора відсутні акустичні шуми.

Термоелектричний генератор, вміщений в ґрунт, працює в важкодоступних місцях без втручання обслуговуючого персоналу. Термоелектричний генератор є екологічно чистим джерелом електричної енергії.

Для створення системи моніторингу нахилу ділянки ґрунту використовували масив трикоординатних мікромеханічних давачів нахилу (8), придатних за своїми параметрами для безперервного спостереження природних об'єктів та інженерних споруд.

Кожен давач розміщується на індивідуальному жорсткому стрижні-основі. Давач разом з приєднаним до нього кабелем вмонтований у відрізок гнучкої оболонки, що має форму трубки. Довжина кожного фрагмента в залежності від завдання становить 0,75, 1,25, 2,25 метра. При цьому всі давачі з'єднані загальним кабелем, яким подається живлення і проводиться зчитування інформації.

При моніторингу загальна оболонка з масивом давачів закріплюється в спеціально пробуреній свердловині (рис. 8). За необхідності весь масив може бути витягнутий для повторного використання або ремонту.

Інформація про зсуви формується на основі аналізу зміни кутів відносно початкової орієнтації давачів. З цією метою застосовується спеціально розроблене програмне забезпечення. Воно дозволяє відтворити безперервну траєкторію, уздовж якої розміщуються давачів в момент зняття вимірів, а також накопичувати інформацію, оцінювати величину і напрямок зсуву траєкторії.

Результати моніторингу зсувів з використанням гнучких масивів давачів підтвердили можливість проведення вимірювань з необхідною точністю. У вертикальні свердловини довжиною 10 метрів було встановлено масиви давачів з кроком розміщення 1,5 метра. За результатами вимірювань чутливість до зсуву була оцінена в межах 1-2 мм, точність ± 2 мм.

Гідростатичний давач рівня ґрунтових вод (6) контрольованої ділянки реалізований на основі інтегрального напівпровідникового давача диференціального тиску стовпа води в свердловині (5). Вихідний сигнал давача аналоговий, термокомпенсований і нормований за амплітудою, що дозволяє, після аналого-цифрового перетворення в модулі узгодження (12), використовувати його інформацію в мікропроцесорному модулі обробки інформації. Для передачі різниці тиску стовпа рідини на вхідні штуцери давача диференціального тиску використані дві металеві трубки діаметром 4 мм: одна прокладена від штуцера до нижньої точки свердловини, а друга – від другого штуцера давача до точки, розміщеної на 1,5 м нижче поточного рівня рідини в свердловині. Таким чином, сигнал на виході давача пропорційний поточному рівню ґрунтових вод.

Група тензодавачів деформації (4) трубопроводів (1) реалізована на базі використання як сенсорів деформації класичних фольгованих тензорезисторних розеток, включених за мостовою схемою. Як зчитувальний пристрій ви-

користані модулі власної розробки на базі спеціалізованих інтегральних мікросхем дельта-сигма АЦП ADS 1234IPW (Texas Instruments). Зазначені модулі встановлюються безпосередньо біля ділянки вимірювання, виключаючи вплив на результати контролю ліній зв'язку давачів-АЦП. Вихідний сигнал модуля АЦП подається в пристрій узгодження (11) у вигляді цифрового коду за послідовним SPI інтерфейсом.

В основі роботи останнього компонента даної системи – вимірювача природного імпульсного електромагнітного поля Землі – лежить метод природного імпульсного електромагнітного поля Землі (ПЕМПЗ). Електромагнітні поля, джерела яких знаходяться в надрах Землі, є первинним об'єктом геофізичних досліджень. А.А. Воробйов, ввівши поняття "природного імпульсного електромагнітного поля Землі", розумів під ним весь комплекс електричних розрядів, які постійно утворюються у всіх сферах нашої планети і в космічному просторі, але, в першу чергу, мав на увазі саме ті, які генеруються в її надрах гірськими породами.

Даний метод знаходить останнім часом все ширше застосування для картування малоамплітудних тектонічних порушень на шахтних полях, вирішенні інженерно-геологічних та геолого-екологічних завдань [14]. Методом ПЕМПЗ можуть ефективно вирішуватися завдання, пов'язані із вивченням напруженого стану гірських порід. При дослідженні зсувних процесів в Карпатського регіоні, що активізувалися в 1998-2001 і 2008 роках, даний метод був застосований незалежно, поряд з іншими геофізичними методами, всіма геологогеофізичними підприємствами та науковими інститутами, які були залучені до виконання польових робіт.

Недоліки методу закладені в самій природі електромагнітних хвиль. Випромінювання утворюються в результаті процесів, що проходять в надрах Землі і на її поверхні, а також в атмосфері, в магнітосфері, в іоносфері і в космосі, тобто залежать від багатьох факторів. Тому однією з основних проблем при дослідженнях методом ПЕМПЗ є виділення сигналів, пов'язаних з напружено-деформованим станом порід, на тлі всіх інших, що становлять варіації цього поля [13].

Враховуючи зазначені вище проблеми методу і пристрою ПЕМПЗ, а також згаданих вище пристроїв контролю, пов'язаних з впливом перешкод на результат прогнозування зсувних процесів у геодинамічній зоні, нами за допомогою мікроконтролерного модуля обробки сигналів давачів реалізовано алгоритм штучної нейронної мережі. Мета застосування алгоритму – максимальне відстроювання від сигналів, які не є для нас інформаційними, тобто некорельованих із змінами напружено-деформованого стану порід [15, 16].

Для реалізації поставленої мети програмно реалізований нейромережевий алгоритм обробки – розпізнавання образів на базі мережі типу багатощаровий перцептрон. Вхідним образом є

значення синхронно зареєстрованих сигналів від вище описаної групи чотирьох давачів: тензодавачів деформації (4) трубопроводів (1); трикоординатних давачів нахилу (8); гідростатичного давача рівня ґрунтових вод (6); вимірювача природного імпульсного електромагнітного поля Землі (9).

Сигнали з перших трьох давачів (4, 8, 6) після нормування подаються відповідно на перші три входи нейронної мережі. Сигнал вимірювача природного імпульсного електромагнітного поля Землі (9) підлягає попередньому опрацюванню методом символізації, запропонованим в [9, 10, 11, 12] Дане опрацювання реалізоване наступним чином.

В процесі попередньої обробки реалізації інформаційного сигналу давача природного імпульсного електромагнітного поля Землі після його підсилення та нормалізації виконується дискретизація аналогового сигналу за часом та квантування за рівнем – аналого-цифрове перетворення (АЦП). Результат роботи АЦП – значення в діапазоні від 0 до 63 (від 0 до 2^{6-1} при шестирозрядного АЦП), пропорційні значенням нормалізованих сигналів давачів. В оперативній пам'яті мікроконтролера виділено 64 комірки (з адресами від 0 до 64). Після кожного аналого-цифрового перетворення відліку інформаційного сигналу вміст тієї комірки пам'яті давача збільшується на 1 (інкрементується), адреса якої дорівнює значенню сигналу, отриманому в результаті аналого-цифрового перетворення конкретного відліку сигналу. Таким чином, результат аналого-цифрового перетворення інформаційного сигналу – число – сприймається процесором як адреса комірки, яку треба інкрементувати (збільшити на 1). Дана операція виконується досить швидко, а швидкість такої символізації сигналу залежить тільки від швидкодії модуля АЦП перетворення. В процесі такої обробки сигналу в 64-рх комірках пам'яті буде, по-суті, оцінка функції густини розподілу вибірки інформаційного сигналу. Поділивши значення в кожній з цих комірок пам'яті на загальну кількість АЦП перетворень сигналу за час спостереження, отримуємо в пам'яті символно-послідовну гістограму розподілу енергії інформаційного сигналу.

Таким чином, нейронна мережа має 67 входів (3+64) і три шари: вхідний (67 вхідних нейронів), прихований (20 нейронів) і один вихідний шар (1 нейрон). В нейронах прихованого і вихідного шарів, як функцію активації використано сигмовидну функцію. Навчання мережі з учителем виконувалося за допомогою алгоритму зворотнього поширення помилки. Результатом навчання було отримання матриць вагових коефіцієнтів мережі, які програмувалися в енергонезалежну пам'ять контролера типу dsPIC33FJ256MC510A (Microchip). Зазначені вагові коефіцієнти визначалися за допомогою модуля (toolbox) Neural Network ППП MATLAB. Для навчання використовувалися зареєстровані системою дані в умовах дослідного полігону і штучно імітованих зсувних процесів.

Вихід нейронної мережі – бінарний. Він сигналізує про наявність або відсутність процесів зсуву або напруги в геодинамічній зоні. На етапі досліджень системи в окремий модуль енергонезалежної пам'яті на ММС карті записувались поточні цифрові значення тензодавачів деформації (4) трубопроводів (1); трикоординатних давачів нахилу (8); гідростатичного давача рівня ґрунтових вод (6); а також результати символізації сигналів вимірювача природного імпульсного електромагнітного поля Землі (9) та значення на виході нейронної мережі.

Двомісячна апробація методу контролю у польових умовах довела інформативність методів та засобу контролю зсувних процесів, а також вищу достовірність такого контролю за умови застосування нейромеревих методів опрацювання інформації давачів сигналів.

Прогнозування ступеня геодинамічної небезпеки в зоні пролягання протяжних інженерних споруд найбільш доцільно проводити з врахуванням визначення геодинамічного ризику в даній зоні, що дасть можливість зменшити вплив людського фактору, а за відомим ступенем ризику можна коректно спланувати програму ремонтних робіт.

Геодинамічний ризик тісно пов'язаний з конкретним промисловим об'єктом (в нашому випадку – трубопроводи), геологічними умовами прокладання трубопроводу, його технічним станом і є кількісною характеристикою геодинамічної небезпеки та відноситься до групи факторів ризиків природного походження. Одним із факторів зростання рівня геодинамічного ризику є проходження інженерними протяжними об'єктами границь геодинамічноактивних блоків – розломів, що стає причиною підвищення кількості аварійних ситуацій.

При проходженні протяжних інженерних споруд в геодинамічній зоні, геодинамічний ризик можна оцінити за формулою [17]:

$$R = P * V, \quad (1)$$

де P – ймовірність настання негативної геодинамічної події;

V – вразливість інженерної споруди при настанні негативної геодинамічної події [6], яка визначається за формулою:

$$V = U / S, \quad (2)$$

де U – збитки від настання негативної геодинамічної події;

S – повна вартість інженерного об'єкта.

Оцінювання U збитків від потрапляння об'єкта в геодинамічну зону здійснюють за формулою:

$$U = \rho_{ГД} \cdot U_{СР} \cdot l_{ГД}, \quad (3)$$

де $\rho_{ГД}$ – питома густина аварій, які відбулися під впливом геодинамічних небезпечних зон;

$U_{СР}$ – середнє значення збитків від одної аварії на об'єкті, що спостерігається;

$l_{ГД}$ – довжина частини інженерної споруди, що перетинає геодинамічну небезпечну зону (ГНЗ).

Питома густина аварій $\rho_{ГД}$ розраховується з виразу:

$$\rho_{ГД} = \rho_{ГНЗ} - \rho_{\Phi}, \quad (4)$$

де

$$\rho_{ГНЗ} = N_{ГНЗ} / L_{ГД}, \quad (5)$$

де $N_{ГНЗ}$ – загальна кількість аварій, які відбулися в геодинамічних небезпечних зонах;

$L_{ГД}$ – сумарна довжина ділянок трубопроводів, що перетинаються геодинамічними небезпечними зонами.

Питома густина аварій, що відбулися поза геодинамічно небезпечними зонами:

$$\rho_{\Phi} = N_{\Phi} / L_{\Phi}, \quad (6)$$

де N_{Φ} – загальна (фонова) кількість аварій, що відбулися за поза геодинамічних небезпечних зон;

L_{Φ} – загальна довжина трубопроводу без врахування $L_{ГД}$.

Величину середніх збитків $U_{СР}$ від однієї аварії на протяжних інженерних спорудах і екологічну складову цих збитків можна оцінити відповідно до існуючих методик оцінки збитків від аварій на інженерних об'єктах.

Для побудови карти геодинамічного ризику довжина частини інженерного об'єкта, що перетинається геодинамічною небезпечною зоною, приймається рівною $l_{ГД} = 1$ м.

На відміну від класичного підходу, ймовірність настання негативної геодинамічної події P , пропонується проводити з використанням вищеописаного методу у комплексі з використанням штучних нейронних мереж, оскільки визначення ймовірності є дуже складним, трудомістким і багатопараметровим завданням, особливо в районі попередньо недосліджених геодинамічних небезпечних зон. У нашому випадку вихід нейронної мережі буде знаходитись в діапазоні 0...1 з кроком 0,01.

Висновки

У ході проведених досліджень розроблено блок-схему, алгоритм роботи та проведено випробування системи раннього попередження для прогнозування геодинамічної небезпеки в зонах пролягання протяжних інженерних споруд. Проаналізовано основні причини виникнення аварійно небезпечних ситуацій на протяжних інженерних спорудах. З метою прогнозування геодинамічної небезпеки в зоні пролягання протяжних інженерних споруд пропонується використовувати комплексний метод розрахунку, що базується на використанні методів визначення геодинамічного ризику та нових методів оброблення вимірювальної інформації на базі штучних нейронних мереж, що дозволить мінімізувати людський фактор та вірно спланувати програму ремонтних робіт.

Література

1 Геодинамика. Основы кинематической геодезии: монография / С.П. Войтенко, И.Л. Учитель, В.Н. Ярошенко, Б.Б. Капочкин. – Одесса: Астропринт, 2007. – 264 с.

2 Guidelines for Constructing Natural Gas and Liquid Hydrocarbon Pipelines Through Areas Prone To Landslide and Subsidence Hazards (PRCI L52292e), <http://prci.org>.

- 3 Rowlands, K.A., Jones, L.D., Whitworth, M., 2003, Landslide laser scanning: a new look at an old problem, Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology, v. 36, p. 155-157.
- 4 Jones, L.D., 2006, Monitoring landslides in hazardous terrain using terrestrial LiDAR: an example from Montserrat, Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology 39: p. 371-373.
- 5 Malinnikov, V.A., Uchaev, D.V., 2008, The use of multifractal analysis for the detection of landslide structures on aerospace images, Izvestia vuzov «Geodezia & aerofosyemka», v. 6, p. 12-18.
- 6 Кузичкин О. Р. Теоретические основы автоматизированного электромагнитного контроля геодинамических объектов: Автореф. дисс. – д.т.н. / Орловский государственный технический университет, 2008. – 32 с.
- 7 Кузьменко Е.Д., Безсмертний А.Ф., Вдовина О.П., Крив'юк І.В., Чебан В.Д., Штогрин Л.В. Дослідження зсувних процесів геофізичними методами: монографія. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 294 с.
- 8 Yavorskyi A.V., 2011, Rybitskyj I.V., Raiter P.M., Vaschyhak S.P. Mobile monitoring of geodynamic activity in the area of oil and gas pipelines, Scientific Proceeding №1(121) p. 89-92.
- 9 Tang X.Z., Tracy E.R., Boozer A.D., deBrauw A., Brown R. (1995). "Symbol sequence statistics in noisy chaotic signal reconstruction", Physical Review E 51:5, 3871–3889.
- 10 Lehrman M., Rechester A.B., White R.B. (1997). "Symbolic analysis of chaotic signals and turbulent fluctuations", Physical Review Letters 78:1, 54–57.
- 11 Tang X.Z., Tracy E.R., Brown R. (1997). "Symbol statistics and spatio-temporal systems", Physica D 102, 253–261.
- 12 Raiter P.M., 2004, Symbolization signals hydrodynamic pressure fluctuations flow for neural control structure multiphase flow, Methods and instrument of quality control № 12, p.70-74.
- 13 Olga Walder, Mathematical Methods for Engineers and Geoscientists 2008 Springer-Verlag Berlin Heidelberg - ISBN: 978-3-540-75298-1
- 14 Raphael A. Viscarra Rossel, Alex B. McBratney, Budiman Minasny (Ed.) Proximal Soil Sensing, Springer Science+Business Media B.V. 2010 - ISBN 978-90-481-8858-1
- 15 Roy E. Hunt, Geotechnical engineering investigation handbook/Roy E. Hunt.—2nd ed. 2005 by Taylor & Francis Group, LLC - ISBN 0-8493-2182-4
- 16 J. F. Martín-Duque, C. A. Brebbia, D. E. Emmanouloudis, U. Mander (Edt), Geo-Environment and Landscape Evolution II Evolution, Monitoring, Simulation, Management and Remediation of the Geological Environment and Landscape, WIT Press 2006 , Ashurst Lodge, Ashurst, Southampton, SO40 7AA, UK - 1-84564-168-X
- 17 Болотный Р.А. О закономерности увеличения аварийности при сокращении расстояния между инженерным объектом и границей геодинамически активной зоны – в мегаполисах // Состояние и перспективы развития университетских технопарков как механизмов интеграции вузовского сектора науки, образования и производства и как механизма поддержки создания и развития малых и средних инновационных предприятий: Материалы науч. конф. (г. Москва, 1 – 3 октября 2008 г.) / Федер. агентство по науке и инновациям. Ассоциация «Технопарк»; Юж.-Рос. гос. техн. ун-т (НПИ). – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ), 2009. – С. 86 – 92.

Стаття надійшла до редакційної колегії

05.09.12

Рекомендована до друку професором

Карнашем О.М.

ФУНКЦІОНАЛЬНО-ВАРТІСНИЙ АНАЛІЗ ПІДЙОМНИХ АГРЕГАТІВ ДЛЯ РЕМОНТУ І ОБСЛУГОВУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

Ю.В. Міронов, І.І. Авраменко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел./факс (03422) 42353,
e-mail: public@nuing.edu.ua

Метою дослідження є виявлення і математичний опис кореляційних зв'язків, що існують між показниками призначення, енергоозброєністю, масою та ціною підйомних агрегатів для ремонту і обслуговування свердловин, виявлення моделей агрегатів із найкращим відношенням «ціна – якість» та виробників такого обладнання. Зібрано та впорядковано вихідну інформацію, стосовно 101 моделі і модифікації підйомних агрегатів. Віднайдено рівняння функціональних залежностей питомих цін від показників призначення, енергоозброєності та матеріаломісткості. Запропоновано комплексний показник техніко-економічної ефективності, його числові значення обчислено для кожного з досліджуваних агрегатів. Отримані результати можуть бути використані при визначенні конкурентоспроможності на внутрішньому ринку та в експортно-імпорتنних операціях, для оцінки доцільності розроблення та впровадження у виробництво нових моделей агрегатів, у розв'язанні проблем оновлення експлуатованого парку.

Ключові слова: підйомні агрегати для ремонту свердловин, функціонально-вартісний аналіз, техніко-економічна ефективність

Целью исследования является установление и математическое описание корреляционных связей, существующих между показателями назначения, энерговооруженностью, массой и ценой подъемных агрегатов для ремонта и обслуживания скважин, выявления моделей агрегатов с наилучшим соотношением «цена - качество» и производителей такого оборудования. Собраны и систематизированы исходные данные, касающиеся 101 модели и модификации подъемных агрегатов. Найдены уравнения функциональных зависимостей удельных цен от показателей назначения, энерговооруженности и материалоемкости. Предложен комплексный показатель технико-экономической эффективности, его числовые значения определены для каждого из исследуемых агрегатов. Полученные результаты могут использоваться при определении конкурентоспособности на внутреннем рынке и в экспортно-импортных операциях, для оценки целесообразности разработки и постановки на производство новых моделей агрегатов, в решении задач обновления эксплуатируемого парка.

Ключевые слова: подъемные агрегаты для ремонта скважин, функционально-стоимостной анализ, технико-экономическая эффективность

The investigation object is the ascertainment and the mathematical formulation of the correlation relations existent between destination factors, installed power, weight and price of workover rigs, the revelation of rig models, characterized by the best price-quality ratio, and their manufacturers. The input data relative to 101 rig models were collected and systematized. The fitted equations describing functional dependences of specific prices on loading capacity, maximum well depth, installed power and weight were obtained by regression procedure. The complex technical and economic efficiency index of workover rigs was proposed, his value was calculated for every model. The obtained results can be used in competitiveness determination in the world and internal market, for expediency of new models elaboration and production, in renovation problems solution.

Key words: workover rigs, functional-cost analysis, technical and economic efficiency

Малопродуктивні свердловини, важковидобувні і в значному ступеню вичерпані запаси вуглеводнів в Україні спричиняють потребу в щорічному зростанні чисельності фонду експлуатаційних свердловин принаймні для стабілізації обсягів видобутку. Відповідним чином зростає потреба в технічному оснащенні робіт з ремонту і обслуговування експлуатаційних свердловин, збільшуються і переносяться на собівартість видобутої продукції витрати на його придбання та утримання. Наземне і, особливо, свердловинне устаткування для видобутку має незадовільні показники надійності, через що міжремонтні періоди є короткими, а простой продуктивних свердловин в ремонті та його очікуванні - частими і тривалими.

Одним з потенційних шляхів покращання ситуації є оновлення парку підйомних агрегатів для ремонту і обслуговування свердловин, комплектація його сучасними високоефектив-

ними моделями. Завдяки цьому стане можливим підвищити продуктивність праці в підземному і капітальному ремонті, скоротити тривалість простоїв продуктивних свердловин, зменшити чисельність експлуатованого парку агрегатів та пов'язані із нею витрати.

Задача створення ефективного парку ремонтних підйомних агрегатів має двоваріантний розв'язок: імпорту обладнання або організація власного його виробництва в Україні, можливою та в перспективі найбільш імовірною є комбінація цих варіантів. Другий варіант має низку соціальних, економічних і технічних переваг, але його реалізація потребує тривалого часу на розроблення обладнання та освоєння його виробництва. Незалежно від того, чи буде перспективний парк складатися з агрегатів власного виробництва, чи імпортних, вони повинні відповідати наступним обов'язковим вимогам:

– найповніша відповідність вимогам, що їх ставлять умови експлуатації;

– найкраще співвідношення «ціна - якість».

Сьогодні світовий ринок пропонує споживачеві надзвичайно широкий модельний ряд підйомних агрегатів із різними монтажно-транспортними базами, приводами різних типів, технічними показниками і цінами в широкому діапазоні значень. Таке розмаїття разом із відсутністю чітких критеріїв для оцінки якості значно ускладнює розв'язок проблеми оптимального вибору агрегатів на заміну тим, що вилучаються з експлуатації, та на розширення парку. Її успішний розв'язок можливий лише за наявності актуальної, достовірної та місткої інформаційної бази.

Свою задачею співавтори вбачають дослідження техніко-економічної ефективності підйомних агрегатів в якомога ширшій номенклатурі, пошук найкращих моделей та їх виробників, створення інформаційного продукту, придатного до багатofункціонального практичного використання. Близька за змістом задача розглядалася в попередніх публікаціях, які стосувалися іншого об'єкту дослідження [1], або в яких розглядалися недостатньо репрезентативні вибірки [2].

Задача оптимального вибору моделі підйомного агрегату виникає доволі часто, зокрема:

- при розробці нових моделей проектно-конструкторськими та науково-дослідними установами, виборі прототипів, опрацюванні, експертизі та затвердженні технічних завдань на проектування;

- при створенні, реновації або розширенні парку підйомних агрегатів експлуатаційним підприємством, укладенні угод на постачання, придбання, складанні специфікацій на виготовлення;

- при розробці, експертизі та затвердженні технічних умов до контрактів на імпортні поставки агрегатів в Україну або придбання ліцензій на їх виробництво;

- при визначенні конкурентоспроможності планованої машинобудівним підприємством до освоєння виробництвом продукції.

Задача вибору моделі підйомного агрегату з-поміж таких, що за своїми технічними характеристиками відповідають умовам застосування, належить до категорії оптимізаційних, її цільовою функцією служить максимум відношення одержаного корисного ефекту до сумарних приведених витрат на його реалізацію, одним з можливих варіантів її розв'язку є застосування методів функціонально-вартісного аналізу [3].

Джерелами вихідної інформації для аналізу послужили матеріали, викладені в каталогах, композит-каталогах, проспектах компаній-виробників та технічній літературі - перелічені нижче паспортні показники серійних моделей агрегатів для ремонту та обслуговування свердловин:

- допустиме навантаження на підйомний гак $P_{доп}$ при максимальній паспортній кратності оснастки талевої системи, кН;

- максимальна глибина $L_{макс}$ свердловини, ремонтної (обслуговуваної) із застосуванням НКТ діаметром 73 мм, м.

- встановлена потужність головного привода $N_{пр}$, кВт; для агрегатів – це потужність двигунів лебідково-щоглового блока, потужність тягового двигуна самохідного шасі, якщо такий використовується для привода технологічного обладнання;

- маса M комплексу устаткування в типовій заводській комплектації, кг.

Поряд із переліченим вихідною інформацією також є ціна C комплектного агрегату в типовій комплектації постачальника, приведена до єдиного в часі рівня та до єдиної валюти (у.о.).

Разом зібрано технічні показники та ціни 101 серійної моделі агрегатів для ремонту і обслуговування свердловин. Виробниками розглядуваних агрегатів є 30 машинобудівних компаній із семи країн світу. Хоча частина з компаній-виробників з різних причин нині не існує, виготовлена за їх проектно-конструкторською документацією продукція перебуває в експлуатації, продовжує виготовлятися та пропонується на ринку. Перелік досліджуваних моделей підйомних агрегатів містить сучасну номенклатуру виробництва американських, білоруських, китайських, німецьких, російських, румунських та українських виготовлювачів. На жаль, жодний виробник із країн з ринковою економікою (США, Канади, КНР, ФРН) не дає у доступних джерелах ніякої інформації стосовно вартості пропонованої ним продукції, роблячи її комерційною таємницею, зумовлюючи її змістом контракту на придбання, комплектністю, способом відвантаження, числом придбаних комплектів, умовами післяпродажного сервісу, функцією багатьох інших чинників. Підйомні агрегати комплектуються за специфікацією покупця, і ціна на них є договірною, в таких умовах має місце варіація технічних показників, комплектності та ціни. Лише виробники з країн СНД регулярно публікують фіксовані ціни на свою продукцію, яка не відрізняється розмаїттям номенклатури, у відкритих виданнях [4]. Із вказаних причин вихідні дані для аналізу стосуються лише тих моделей ремонтних агрегатів, які різного часу були імпортовані в Україну. Створення масиву вихідних даних було ускладнено такими чинниками, як виробництво агрегатів однакових моделей на різних монтажно-транспортних базах, їх комплектація двигунами різних моделей із різними встановленими потужностями.

Деякі виробники на базі однієї моделі виготовляють численні модифікації, які різняться між собою комплектністю та відповідними параметрами. В усіх випадках, коли це виявилось можливим, такі модифікації розглянуто як окремі різновиди устаткування. Жоден із виробників не надає ніякої інформації стосовно на-

Таблиця 1 – Структура, склад і чисельність досліджуваної сукупності підйомних агрегатів

Умовний порядковий номер, виробник, країна	Число моделей разом	Класи агрегатів - число моделей в них ¹⁾
I Dongying Jianxin Petroleum Equipment Co., КНР	1	1-1
II ВАТ «Красний пролетарій», РФ	5	2-4; 3-1
III Ideco Dresser Industries, США	1	5-1
IV SJ Petroleum Machinery Co., КНР	1	5-1
V ЗАТ «Industrial Point», РФ	1	4-1
VI Upet-OM3, Румунія	1	3-1
VII ВАТ «Азнафтохіммаш», Азербайджан	7	1-5; 2-1; 3-1
VIII Волгоградський завод бурової техніки, РФ	1	5-1
IX Bentec Drilling & Oilfield Division, ФРН	1	4-1
X Брянський завод колісних тягачів, РФ	1	2-1
XI ВАТ Стрийський завод «Металіст», Україна	4	2-3; 3-1
XII АТ «Петропавлівський завод важмаш», Казахстан	7	2-5; 3-1; 4-1
XIII ВАТ «Ішимбайський машинобудівний завод», РФ	1	3-1
XIV ВАТ Механічний завод «Калязінський», РФ	6	2-6
XV ВАТ «Кунгурський машинобудівний завод», РФ	12	1-1; 2-3; 3-6; 4-2
XVI ВАТ «Виробниче об'єднання Єлабузький автомобільний завод», РФ	4	1-3; 2-1
XVII ТОВ «Ідель Нафтомаш», РФ	7	2-4; 3-3
XVIII ДП «Харківський завод транспортного устаткування», Україна	4	1-1; 2-2; 3-1
XIX ВАТ «Промислове нафтогазове об'єднання», РФ	11	1-6; 2-4; 3-1
XX ВАТ «Сейсмотехніка», Білорусь	2	2-2
XXI ВАТ «Сумське машинобудівне науково-виробниче об'єднання ім. М.В. Фрунзе», Україна	2	2-1; 3-1
XXII ВАТ «Бежицький дослідно-експериментальний завод», РФ	2	4-2
XXIII National Oilwell Varco, США	7	4-4; 5-3
XXIV RG Petro-machinery Co., КНР	1	2-1
XXV Taylor Rigs LLC, США	6	4-3; 5-3
XXVI ТОВ «Інформресурс», РФ	1	1-1
XXVII ВАТ «Зеленодольський завод ім. О.М. Горького», РФ	1	1-1
XXVIII ВАТ «Нижегородський машинобудівний завод», РФ	1	1-1
XXIX ТОВ «Нафтокамський машинобудівний завод», РФ	1	1-1
XXX Машинобудівний завод ім. Саттархана, Азербайджан	1	2-1

Примітка: ¹⁾ - перша цифра - клас, друга - число моделей агрегатів у класі

сосної частини і циркуляційної системи агрегатів, як їх складових. З цього випливає висновок стосовно того, що назване обладнання не входить до відомості обов'язкової комплектації, кожний споживач комплектує ним агрегати на власний розсуд, вибираючи його параметри відповідно до своїх умов застосування.

Сукупність моделей ремонтних агрегатів, підданих дослідженню, являє собою лише певну частку сучасної номенклатури світового виробництва, її обмеженість зумовлена недоступністю інформації стосовно цін.

Параметри призначення розглянутої сукупності обмежено умовами: допустиме навантаження на гак – $300 \leq P_{дон} \leq 1300$ кН; максимальна глибина ремонтваних (обслуговуваних) свердловин – $1000 \leq L_{макс} \leq 7000$ м.

Зібрана вихідна інформація свідчить про стабільність номенклатури світового виробництва підйомних агрегатів - численні моделі, що фігурують в каталогах тридцятирічної давності, серійно виготовляються донині.

При впорядкуванні вихідної інформації усю сукупність досліджуваних агрегатів поділено за числовими значеннями параметра призначення - вантажопідйомності $P_{дон}$ на 5 класів: 1 – $P_{дон} \leq 400$ кН; 2 – $401 < P_{дон} \leq 600$ кН; 3 – $601 \leq P_{дон} \leq 800$ кН; 4 – $801 \leq P_{дон} \leq 1000$ кН; 5 – $P_{дон} \geq 1001$ кН.

Диференційована за класами та виробниками структура досліджуваної сукупності агрегатів наведена в таблиці 1.

Число розглянутих серійних моделей агрегатів у кожному із п'яти зазначених вище класів становить відповідно: 27 (26,7%), 34 (33,6%), 19 (18,8%), 12 (11,8%), 9 (9,1%).

Повна інформація про досліджувану сукупність підйомних агрегатів, впорядкована за зростанням чисельних значень показника вантажопідйомності $P_{дон}$, наведена в таблиці 2. В ній прийнято умовна нумерація виробників, ідентична застосованій в таблиці 1.

Таблиця 2 – Вихідна інформація до функціонально-вартісного аналізу агрегатів для ремонту і обслуговування свердловин

Виробник	Модель агрегату	Ціна С, у.о.	Паспортні технічні показники			
			$P_{\text{лон}}$, кН	$L_{\text{макс}}$, м	$N_{\text{пр}}$, кВт	M , кг
1	2	3	4	5	6	7
Агрегати з $P_{\text{дон}} \leq 400$ кН						
I	1 WGG5240TXJ	136384	300	2500	196	25400
XIX	2 А2-32К	85300	320	2500	165	20000
XIX	3 А2-32	76800	320	2500	176	20000
XXVI	4 АПРС-32	126360	320	2000	176	20000
XIX	5 А4-32	79500	320	2500	243	20600
VII	6 АзИнМаш-37А	80160	320	2900	165	20400
VII	7 УПА-32	87000	320	1600	220	20000
VII	8 УПГА-32	97000	320	2000	176	20600
XXVII	9 УРГ-32	29430	320	1600	191	20900
XIX	10 УПТ-32	32040	320	2000	103	22600
XVIII	11 УПР-32Т	102640	320	2500	191	20700
XII	12 АПРС-40М	94460	400	2000	176	24000
XIX	13 А5-40М	127600	400	3000	169	20800
XI	14 АОРС-40	108000	400	2500	166	30100
XII	15 АПРС-40К	88160	400	2500	191	19000
XII	16 АПРС-40У	104500	400	2500	115	23900
XXVIII	17 АПРС-40	60700	400	2500	220	21200
XII	18 ПТП-40	145000	400	1000	132	26000
XXIX	19 УП-32/40	99330	400	3000	169	21000
VII	20 АР-40	95000	400	3000	330	22000
XIV	21 УПБ-40А	68010	400	3000	176	19800
XIV	22 УПТ-40	81430	400	3500	165	26200
XIV	23 АР32/40М	237880	400	2000	315	21300
XIX	24 АР32/40М.011	121850	400	2000	243	22000
XIX	25 СУРС-40	130867	400	2500	176	25000
XV	26 АР-32	150800	400	2500	165	21600
VII	27 АзИнМаш-40	95000	400	3000	330	22000
Агрегати з $401 \leq P_{\text{дон}} \leq 600$ кН						
XVI	28 АПРС-50К	152310	500	2500	243	25200
II	29 А5-40ТС	182120	500	1000	176	22300
XVI	30 АПРС-50П	172800	500	2500	176	21000
XVI	31 АПРС-50КАМ	128140	500	2500	243	25200
XV	32 АР-50	117220	500	3000	243	30000
XVII	33 Ідель-50	137410	500	3500	243	28000
XII	34 ПАП-50	120860	500	3500	220	24600
XXX	35 УПТ1-50Б	130460	500	3500	188	25700
XIX	36 УП-50Т	81430	500	3500	176	28000
XIV	37 УПТ1-50	237880	500	3500	188	22600
XIV	38 УПБ-50А	121850	500	3000	176	23800
XIV	39 УПТ-50	130867	500	3500	165	28000
XVIII	40 УПА-50-1У	110000	500	3500	176	29700
II	41 А7-60	334760	588	3500	354	35100
XV	42 АР-60Н	160000	589	3000	243	32000
XVII	43 А-50МБ	154000	600	4200	176	28000
XX	44 А-50М	147000	600	4200	176	25200
XXI	45 АК-60	149000	600	3000	166	39000
XI	46 АОРС-60Т	156050	600	1000	165	29100
XI	47 АОРС-60	165000	600	1000	243	32300
II	48 А7-60М	295000	600	3500	243	35100
XV	49 АР-60	129960	600	3000	243	32000
XVI	50 АПР-60/80	158940	600	3400	243	29400

Продовження таблиці 2

1	2	3	4	5	6	7
Агрегати з $401 \leq P_{дон} \leq 600$ кН (продовження)						
VII	51 АзИнМаш-60	120000	600	3000	176	24800
XVII	52 УПА-60	166220	600	3200	243	26800
XVIII	53 УПА-60Х	128000	600	3000	176	29700
XX	54 УПР-60/80 БГ	209070	600	3200	294	40000
XIV	55 УПБ-60А	154300	600	3000	243	28000
XVII	56 УПА-60А(60/80)	215790	600	3500	132	24200
XIX	57 УПА-60М	183740	600	3200	176	24000
II	58 УПА-60А(60/80)	248910	600	3500	132	24200
XXX	59 УПА-60А 60/80М	208510	600	4000	147	28000
XIII	60 УПА-60А	150660	600	3000	132	26200
Агрегати з $601 \leq P_{дон} \leq 800$ кН						
XVII	61 КВМ-60	81000	691	3000	243	35600
XV	62 А60/80М1 БАЗ	198670	780	4000	298	44000
XV	63 А60/80М1 МЗКТ	215230	780	4000	345	53000
XV	64 А60/80 М	189040	780	4000	243	32000
XVII	65 Ідель-80	213800	800	4000	243	32000
XII	66 ПАП-60 (60/80)	300000	800	4000	220	28000
XXI	67 КОРО-1-80	380000	800	3500	425	51700
VII	68 АзИнМаш-80	400000	800	5000	330	25900
XV	69 А60/80	220000	800	4000	220	32000
II	70 А8-80	81430	800	4000	220	38000
XI	71 АОРС-80	130000	800	3500	242	30100
XVII	72 Ідель-80 БАЗ	248900	800	4000	294	39500
XV	73 УПА-60А (60/80)	182080	800	3500	243	29200
XV	74 УПА-80	298000	800	5000	243	35000
V	75 УПР-60/80 Б	323890	800	4000	294	45700
XVIII	76 УПА-80ПХ	220000	800	3500	243	31000
XIX	77 УПА-80 М	312920	800	5000	243	27000
XXII	78 УПА-60/80	189250	800	5000	243	37800
Агрегати з $801 \leq P_{дон} \leq 1000$ кН						
XXV	79 FF400	580000	820	4500	320	35900
XXIII	80 Super 32	560000	840	3500	242	36400
XXIII	81 Franks 658	620000	840	3450	242	36400
XXIII	82 Franks 1058	750000	890	3200	257	45500
XXIV	83 XJ90	675000	900	4000	350	35600
XXV	84 Ti-400	487000	912	4270	312	36400
XXV	85 FF600	525000	950	4500	360	39500
XXIII	86 Franks 1287	750000	980	4450	242	38200
XV	87 АРБ-100 МЗКТ	980000	981	5000	352	57000
XV	88 АРБ-100 БАЗ	1050300	981	5000	345	48000
XII	89 ПАП-80 (80/100)	324500	1000	4000	294	44400
IX	90 AD 520	780150	1000	5500	345	66000
XXII	91 УПБ-100 КрА3	502540	1000	5000	294	28400
VI	92 TW-80-CA-A5	1002100	1000	4800	457	49900
Агрегати з $P_{дон} \geq 1001$ кН						
III	93 Ideco H30	900000	1020	4500	243	46000
XXIII	94 Super 38	520000	1020	4500	242	41500
XXV	95 Ti-500	635000	1080	5000	350	40000
XXV	96 C500	690500	1080	5000	350	41500
XXV	97 500HP	710000	1080	4800	404	42000
VIII	98 P-125	1096000	1250	6500	270	65000
XXIII	99 Hopper	480000	1330	4500	415	46900
XXIII	100 Cabot 750	866250	1330	4200	515	46900
IV	101 XJ650	550000	1350	7000	357	56000

Таблиця 3 – Розрахункові питомі ціни до функціонально-вартісного аналізу агрегатів для ремонту, обслуговування, випробування і освоєння свердловин

Модель агрегату	Показники питомої ціни				Модель агрегату	Показники питомої ціни			
	$CP_{\text{ох}}'$ у.о./кН	$CL_{\text{ум}}'$ у.о./м	$CN_{\text{пр}}'$ у.о./кВт	CM , у.о./кг		$CP_{\text{ох}}'$ у.о./кН	$CL_{\text{ум}}'$ у.о./м	$CN_{\text{пр}}'$ у.о./кВт	CM , у.о./кг
1 WGG5240TXJ	455	55	696	5,37	51 УПА-60	277	52	684	6,20
2 А2-32К	267	34	517	4,27	52 УПА-60Х	213	43	727	4,31
3 А2-32	240	31	436	3,84	53 УПР-60/80 БГ	348	65	711	5,23
4 АПРС-32	395	63	718	6,32	54 УПБ-60А	257	51	635	5,51
5 А4-32	248	32	327	3,86	55УПА-60А (60/80)	360	62	1630	8,92
6 АзИнМаш-37А	251	28	486	3,93	56 УПА-60М	306	57	1044	7,66
7 УПА-32	272	54	395	4,35	57УПА-60А (60/80)	415	71	1880	10,29
8 УПГА-32	303	49	551	4,71	58УПА-60А 60/80М	348	52	1418	7,45
9 УРГ-32	279	55	468	4,28	59 УПА-60А	251	50	1138	5,75
10 УПР-32Г	321	41	537	4,96	60 А60/80М1 БАЗ	255	50	667	4,52
11 АПРС-40М	236	47	537	3,94	61 А60/80М1 МЗКТ	276	54	624	4,06
12 АПРС-40У	261	41	909	4,37	62 А60/80 М	241	47	778	5,91
13 А5-40М	319	43	755	6,13	63 Ідель-80	267	53	880	6,68
14 АОРС-40	270	43	651	3,59	64 ПАП-60 (60/80)	375	75	1064	10,71
15 АПРС-40К	220	35	462	4,64	65 КОРО-1-80	475	79	894	7,35
16 АПРС-40	152	24	276	2,86	66 АзИнМаш-80	500	80	1212	15,44
17 ПТП-40	363	45	598	5,58	67 А60/80	275	55	1000	6,88
18 УП-32/40	248	33	588	4,73	68 А8-80	302	50	370	5,14
19 АР-40	238	32	288	4,32	69 АОРС-80	163	37	537	4,32
20 УПБ-40А	170	23	386	3,43	70 Ідель-80 БАЗ	311	62	847	6,30
21 УПТ-40	290	33	702	4,42	71 УПА-60А (60/80)	288	52	749	6,24
22 АР32/40М	299	60	379	5,61	72 УПА-80	373	60	1226	8,51
23АР32/40М.011	394	79	648	7,16	73 УПР-60/80 Б	405	81	1102	7,09
24 СУРС-40	388	62	881	6,20	74 УПА-80ПХ	275	63	905	7,10
25 АР-32	204	33	494	3,77	75 УПА-80 М	391	63	1288	11,59
26 АзИнМаш-40	238	32	288	4,32	76 УПА-60/80	237	38	779	5,01
27 АПРС-50К	476	95	979	9,44	77 FF400	707	129	1813	16,16
28 А5-40ТС	244	52	692	5,46	78 Super 32	667	160	2314	15,38
29 АПРС-50П	262	52	744	6,23	79 Franks 658	738	180	2562	17,03
30 АПРС-50КАМ	302	60	621	5,98	80 Franks 1058	843	234	2918	16,48
31 АР-50	305	51	627	5,08	81 XJ90	750	169	1928	18,96
32 Ідель-50	364	52	749	6,50	82 Ti-400	534	114	1561	13,38
33 ПАП-50	346	49	785	7,02	83 FF600	553	117	1458	13,29
34 УПТ1-50Б	356	37	694	4,99	84 Franks 1287	765	169	3099	19,63
35 УП-50Г	234	33	666	4,19	85 АРБ-100 МЗКТ	899	196	2784	17,19
36 УПТ1-50	275	39	566	6,08	86 АРБ-100 БАЗ	710	210	3044	21,88
37 УПБ-50А	242	40	687	5,08	87 ПАП-80 (80/100)	525	181	1604	12,31
38 УПТ-50	261	37	791	4,66	88 AD 520	780	142	2261	11,82
39 УПА-50-1У	220	31	625	3,70	89 УПБ-100 КрАЗ	503	101	1709	17,70
40 А7-60	569	86	946	9,54	90 TW-80-СА-А5	1002	208	2192	20,08
41 АР-60Н	272	53	658	5,00	91 Ideco H30	682	200	1704	19,57
42 А-50МБ	257	37	875	4,33	92 Super 38	510	116	2149	12,53
43 А-50М	245	35	835	4,58	93 Ti-500	588	127	1814	15,88
44 АК-60	248	50	898	3,82	94 C500	639	138	1973	16,64
45 АОРС-60Г	260	56	943	5,36	95 500HP	657	148	1757	16,90
46 АОРС-60	275	65	679	5,11	96 P-125	877	169	2059	16,86
47 А7-60М	292	64	514	8,40	97 Hopper	861	176	1557	10,23
48 АР-60	217	43	535	4,06	98 Cabot 750	651	206	1682	18,47
49 АПР-60/80	265	47	654	5,41	99 XJ650	407	179	1541	18,82
50 АзИнМаш-60	200	40	682	4,84					

Вихідна інформація в первинному варіанті для цілей функціонально-вартісного аналізу непридатна; без жодних розрахунків і аналізу є очевидним, що важкий агрегат з більшою вантажопідйомністю буде дорожчим. Число агрегатів з числовими значеннями технічних показників, що цілком збігаються, є недостатнім для отримання достовірних результатів. Тому вихідні дані трансформовано, за значеннями показників $P_{дон}$, $L_{макс}$, N_{np} , M та цін C агрегатів кожної моделі обчислені питомі ціни (таблиця 3):

- за одиницю допустимого навантаження на підйомний гак $C/P_{дон}$, у.о./кН;
- за одиницю максимальної глибини свердловини $C/L_{макс}$, у.о./м;
- за одиницю встановленої потужності гольового привода C/N_{np} , у.о./кВт;
- за одиницю маси C/M , у.о./кг.

З питомих цін та відповідних аргументів утворено чотири двовимірні вибірки, що розглядаються як реалізації випадкових функцій

$$C/P_{дон} = f_1(P_{дон}), \quad C/L_{макс} = f_2(L_{макс}), \\ C/N_{np} = f_3(N_{np}), \quad C/M = f_4(M).$$

Такий підхід дає змогу уникнути «зважування» даних за числом агрегатів у класі, досягти спільномірності досліджуваних показників агрегатів усіх класів, отримати репрезентативні вибірки та статистичні оцінки емпіричних розподілів і генеральних сукупностей із максимально можливою точністю.

Наведені в таблиці 3 масиви числових значень названих питомих цін піддано перевірці на приналежність до однієї генеральної сукупності, після вилучення неоднорідних членів остаточне число пар значень в кожній з чотирьох двовимірних вибірок становить 99.

Методами регресійного аналізу віднайдено апроксимуючі функції (1-4), позбавлені локальних екстремумів в області існування аргументу від його мінімуму до максимуму, якими з найменшими середньоквадратичними відхиленнями описуються досліджувані емпіричні залежності та які мають фізичний зміст середньостатистичного цінового рівня за кожним з чотирьох показників.

$$C/P_{дон} = f_1(P_{дон}) = 211 \cdot e^{9,5 \cdot 10^{-7} \cdot P_{дон}^2}; \quad (1)$$

$$C/L_{макс} = f_2(L_{макс}) = 61,1 + 1,7 \cdot 10^{-6} \cdot L_{макс}^2; \quad (2)$$

$$C/N_{np} = f_3(N_{np}) = 102 \sqrt{N_{np}} - 395; \quad (3)$$

$$C/M = f_4(M) = 8,6 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{M} - 6,8. \quad (4)$$

Графіки функцій (1-4), подані на рисунках 1-4, відображують середньостатистичні рівні питомих цін - функцій відповідних аргументів, віднайдені для досліджуваної сукупності моделей агрегатів, яка відображує сучасну номенклатуру їх світового виробництва.

Одержані результати застосовні для розв'язання вказаних нижче та багатьох інших задач:

- оцінки економічної доцільності придбання серійних агрегатів із відомими технічними показниками та ціною;

- порівняння ціни серійного агрегату, освоєної або освоєної виробництвом моделі з відомими технічними показниками із середньостатистичним рівнем цін;

- прогнозування конкурентоспроможності на внутрішньому та світовому ринку нової моделі агрегату, щодо якої вирішується задача доцільності серійного виробництва;

- виявлення у складі експлуатованого парку агрегатів, що підлягають першочерговому вилученню з експлуатації та заміні з техніко-економічних міркувань;

- складання планів реновації експлуатованого парку агрегатів з найефективнішим використанням інвестиційних коштів.

Однак, цілком імовірно є ситуація, в якій агрегат конкретної моделі має високі значення одного або декількох показників і одночасно при тому незадовільні значення їх решти. В таких випадках, за наявності серед показників $P_{дон}$, $L_{макс}$, N_{np} , M одного пріоритетного, тобто найважливішого в умовах експлуатації, для яких вибирається агрегат, відповідне рівняння з сукупності (1-4), розв'язується відносно C при визначеній величині пріоритетного параметра і, таким чином, визначається середньостатистична лімітна ціна вибраного ремонтного агрегату. За відсутності (невизначеності) пріоритетів для сукупності пропонуєваних на ринку моделей ремонтних агрегатів за виразом (5) обчислюється значення комплексного показника K_{me} техніко-економічної ефективності:

$$K_{me} = (P_{дон} \cdot L_{макс} \cdot N_{np}) / (C \cdot M). \quad (5)$$

Чисельник виразу (5) являє собою добуток параметрів призначення і продуктивності, що в опосередкований спосіб визначає розмір корисного ефекту, який можливо отримати від застосування досліджуваного підйомного агрегату. Добуток параметрів у знаменнику служить непрямою мірою витрат на створення та утримання агрегату в експлуатації. Загалом показник K_{me} являє собою аналог інтегрального показника якості промислової продукції [5]. Значення показника K_{me} обчислені для агрегатів усіх 99 моделей, впорядковані за зменшенням по класах і вміщені в таблицю 4, в якій для зручності користування збережено нумерацію моделей агрегатів, прийняту в таблиці 2.

Порівняння між собою даних, вміщених в стовпцях 2 і 6 таблиці 4, за усіма класами переконливо свідчить про відсутність функціонального і навіть кореляційного зв'язків між показником K_{me} і параметрами призначення агрегатів. В протилежному випадку було б неможливим створити агрегат в певному класі із комплексним показником K_{me} техніко-економічної ефективності, більшим за аналогічний показник агрегатів легшого або важчого класу.

Розглянуту сукупність моделей досліджуваних ремонтних агрегатів ще один раз перегруповано в кожному класі за зменшенням числового значення показника, таким чином з-поміж розглянутих виявлено моделі з найвищою

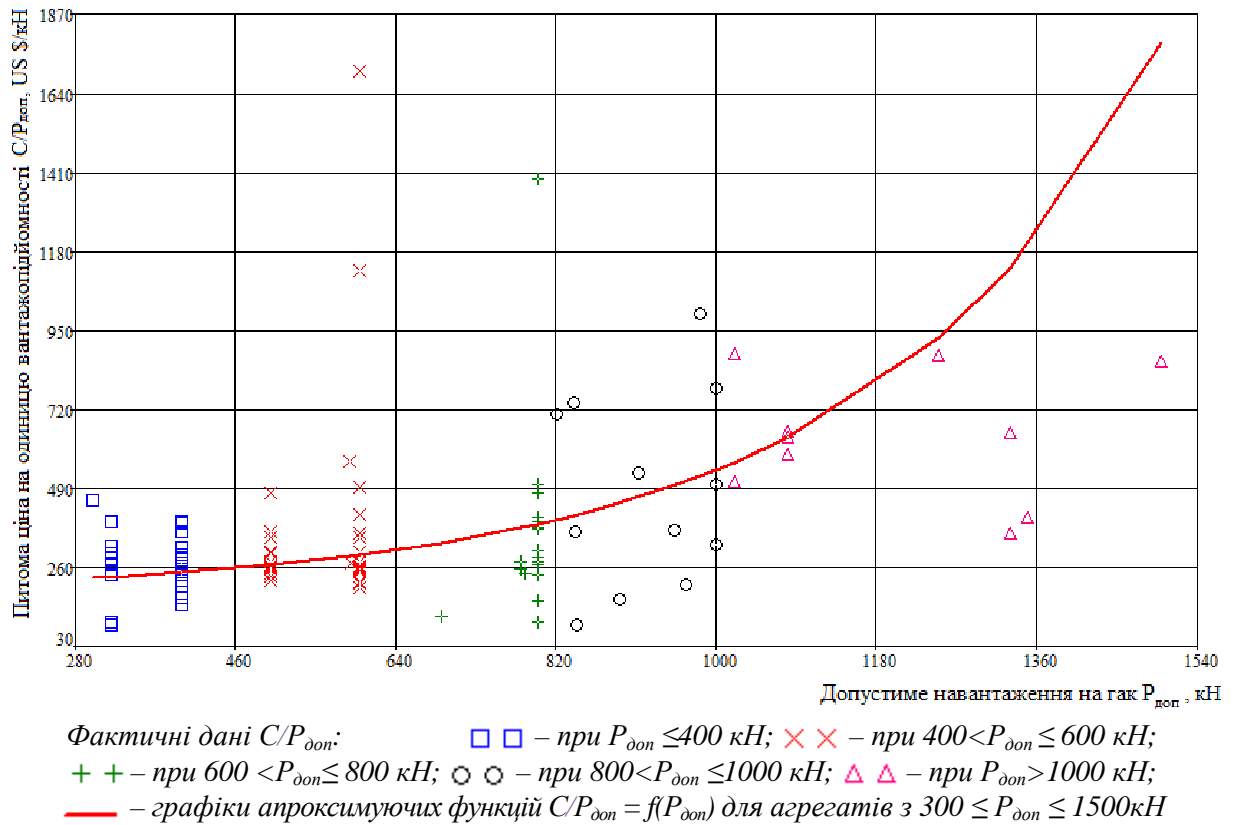


Рисунок 1 – Залежність питомої ціни $C/P_{\text{доп}}$ від допустимого навантаження $P_{\text{доп}}$ на підйомний гак

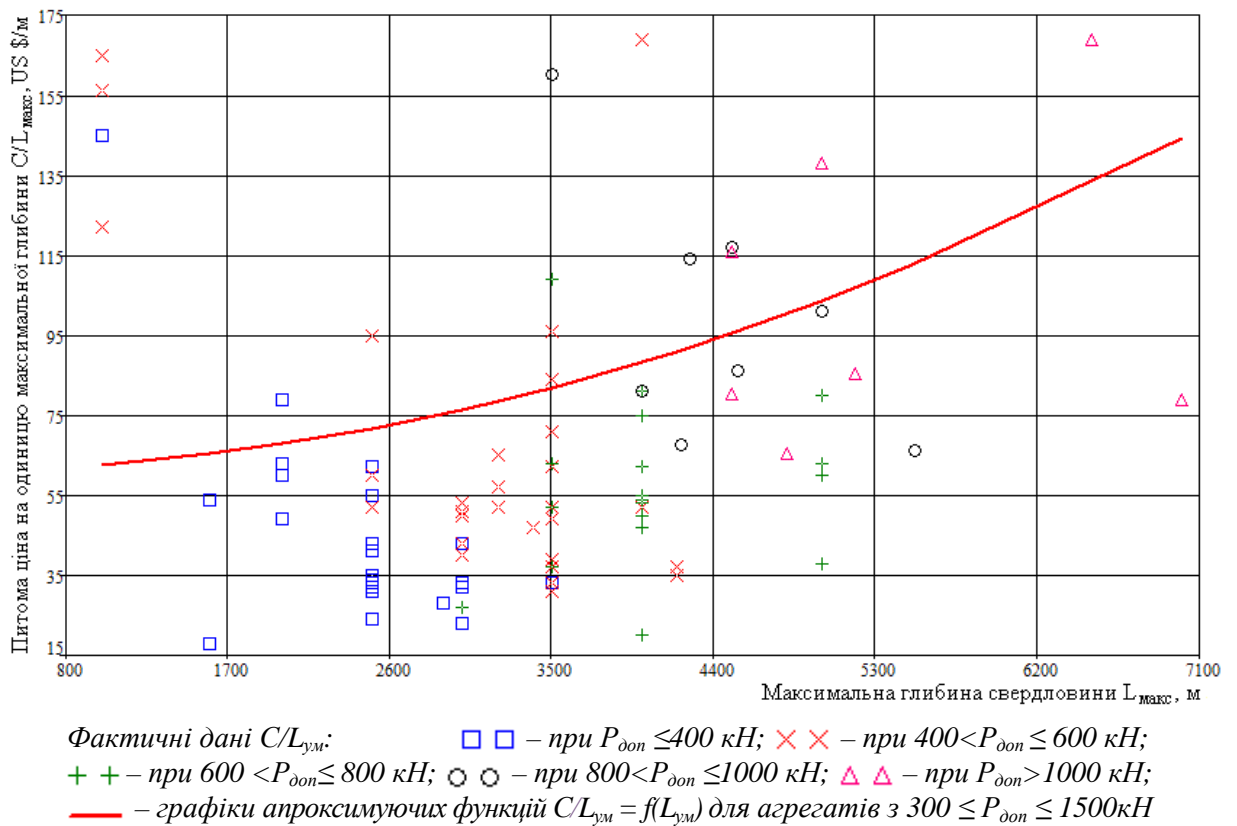


Рисунок 2 – Залежність питомої ціни $C/L_{\text{ум}}$ від глибини $L_{\text{ум}}$ свердловини

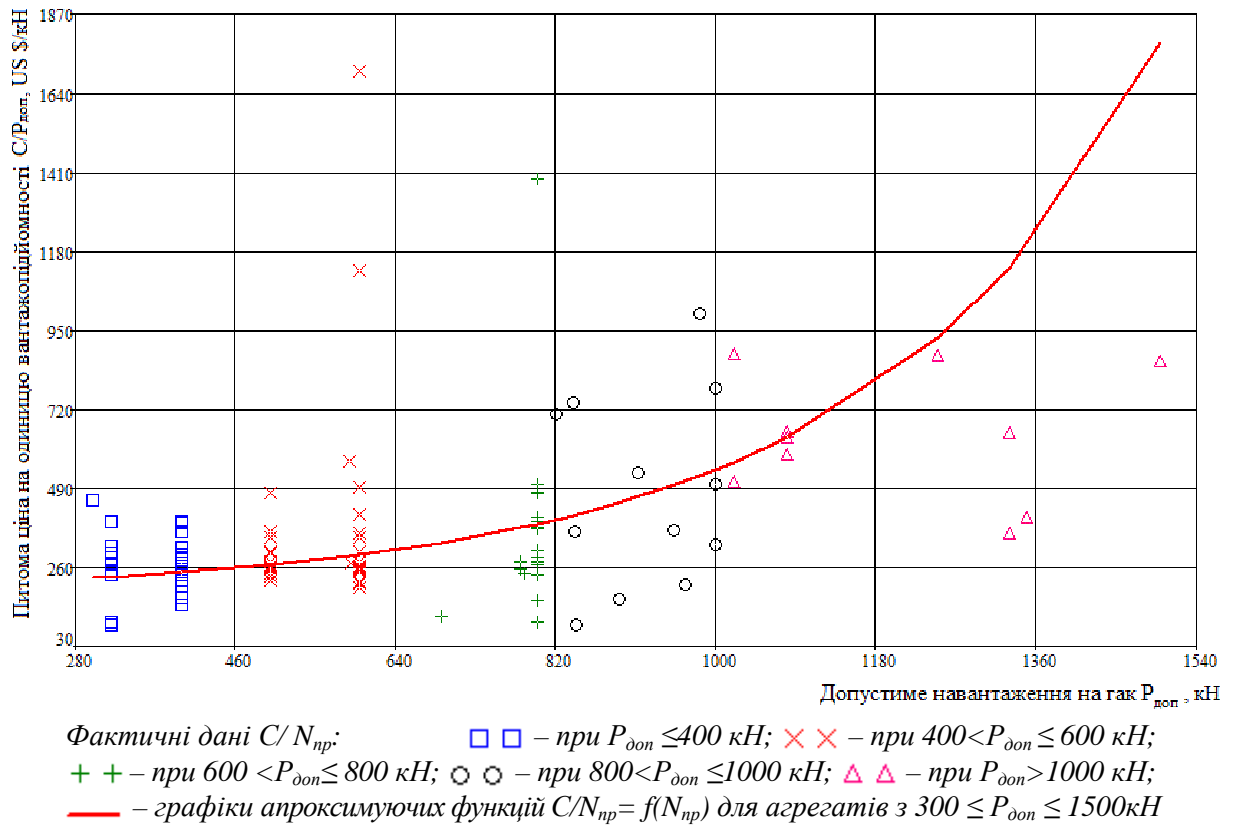


Рисунок 3 – Залежність питомої ціни $C/N_{пр}$ від потужності $N_{пр}$ головного привода

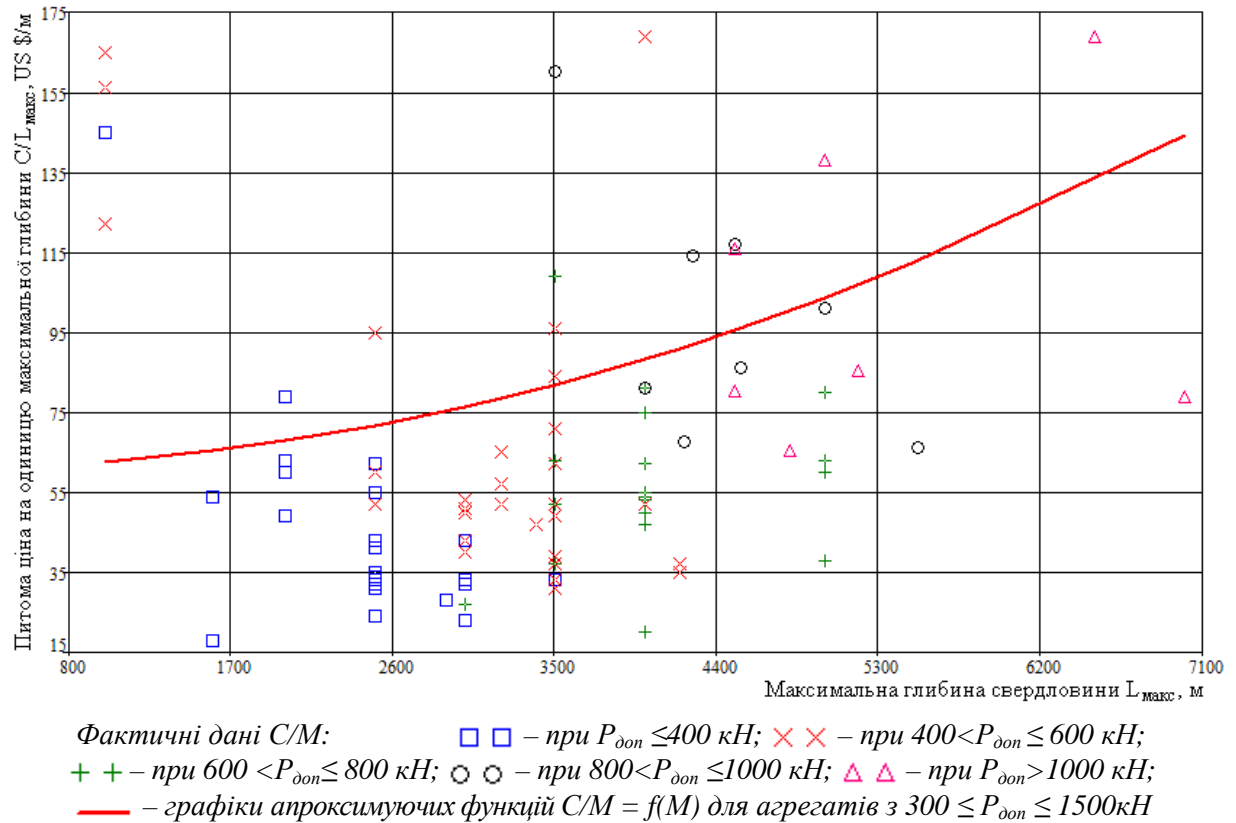


Рисунок 4 – Залежність питомої ціни C/M від маси M комплекту устаткування

техніко-економічною ефективністю, із найкращим співвідношенням «ціна--якість».

Числовим безрозмірним еквівалентом показника K_{me} для певної моделі агрегату в досліджуваній їх сукупності є ранг, який визначається місцем - порядковим номером моделі у впорядкованих послідовностях в кожному класі N_{ki} та у сукупності $N_{\Sigma i}$ загалом (табл. 4). Через те, що в кожному з п'яти класів число моделей є різним, величини N_{ki} та $N_{\Sigma i}$ замінено на зворотні N_{ki}^{-1} та $N_{\Sigma i}^{-1}$. Умова $0 < (N_{ki}, N_{\Sigma i}) \leq 1,0$ залишається справедливою для агрегатів будь-якого класу та для сукупностей довільної чисельності, завдяки чому методиці надано універсальної застосовності.

Показники N_{ki}^{-1} та $N_{\Sigma i}^{-1}$ ремонтного агрегату кожної моделі є його об'єктивною числовою та адекватною безрозмірною оцінкою техніко-економічної ефективності в досліджуваній сукупності. Що меншими є їх числові значення, то кращим є відношення «ціна-якість» моделі, яку вони характеризують.

Рівність значень цих показників для агрегатів різних моделей є доволі мало ймовірною, тим не менш, якщо вона має місце, то вибір належної моделі здійснюється за класом, якщо агрегати належать до різних класів. За належності більше за одну модель із $N_{ki}^{-1} = idem$ та $N_{\Sigma i}^{-1} = idem$ до одного класу агрегати вибираються за різними іншими додатковими ознаками: величиною переважаючого чинника, типом монтажньо-транспортної бази, способом виконання СПО тощо.

Усі віднайдені рівняння емпіричних залежностей питомої ціни відображують зростаючі функції. Це вказує на необхідність комплектації експлуатованого парку агрегатів моделями, параметри яких якнайточніше без надмірних надлишків відповідають реальним потребам, що виникають при ремонті обслуговуваного фонду свердловин, інакше витрати на придбання і утримання підйомних агрегатів прогресивно і неприйнятно зростають. Для оптимального вибору складу парку підйомних агрегатів слід також враховувати перспективні зміни у фонді експлуатаційних свердловин, прогнозовані впродовж терміну служби агрегатів.

Дані таблиці 4 приводять до невтішних висновків: з десяти розглянутих моделей агрегатів українського виробництва (виділені кольоровою заливкою) лише три мають показник $N_{\Sigma i} > 0,5$ та лише дві - показник $N_{ki} > 0,5$, що вказує на відставання продукції українських виробників від середньостатистичного світового рівня.

До п'ятірки агрегатів із найкращими показниками K_{me} , $N_{\Sigma i}$ та N_{ki} потрапили дві моделі російського, дві інших - азербайджанського та одна - українського виробництва, при тому усі вони належать лише до двох класів за параметром $P_{дон}$. Виробника, уся номенклатура вироб-

ництва якого була б складена моделями із показниками K_{me} , $N_{\Sigma i}$ та N_{ki} , вищими за відповідні середньостатистичні рівні, серед досліджених не виявлено.

Одержані результати мають важливе практичне значення, їх застосування дає змогу приймати аргументовані управлінські рішення, що забезпечують максимальний ефект від їх реалізації. Однак їх не слід абсолютизувати, співавторам відомі їх недоліки:

- об'єктом дослідження було обладнання лише таких моделей, на які вдалося здобути інформацію, стосовну цін. Їх сукупність далека від повної світової номенклатури виробництва, з якої і слід робити оптимальний вибір в кожному конкретному випадку;

- ціна на будь-яку модель визначається не лише якістю виробу, але й багатьма іншими чинниками: демпінговим збутом, дешевою робочою силою, призначенням (внутрішній ринок або експорт), рівнем прибутковості виробництва, розміром чинних ставок оподаткування, намаганням здобути своє місце на ринку та перемогти у конкурентній боротьбі тощо. Хоча в засаді жодний виробник не може доволі довго працювати всупереч законам ринку;

- значна частина виробників включають до ціни своєї продукції вартість запасних частин, які постачаються разом з новим виробом і призначені для підтримання роботоздатності у первинний період експлуатації, асортимент, кількість таких запчастин та їх вартість у кожного виробника є різними;

- ціна виробу знаходиться в залежності від обсягів його виробництва: що меншим є обсяг, то вища одинична ціна;

- ціна імпортованого обладнання залежить від обсягу його постачання, встановленого одним контрактом. За інших рівних умов більшому обсягу постачання відповідає нижча одинична ціна, тому закупівля устаткування дрібними партіями, тим більше - одиничними комплектами, є найневигоднішою для покупця.

Однак, вплив названих та оминутих чинників є протилежним, а конкурентоспроможним на світовому ринку є лише те устаткування, що його виготовлено в найсприятливіших умовах, що дає підстави вважати методику адекватною та рекомендувати її до застосування. Зі зміною номенклатури світового виробництва, з появою на ринку нових моделей обладнання зі своїми цінами завжди існує можливість доповнити вихідні дані і за ними одержати актуалізовані результати.

Практичне застосування опрацьованої методики та віднайдених за нею результатів набуває особливої актуальності в умовах ринкової економіки і відсутності державного регулювання цін на продукцію нафтогазового машинобудування та імпорту нафтогазового устаткування в Україну.

Таблиця 4 – Результати аналізу агрегатів для ремонту і обслуговування свердловин за комплексним показником техніко-економічної ефективності

Модель агрегату	Комплексний показник K_{me} , (кН · м · кВт)/ (кг · у.о.)	Ранг моделі за величиною K_{me}		Модель агрегату	Комплексний показник K_{me} , (кН · м · кВт)/ (кг · у.о.)	Ранг моделі за величиною K_{me}	
		$N_{\Sigma i}$	N_{ki}			$N_{\Sigma i}$	N_{ki}
1	2	3	4	5	6	7	8
Агрегати з $P_{дон} \leq 400$ кН							
19 АР-40	0,1894	0,020	0,038	21 УПТ-40	0,0760	0,525	0,577
26 АзИнМаш-40	0,1845	0,030	0,077	13 А5-40М	0,0764	0,515	0,538
16 АПРС-40	0,1709	0,051	0,115	10 УПР-32Т	0,0719	0,556	0,615
20 УПБ-40А	0,1568	0,061	0,154	7 УПА-32	0,0647	0,616	0,653
5 А4-32	0,1228	0,101	0,192	8 УПГА-32	0,0563	0,677	0,692
15 АПРС-40К	0,1140	0,121	0,231	23 АР32/40М.011	0,0561	0,687	0,731
22 АР32/40М	0,0990	0,253	0,269	14 АОРС-40	0,0510	0,747	0,808
18 УП-32/40	0,0972	0,263	0,307	9 УПГ-32	0,0523	0,717	0,769
25 АР-32	0,0938	0,323	0,346	24 СУРС-40	0,0453	0,818	0,885
6 АзИнМаш-37А	0,0936	0,333	0,385	12 АПРС-40У	0,0460	0,808	0,846
3 А2-32	0,0916	0,364	0,423	4 АПРС-32	0,0445	0,828	0,923
11 АПРС-40М	0,0910	0,374	0,462	1 WGG5240ТХJ	0,0424	0,848	0,961
2 А2-32К	0,0821	0,434	0,500	17 ПП-40	0,0140	0,990	1,000
Агрегати з $401 \leq P_{дон} \leq 600$ кН							
50 АзИнМаш-60	0,1064	0,162	0,030	38 УПТ-50	0,0790	0,495	0,545
49 АПР-60/80	0,1060	0,182	0,060	56 УПА-60М	0,0766	0,505	0,576
48 АР-60	0,1051	0,192	0,091	53 УПР-60/80 БГ	0,0674	0,596	0,606
51 УПА-60	0,1047	0,202	0,121	58УПА-60А 60/80М	0,0604	0,646	0,636
54 УПБ-60А	0,1012	0,222	0,152	59 УПА-60А	0,0603	0,657	0,667
39 УПА-50-1У	0,0942	0,293	0,183	55УПА-60А (60/80)	0,0532	0,697	0,697
43 А-50М	0,0939	0,303	0,212	57УПА-60А (60/80)	0,0461	0,798	0,879
35 УП-50Т	0,0938	0,313	0,242	44 АК-60	0,0514	0,737	0,727
37 УПБ-50А	0,0917	0,354	0,273	27 АПРС-50К	0,0506	0,758	0,758
33 ПАП-50	0,0905	0,384	0,303	36 УПТ1-50	0,0495	0,768	0,788
41 АР-60Н	0,0838	0,404	0,333	47 А7-60М	0,0492	0,778	0,818
32 Ідель-50	0,0833	0,424	0,394	34 УПТ1-50Б	0,0467	0,788	0,848
52 УПА-60Х	0,0833	0,414	0,364	40 А7-60	0,0394	0,859	0,909
42 А-50МБ	0,0808	0,455	0,424	28 А5-40ТС	0,0323	0,909	0,939
29 АПРС-50П	0,0802	0,465	0,455	46 АОРС-60	0,0273	0,949	0,970
31 АР-50	0,0797	0,475	0,485	45 АОРС-60Т	0,0218	0,970	1,000
30 АПРС-50КАМ	0,0791	0,485	0,515				
Агрегати з $601 \leq P_{дон} \leq 800$ кН							
68 А8-80	0,2275	0,010	0,059	70 Ідель-80 БАЗ	0,0956	0,273	0,647
69 АОРС-80	0,1731	0,040	0,118	61 А60/80М1 МЗКТ	0,0943	0,283	0,706
76 УПА-60/80	0,1358	0,071	0,176	72 УПА-80	0,0931	0,343	0,765
66 АзИнМаш-80	0,1274	0,081	0,235	64 ПАП-60 (60/80)	0,0838	0,394	0,824
62 А60/80 М	0,1261	0,091	0,294	73 УПР-60/80 Б	0,0635	0,626	0,882
75 УПА-80 М	0,1150	0,111	0,353	65 КОРО-1-80	0,0605	0,636	0,941
63 Ідель-80	0,1136	0,131	0,412	67 А60/80	0,1000	0,232	0,529
60 А60/80М1 БАЗ	0,1063	0,172	0,471	71 УПА-60А (60/80)	0,0042	1,000	1,000
74 УПА-80ПХ	0,0997	0,242	0,588				
Агрегати з $801 \leq P_{дон} \leq 1000$ кН							
89 УПБ-100 КраЗ	0,1029	0,212	0,071	81 ХJ90	0,0524	0,707	0,429
87 ПАП-80 (80/100)	0,0812	0,444	0,143	90 TW-80-CA-A5	0,0439	0,338	0,500
83 FF600	0,0742	0,586	0,286	88 AD 520	0,0368	0,869	0,571
82 Ti-400	0,0685	0,545	0,214	84 Franks 1287	0,0368	0,879	0,643
77 FF400	0,0567	0,667	0,357	78 Super 32	0,0349	0,889	0,714
Агрегати з $800 < P_{дон} \leq 1000$ кН							
86 АРБ-100 БАЗ	0,0335	0,899	0,786	85 АРБ-100 МЗКТ	0,0309	0,929	0,929
79 Franks 658	0,0310	0,919	0,857	80 Franks 1058	0,0214	0,980	1,000

Продовження таблиці 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Агрегати з $P_{дон} > 1001$ кН							
97 Hopper	0,1103	0,141	0,111	94 C500	0,0659	0,606	0,667
99 XJ650	0,1095	0,152	0,222	92 Super 38	0,0514	0,727	0,778
93 Ti-500	0,0744	0,535	0,333	96 P-125	0,0307	0,939	0,889
95 500HP	0,0702	0,566	0,444	91 Ideco H30	0,0269	0,960	1,000
98 Cabot 750	0,0701	0,676	0,556				

Література

1 Міронов Ю.В. Функціонально-вартісний аналіз комплектних бурових установок / Ю.В. Міронов // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – №5. – С. 23-26.

2 Крижанівський Є.І. Техніко-економічна ефективність устаткування для буріння, ремонту і обслуговування свердловин / Є.І. Крижанівський, Ю.В. Міронов, Л.І. Романишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №3 (20). – С. 13-20.

3 Моисеева Н.К. Функционально-стоимостной анализ в машиностроении / Н.К. Моисеева. – М.: Машиностроение, 1987. – 320 с.

4 Нефтегазовое оборудование. Бюллетень цен. – М: Слант, 2002. – № 1-12.

5 Гличев А.В. Экономическая эффективность технических систем / А.В. Гличев. – М.: Экономика, 1971. – 287 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

05.09.12

Рекомендована до друку професором

Копєсєм Б.В.

ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУВАННЯ ЗАЛИШКОВОЇ НАФТИ З ОБВОДНЕНИХ РОДОВИЩ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ СИСТЕМ

Р.М. Кондрат, Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел./факс (03422) 42195,
e-mail: public@pung.edu.ua*

Основні за запасами нафти родовища Передкарпаття розробляються в умовах заводнення. У заводнених зонах цих родовищ знаходяться значні залишкові запаси нафти через неповне витіснення водою із пористого середовища і макрозацементованої нафти в слабкодренованих ділянках пласта з початковою нафтонасиченістю, які вода обійшла. Дослідження, розроблення і впровадження у нафтовій промисловості технологій застосування поверхнево-активних систем для збільшення нафтовилучення і поточних відборів нафти на завершальній стадії розробки родовищ є актуальним завданням сьогодення.

З метою вибору ефективність витіснювальних агентів на основі ПАВ для вилучення залишкової нафти з обводнених пластів і технологій їх застосування виконано комплекс лабораторних досліджень за експрес-методикою і на установці УДПК, яка модулює пластові умови. Експериментальні дослідження процесів витіснення нафти розчинами ПАВ здійснювалися для умов вигодсько-бистрицького нафтового покладу Долинського родовища. Представлені основні результати експериментального визначення коефіцієнтів витіснення нафти водою, розчинами ПАВ та вплив основних чинників на їх ефективність.

За результатами досліджень розроблено спосіб вилучення нафти із слабкодренованих і макронеоднорідних ділянок пласта, який ґрунтується на послідовному запомповуванні у нагнимальну свердловину розчину загушувача і розчину ПАПС.

Обґрунтовано вибір дослідного поля для здійснення дослідно-промислових випробувань запропонованої технології вилучення залишкової нафти з обводнених пластів вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища.

Ключові слова: видобуток, коефіцієнт вилучення нафти, третинні методи видобутку, обводненість, свердловина.

Основные по запасам нефти месторождения Прикарпатья разрабатываются в условиях заводнения. В обводненных зонах этих месторождений находятся значительные остаточные запасы нефти из-за неполного вытеснения водой из пористой среды нефти и макрозацементированной нефти в обводненных водой слабодренованных участках пласта с начальной нефтенасыщенностью. Исследование, разработка и внедрение в нефтяной промышленности технологий применения поверхностно-активных систем для увеличения нефтедобычи и текущих отборов нефти на завершающей стадии разработки месторождений на сегодня является актуальной задачей.

С целью выбора эффективности вытеснительных агентов на основе ПАВ с целью извлечения остаточной нефти из обводненных пластов и технологий их применения выполнен комплекс лабораторных исследований по экспресс методике и на установке УДПК, которая модулирует пластовые условия. Экспериментальные исследования процессов вытеснения нефти растворами ПАВ осуществлялись для условий вигодсько-бистрицької нафтяної залежності Долинського месторождения. Представлены основные результаты экспериментального определения коэффициентов вытеснения нефти водой, растворами ПАВ и влияние основных факторов на их эффективность.

По результатам исследований разработан способ извлечения нефти из слабодренированных и макронеоднородных участков пласта, основанный на последовательной закачке в нагнетательную скважину раствора загустителя и раствора ПАПС.

Обоснован выбор поля испытаний для опытно-промышленных испытаний предложенной технологии извлечения остаточной нефти из обводненных пластов вигодсько-бистрицької залежності Долинського месторождения.

Ключевые слова: добыча, коэффициент извлечения нефти, третинные методы добычи, обводненность, скважина.

Major oil reserves deposits of the Precarpathian region are developed under waterflood. In flooded area of these deposits there are significant residual oil reserves in the form of trapped oil associated with incomplete displacement of oil by water from porous medium, and trapped oil in poorly drained areas of the reservoir with initial oil saturation that have been bypassed by water. Research, development and implementation of technology of surface-active systems in oil industry for increasing oil recovery and current selections of oil in the final stages of field development are very important today.

In order to select the efficiency of displacing agents based on surface-active agents to remove residual oil from flooded layers and technologies of their use a range of laboratory researches based on express-methodology using PSCT that modulates reservoir conditions were carried out. Experimental study of the displacement of oil surfactant solutions was carried out for conditions of вигодсько-бистрицької oil pool of Dolina field. The basic results of the experimental determination of the coefficients of the displacement of oil by water and surfactant solutions and the influence of the main factors on their performance were presented.

According to the research a method of extracting oil from poorly drained and trapped areas of the reservoir, which is based on sequential injecting of thickener solution and the solution of SAS to injection wells has been developed.

The choice of research fields for pilot tests for the implementation of the proposed technology of removing residual oil from the flooded reservoir of vyhodsko-bystrytskyi oil pool of Dolina field has been reasoned.

Keywords: recovery, recovery factor of oil, tertiary recovery, waterration, well.

Значна кількість нафтових родовищ України, в тому числі Передкарпаття, вступила в період спадного видобутку нафти і завершальну стадію розробки. Основні за запасами нафти родовища Передкарпаття розробляються в умовах заводнення. У заводнених зонах цих родовищ знаходяться значні залишкові запаси нафти через неповне витіснення водою із пористого середовища і макрозашемленої нафти в слабкодренованих ділянках пласта з початковою нафтонасиченістю, які вода обійшла.

Відомі технології фізико-хімічного діяння на пласт і привибійну зону пласта (ПЗП) розроблені для ранніх стадій розробки нафтових родовищ. Однак завершальна стадія розробки родовищ характеризується своїми специфічними особливостями: виснаження пластової енергії, висока обводненість пластової продукції, погіршення стану привибійної зони пласта, інтенсифікація процесів корозії та солевідкладень тощо, що необхідно враховувати при виборі складників суміші поверхнево-активних речовин та технологій їх застосування для витіснення залишкової нафти із обводнених пластів з метою збільшення нафтовилучення і оброблень привибійних зон пласта з метою інтенсифікації припливу нафти до свердловини і збільшення дебітів нафти.

Отже, дослідження, розроблення і впровадження у нафтовій промисловості технологій застосування поверхнево-активних систем для збільшення нафтовилучення і поточних відборів нафти на завершальній стадії розробки родовищ є актуальним завданням сьогодення.

Із проблемою збільшення нафтовилучення з пластів вже декілька десятиліть стикаються нафтові компанії в різних регіонах світу. Експериментальні дослідження з витіснення нафти водою та іншими агентами із пористого середовища у лабораторних і промислових умовах здійснювали О.І. Акульшин, Р.Х. Алмаєв, М. Азізбеков, Г.А. Бабалян, В.С. Бойко, О.І. Буторін, Ш.К. Гіматудінов, Р.О. Гнатюк, І.Ф. Глумов, А.Б. Гумасян, А.Т. Горбунов, В.В. Девлікамов, В.М. Дорошенко, Д.А. Ефрос, С.О. Жданов, Ю.В. Желтов, Ю.П. Желтов, О.І. Забродін, Ю.О. Зарубін, С.Н. Закіров, В.С. Іванишин, М.М. Кусаков, Р.М. Кондрат, І.І. Кравченко, Б.І. Леві, Є.І. Ліскевич, О.М. Мартинців, І.Л. Мархасін, В.Д. Михайлюк, В.Г. Огаджанянц, Г.П. Ованесов, Л.А. Пелевін, Ю.А. Піддубний, О.М. Сарданашвілі, М.Л. Сургучов, І.М. Щелкачов, Є.М. Халімов, A. Nail, C.C. Mattax, J.R. Kyte, G. Moritis та ін.

Серед відомих методів збільшення нафтовилучення на увагу заслуговують фізико-хімічні методи, які характеризуються технологічною та техніко-економічною ефективністю. В Росії і Білорусії застосовують різні фізико-

хімічні методи діяння на пласт та технології збільшення охоплення пластів заводненням, що полягали у запомповуванні в пласт потоковідхиляючих агентів. Так, в Росії серед фізико-хімічних методів перевагу надають обробленню привибійної зони пласта і технологіям на основі поліакриламідів (ПАА). На родовищах Передкарпаття проводяться дослідно-промислові роботи з витіснення нафти з пористого середовища водними розчинами ПАР на Струтинському, Старосамбірському і Довбушансько-Бистрицькому родовищах [1].

З метою вибору ефективності витіснювальних агентів на основі ПАР для вилучення залишкової нафти з обводнених пластів і технологій їх застосування виконано комплекс лабораторних досліджень за експрес методикою [2] і на установці УДПК, яка модулює пластові умови. На початку проведення досліджень модель пористого середовища насичувалась зв'язаною водою, а відтак заповнювалась нафтою. Нафта витіснялась водою зі створенням у пласті залишкової нафтонасиченості. В подальшому залишкова нафта витісняється різними робочими агентами на основі ПАР.

За результатами досліджень важливим чинником, який впливає на ефективність використання ПАР, є температурний інтервал їх застосування [3]. В ході експериментальних досліджень встановлено, що такі поверхнево-активні речовини, як жиринокс і прогаліт, є ефективними витіснювальними агентами залишкової нафти за низьких температур (до 70°C), а барвоцел і превоцел – за високих (понад 50°C). Згідно з результатами досліджень експрес-методом 5% розчин барвацелу за температури 90°C вимиває стільки ж залишкової нафти, як і за температури 70°C (75,0%), а за температури 40°C – лише 27,4%. Для 5% розчинів жириноксу такі ж високі показники нафтовитіснення спостерігаються за температур до 70°C (таблиця 1).

В ході експериментальних досліджень встановлено, що ефективність застосування поверхнево-активних речовин значною мірою залежить від мінералізації пластової води. Так, для пластів з відносно невеликою мінералізацією води (густина 1030-1060 кг/м³) більш ефективними щодо витіснення залишкової нафти є розчини ПАР на мінералізованій воді (табл. 2), для пластів з високою мінералізацією води (густина понад 1100 кг/м³) – розчини ПАР на прісній воді або витіснення за технологією, що передбачає використання буферів з прісної води спільно з розчинами ПАР. Моделювання процесу витіснення нафти для умов Долинського родовища (пластова вода з малою мінералізацією) свідчить, що використання низькоконцентрованого розчину жириноксу на прісній

Таблиця 1 – Коефіцієнти витіснення нафти Долинського родовища 5% розчинами ПАР з різною температурою нагрівання

ПАР	Температура, °С	Коефіцієнт витіснення нафти водою, %	Приріст коефіцієнта нафтовитіснення розчинами ПАР, %	Кінцевий коефіцієнт нафтовитіснення, %	Коефіцієнт витіснення залишкової нафти, %
Жиринокс	90	59,2	8,5	67,7	20,8
	80	65,1	9,9	75	28,3
	70	61,4	28,8	90,2	74,5
	40	66,7	26,1	92,8	78,2
Барвоцел	90	53,0	35,2	88,2	75,0
	70	66,7	25,3	92	75,9
	40	66,9	9,1	76	27,4

Таблиця 2 – Результати визначення коефіцієнта витіснення нафти з пористого середовища 0,5% розчинами ПАР для умов з різною мінералізацією пластових вод

Родовище, густина пластової води	Склад розчину ПАР	Порядок запомповування	Коефіцієнт витіснення залишкової нафти, %	Додаткове вимивання залишкової нафти прісною водою, %
Долинське, вода $\rho=1030$ кг/м ³	0,5% р-н жириноксу	ПАР → прісна вода	16,5	-
	0,5% р-н жириноксу	ПАР → прісна вода	14,9	-
	0,5% р-н жириноксу +10% CaCl ₂	ПАР → прісна вода	36,7	-
	0,5% р-н жириноксу +10% Na ₂ SO ₄	ПАР → прісна вода	44,4	-
Луквинське, вода $\rho=1100$ кг/м ³	0,5% р-н жириноксу	ПАР → пластова вода	29,3	55,2
	0,5% р-н жириноксу	Прісна вода → ПАР → прісна вода → пластова вода	10,8	-
	0,5% р-н жириноксу +10% CaCl ₂	ПАР → пластова вода	21,0	42,5
	0,5% р-н жириноксу +10% Na ₂ SO ₄	ПАР → прісна вода	29,5	59,4
	0,5% р-н жириноксу +10% CaCl ₂	Прісна вода → ПАР → прісна вода → пластова вода	41,7	-
	0,5% р-н жириноксу +10% Na ₂ SO ₄	Прісна вода → ПАР → прісна вода → пластова вода	50,0	-

воді з подальшим запомповуванням прісної води не є ефективним – показники витіснення залишкової нафти залишаються в межах 14-16% [4].

Змішування водного розчину ПАР з високомінералізованою пластовою водою або додаткове уведення до складу поверхнево-активної системи хлориду кальцію або сульфату натрію призводить до зростання коефіцієнта витіснення залишкової нафти. Наприклад, коефіцієнт витіснення залишкової нафти після витіснення її водою з моделі пласта вказаними поверхнево-активними системами (0,5% розчин жириноксу з хлоридом кальцію або сульфатом натрію за концентрації 10%) становить вже 36-44 %.

Моделювання процесу витіснення для умов Луквинського родовища (пластова вода високої мінералізації) свідчить, що викорис-

тання розчину жириноксу з невисокою концентрацією на прісній або мінералізованій воді з подальшим запомповуванням пластової води забезпечує практично однакові невисокі показники витіснення залишкової нафти – в межах 21-29%. Подальше вимивання з моделі залишкової нафти прісною водою призводить до зростання коефіцієнта витіснення залишкової нафти. Коефіцієнт витіснення залишкової нафти після витіснення нафти з цих моделей прісною водою становить вже 42-59%. Проте такий технологічний процес в реальних умовах є нездійсненним. На практиці розчин поверхнево-активної системи може запомповуватись з буфером прісної води до і після розчину ПАР. Моделювання такого процесу забезпечує отримання коефіцієнта витіснення залишкової наф-

Таблиця 3 – Результати дослідження коефіцієнта нафтовитіснення 5% розчинами ПАР для умов Долинського родовища

Тип ПАР	Досліджувана ПАР	Коефіцієнт нафтовитіснення від залишкової нафти, %	
		розчин на прісній воді	розчин з додатком 40 г/л NaCl
АПАР	сульфонал	54,7	28,8
	карпатол	70,4	30,0
	пінол	31,8	23,8
НПАР	превоцел	44,8	46,0
	неонол	54,0	55,6
	савенол	41,4	44,3
	стінол	51,6	50,0
Суміш АПАР і НПАР у співвідношенні 1:1	сульфонол+стінол	50,0	65,4
	карпатол+стінол	62,5	70,4
	пінол+стінол	39,1	70,0
	сульфонол+савенол	46,3	51,6
	карпатол+савенол	50,0	70,4
	пінол+савенол	34,9	48,4
	пінол+превоцел	32,3	48,5
	сульфонол+неонол	48,5	67,9
	карпатол+неонол	59,6	70,0
	пінол+неонол	33,1	51,5

ти на рівні попереднього експерименту – від 41 до 50%. Таким чином, отримані результати свідчать, що ефективно витіснення залишкової нафти відбувається при використанні поверхнево-активних систем з мінералізацією, протилежною до мінералізації пластової води. Тобто для родовищ з пластовою водою високої мінералізації ефективними є розчини ПАР на прісній воді в комплексі з буфером прісної води. Для родовищ з пластовою водою невисокої мінералізації ефективним є розчин ПАР на мінералізованій воді.

З метою оцінки впливу на величину коефіцієнта нафтовитіснення типу поверхнево-активної речовини (аніоногенних (АПАР), неіоногенних (НПАР) та їх суміші) виконано дослідження експрес-методом для умов Долинського родовища. Як АПАР використовувалися пінол, савенол та карпатол, а в ролі НПАР – превоцел, неонол, савенол та стінол. Розчини ПАР готувалися як на прісній, так і на мінералізованій воді за вмісту NaCl 40 г/л (табл. 3).

Аналіз результатів досліджень свідчить, що мінералізація води, на якій готувалися розчини ПАР, значно впливає на нафтовитіснявальні властивості розчинів ПАР: для АПАР ефективність витіснення нафти мінералізованою водою порівняно з прісною водою погіршується, а для суміші АПАР і НПАР – покращується. Це пояснюється тим, що мінералізовані води сприяють висолованню АПАР і випаданню їх в осад або спливанню вуглеводневої частини. В результаті цього відбувається повна або часткова втрата розчинами ПАР поверхневої активності. Дослідження сумісності розчинів ПАР з підтоварними водами показали, що суміш

АПАР і НПАР у співвідношенні 1:1 не утворює жодного осаду при змішуванні цих розчинів з водою у будь-яких співвідношеннях. Розчини суміші АПАР і НПАР, які готували на прісній і на мінералізованій воді, в інтервалі температур 0-100°C не розшаровувались. Водночас змішування АПАР з підтоварною водою навіть за 0,05% концентрації утворює важкорозчинний верхній шар.

Виконано дослідження таких чинників впливу на кінцеве нафто вилучення, як вміст ПАР у розчинах і розмір облямівки розчину ПАР (об'єм їх запомповування), яка проштовхувалась водою до припинення вимивання нафти. За результатами статистичної обробки експериментальних даних визначено рівняння регресії, яке описує процес витіснення залишкової нафти з обводнених пластів облямівкою ПАР різного розміру з різною концентрацією ПАР:

$$\eta = 0,406 + 0,92 \cdot c - 1,424 \cdot c^2 + 0,227 \cdot V - 0,136 \cdot V^2 - 0,488 \cdot V \cdot c, \quad (1)$$

де η – коефіцієнт нафтовитіснення, частка одиниці;

V – об'єм облямівки ПАР у частках від об'єму нафтонасичених пор;

c – концентрація ПАР в облямівці, %.

За рівнянням регресії побудовано графічні залежності коефіцієнта нафтовилучення від величини облямівки розчину ПАР для різних концентрацій запомповування 0,01%, 0,08%, 0,15% (рисунк 1).

Із рисунку 1 видно, що у випадку застосування 50% і 80% облямівки досягається практично однакові значення коефіцієнта нафтовитіснення.

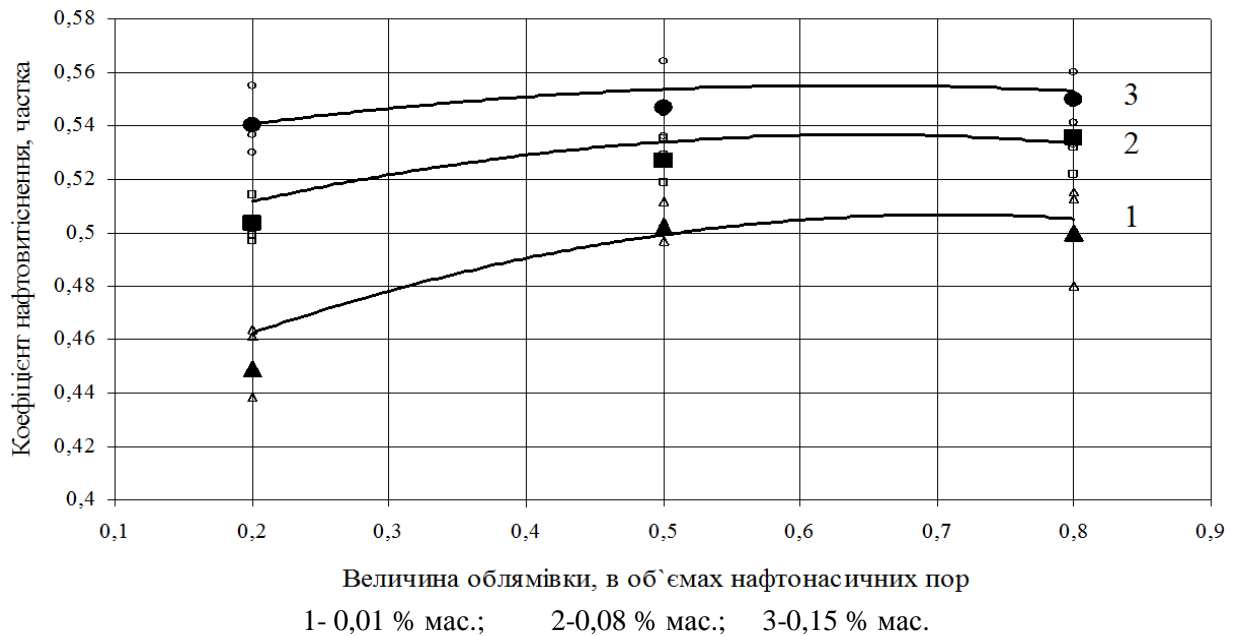


Рисунок 1 – Залежність коефіцієнта нафтовитіснення від об'єму облямівки розчину суміші савенолу із сульфонолом у співвідношенні 1:1 із додаванням 0,03% поліакриламід (ПАА) у витіснювальному агенті для різних концентрацій ПАР

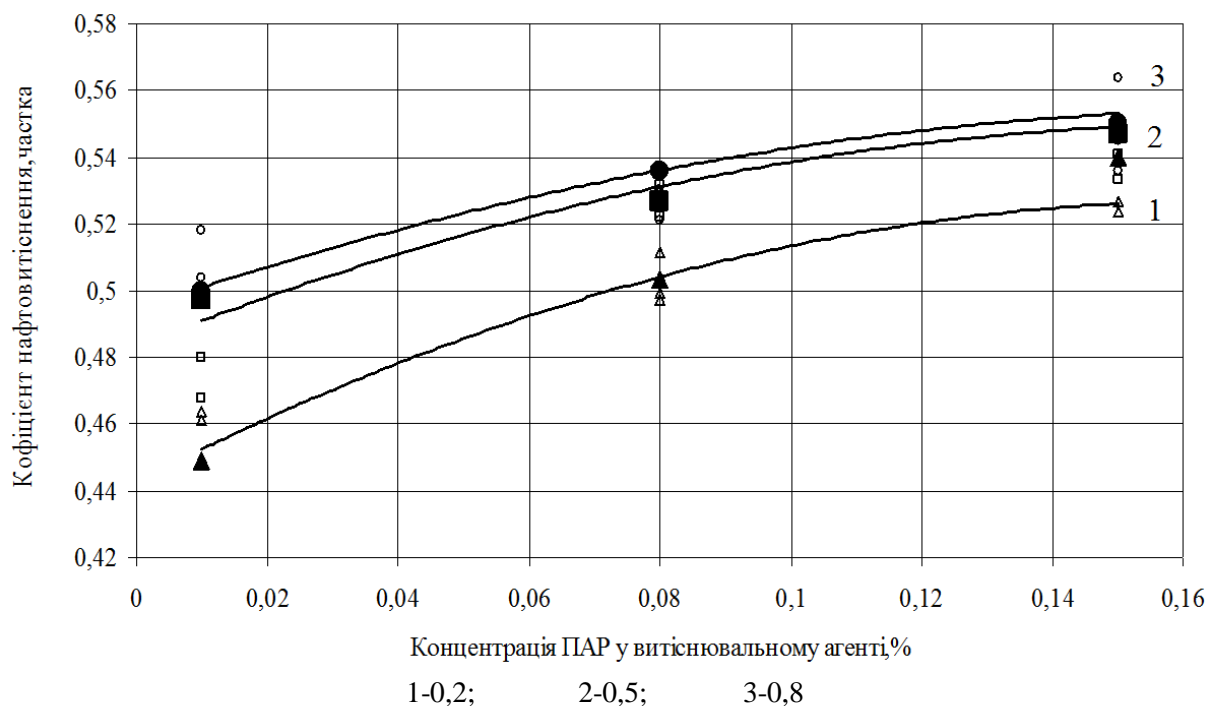


Рисунок 2 – Залежність коефіцієнта нафтовитіснення від концентрації суміші савенолу із сульфонолом за співвідношення 1:1 у витіснювальному агенті при різних об'ємах запопваної облямівки (в частках від об'єму нафтонасичених пор)

Таким чином, рекомендований об'єм облямівки розчину ПАР становить 0,5 від об'єму початкових нафтонасичених пор.

Дослідження впливу вмісту ПАР у витіснювальному агенті на коефіцієнт нафтовитіснення здійснювалося для різних його значень за низьких концентрацій (рис. 2). У цьому досліджуваному інтервалі зміни концентрації ПАР у розчині від 0,02 до 0,15% спостерігається зростання коефіцієнта нафтовитіснення.

Дослідження вмісту ПАР у витіснювальному агенті для низьких і високих концентрацій здійснювалося для різних його значень при 50% облямівці (рис. 3). Як бачимо, що різке збільшення нафтовилучення спостерігається за вмісту ПАР у витіснювальному агенті, більшому від 0,03%, а при його вмісті, більшому 5,0% коефіцієнт нафтовитіснення змінюється мало. На рисунку 3 виявлено дві ділянки різкого збільшення коефіцієнта нафтовитіснення: перша –

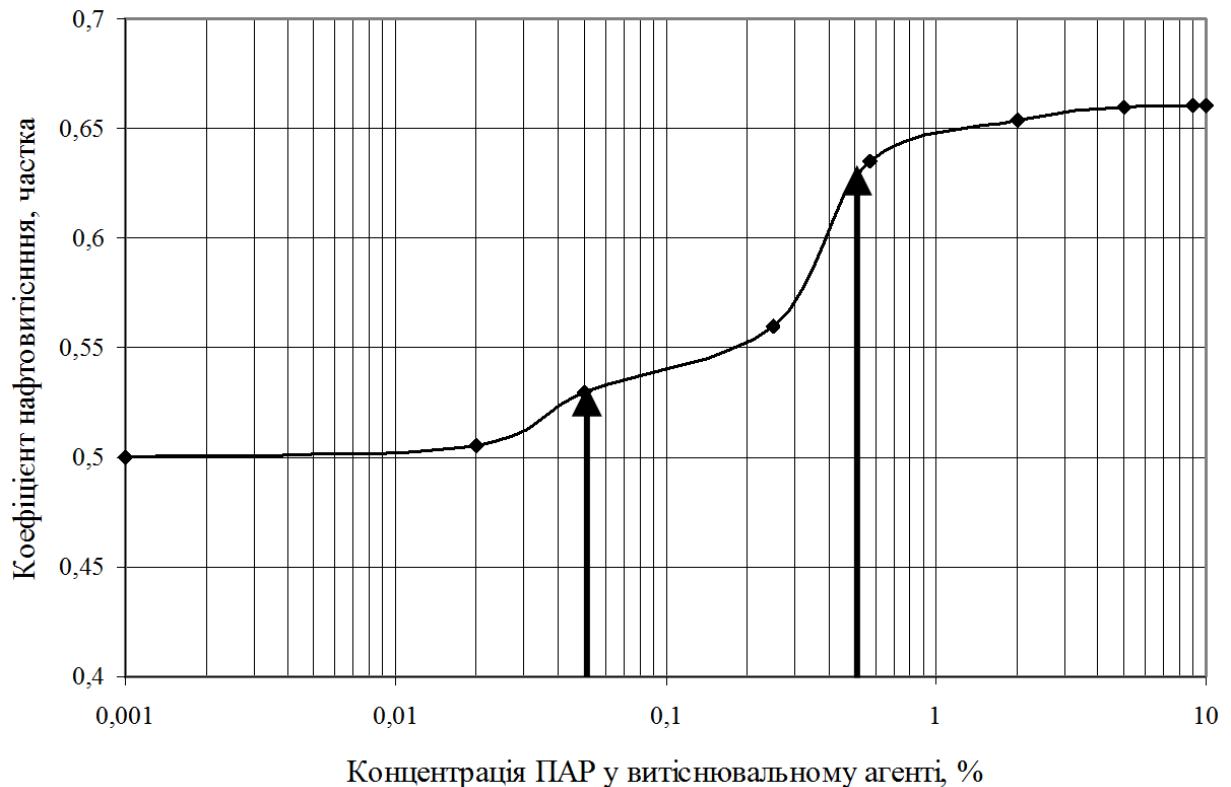


Рисунок 3 – Залежність коефіцієнта нафтовитіснення від концентрації суміші савенолу із сульфонолом у співвідношенні 1:1 у витіснювальному агенті

в інтервалі концентрації ПАР у витіснювальному агенті 0,02-0,05% і друга – 0,2-0,5%. Тому з метою підвищення нафтовилучення доцільним є використання для заводнення 0,02% і 0,05% розчинів ПАР, а розчини ПАР концентрацією 0,2-0,5% рекомендуємо використовувати для обробки привибійних зон пласта з метою очищення пористого середовища від забруднення.

Таким чином, експериментами на моделі пласта встановлено, що об'єм облямівки розчину ПАР, яка застосовується для витіснення залишкової нафти із заводненого пласта, повинен бути не менше 40-60% від об'єму нафтонасичених пор пласта, масова концентрація ПАР у витіснювальному агенті для збільшення нафтовилучення – 0,03-0,05%, а для інтенсифікації припливу нафти до свердловин – 0,2-0,5%.

Виходячи з експериментальних даних для витіснення залишкової нафти, пропонується водний розчин поверхнево-активної полімервмісної системи, що містить 0,05% суміш сульфонолу і савенолу у співвідношенні 1:1, в який додатково вводиться полімер ПАА в кількості 0,03% для стабілізації фронту витіснення і зменшення різниці у в'язкостях нафти і розчину ПАР, а об'єм облямівки ПАПС – 50% від об'єму нафтонасичених пор. Для оброблення привибійних зон пласта концентрація розчину ПАПС становить 0,2-0,5%.

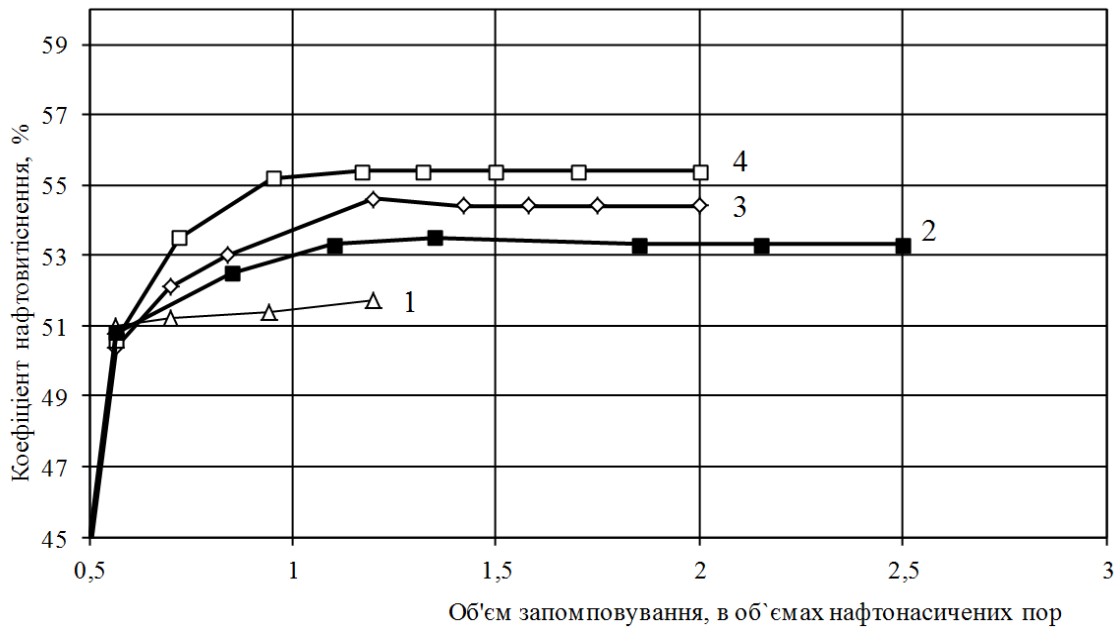
Через неоднорідність будови продуктивних відкладів і нерівномірне розміщення за площею видобувних і нагнітальних свердловин під час витіснення нафти водою в заводненій зоні залишаються слабкодреновані і малопр-

никні ділянки пласта з початковою нафтонасиченістю, які вода обійшла. Залишкові запаси нафти в цих ділянках пласта можуть бути значними.

Для дослідження можливості вилучення нафти із слабкодренованих і малопроникних ділянок пласта виконано комплекс лабораторних досліджень, що базується на забезпеченні першочергового ізолювання високопроникних обводнених зон пласта від нагнітальної свердловини до видобувних свердловин. Для більш повного вилучення залишкових запасів нафти із обводнених нафтових покладів на пізній стадії їх розробки за рахунок перерозподілу фільтраційних потоків і залучення у розробку залишкових запасів нафти в слабкодренованих ділянках застосовується загущувач у певній послідовності запомповування.

Експериментальні дослідження здійснювалися на макрооднорідній нафтонасиченій моделі пласта з проникністю близько 8,0 мкм², в яку після повного обводнення (припинення виведення нафти під час запомповування води), запомповувалася 50% облямівка розчину ПАПС. Облямівка в свою чергу, проштовхувалася водою. Для приготування розчинів ПАПС використовувалися такі поверхнево-активні речовини: стінол або суміш савенолу із сульфонолом у співвідношенні 1:1 з 0,05% сумарним вмістом поверхнево-активної речовини та додаванням полімеру ПАА (0,03%). Результати досліджень зображено на рисунку 4.

З рисунка 4 видно, що порівняно із запомповуванням води кінцевий коефіцієнт нафто-



1 – для прісної води; 2 – для почергового запомповування прісної води, прісного розчину ПАПС (0,05% стінолу з вмістом 0,03% ПАА) та прісної води; 3 – для почергового запомповування мінералізованої води (40 г/л NaCl), мінералізованого розчину ПАПС (0,05% суміші савенолу та сульфонулу з вмістом 0,03% ПАА) та мінералізованої води; 4 – для почергового запомповування мінералізованої води (40 г/л NaCl), мінералізованого розчину ПАПС (0,05% стінолу з вмістом 0,03% ПАА) та мінералізованої води

Рисунок 4 – Залежність коефіцієнта нафтовитіснення від об'єму запомпованого витіснювального агента із застосуванням розчину ПАПС для умов вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища

витіснення із застосуванням розчину ПАПС збільшується на 1,6%; 2,7%; 3,7% відповідно при застосуванні прісного розчину ПАПС (крива 2), мінералізованого розчину ПАПС приготовленого на основі суміші савенолу і сульфонулу (крива 3) та мінералізованого розчину ПАПС приготованого на основі стінолу (крива 4).

В подальших експериментах вивчалось витіснення залишкової нафти для макронеоднорідної моделі пласта, яка складалася з трьох прошарків різної проникності $6,84 \cdot 10^{-3}$, $11,4 \cdot 10^{-3}$ і $25 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ відповідно.

Досліджено три різні способи підвищення коефіцієнта нафто вилучення (табл. 4):

- 1) витіснення нафти водою;
- 2) блокування після обводнення найбільш проникного (обводненого) прошарку 10% об'ємною часткою 0,1% розчину полімеру з подальшим запомповуванням води;
- 3) запомповування 10% об'ємною часткою 0,1% розчину полімеру в найбільш проникний прошарок після його обводнення з наступним запомповуванням 50% об'ємною часткою 0,05% розчину суміші сульфонулу і савенолу у співвідношенні 1:1 із додаванням 0,03% полімеру ПАА та з подальшим запомповуванням води.

Отже, після витіснення нафти водою кінцевий коефіцієнт нафтовитіснення становив 0,42, при блокуванні високообводненого прошарку об'ємною часткою полімеру – 0,479, а із додатковим запомповуванням об'ємною часткою ПАПС – 0,532.

За результатами досліджень розроблено спосіб вилучення нафти із слабкодренованих і макронеоднорідних ділянок пласта, який ґрунтується на послідовному запомповуванні у нагнітальну свердловину розчину загусника і розчину ПАПС.

Обґрунтовано вибір дослідного поля для промислових випробувань запропонованої технології вилучення залишкової нафти з обводнених пластів вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища. Оскільки при виборі дослідної ділянки необхідно також передбачити якомога рівномірніше розташування довкола нагнітальної свердловини видобувних свердловин, які були б не надто віддалені від неї, то під запомповування розчинів ПАР було вибрано свердловину 820.

Свердловина 820 експлуатується з дебітом нафти 1,24 т/д при обводненні продукції 96%. На відстані 130-150 м від свердловини 820 знаходяться видобувні свердловини 238, 326 та 717. На 01.01.2011 р свердловина 238 експлуатувалась з дебітом нафти 0,15 т/д при обводненні продукції 99%. Свердловина 326 також характеризується невисоким дебітом нафти (0,13 т/д) і обводненням продукції 99%. Свердловина 717 експлуатується з дебітом нафти 2,94 т/д з обводненням продукції 93%.

До числа свердловин, що розташовані на дещо більшій відстані, але можуть реагувати на запомповування розчинів ПАР, слід віднести свердловини 59, 705, 318, 716.

Таблиця 4 – Нафтовитіснювальна здатність розчинів ПАПС у випадку макронеоднорідної моделі пласта

Показники	Проникність для прошарків тришарової моделі пласта, 10^{-3} мкм ²			Для всієї моделі пласта
	6,84	11,4	25,0	
Витіснення нафти водою				
Коефіцієнт нафтовитіснення на момент прориву води по найбільш проникному прошарку, частка	0,117	0,240	0,490	0,288
Кінцевий коефіцієнт нафтовитіснення (на момент повного обводнення трьох прошарків моделі), частка	0,338	0,40	0,510	0,420
Витіснення нафти за технологією запомповування полімеру в найбільш проникний прошарок ($25,0 \cdot 10^{-3}$ мкм ²) після його обводнення з подальшим запомповуванням води				
Коефіцієнт нафтовитіснення на момент прориву води по найбільш проникному прошарку, частка	0,112	0,236	0,478	0,280
Кінцевий коефіцієнт нафтовитіснення (на момент повного обводнення трьох прошарків моделі), частка	0,375	0,506	0,543	0,479
Витіснення нафти за технологією запомповування полімеру в найбільш проникний прошарок ($25,0 \cdot 10^{-3}$ мкм ²) після його обводнення і запомповування 50% об'ємівки 0,05% розчину ПАПС та проштовхування її водою				
Коефіцієнт нафтовитіснення на момент прориву води по найбільш проникному прошарку, частка	0,117	0,225	0,474	0,298
Кінцевий коефіцієнт нафтовитіснення (на момент повного обводнення трьох прошарків моделі), частка	0,450	0,600	0,526	0,532

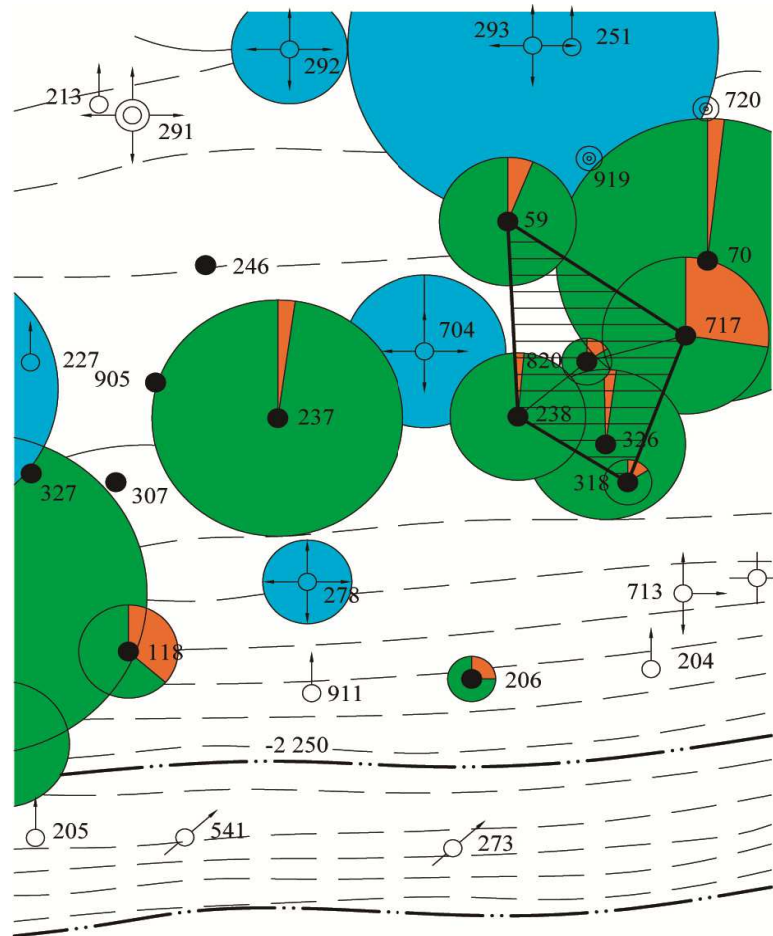


Рисунок 5 – Дослідне поле для здійснення дослідно-промислових випробувань технології вилучення залишкової нафти з обводнених пластів вигодсько-бистрицького покладу Долинського родовища в районі свердловини 820

Отже полем дослідження можна вважати площу 5,3 га в околі свердловини 820.

Опишемо технологію залучення в розробку нафти із ділянок пласта з початковою нафтонасиченістю в обводненій зоні пласта, які вода обійшла [5]. Спочатку свердловина 820 переводиться із видобувної в нагнітальну. Впродовж півроку запомповують 0,1% розчин ПАА у вигляді облямівки розміром 10% об від об'єму нафтонасичених пор пласта з метою загушення води для вирівнювання профілю приймальності. Якщо буде спостерігатись погіршення приймальності нагнітальної свердловини 820, то потрібно зменшити концентрацію полімеру в розчині, що запомповується. При цьому із свердловини 238 здійснюють форсований відбір продукції для спрямування потоку загущеної води в промиту зону, чим ускладнюється фільтрація води. Тобто створюється додатковий фільтраційний опір для запомповування розчину ПАПС на наступному етапі.

Потім в нагнітальну свердловину 820 впродовж п'яти років запомповують 0,05% розчин ПАПС (суміш АПАР (сульфонол) і НПАР (савенол) в однакових кількостях) із вмістом 0,03% ПАА для вилучення залишкової нафти із зон пласта слабкопромитих водою, в тому числі і ціликів нафти, які вода обійшла.

Відтак облямівку розчину ПАПС проштовхують прісною водою до припинення рентабельного видобутку нафти (100-150% від об'єму нафтонасичених пор пласта).

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість і технологічну ефективність вилучення залишкової нафти з обводнених нафтових родовищ. За результатами досліджень обґрунтовано склад ПАР і хімреагентів, технологій їх застосування, які дають змогу підвищити ступінь вилучення мікрозащемленої нафти із промитих водою ділянок пласта і залучити в розробку макрозащемлену нафту із слабкодеренованих і малопроникних ділянок пласта з початковою нафтонасиченістю, які вода обійшла. Реалізація технології дозволяє істотно підвищити кінцевий коефіцієнт вилучення із нафтових родовищ. Для дослідно-промислового випробування технології вибрано дослідне поле в околі свердловини 820 вигодсько-бистрицького покладу Долинського нафтового родовища.

Подальші дослідження будуть спрямовані на вивчення впливу фізико-хімічних властивостей пластів, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, характеристики витіснювальних агентів і технологій їх застосування на кінцевий коефіцієнт нафтовилучення.

Література

- 1 Мороз Л.Б. Аналіз методів підвищення нафтовилучення на родовищах Прикарпаття / Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №2. – С.51-55.
- 2 Рудий М.І. Пошук ефективних похвено-активних речовин для дії на нафту Бугріватівського родовища / М.І. Рудий, М.В. Заяць // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2005. – №3. – С.75-81.
- 3 Бабалян Г.А. Применение поверхностно-активных веществ с целью увеличения нефтеотдачи / Г.А. Бабалян, Г.П. Ованесов, Л.А. Пелевин. – М.: Недра, 1970. – 108 с.
- 4 Використання похвено-активних речовин в процесах нафтовидобутку на родовищах ВАТ «Укрнафта»: монографія. – Івано-Франківськ: НДПІ, 2009. – 399 с. – ISBN 978-966-97094-0-0.
- 5 Пат. 72010 Україна, МКВ Е21В 43/18. Спосіб розробки нафтового покладу / Михайлюк В.Д., Кондрат Р.М., Мороз Л.Б. Заявник і патентовласник ІФНТУНГ. – № 200902382; заявл. 17.03.2009; опубл. 25.08.2009, Бюл. № 16.

Стаття надійшла до редакційної колегії

14.11.12

*Рекомендована до друку професором
Тарком Я.Б.*

Дослідження та методи аналізу

УДК 621.438:622

ДОСЛІДЖЕННЯ ФОРМУВАННЯ АРЕАЛІВ ЗАБРУДНЕННЯ І ЗАГАЗОВАНОСТІ ВИТОКАМИ З ТРУБОПРОВІДІВ НА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЯХ

Л. Є. Шкіца, В. Я. Грудз, О. В. Палійчук, О. М. Мандрик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 42264,
e-mail: admin@nimg.edu.ua

Розглядається фільтрація рідини і газу в пористому середовищі (грунті), обумовлена витокami транспортованого продукту з трубопроводу внаслідок появи у стінках труб наскрізних отворів, викликаних корозійними процесами.

Створена математична модель базується на законі лінійної фільтрації у формі Дарсі, рівнянні нерозривності у двовимірній формі, в якій витік із трубопроводу моделюється функцією джерела Дірака. Реалізація моделей здійснюється методами функції Гріна, а також інтегральних перетворень Фур'є і Лапласа.

Отримані результати уможливають побудову нестационарного розподілу тиску і швидкостей фільтрації в ґрунті, на основі яких робиться висновок про формування ареалу забруднення довкілля рідкими витокami і ареалу загазованості.

Ключові слова: трубопровід, аварійний витік, фільтрація, ареал

Рассматривается фильтрация жидкости и газа в пористой среде (почве), обусловленная истечением транспортируемого продукта из сквозных отверстий в стенках трубопровода, вызванных коррозионными процессами.

Созданная математическая модель базируется на законе линейной фильтрации в форме Дарси, уравнении неразрывности в двумерной форме, в которой истечение из трубопровода моделируется функцией источника Дирака. Реализация моделей осуществляется методами функции Грина, а также методами интегральных преобразований Фурье и Лапласа.

Полученные результаты позволяют построение нестационарных распределений давления и скоростей фильтрации в почве, по которым делается вывод о формировании ареала загрязнения окружающей среды жидкими истечением и ареала загазованности.

Ключевые слова: трубопровод, аварийный истечение, фильтрация, ареал.

The article considers liquid and gas filtration in the porous environment (soil) conditioned by the leakage of pipeline products from the pipeline due to the through holes in the pipe walls caused by corrosive processes.

A created mathematical model is based on the law of linear filtration in Darcy form, continuity equation in two-dimensional form where pipeline leakage is designed by Dirac's source function. The models are carried out by methods of Green's function and integral transformations of Fourier and Laplace.

The results received here, allow building of non-stationary distribution of pressure and filtration rate in soil, which is taken as a basis for making conclusions about the formation of environmental pollution areal caused by liquid leakage and gas contamination areal.

Key words: pipeline, emergency escape, filtration, areal

Проблема діагностування витоків з газопроводів останнім часом стала особливо актуальною, що викликано, з одного боку, старінням газотранспортних магістралей і пов'язаною з цим високою вірогідністю появи свищів в результаті корозійних процесів, а, з іншого, із несанкціонованими відборами газу.

Корозійне ушкодження трубопроводу призводить до сполучення його порожнини з атмосферою, що супроводжується витіканням транспортованого продукту. При цьому в залежності від фізичних властивостей перекачуваного середовища можуть спостерігатися різні режими витікання. Так, якщо перекачуванім

продуктом є рідка фаза, то за рахунок гравітаційних сил вона проникатиме в ґрунт з утворенням ареалу забруднення, у випадку газової фази відбуватиметься фільтрація газу в розміщені над трубопроводом шари ґрунту з утворенням зони загазованості. В обох випадках важливо спрогнозувати час і обсяг ареалів забруднення чи загазованості.

Питанням формування ареалів забруднень присвячено низку робіт [1, 2], де розглянуто фізичну картину (фізичний зміст) процесу, подано результати фізичного моделювання і їх аналіз, розроблено методичні основи прийнятного ризику. Однак, питанню формування ареалів забруднень не надавалось належного значення. Тому моделювання процесу формування ареалу забруднення, тобто побудови поля швидкостей фільтрації в пористому середовищі як функції просторових координат та часу, є актуальним завданням.

З математичної точки зору розглядається пористе середовище безмежних геометричних розмірів, в якому спостерігається фільтрація рідини. В початковий момент часу швидкість фільтрації рідини відсутня і тиск в пористому середовищі є сталою величиною. В момент часу $t \geq 0$ у деякій точці порового простору спостерігається надходження нестискуваної рідини з певною витратою, тобто починає діяти додатне джерело маси q_1 (кг/м.с). Необхідно встановити, як змінюватиметься у часі тиск та швидкість фільтрації в різних точках пористого середовища.

Диференціальне рівняння фільтрації рідини в пористому середовищі, як відомо [3], має такий вигляд:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \chi \nabla^2 p + \frac{f}{q\beta^*}, \quad (1)$$

де p – тиск рідини в ґрунті;
 t – час;

χ – коефіцієнт п'єзопровідності, $\chi = \frac{k}{\mu\beta^*}$;

k – коефіцієнт проникності пласта, який характеризує властивість пористого середовища пропускати крізь себе рідину під дією прикладеного перепаду тиску;

μ – коефіцієнт динамічної в'язкості рідини;

$\beta^* = m\beta_p + \beta_c$;

m – пористість середовища пласта (безмірна величина);

β_p, β_c – коефіцієнти об'ємної пружності відповідно рідини і пласта);

ρ – густина рідини;

∇^2 – оператор Лапласа (в декартовій системі координати $\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$).

Оскільки задача, що розглядається, є осесиметричною, а пористе середовище однорідним, можливий перехід від просторової постановки до плоскої. Розглянемо вертикальну площину, довільно орієнтовану в пористому середовищі, в якій діє постійне джерело інтен-

сивністю q_1 , розміщене в точці з координатами (x, y) . В такому випадку оператор Лапласа

$$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2}.$$

Функція внутрішнього джерела маси в пласті [4] –

$$f(x, y, t) = \lim_{\substack{\Delta V \rightarrow 0 \\ \Delta t \rightarrow 0}} \frac{\Delta G}{\Delta V \cdot \Delta t},$$

де ΔV – об'єм, взятий в пласті;

Δt – проміжок часу;

ΔG – маса рідини, що надходить в об'єм ΔV за проміжок часу Δt .

Для фільтрації рідини у пористому просторі із рівняння (1) будемо мати:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{f}{F}, \quad (2)$$

де $F = g \beta^2 \chi = g \beta^* \frac{k}{\mu \beta^*} = \frac{gk}{\mu}$.

Враховуючи сказане вище, функція f набуває такого вигляду:

$$f = q_1 \delta(x) \delta(y). \quad (3)$$

При цьому сформульована фізична задача в математичному записі буде полягати у знаходженні розв'язку рівняння

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{1}{\chi} \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{q_1}{F} \delta(x) \delta(y) \quad (4)$$

за таких початкових та граничних умов:

$$p(x, y, 0) = p_0,$$

$$p|_{|x \rightarrow \infty|} \rightarrow p_0, \quad p|_{|y \rightarrow \infty|} \rightarrow p_0, \quad (5)$$

де p_0 – початковий тиск в пласті;

$\delta(x), \delta(y)$ – дельта-функції Дірака.

Для розв'язання сформульованої задачі скористаємося методом функцій Гріна, що для даної крайової задачі знаходиться так:

$$G|_{t=\tau} = \delta(x - \chi') \delta(y - y'),$$

$$G|_{\substack{|\chi| \rightarrow \infty \\ |y| \rightarrow \infty}} \rightarrow 0, \quad t > \tau. \quad (6)$$

Розв'язок задачі (6) є фундаментальним розв'язком двовимірної задачі фільтрації рідини, який записується у вигляді:

$$G = \frac{1}{(2\sqrt{\pi\chi(t-\tau)})^2} e^{-\frac{(\chi-\chi')^2 + (y-y')^2}{4\chi(t-\tau)}}. \quad (7)$$

Задача (4), (5) є неоднорідною задачею фільтрації рідини в пласті з граничними умовами першого роду на нескінченності. Розв'язок такої задачі через функцію Гріна матиме вигляд

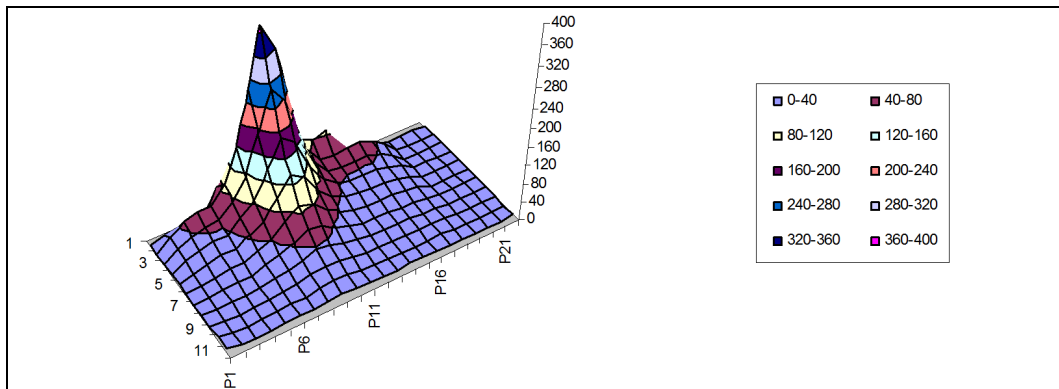


Рисунок 1 – Результати математичного моделювання поля швидкостей фільтрації при появі витoku з промислового трубопроводу

$$p(x, y, t) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} p_0 G(x - \xi, y - \ell, t) d\xi d\ell + \int_0^t \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{x}{F} q_1 \delta(\xi) \delta(\ell) G(x - \xi, y - \ell, t - \tau) d\xi d\ell d\tau. \quad (8)$$

Підставляємо функцію Гріна (7) в (8)

$$p(x, y, t) = p_0 \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{(x-\xi)^2 + (y-\ell)^2}{4\chi t}} \frac{d\xi d\ell}{(2\sqrt{\pi\chi t})^2} + \int_0^t \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{x}{F} q_1 \delta(\xi) \delta(\ell) e^{-\frac{(x-\xi)^2 + (y-\ell)^2}{4\chi(t-\tau)}} \frac{d\xi d\ell d\tau}{(2\sqrt{\pi\chi(t-\tau)})^2}.$$

Після інтегрування даного виразу отримуємо розв'язок задачі (4), (5):

$$p(x, y, t) = \frac{p_0}{4\pi\chi t} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{(x-\xi)^2 + (y-\ell)^2}{4\chi t}} d\xi d\ell \times \left[\frac{\chi q_1}{F} \int_0^t \frac{1}{(2\sqrt{\pi\chi(t-\tau)})^2} \times e^{-\frac{x^2 + y^2}{4\chi(t-\tau)}} d\tau \right]. \quad (9)$$

Підстановка (9) у рівняння (4), (5) доводить правильність отриманого результату.

Для побудови поля швидкостей фільтрації доцільно скористатися рівнянням закону Дарсі

$$W = -\frac{k}{\mu} \text{grad}P,$$

або в плоскій постановці задачі

$$w(x, y, t) = \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P(x, y, t)}{\partial x} + \frac{\partial P(x, y, t)}{\partial y} \right). \quad (10)$$

На основі отриманих розв'язків у вигляді (9) і (10) складено алгоритм і розроблено програму моделювання процесу формування ареалу забруднень довкілья в результаті появи витoku продукції з промислового газопроводу.

На рис. 1 зображено результати математичного моделювання процесу формування ареалу забруднень при появі витoku продукції з промислового трубопроводу. В горизонтальній площині зображено лінії, що відповідають різним моментам часу процесу формування ареалу, вертикальна вісь відображає в масштабі величини швидкостей фільтрації в кожній точці площини і на кожен момент часу.

Як бачимо, найбільшої величини швидкість фільтрації досягає в точці розміщення джерела 1,7-3,2 м/добу, однак з плином часу фільтрація газу сповільнюється за рахунок збільшення площі ареалу забруднення. Так, на віддалі 5 м по нормалі від осі трубопроводу швидкість фільтрації сягає 0,05-0,08 м/добу, а на віддалі 5 м від джерела вздовж осі трубопроводу – 0,1-0,3 м/добу. Тому ареал забруднення в ґрунтах має форму еліпса, велика вісь якого витягнута вздовж трубопроводу. Це пояснюється значно вищою проникністю ґрунту в зоні засипання трубопроводу. На кінець першої доби конденсатна пляма на поверхні ґрунту розповсюджується до 5-6 м в напрямку по нормалі до осі трубопроводу і до 8-10 м вздовж осі. Наприкінці п'ятої доби мала піввісь конденсатної плями видовжиться до 11-13 м, а велика – до 19-24 м. Площа поверхні забруднення за першу добу складе 125-190 м² і збільшиться до 655-980 м² на кінець п'ятої доби.

При утворенні свищів у стінках газопроводу витoku газу формують у ґрунті ареал загазованості певних геометричних розмірів та тривалості. Це викликає суттєві втрати газу і створює небезпеку в обслуговуванні газопроводу. Тому, з практичної точки зору, важливо прогнозувати тривалість процесу фільтрації газу і радіус ареалу загазованості території до появи останнього на поверхні ґрунту.

Розглядається плоска задача фільтрації газу в пористому середовищі (ґрунті) при виникненні точкового джерела, яким є витік газу з газопроводу. Як і в попередньому випадку, задача може бути зведена до моделі (4), яку доцільно виразити через швидкості фільтрації.

$$\frac{\partial^2 W}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 W}{\partial y^2} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial W}{\partial t} - q \delta(y - H) \delta(x - l). \quad (11)$$

де H – глибина розміщення витоку від поверхні;

l – віддаль по горизонталі від початку координат до джерела витоку.

Вважатимемо, що на значній віддалі від джерела в ґрунті середовище є нерухомим.

Припустимо, що до початку активації джерела ($t = 0$) система перебувала у спокої, швидкість фільтрації у всіх точках площини була рівна нулю, тобто $W(x, y, 0) = 0$, а під час дії джерела поверхня ґрунту залишається непроникною, тобто при $t > 0$ маємо $W(x, 0, t) = 0$.

Крайова задача у цьому випадку матиме вигляд:

$$\frac{\partial w}{\partial t} = \alpha \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} \right) - \alpha \frac{q}{F} \delta(x - x_0) \delta(y - y_0), \quad (12)$$

$$w(x, 0, t) = 0; \quad w(x, y, 0) = 0. \quad (13)$$

Рівняння (13) є граничною і початковою умовами задачі. Оскільки інтенсивність діючого точкового джерела вздовж осі x є сталою, то задача, що розглядається, є плоскою.

Математична модель реалізується методом інтегральних перетворень.

Для розв'язку задачі використовуємо синус-перетворення Фур'є за змінною y і перетворення Лапласа за часом t

$$W = \int_0^\infty W(x, y, t) \sin \lambda y dy; \quad (14)$$

$$\bar{W} = \int_0^\infty W(x, \lambda, t) e^{-St} dt. \quad (15)$$

Застосувавши перетворення (14) до задачі, отримуємо

$$\frac{\partial \bar{W}}{\partial t} = \alpha \left(\frac{\partial^2 \bar{W}}{\partial x^2} - \lambda^2 \bar{W} \right) - \alpha \frac{g}{F} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0), \quad (16)$$

$$W(x, \lambda, 0) = 0. \quad (17)$$

До задачі (16), (17) застосовуємо перетворення Лапласа (15):

$$S \bar{W} = \alpha \left(\frac{d^2 \bar{W}}{dx^2} - \lambda^2 \bar{W} \right) - \alpha \frac{g}{SF} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0) \text{ або}$$

$$\frac{d^2 \bar{W}}{dx^2} - \left(\frac{S + \alpha \lambda^2}{\alpha} \right) \bar{W} = \frac{g}{FS} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0). \quad (19)$$

Неоднорідне рівняння (19) розв'язуємо методом варіації довільних змінних. Розв'язок однорідного рівняння, що відповідає рівнянню (19), має вигляд

$$\bar{W} = C_1 e^{\sqrt{\frac{S + \alpha \lambda^2}{\alpha}} x} + C_2 e^{-\sqrt{\frac{S + \alpha \lambda^2}{\alpha}} x}. \quad (20)$$

Позначимо $\alpha = \sqrt{\frac{S + \alpha \lambda^2}{\alpha}}$.

Величини C_1 і C_2 , що відповідають розв'язку неоднорідного рівняння (12), знаходимо із такої системи рівнянь

$$C_1' e^{\alpha x} + C_2' e^{-\alpha x} = 0,$$

$$C_1' e^{\alpha x} - C_2' e^{-\alpha x} = \frac{g}{FS} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0). \quad (21)$$

Із рівнянь (21) отримуємо

$$C_1' = \frac{g e^{-\alpha x}}{2FS\alpha} \sin \lambda y_0 \delta(x - x_0) \text{ і}$$

$$C_1' = \frac{g}{2FS\alpha} \sin \lambda y_0 \int_0^x e^{-\alpha x} \delta(x - x_0) + B_1.$$

З останнього рівняння маємо

$$C_1 = \frac{g \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{-\alpha x_0} \sigma(x - x_0) + B_1. \quad (22)$$

В (22) $\sigma(x - x_0)$ є функцією Хевісайда.

Якщо верхнє рівняння (22) помножити на α і від нижнього рівняння (22) відняти верхнє, то одержимо

$$C_2' = -\frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{\alpha x} \delta(x - x_0),$$

тому $C_2 = -\frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} \int_0^x e^{\alpha x} \delta(x - x_0) + B_2$

або $C_2 = -\frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{\alpha x_0} \sigma(x - x_0) e^{\alpha x} + B_2. \quad (23)$

Підставляємо (22) і (23) в (20) і отримуємо розв'язок диференціального рівняння (19)

$$\bar{W} = \frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{\alpha(x-x_0)} \sigma(x - x_0) + B_1 e^{\alpha x} - \frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{-\alpha(x-x_0)} \sigma(x - x_0) + B_2 e^{-\alpha x}. \quad (24)$$

Оскільки з фізичної суті задачі випливає, що $\lim_{x \rightarrow \infty} w = 0$ і $\lim_{x \rightarrow -\infty} w = 0$, то і справедливі

$$\lim_{x \rightarrow \infty} \bar{W} = 0, \quad \lim_{x \rightarrow -\infty} \bar{W} = 0.$$

Враховуючи це отримаємо

$$B_1 = -\frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} e^{-\alpha x_0}, \quad B_2 = 0. \quad (25)$$

Підставляємо (25) в (24)

$$\bar{W} = \frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} [\sigma(x - x_0) - 1] e^{\alpha(x-x_0)} - \frac{q \sin \lambda y_0}{2FS\alpha} [\sigma(x - x_0)] e^{-\alpha(x-x_0)}. \quad (26)$$

Щоб знайти перетворення Лапласа, перепишемо (26) у вигляді

$$\bar{W} = \frac{q \sin \lambda y_0}{2F} [\sigma(x - x_0) - 1] \frac{e^{\sqrt{S + \alpha \lambda^2} \frac{(x-x_0)}{\sqrt{\alpha}}}}{S \sqrt{S + \alpha \lambda^2}} \cdot \sqrt{\alpha} - \frac{q \sin \lambda y_0}{2F} [\sigma(x - x_0)] \frac{e^{-\sqrt{S + \alpha \lambda^2} \frac{(x-x_0)}{\sqrt{\alpha}}}}{S \sqrt{S + \alpha \lambda^2}} \cdot \sqrt{\alpha}.$$

Користуючись таблицями перетворень Лапласа, маємо

$$\begin{aligned} & \frac{e^{-\frac{(x_0-x)\sqrt{s+\alpha\lambda^2}}{\sqrt{\alpha}}}}{S\sqrt{s+\alpha\lambda^2}} \rightarrow \\ \rightarrow & \frac{1}{2\sqrt{\alpha}\lambda^2} \left[e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - \right. \\ & \left. - e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right]; \\ & \frac{e^{-\frac{(x_0-x)\sqrt{s+\alpha\lambda^2}}{\sqrt{\alpha}}}}{S\sqrt{s+\alpha\lambda^2}} \rightarrow \\ \rightarrow & \frac{1}{2\lambda\sqrt{\alpha}} \left[e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - \right. \\ & \left. - e^{\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right]. \end{aligned} \quad (27)$$

Таким чином, перетворення Лапласа функції (20) буде

$$\begin{aligned} W = & \frac{q\sqrt{\alpha} \cdot \sin \lambda y_0}{2F} [\sigma(x-x_0)-1] \cdot \frac{1}{2\lambda\sqrt{\alpha}} \times \\ & \times \left[e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - \right. \\ & \left. - e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right] - \\ & - \frac{q\sqrt{\alpha} \cdot \sin \lambda y_0}{2F} \sigma(x-x_0) \cdot \frac{1}{2\lambda\sqrt{\alpha}} \times \\ & \times \left[e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - \right. \\ & \left. - e^{\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right] \end{aligned}$$

або

$$\begin{aligned} W = & \frac{q \sin \lambda y_0}{4\lambda F} [\sigma(x-x_0)-1] \times \\ & \times \left[e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - \right. \\ & \left. - e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right] - \\ & - \frac{q \sin \lambda y_0}{4\lambda F} \sigma(x-x_0) \times \\ & \times \left[e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - \right. \\ & \left. - e^{\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right]. \end{aligned} \quad (28)$$

Виконавши обернені синус-перетворення Фур'є і перетворення Лапласа, отримуємо розв'язок задачі

$$\begin{aligned} w = & \frac{q}{2\pi F} \int_0^\infty \frac{\sin \lambda y_0 \sin \lambda y}{\lambda} \left\{ [\sigma(x-x_0)-1] \times \right. \\ & \times \left[e^{-\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - \right. \\ & \left. - e^{\lambda(x_0-x)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x_0-x}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right] - \\ & \left. \sigma(x-x_0) \left[e^{-\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} - \lambda\sqrt{\alpha t} \right) - \right. \right. \\ & \left. \left. - e^{\lambda(x-x_0)} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-x_0}{2\sqrt{\alpha t}} + \lambda\sqrt{\alpha t} \right) \right] \right\} d\lambda \end{aligned} \quad (29)$$

Рівність (29) дозволяє отримати в кожній точці площини з координатами (x_i, y_i) значення швидкості фільтрації W_i в певний момент часу, обумовлене дією точкового джерела інтенсивністю q .

На основі запропонованої математичної моделі розроблено методику оцінки процесу формування ареалу загазованості ґрунту витоком газу із газопроводу.

Розв'язавши (29) із застосуванням числових методів, отримали характер розподілу швидкостей фільтрації газу в ґрунті при появі з газопроводу виток газу різної інтенсивності. Слід зауважити, що математичне моделювання за рівністю (29) справедливе для проміжку часу, коли витік газу ще не досяг поверхні ґрунту.

Для встановлення закономірностей формування поля швидкостей фільтрації газу в ґрунті проведено обчислювальний експеримент на основі створеної моделі. В умовах експерименту приймалося, що на глибині 1 м знаходиться точковий малий витік газу інтенсивністю 20 мм³/с через корозійний отвір в стінці труби круглої форми діаметром 2 мм. При цьому лінійна швидкість виток газу через отвір складе 6,37 мм/с (382 мм/хв). Проникність середовища (ґрунту в непорушеному стані) прийнято рівною 0,5 дарсі. Вздовж осі трубопроводу (у напрямку засипання траншеї) проникність вважається в 1,5 рази більшою.

На рисунку 2 зображено графічну залежність розподілу швидкостей фільтрації газу в пористому середовищі (ґрунті) і утворення ареалу загазованості при виникненні точкового виток газу з газопроводу низького тиску для моменту часу, коли фільтрація газу досягне поверхні ґрунту. Як видно з графіка, на великих глибинах (близько до поверхні газопроводу) ареал загазованості має майже конічну форму і розширюється з наближенням до поверхні ґрунту. Відносно великий градієнт тиску у вертикальному напрямку зумовлює значне перевищення вертикальної складової швидкості фільтрації над горизонтальною.

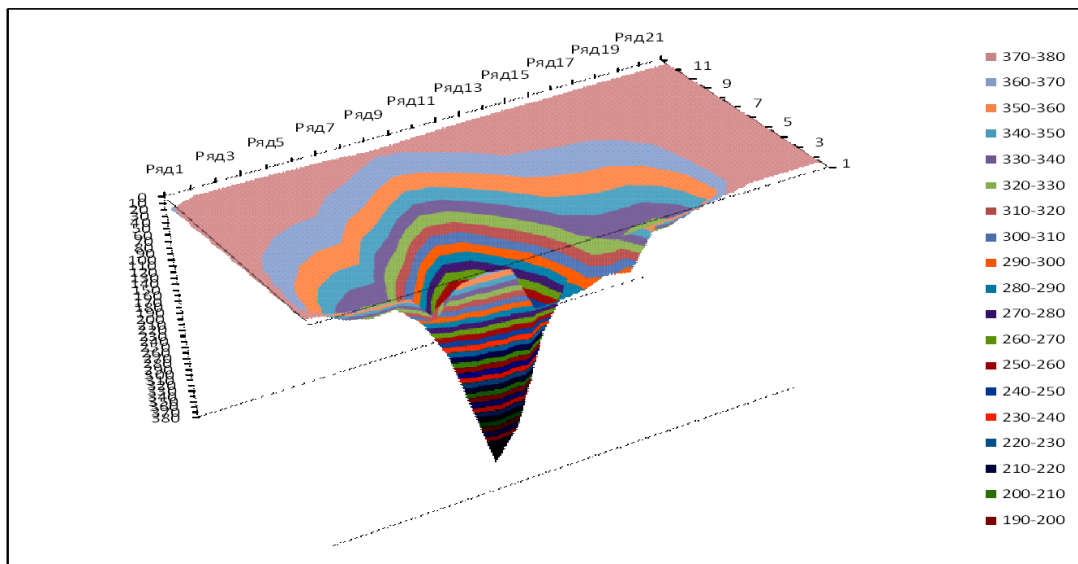


Рисунок 2 – Результати математичного моделювання поля швидкостей фільтрації при появі витoku з газопроводу

З наближенням до поверхні вертикальний градієнт тиску зменшується за рахунок фільтраційних втрат, і в безпосередній близькості до поверхні вертикальний і горизонтальний градієнти тиску практично зрівнюються. Тому біля поверхні ґрунту спостерігається різке розширення ареалу загазованості. На відстані, що складає 25% від глибини залягання трубопроводу площа поверхні ареалу загазованості становить 13,3% від максимальної величини на поверхні ґрунту.

При відстані від трубопроводу, рівній 50% глибини залягання, ця площа зростає до 16,6%. Подальше наближення до поверхні на відстань 75% глибини залягання трубопроводу площа поверхні ареалу зростає до 33,3%, а на відстані 10% від поверхні ґрунту (90% глибини) ця площа сягає 67,8%. Отже на останніх 10% глибини залягання трубопроводу площа ареалу загазованості збільшується на 32,2%.

На глибинах, близьких до глибини залягання газопроводу ареал загазованості має форму круга, оскільки проникність ґрунту в усіх напрямках однакова. З наближенням до поверхні ґрунту ареал загазованості витягується вздовж осі газопроводу, оскільки проникність ґрунту в поперечному напрямку менша. Співвідношення осей еліпса ареалу загазованості на поверхні ґрунту складає 30-35% залежно від властивостей ґрунту. Загальна площа поверхні ареалу загазованості на поверхні ґрунту складає близько 40 м² і залежить від умов формування.

Тривалість процесу формування ареалу загазованості в умовах проведеного обчислювального експерименту (час від моменту появи витoku до досягнення поверхні ґрунту) склав 5 хв. 23 с. Отже, індикація загазованості, викликані появою витoku газу з газопроводу низького тиску, складе не менше 10 хв.

З метою оцінки можливих параметрів формування ареалу загазованості проводились розрахунки за різних значень величини витрати витoku для ґрунтів різної проникності

Величина витрати газу через корозійне пошкодження змінювалась в діапазоні 50% від зазначеної, тобто в межах 10-30 мм³/с. Встановлено, що при зміні витрати витoku характер формування ареалу загазованості практично не змінюється. Збільшення витрати витoku на 50% призводить до скорочення тривалості формування ареалу загазованості на величину до 15% при зростанні площі на поверхні ґрунту на величину до 28%. При зменшенні витрати витoku на 50% тривалість формування ареалу загазованості зростає на величину до 77%, а площа ареалу на поверхні ґрунту зменшується на 12%. Отже, має місце нелінійна залежність параметрів формування ареалу загазованості від величини витрати витoku. Зменшення витрати витoku призводить до суттєвого збільшення тривалості формування ареалу загазованості і до незначного зменшення площі ареалу на поверхні ґрунту, тому малі за величиною витрати витoku найбільш небезпечні з екологічної точки зору.

Література

- 1 Кесельман Г. С. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа / Г. С. Кесельман, Э. А. Махмудбеков. – М.: Недра, 1981. – 256 с.
- 2 Петряшин Л.Ф. Охрана природы в нефтяной и газовой промышленности / Л.Ф. Петряшин, Г. Н. Лысяный, Б.Г. Тарасов. – Львов.: Вища школа, 1984. – 170 с.
- 3 Адлер Ю. П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. Программированное введение в планирование эксперимента / Ю. П. Адлер, Е. Б. Леаркова, Ю. В. Грановский. – М.: Наука, 1971. – 283 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
12.12.12

Рекомендована до друку професором
Семчуком Я.М.

ФОРМУВАННЯ АПРІОРНОЇ ПРОСТОРОВОЇ МОДЕЛІ ОБОЛОНСЬКОЇ ПЛОЩІ НА ОСНОВІ СЕЙСМОГРАВІТАЦІЙНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

¹Ю.В. Аніщенко, ¹Н.С. Ганженко, ²Т.О. Федченко, ¹Я.М. Кропивницький

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727125,
e-mail: p n g g @ n i n g . e d u . u a

²«ДЕПРОІЛ ЛТД», 76018, м. Івано-Франківськ, вул. Шевченка, 3, тел. (0342) 744909,
e-mail: n t k . d e p r o i l . l t d @ g m a i l . c o m

На теперішній час у світовій практиці нафтогазової геології значна частина досліджень спрямована на пошуки та розвідку таких типів об'єктів, які раніше не привертала уваги спеціалістів галузі. До них відносяться так звані імпактні структури або астроблеми - тектонічні структури, які утворилися у результаті метеоритного бомбардування земної поверхні. У багатьох випадках з місцями їх падіння пов'язані сукупчення родовищ різноманітних корисних копалин, у тому числі й вуглеводневих. Промислова нафтогазонність таких структур встановлена по всьому світі. В межах території України відомо вісім імпактних структур. Оболонська імпактна структура (астроблема) розташована на території Південного борту Дніпровсько-Донецької западини. У дослідженнях значної кількості фахівців з нафтогазової геології України вона розглядається як високоперспективна у нафтогазовому відношенні. На даній території, починаючи з 60-х років ХХ сторіччя, проводилися геологічні, геофізичні, геохімічні та інші дослідження. Наявність значного обсягу різноманітної геолого-геофізичної інформації є підґрунтям для вирішення актуальної проблеми пошуків та розвідки нових умов для розміщення покладів нафти і газу на території Дніпровсько-Донецької западини на основі детального вивчення глибинної будови Оболонської астроблеми. Ефективним шляхом вирішення цієї задачі є створення інтегральної фізико-геологічної моделі Оболонської площі. Наведено характеристику вихідних даних та досліджено способи формування геолого-геофізичної моделі Оболонської площі на основі використання матеріалів свердловинної та площинної сейсмозвідки. За результатами розв'язання прямих задач сейсмозвідки та гравірозвідки обрано геологічно змістовну апріорну модель для подальшого визначення її оптимальних параметрів з метою деталізації особливостей глибинної будови території Оболонської площі.

Ключові слова: астроблема, геолого-геофізичні дані, фізико-геологічна модель, прями задачі.

В настоящее время в мировой практике нефтегазовой геологии значительная часть исследований направлена на поиски и разведку таких типов объектов, которые ранее не входили в круг внимания специалистов отрасли. К ним относятся так называемые импактные структуры или астроблемы - тектонические структуры, образовавшиеся в результате метеоритной бомбардировки земной поверхности. Во многих случаях с местами их падения связаны скопления месторождений разнообразных полезных ископаемых, в том числе и углеводородных. Промышленная нефтегазоносность таких структур установлена по всему миру. На территории Украины известно восемь импактных структур. Оболонская импактная структура (астроблема) расположена на территории Южного борта Днепро-Донецкой впадины. В исследованиях значительного числа специалистов нефтегазовой геологии Украины она рассматривается как высокоперспективная в нефтегазовом отношении. На данной территории, начиная с 60-х годов ХХ столетия, проводились геологические, геофизические, геохимические и другие исследования. Наличие значительного объема разнообразной геолого-геофизической информации является основой для решения актуальной проблемы поисков и разведки новых условий для размещения залежей нефти и газа на территории Днепро-Донецкой впадины на основе детального изучения глубинного строения Оболонской астроблемы. Эффективным путем решения этой задачи является создание интегральной физико-геологической модели Оболонской площади. Приведена характеристика исходных данных и исследованы способы формирования геолого-геофизической модели Оболонской площади на основе использования материалов скважинной и площадной сейсмозвездки. По результатам решения прямых задач сейсмозвездки и гравитозвездки выбрана геологически содержательная априорная модель для дальнейшего определения ее оптимальных параметров с целью детализации особенностей глубинного строения территории Оболонской площади.

Ключевые слова: астроблема, геолого-геофизические данные, физико-геологическая модель, прямые задачи.

At the present time a significant part of researches in petroleum geology is focused on the prospecting and exploration of geological structures, which recently haven't been considered by the professionals of this field. The so-called impact structures or astroblemes are one of them. They are the tectonic structures which have been formed due to the meteorite bombardment of the Earth surface. In many cases, such areas are associated with the deposits of different mineral resource, including hydrocarbons. The commercial oil-and-gas content of such structures has been established all around the world. Eight impact structures are known on the territory of Ukraine. The Obolon impact structure (astrobleme) is located within the Southern edge of the Dnieper-Donets depression. In studies of numerous specialists of petroleum geology it is considered as a highly perspective structure according to oil-and-gas bearing formation. Since the 60-s of the 20 century a geological, geophysical, geochemical and other studies have been carried out on this territory. A large amount of different geological and geophysical information is a significant foundation for solving an burning problem of the prospecting and exploration new conditions of oil-and-gas

deposits layout in the Dnieper-Donetsk depression which should be based on studying the deep geological structure. An effective way to solve this problem is creating an integral physical and geological model of the Obolon area. The input data have been characterized, different ways of creating a geological and geophysical model of the Obolon area basing on the data of well and area exploration have been studied. Basing on the results of solving direct problems of seismic and gravity exploration a geologically meaningful a priori model has been selected for further defining its optimal parameters and specification of deep geological structure within the Obolon area

Key words: astrobleme, geological and geophysical data, direct problems.

Постановка проблеми. На теперішній час у світовій практиці нафтогазової геології значна частина досліджень спрямована на пошуки та розвідку таких типів об'єктів, які раніше не привертали уваги спеціалістів галузі. Не останнє місце серед них посідають так звані імпактні структури (астроблеми) - тектонічні структури, які утворилися у результаті метеоритного бомбардування земної поверхні. У багатьох випадках з місцями їх падіння пов'язані сукупчення родовищ різноманітних корисних копалин, у тому числі й вуглеводневих (ВВ). Промислова нафтогазоносність таких структур встановлена по всьому світі: у десяти із двадцяти астроблем, розташованих у межах нафтогазоносних областей на Північно-Американському континенті, на Євразійському континенті, на Балтійському щиті знаходиться Сильянська астроBLEMA із прогнозними ресурсами у 4 трл. м³ [1, 2].

Аналіз досліджень по темі. Оболонська імпактна структура утворилася на території Південного борту Дніпровсько-Донецької западини. У дослідженнях значної кількості фахівців з нафтогазової геології України вона розглядається як високopersпективна у нафтогазовому відношенні [3-5], що обумовило проведення на її території впродовж багатьох років різноманітних пошуково-розвідувальних досліджень: геологічних, геофізичних, геохімічних та інших. За результатами цих пошукових робіт встановлено основні риси будови Оболонської астроBLEMA, однак прогнозування наявності нафтогазopersпективних об'єктів у її межах потребує детального вивчення глибинної будови цієї площі. Наявність результатів проведених досліджень створює надійне підґрунтя для вирішення актуальної проблеми виявлення та вивчення тут умов, сприятливих для сукупчень ВВ.

Мета статті. Дослідження та аналіз результатів сейсмогравітаційного моделювання зі створення просторової геолого-геофізичної моделі Оболонської площі.

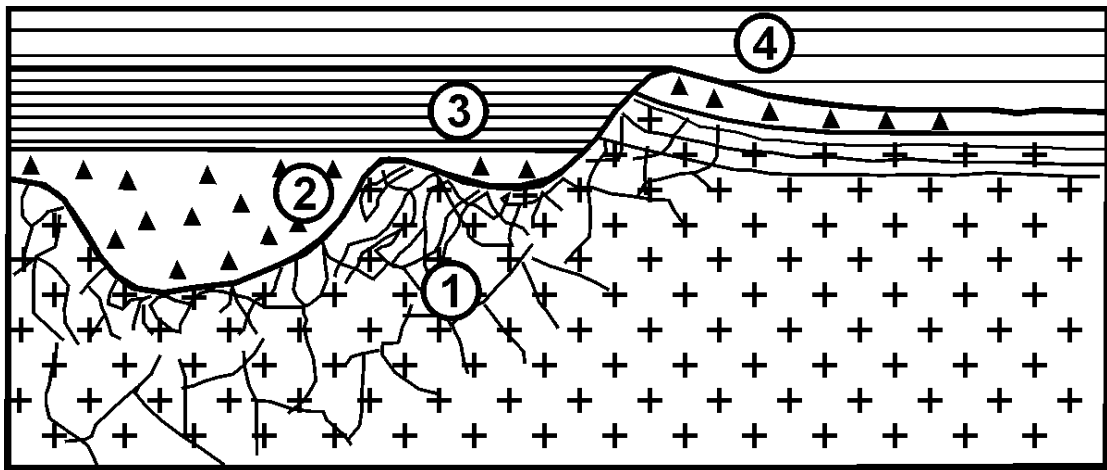
Викладення основного матеріалу. Для вивчення глибинної будови Оболонської площі з метою виявлення та дослідження умов, сприятливих для сукупчень ВВ, нами створено априорну інтегральну фізико-геологічну модель Оболонської площі на основі використання «Технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних при пошуках та розвідці нафтових та газових родовищ» [6].

Побудова геолого-геофізичних моделей глибинної будови площі дослідження згідно даної технології включає врахування усіх її

структурних, стратиграфічних та петрофізичних особливостей, які базуються на результатах аналізу наявного комплексу геолого-геофізичних даних. На основі цієї інформації створюється структурна модель об'єкта досліджень, в межах шарів якої задаються фізичні властивості відповідних структурно-стратиграфічних одиниць. Особливістю будови Оболонської площі є її унікальний структурно-літологічний склад, притаманний об'єктам, що утворилися у результаті метеоритного бомбардування земної поверхні [7]: породи мішені (цокольний комплекс), коптогенний, заповнюючий та перекриваючий комплекси (рис. 1).

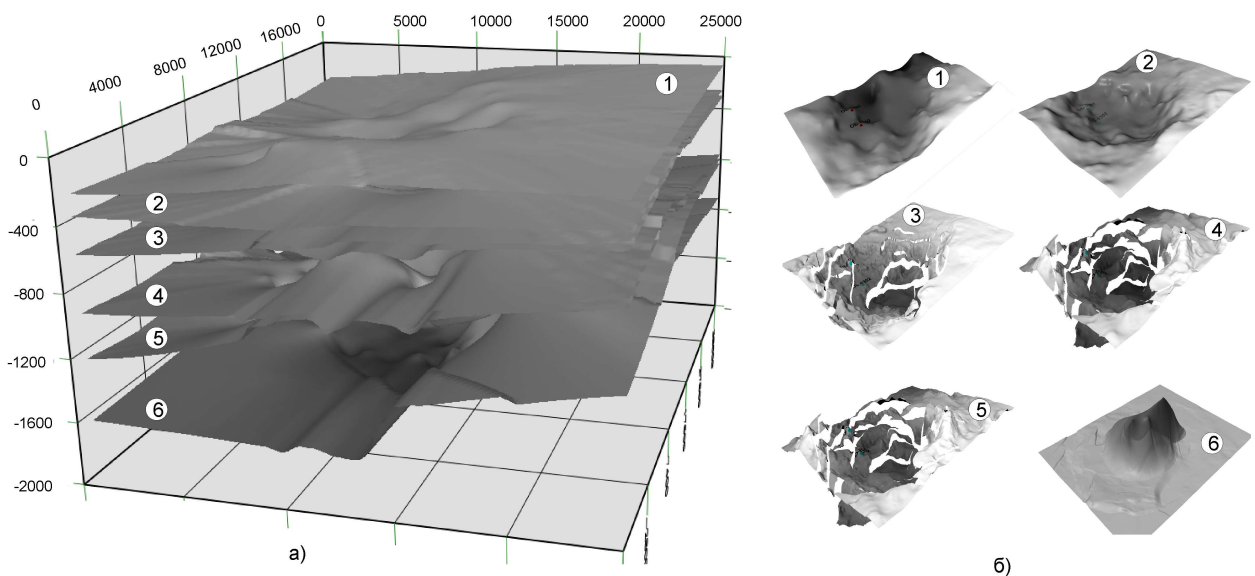
Для формування структурної основи геолого-геофізичної моделі Оболонської площі використані результати сейморозвідки у модифікації 3D, які були проведені компанією Вік-Ойл у 2010-2011 рр. у межах Оболонської площі з метою уточнення геологічної будови Оболонської структури по відкладах юри і карбону, а також оцінки перспектив пошуків ВВ у кристалічному фундаменті. За її результатами отримано куб сейсмічних даних високої роздільної здатності, широкого частотного діапазону та високого співвідношення сигнал-завада. На основі сейсмічного кубу 3D виконано структурні побудови по горизонтах відбиття, сформованих осадовим комплексом, що залягає на глибинах від 200 м до 1100 м; розраховано куби параметрів хвильового поля для простеження зон розущільнення у верхній частині фундаменту; розраховано куби пористості нижньої частини осадового комплексу. За цими ж даними визначена морфологія поверхонь на різних стратиграфічних рівнях осадового чохла, до яких приурочені сейсмічні горизонти відбиття, закартована складнопобудована сітка тектонічних порушень, близьких за формою до концентричних кіл.

Враховуючи результати аналізу літологічного складу порід та результати інтерпретації сейсмічних даних, у структурній будові Оболонської астроBLEMA виділено такі структурно-літологічні комплекси: VII (PR) – верхня частина кристалічного фундаменту – покрівля порід мішені; Vb₂ (C₂b) – покрівля відкладів башкирського ярусу середнього карбону; Пв-п (J₂bs) – поверхня відкладів коптогенного комплексу; Пв₁ (J₂bt) – нижня частина відкладів батського ярусу середньої юри та Пб (J₃oxf) – (нижня частина відкладів оксфордського ярусу верхньої юри), ці відклади обмежують породи заповнюючого комплексу. Формування просторової структурної моделі Оболонської площі виконано з використанням цих структурних карт (рис. 2).



1 – цокольний; 2 – коптогенний; 3 – заповнюючий; 4 – перекриваючий

Рисунок 1 – Структурно-літологічні комплекси астроблем



а) об'ємна модель, б) структурні карти по основних структурно-літологічних комплексах:
1 – J_{3ox} ; 2 – J_{2bt} ; 3 – J_{2bs} ; 4 – C_2b ; 5 – $C_2b+T+PE$; 6 – PR

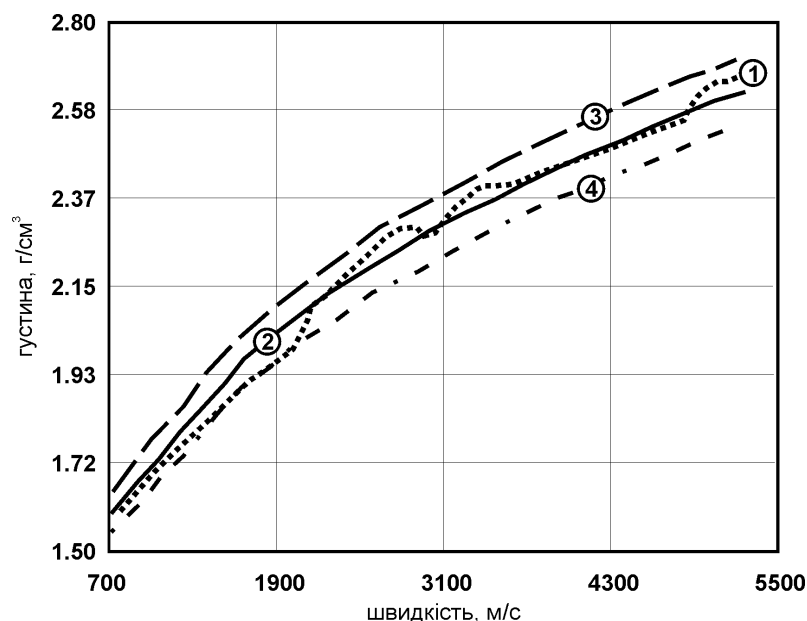
Рисунок 2 – Аксонометричне зображення апріорної структурної моделі Оболонської площі

При формуванні апріорної просторової 3D моделі неперервного розподілу геогустинних властивостей існувало ряд об'єктивних труднощів, пов'язаних як з особливостями глибинної будови Оболонської астроблеми, так із об'ємом проведених тут польових досліджень. Зокрема, по свердловинах 5301 та 5302, які пробурені безпосередньо в межах Оболонської площі, виконано детальне літолого-фаціальне вивчення геологічного розрізу, проведено комплекс геофізичних досліджень (метод самочинної поляризації, метод позірнього опору), однак визначення фізичних характеристик, таких як густина, намагніченість у свердловинах не виконувалося.

Отже, геогустинні властивості порід осадового чохла і, відповідно, його геогустинний розріз саме у районі Оболонської площі, недостатньо вивчені. Вище відзначалося, що за даними сейсморозвідки у розрізі площі виділено

структурно-літологічні комплекси, притаманні імпактним структурам. Відбивальні горизонти умовно контролюють фундамент та надійно-коптогенний, заповнюючий та перекриваючий комплекси. Зважаючи на природу утворення цих відкладів, для оцінки густин заповнюючого та перекриваючого комплексів правомірно використати значення густин літолого-стратиграфічних комплексів, які входять до їх складу, за характеристиками аналогічних відкладів на суміжних територіях.

Породи фундаменту, не спотворені процесами ударного метаморфізму, представлені метаморфічними утвореннями інгулецької серії та ультраметагенними гранітоїдами кіровоградського комплексу раннього протерозою. Їх фізичні властивості охарактеризовано за фондовими даними [9-11]. В той же час, оскільки породи коптогеного комплексу - це подрібнені та перемішані породи самого фундаменту з відкла-



1 - за фактичними даними, 2 - $a=0.31$, 3 - $a=0.32$, 4 - $a=0.30$

Рисунок 3 – Залежність густини від швидкості за формулою Гарднера

дами башкирського ярусу середнього карбону та тріасу, їх оцінки потребують спеціальних досліджень.

Для вирішення цієї задачі ми використали результати сейсморозвідки 3D та дані геофізичних досліджень свердловин 5301, 5302 й свердловин, що розташовані на Білоцерківській та Березівській площах як таких, що розташовані найближче до території досліджень.

Зважаючи на наявність прямого функціонального зв'язку між пористістю та густиною осадових відкладів, формування густинної моделі в межах осадового комплексу виконувалось з використанням кубу пористості, що був розрахований при інтерпретації сейсмічних даних. З цією метою було здійснено конвертацію кубу пористості із часового представлення у глибинне на основі швидкісної залежності, використаної для глибинних перетворень при інтерпретації даних 3D сейсморозвідки. Перерахунок кубу пористості у куб густини здійснювався з урахуванням встановленої за результатами обробки даних ГДС [8], залежності:

$$\sigma = 2.735 - 0.0187 * K_{\Pi},$$

де σ – густина порід,

K_{Π} – коефіцієнт пористості.

З метою оцінки адекватності отриманої густинної моделі нами проведено зіставлення густинних характеристик по свердловинах Оболонської, Білоцерківської та Березівської площ. Крім того, виконано перерахунок середньої швидкості у густину з використанням формули Гарднера, який обраний за результатами адаптації до фактичних даних

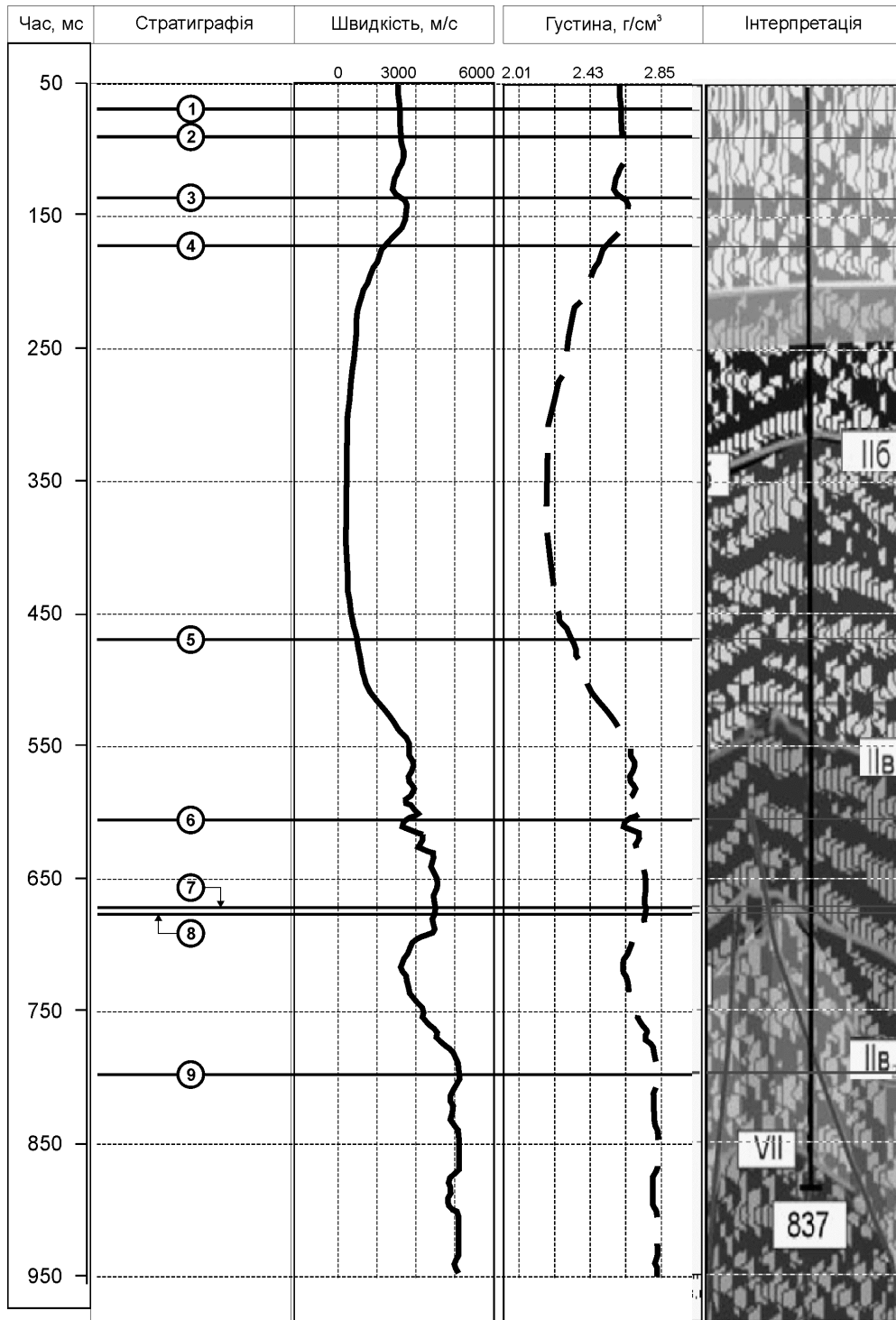
$$\sigma = aV^4,$$

де σ має розмірність г/см^3 ,
 a – коефіцієнт, що дорівнює 0.31,
 V – швидкість у м/с (рис. 3).

У результаті виявлено, що густинні характеристики середньо-верхньоюрських відкладів Оболонської площі вищі у порівнянні із характеристиками аналогічних відкладів Білоцерківської та Березівської площ, а також густинними характеристиками, отриманими при перерахунку інтервальної швидкості [12]. В середньому відхилення значень густини сягають величин: 0.6 г/см^3 – для нижньокрейдових та 0.38 г/см^3 – для юрських відкладів. Якщо ж прийняти до уваги відхилення густини на різних глибинних рівнях, то на нульовій позначці воно становило 0.56 г/см^3 , на позначці 700 м - 0.38 г/см^3 . Крім того, відсутність вертикального градієнту густини з глибиною суперечить законам осадонакопичення та діагенетичного перетворення порід.

Зважаючи на це, було проведено коригування густини відкладів нижньої частини батського ярусу середньої юри та нижньої частини порід оксфордського ярусу верхньої юри, якими складено заповнюючий комплекс. З цією метою густина була конвертована у швидкість (з використанням формули Гарднера), після чого проведено динамічне 1D-моделювання сейсмічного поля та уточнення кінематичних характеристик розрізу свердловин 5301 та 5302 (рис. 4) з подальшим зворотнім перетворенням скоригованої швидкісної кривої у густину (рис. 5).

Виходячи з наявності двох апріорних моделей розподілу густини: перша – отримана шляхом перерахунку значень пористості (I), друга (II) – скорегована на основі 1D динамічного моделювання сейсмічного поля, було розв'язано пряму задачу гравірозвідки для кожної з моделей. Для забезпечення необхідної геологічно обумовленої детальності визначення параметрів просторової геогустинної моделі глибинної будови території були обрані такі



Покрівлі стратиграфічних комплексів:

1 – K_1 , 2 – J_{3oxf} , 3 – J_{2cl} , 4 – J_{2bt_2} , 5 – J_{2bt_1} , 6 – J_{2bs_2} , 7 – J_{2bs_1} , 8 – імпактні породи, 9- PC

Рисунок 4 – 1-D динамічне моделювання по свердловині Оболонська-5302

параметри апроксимації гравітаційного поля і геолого-геофізичної моделі (табл. 1).

В результаті встановлено, що для моделі I середньоквадратичне значення відхилення між розрахованим та спостереженим полями становить 3.61 мГл (рис. 6, а). Відповідно для скорегованої моделі II середньоквадратичне значення відхилення зменшилось майже в 2 рази та становило 1.492 мГл (рис. 6, б).

Зважаючи на те, що за результатами сейсморозвідувальних робіт [11] у межах центральної частини кратеру на глибинах 2-6 км спрогнозовано зони розущільнення у фундаменті, була проведена додатково верифікація можливості існування вказаних зон. З цією метою закартовані зони розущільнення були введені у апріорну модель із дефіцитом густин, що дорівнював -0.1 г/см^3 (модель III), та повторно про-

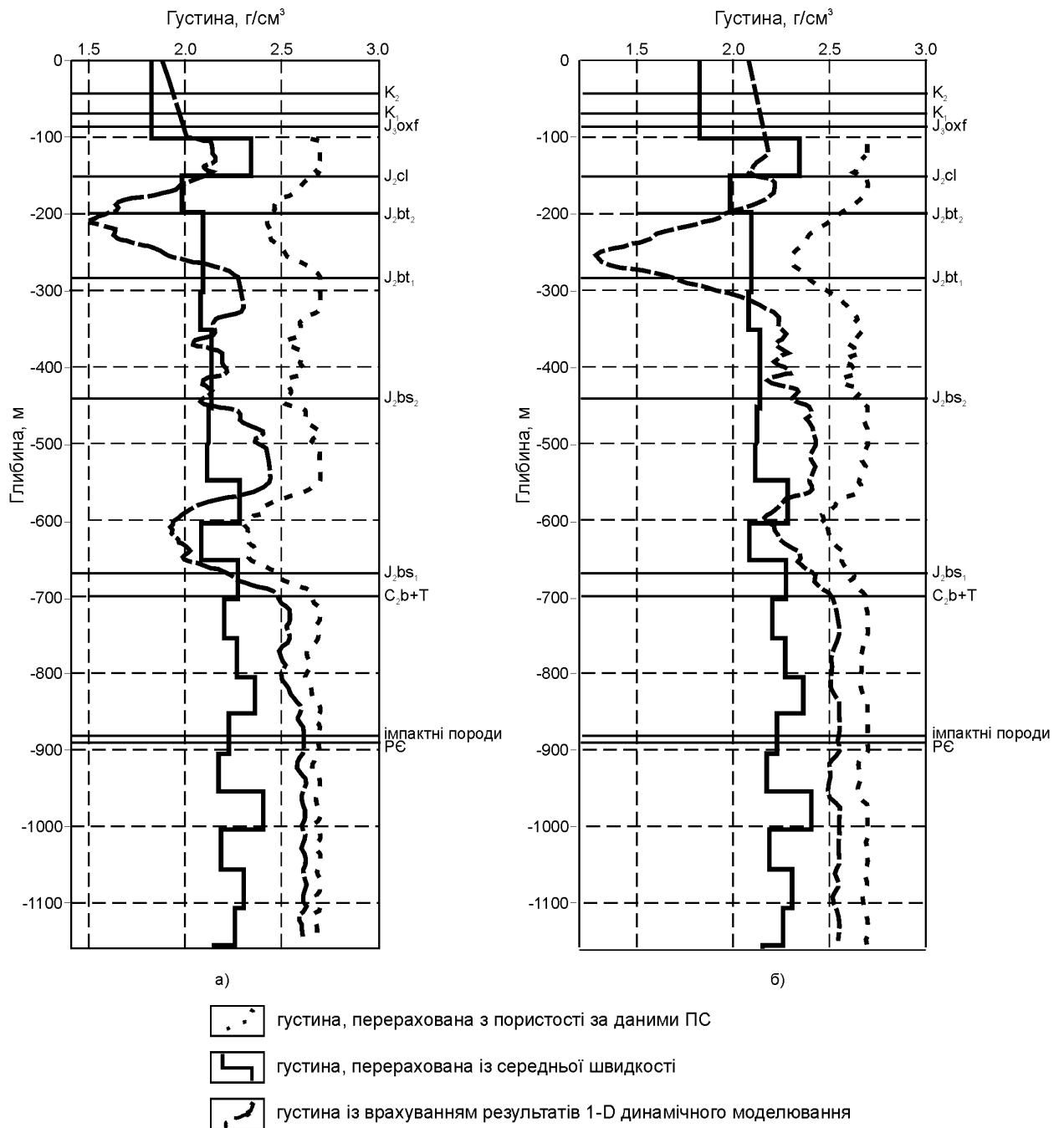
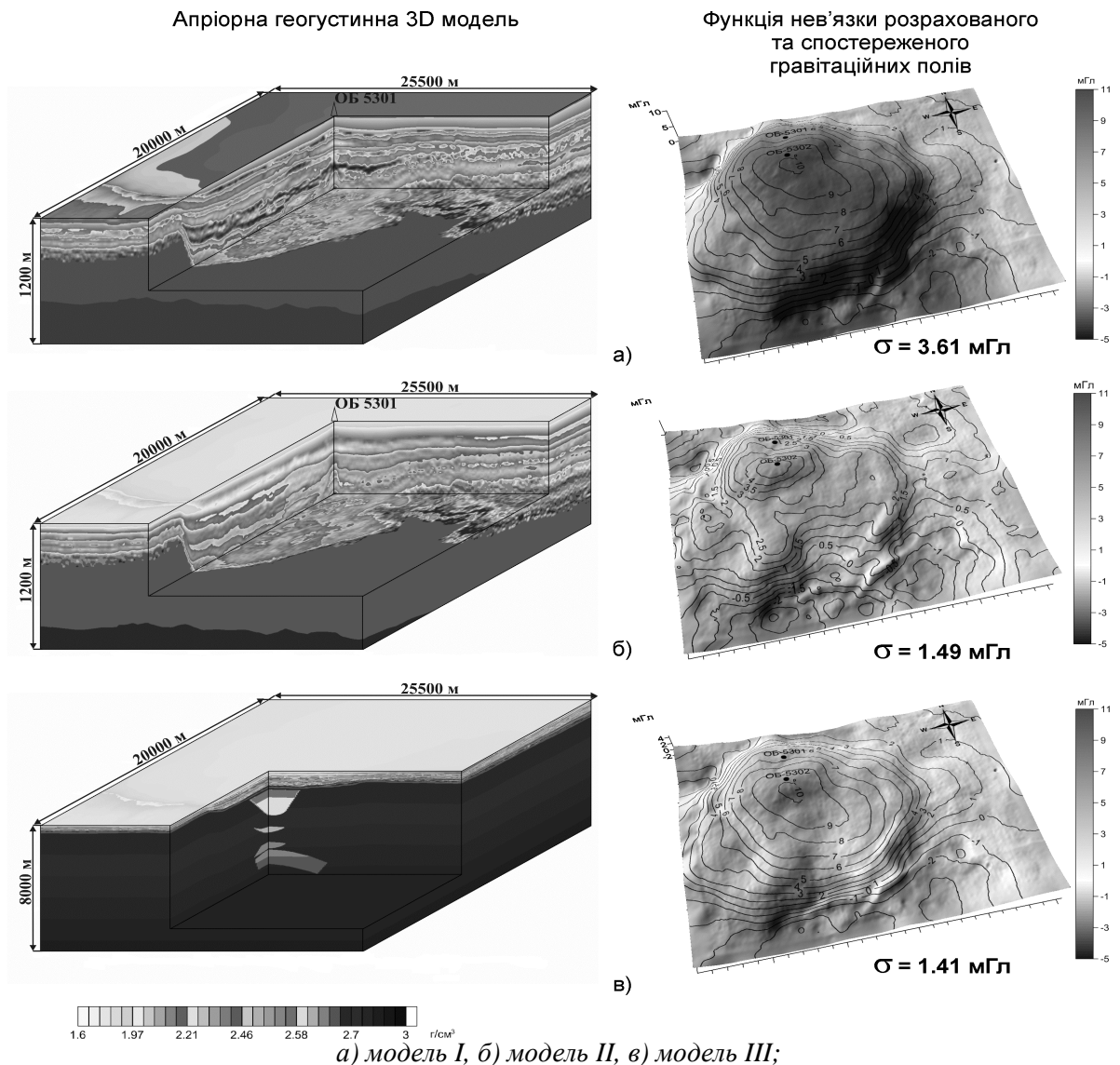


Рисунок 5 – Вихідні та скореговані геогустинні характеристики розрізу вздовж свердловин 5301 (а) та 5302 (б) Оболонської площі

Таблиця 1- Параметри чисельної апроксимації гравітаційного поля та 3D геогустинної моделі

№	Назва параметру	Прийняте значення, м
1	Крок між точками визначення площинного гравітаційного поля по осях абсцис та ординат	100 x 100
2	Розмір елементарної комірки при апроксимації геогустинної моделі в площині XOY	100 x 100
3	Розмір елементарної комірки при апроксимації геогустинної моделі по глибині	5
4	Абсолютний мінімальний рівень геогустинної моделі, м	-2.5
5	Абсолютний максимальний рівень геогустинної моделі, м	-7997.5
6	Абсолютний рівень лінії приведення для розрахунку гравітаційного поля	0



а) модель I, б) модель II, в) модель III;

σ – середньоквадратичне відхилення між спостереженим та розрахованим гравітаційними полями

Рисунок 6 – Априорні геогустинні моделі та розраховані гравітаційні поля

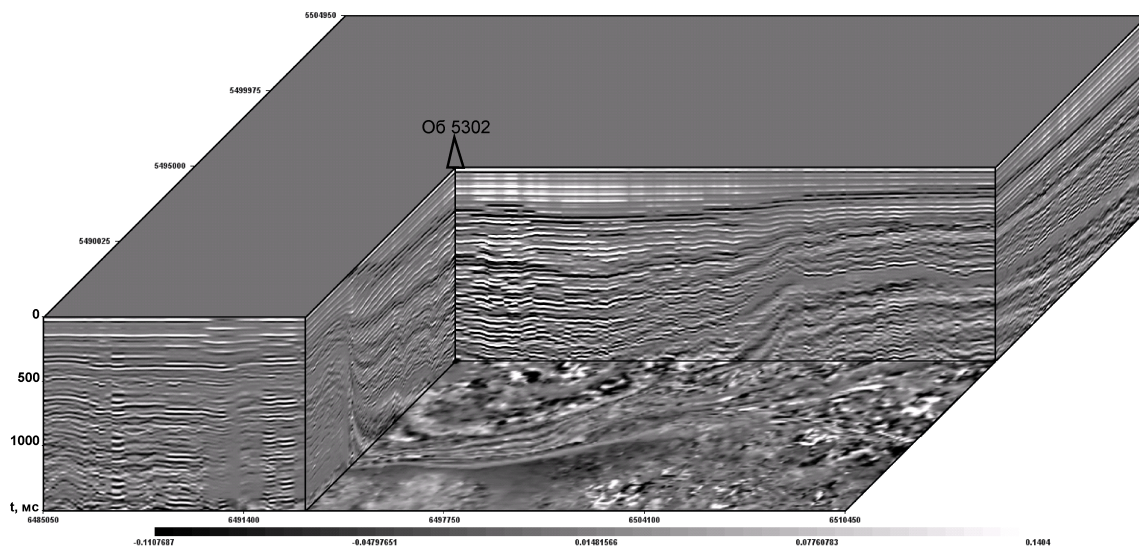
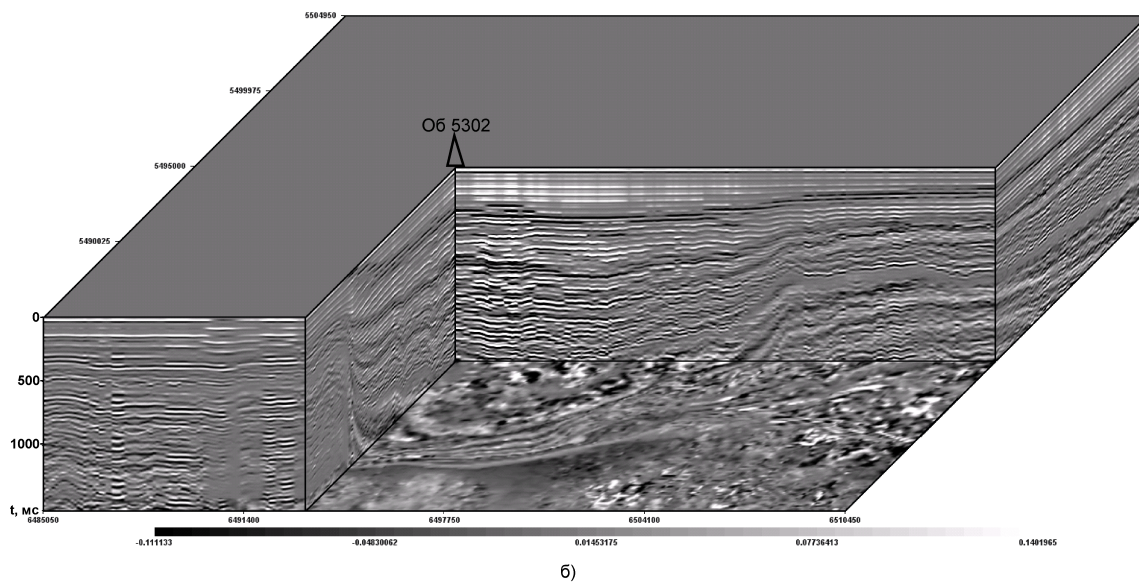
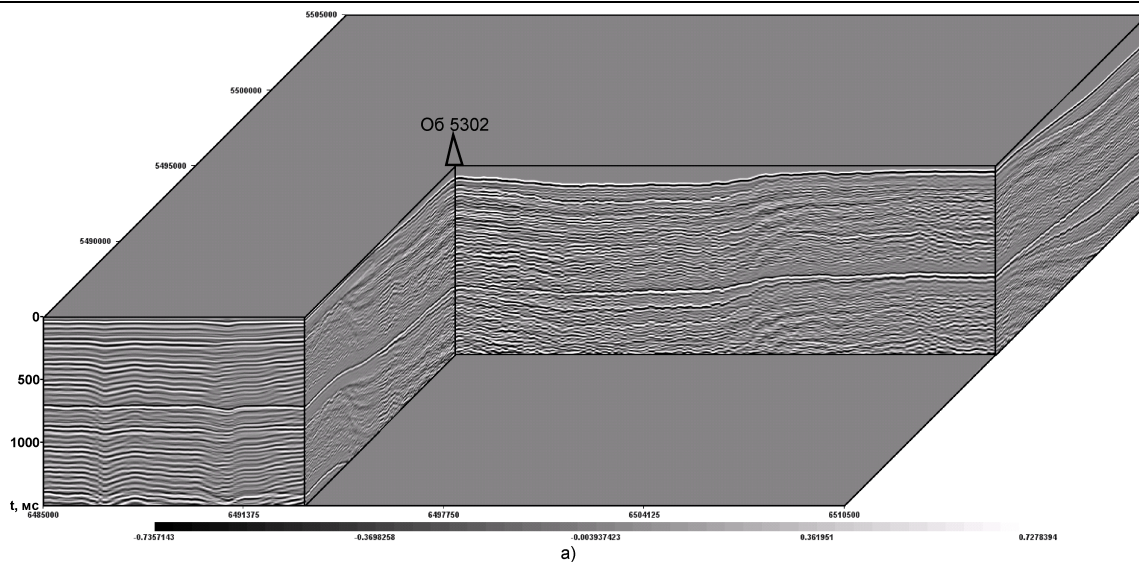
ведено розв’язання прямої задачі гравірозвідки. Зменшення відхилення гравітаційних полів до 1.41 мГл (рис. 6 в) вказує на потенційну можливість існування розуцільнень фундаменту підкратерної зони.

Ще одним аргументом на користь правомірності використання скоригованої геогустинної моделі як геологічно змістовної априорної моделі Оболонської астроблеми, слугували результати розв’язання прямої просторової квазідинамічної задачі сейсморозвідки, яка була виконана на основі трьох вищезгаданих розподілів густини (швидкості) – моделі I-III (рис. 7).

Зіставлення часових перерізів відповідних модельних часових розрізів показує кращу відповідність саме скоригованої моделі (III) із спостереженим сейсмічним розрізом. Найбільш повна відповідність спостерігається між часовими перерізами – спостереженим та отриманим по III моделі (рис. 8).

Слід вказати на незначну різницю між результатами сейсмічного моделювання по II-й та III-й геогустинних моделях. Це пояснюється,

на нашу думку, принциповою відмінністю у роздільній здатності сейсмічного та гравітаційного методів. Якщо при розв’язанні прямої задачі роздільна здатність сейсмічних даних залежить від довжини хвилі, то при розв’язанні прямої задачі гравірозвідки – лише від кроку дискретизації моделі. Для забезпечення роздільної здатності сейсмічних даних на рівні гравітаційних (таб. 1) з урахуванням зміни швидкості у діапазоні 3000 – 6000 м/с, частотний діапазон сейсмічних хвиль повинен складати від 100 до 120 Гц (горизонтальна роздільна здатність) та на порядок вищий для забезпечення відповідної вертикальної роздільної здатності. В той же час реальний частотний діапазон сейсмічного хвильового поля (з яким виконано і моделювання) дорівнює 15 - 80 Гц. Підтвердженням цього факту є відповідність між спостереженим та модельними часовими розрізами вздовж лінії Y=594950, особливо у межах перекриваючого та заповнюючого комплексів (рис. 7).



в)

а) модель I, б) модель II, в) модель III

Рисунок 7 – Часові куби, розраховані для різних варіантів геогустинної моделі

Висновки. Наведені результати сейсмографічного моделювання вказують на те, що скоригована на основі активного залучення свердловинних та петрофізичних даних геогустинна модель адекватно відображає основні елементи глибинної будови Оболонської площі. Отримана геогустинна модель може бути використана для визначення оптимальних параметрів інтегральної геолого-геофізичної моделі Оболонської площі на основі розв'язання оберненої задачі інтегральної інтерпретації геолого-геофізичних даних.

Література

1 Dnjfrio R.R. Impact craters: implications for basement hydrocarbon production / R.R. Dnjfrio // *Petrol. Geol. Journal.* – 1981. – Vol. 3. No. 3. – P. 279-302.

2 Grieve R.A.F. Terrestrial impact structures / R.F.F. Grieve // *Ann.Rev.Earth Planet.Sci.* – 1987 - Vol.15, P. 245-270.

3 Гуров Е.П. Нефтегазоносные импактные структуры / Е.П. Гуров, Д.С. Гурский, Е.П. Гурова // *Мінер. ресурси України.* – 2000. – №2. – С.6-11.

4 Краюшкин В.А. Неорганическое происхождение нефти: от геологической к физической теории / В.А. Краюшкин, В.Г. Кучеров, П.Ф. Гожик [и др.] // *Геол. журн.* – 2005. – №2. – С. 35-43.

5 Гуров Е.П. Заполняющий комплекс и кратерные отложения Оболонской импактной структуры / Е.П. Гуров, Е.П. Гурова [и др.] // *Геол. журнал.* – 2007. – №4. – С.48-59.

6 Петровский А.П. Математические модели и информационные технологии интегральной интерпретации комплекса геолого-геофизических данных (на примере нефтегазопроисловых задач): дис. доктора физ.-мат. наук: 04.00.22 / Петровский Александр Павлович. – Ивано-Франковск, 2004. – 367 с.

7 Масайтис В.Л. Геология астроблем / В.Л. Масайтис, А.Н. Данилин, Г.М. Карпов [та ін.]. – Л.: Недра, 1980. – 230 с.

8 Звіт про виконані сейсмозвідувальні роботи на Оболонській площі за технологією 3D / Г.Г. Маркова, М.М. Здоровенко, М.П. Фурманчук [та ін.]. – Київ, 2011. – 157 с.

9 Колосовська В.А. Розробка геолого-геофізичних критеріїв визначення перспективних у нафтогазоносному відношенні структур кристалічного фундаменту Північного та Південного бортів ДДЗ / В.А. Колосовська // Звіт по темі за 1993-1997 рр. – Київ, 1997. – Фонди СУГРЕ.

10 Пигулевский П.И. Результаты составления геолого-структурной карты докембрийских образований юго-восточной части Украинского щита / П.И. Пигулевский, Б.З. Березин, В.М. Кичурчак. – К.: Геоінформ, 1999. – 198 с.

11 Шемет В.Г. Результаты комплексных геофизических исследований в межах Південного борту ДДЗ на ділянці Білоцерківка-Левенцівка (2004-2008; титул 223/04) / В.Г. Шемет, В.В. Омельченко. – Дніпропетровськ, 2008. – 172 с.

12 Аніщенко Ю.В. Геогустинні властивості геологічного розрізу Оболонської астроблеми / Ю.В. Аніщенко, Н.С. Ганженко, В.В. Омельченко // *Науковий вісник ІФНТУНГ.* – 2012. – №2(26). – С. 21-26.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
02.10.12
Рекомендована до друку професором
Петровським О.П.*

ОСОБЛИВОСТІ БУДОВИ СТРУКТУРИ ПОРОВОГО ПРОСТОРУ КАРБОНАТНИХ КОЛЕКТОРІВ НА ЛОПУШНЯНСЬКОМУ НАФТОВОМУ РОДОВИЩІ

Я.М. Фтемов

Геолого-тематична група ПУБР ПАТ «Укрнафта», 76011, м.Івано-Франківськ, вул.Блавацького, 22,
тел. (0342) 710553, e-mail: ftymot_76@ukr.net

Описано основні риси геологічної будови Лопушнянського нафтового родовища. Висвітлено процес відкриття та освоєння родовища (зокрема юрських відкладів). Охарактеризовано модель пастки і екрануючих покриттів родовища, яка є моделлю нового типу в Карпатській нафтогазовій провінції і поки що єдиною продуктивною в Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину, зокрема в піднасуві Карпат.

Запропоновано уточнену структурну модель юрських відкладів Лопушнянського нафтогазового родовища.

Проведено комплексні петрофізичні дослідження карбонатних колекторів верхньоярського продуктивного горизонту. Висвітлено особливості будови структури порового простору карбонатних колекторів.

Для оцінки коефіцієнта пористості колекторів окрім взірців ядра запропоновано більше зосередити увагу на використанні даних ГДС – НГК (нейтронний гама-каротаж) і ГК (гама-каротаж).

Ключові слова: ядро, пористість, проникність, залишкова водонасиченість, нафтоносність.

Описаны основные черты геологического строения Лопушнянского нефтяного месторождения и процесс его открытия и освоения (в частности юрских отложений). Охарактеризована модель ловушки и экранирующих покрышек месторождения, являющаяся моделью нового типа в Карпатской нефтегазовой провинции и пока единственной производительной в Бильче-Волицькой зоне Предкарпатского прогиба.

Предложена уточненная структурная модель юрских отложений Лопушнянского нефтегазового месторождения.

Проведены комплексные петрофизические исследования карбонатных коллекторов верхнеюрского продуктивного горизонта. Отражены особенности строения структуры порового пространства карбонатных коллекторов.

Для оценки коэффициента пористости коллекторов кроме образцов ядра предложено сосредоточить большее внимание на использование данных ГДС - НГК (нейтронный гамма-каротаж) и ГК (гамма-каротаж).

Ключевые слова: ядро, пористость, проницаемость, остаточное водонасыщение, нефтеносность.

The main features of geological structure of the Lopushanskii oil field have been described in this article. The process of field discovery and development (and in particular Jurassic sediments) has been explained. The deposit trap and screening overlays model gas been characterized. This model is of a new type in the Carpathian Oil and Gas Province; meanwhile it is the only one productive in the Bilche-and-Volytsia Zone of the Pre-Carpathian Flexure, in particular, in the Carpathians Underthrust.

More accurate structural model of the Lopushanskii oil and gas field Jurassic sediments has been offered.

The complex petrophysical research of the Upper Jurassic productive horizon carbonate reservoirs has been conducted. The structure peculiarities of the carbonate reservoirs pore space have been explained.

In order to evaluate the porosity coefficient of reservoirs, except core samples, it has been suggested to focus on the utilization of data of MAD (maximum allowable discharges) - NGL (neutron-gamma logging), and GL (gamma logging).

Key words: core, porosity, permeability, residual water saturation, oil-bearing capacity.

Карбонатні породи здавна були важливим резервуаром нафти і газу, і це їх значення у міру розвитку пошуково-розвідувальних робіт не тільки не зменшується, а і з ряду причин навіть зростає.

Достатньо уваги вивченню закономірності глобальної нафтогазоносності карбонатних відкладів присвятив В.Г.Кузнецов [1]. Зокрема в своїх працях він вказує, що на карбонатних породах і пісковиках (які загалом містять не менше 98-99 % світових запасів вуглеводнів) стосовно розповсюдженості цих порід в континентальному секторі, нафтогазоносність виявляється на користь пісковиків, хоча і не значною мірою. Більші відмінності проявляються при порівнянні середніх розмірів родовищ. Виявилося, що серед родовищ-гігантів, нафтогазоно-

сність у пісковиках майже в 1,5 рази більша, а сумарні запаси близькі за об'ємом, тому середня величина запасів родовищ з карбонатними колекторами в 1,35 рази вища, ніж з теригенними.

Розподіл запасів вуглеводнів карбонатних товщ у геологічному розрізі загалом є аналогічним розподілу загальних ресурсів, але між ними існують і важливі відмінності.

Перш за все, різко (в 3-5 разів) скорочується частка запасів у палеозої, а мезозойський максимум стає ще більш різким. Відношення частки нафти до відсоткового складу карбонатних порід складає: в палеозої – 0,06-0,08, в мезозої – 2,3-2,4, в кайнозої – 2,4-2,7, тобто питома нафтонасиченість карбонатних порід збільшується з віком.

Друга відмінність полягає у різко вираженій концентрації запасів вуглеводнів у карбонатних відкладах у більш вузьких інтервалах розрізу. Це унікальний за масштабом максимум у верхній юрі, де зосереджено майже 44% всіх вуглеводнів карбонатних товщ (для вуглеводнів в усіх літологічних типах колекторів ця величина рівна 17-18%).

Третя особливість полягає в неспівпадінні за часом епох максимального накопичення вуглеводнів. За всіма оцінками сумарних запасів вуглеводнів, а також окремо нафти і газу – їх максимума чітко припадають на крейдяну систему. Для карбонатних відкладів він також чітко зсунутий в юру [2].

Об'єм карбонатних порід верхньої юри материків ($6,43 \cdot 10^6$ км³) нижче об'ємів цих порід нижньої і верхньої крейди ($8,51$ і $10,73 \cdot 10^6$ км³ відповідно), в той час як нафтонасиченість карбонатних відкладів верхньої юри більше, ніж удвічі перевищує запаси вуглеводнів загалом.

Виявлені особливості вказують, що сам по собі об'єм карбонатних порід не визначає їх нафтогазонасиченість – важливо те, що вони першими «виловлюють» визрівші і мігруючі вуглеводні і активно акумулюють їх; в теригенні ж товщі вони потрапляють пізніше і розподіляються в них більш рівномірно – «розмазуються» без утворення так званих концентрованих накопичень.

Таким чином, на фоні наскрізного розвитку пластових резервуарів з часом виростає значення масивних і, певно, літологічно обмежених резервуарів.

Основною метою даної публікації є залучення інвестицій у нафтогазовий сектор України, стимулювання геологічної розвідки та збільшення видобутку нафти і газу з метою зменшення залежності від імпорту енергоносіїв з Росії.

Метою роботи є визначення особливостей будови структури порового простору карбонатних колекторів для підвищення ефективності геофізичних досліджень свердловин при виділенні і оцінці нафтоносних пластів у верхньоюрському розрізі Лопушнянського нафтового родовища шляхом удосконалення методики комплексної інтерпретації даних ГДС.

Лопушнянське нафтогазове родовище розташоване у Карпатському регіоні Західної України неподалік кордону з Румунією на території Чернівецької області. У геологічному плані воно знаходиться в Покутсько-Буковинських Карпатах у межах зчленування Скибової зони Складчастих Карпат та Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Нафтогазові поклади родовища приурочені до форланду під Карпатським орогеном. Для Карпатської нафтогазонасної провінції це родовище нового типу, бо з класичних геосинклінальних позицій поширення мезозою не припускалось під насувом Покутсько-Буковинських Карпат [3].

Лопушнянська антиклінальна складка вперше була виявлена в 1970-1971 рр. площовими сейсмічними дослідженнями по умовному сейсмічному горизонту, пов'язаному з покрівлею юрських відкладів.

Пошукові роботи на Лопушнянській площі розпочалися в 1974 році за проектом пошуків та розвідки, яким передбачалося буріння чотирьох свердловин (№ 1,2,3,4) з метою виявлення особливостей будови автохтону і оцінки його нафтогазонасиченості. В результаті буріння свердловин №№ 1,2 наявність антиклінали не було підтверджено, а їх розрізи виявилися обводненими. Подальше вивчення площі продовжилось деталізаційними сейсмічними роботами з переінтерпретацією попередніх матеріалів.

В результаті цих робіт в 1980 році була виявлена нова антиклінальна складка. Свердловини №№ 1, 2 знаходяться далеко поза її межами.

У склепінній частині цієї структури в 1980 році була забурена свердловина №3, яка і стала в 1984 році першовідкривачем Лопушнянського нафтового родовища. При її випробуванні з сеноманських відкладів на глибині 4200 м було отримано 223 м³ високоякісної нафти і 49,1 тис.м³ газу на добу. Цим вперше доведена прогнозована нафтогазонасиченість автохтону Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину під насувом Покутсько-Буковинських Карпат. В подальшому були відкриті поклади нафти в палеогенових відкладах (свердловина №8) та юрських відкладах (свердловина №4) [4].

В геологічній будові родовища беруть участь відклади автохтону Більче-Волицької зони, нижні моласи міоцену Самбірської зони, флішеві утворення крейди – палеогену Покутсько-Буковинських Карпат та алохтону верхньої крейди Скибової зони Берегових Карпат.

Це родовище унікальне тим, що його відкриття підтвердило значні перспективи «старого» Західного регіону, в першу чергу піднасувних зон. Вирізняється воно і своєю дуже складною будовою, а також відкриттям трьох покладів з великими дебітами нафти (до 300 м³/добу). Нетрадиційні і для розрізів регіону типи колекторів із низькоомними характеристиками, а також відмінний від відомих склад мікрокомпонентів у нафтах та водах.

Верхньоюрські відклади розкриті в інтервалі 4344-4450 м (абс. глибина -3418-3524 м). Пласти-колектори в інтервалі 4445-4367 м представлені ущільненими вапняками з питомим електричним опором $\rho_n^{BK} = 35,0-60,0$ Ом·м. Пласти в інтервалі 4368,5-4407,0 м (абс. глибина -3442,5-3481 м) представлені вапняками з питомим електричним опором $\rho_n^{BK3} = 2,5-15,00$ Ом·м, $\rho_n^{BK} = 1,8-3,5$ Ом·м. Аналоги пластів-колекторів були розкриті в свердловині №4-Лопушна, у якій при випробуванні загального інтервалу 4302-4336 м (абс. глибина -3427-3459 м) отримано промисловий приплив нафти.

Нижче 4420 м в розрізі свердловини спостерігається пониження питомого опору. Так, в інтервалі 4420-4433 м (абс. глибина -3494-

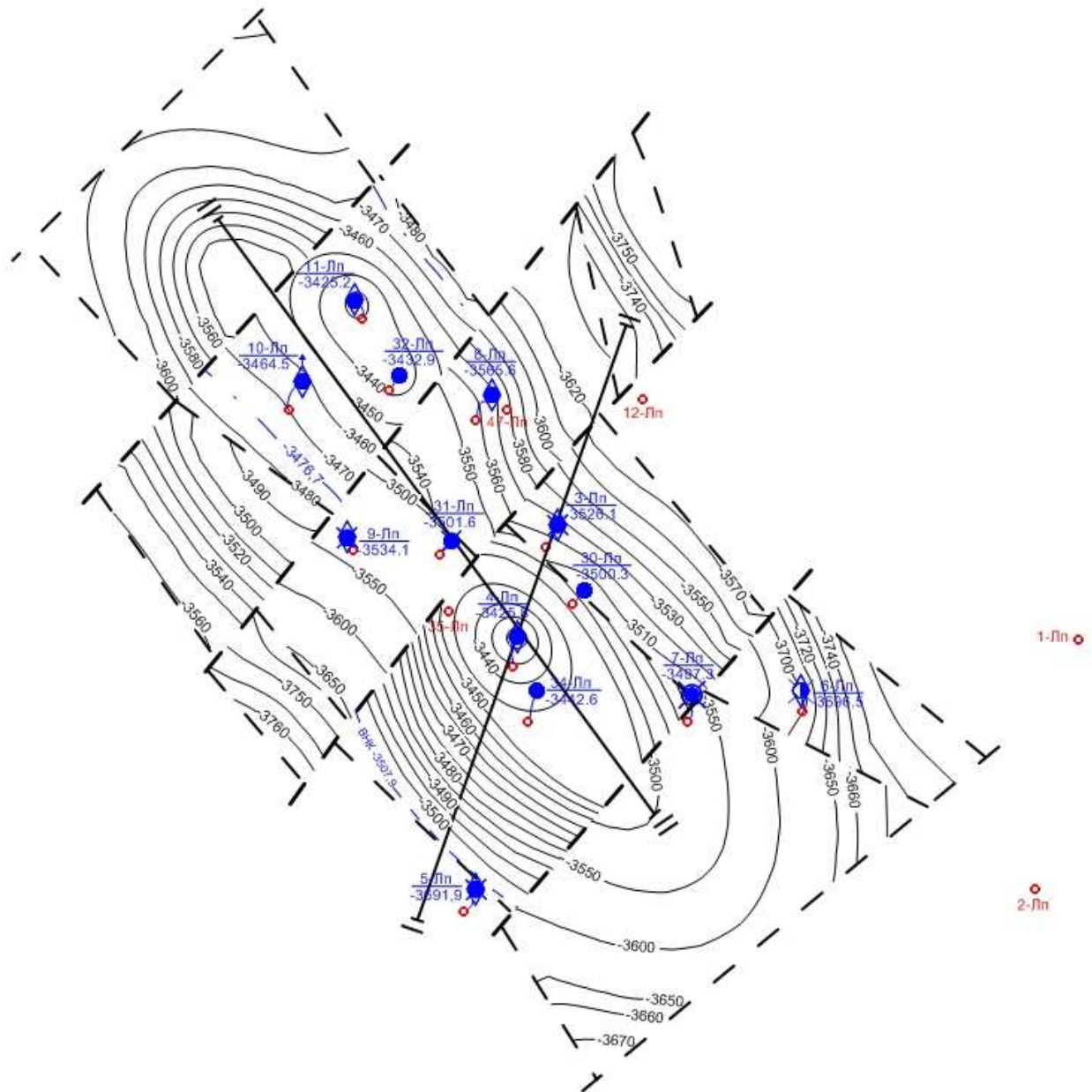


Рисунок 1 – Лопушнянське нафтове родовище. Структурна карта покрівлі першого продуктивного горизонту відкладів юри

3507 м) пласти-колектори з $\rho_{п}^{БКЗ} = 2,1-3,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{п}^{БК} = 1,0-2,0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, в інтервалі 4435-4441 м з $\rho_{п}^{БК} = 0,9-1,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Аналоги пластів випробуванні у свердловині №4-Лопушна в інтервалі 4350-4380 м (абс. глибина -3474-3504 м) отримано промисловий приплив нафти.

Умовний ВНК для юрського покладу за даними підрахунку запасів прийнято на глибині -3507,9 м.

На основі цих даних мною було побудовано уточнену модель покрівлі першого продуктивного горизонту юрських відкладів Лопушнянського нафтогазового родовища (рис. 1), а також профілі через свердловини родовища (рис. 2, 3), що надає можливість збільшити об'єми буріння і видобуток нафти.

У всіх пробурених свердловинах, за винятком свердловини №30, був відібраний керн, на зразках якого лабораторними методами вивчалися колекторські властивості порід-колекторів продуктивних пластів та покришок.

Відбір керна у свердловинах проводився керновідбірним пристроєм "Надра", а також боковим ґрунтоносом. Роботи, пов'язані з керном, зокрема з його відбором, обробкою та зберіганням, здійснювалися згідно відповідних нормативних документів.

Дані про обсяги проходки з відбором керну, його винесення та вивченість по покладах наведені в таблиці 1. Всього з продуктивних горизонтів в юрському покладі відібрано: 15,4 м (блок II, св.св. 4 та 7) і 27,0 м (блок IX, св.св. 11, 32), всього 42,4 м керна.

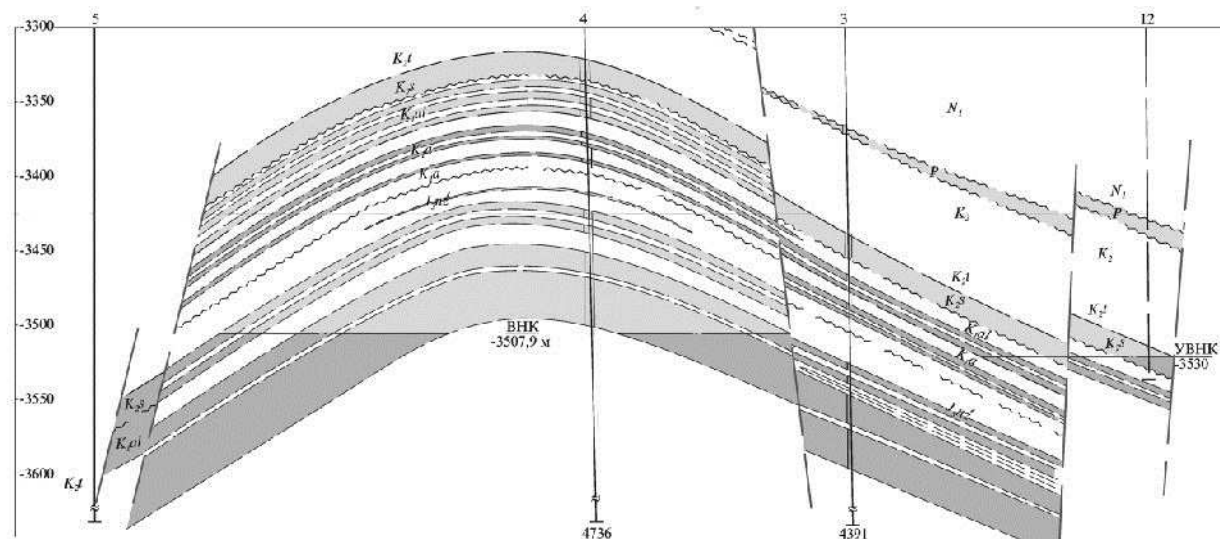


Рисунок 2 – Геологічний профіль вздовж лінії I-I

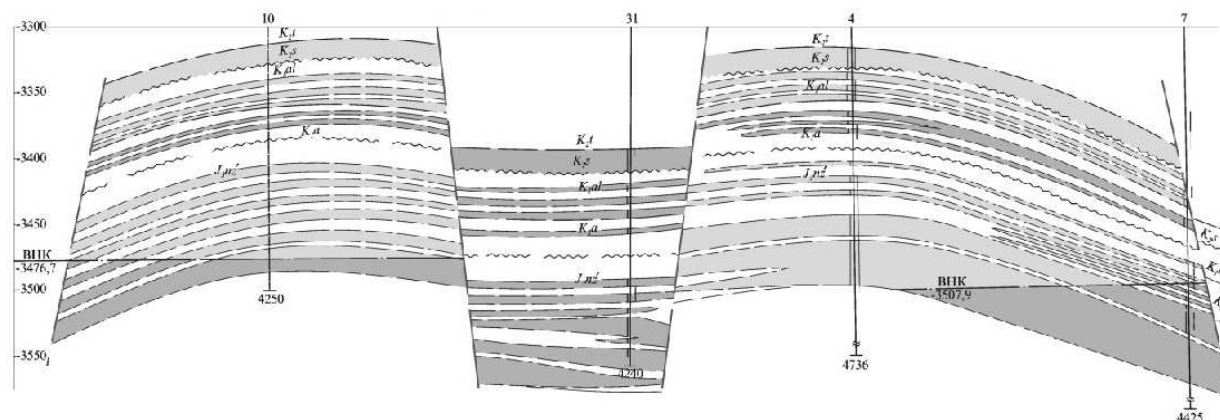


Рисунок 3 – Геологічний профіль вздовж лінії II-II

В комплекс лабораторних досліджень керну були включені визначення гранулометричного складу, відкритої пористості, карбонатності, нафтоводонасиченості, проникності та інших параметрів [5]. Фізичні характеристики порід в поверхневих умовах визначалися в Комплексній тематичній партії ДГП “Західукргеологія”, ЦНДЛ АТ “Укрнафта” та Івано-Франківському інституті нафти і газу (ІФІНГ), а в пластових умовах – в УкрДГРІ, ВНДГНІ та ІФІНГу.

Лабораторні дослідження проводились за сучасними методичними рекомендаціями і вимогами інструкції ДКЗ, розробками УкрДГРІ (1978, 1999) за дотриманням ГОСТ 26450.0 (1,2) – 85.

Дослідження відкритої пористості, проникності і карбонатності в поверхневих умовах проведені у 197, 130 і 79 зразках відповідно (свердловин 3, 4, 8, 11, 32).

По перерахованих вище параметрах відібрано і проаналізовано у верхньоюрських відкладах – 111, 61 і 29 взірців відповідно (свердловин 4, 11, 32);

Водонасиченість визначалась по 120 взірцях (свердловин 3, 4, 11, 32).

Літологічний склад порід вивчений в 32 шліфах (свердловин 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11), а також за допомогою гранулометричних аналізів 186 зразків (свердловин 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11).

Перспективна частина нижнівської світи поширена на всій площі структури.

Горизонт складений в основному вапняками сірими, світло-сірими, тріщинуватими, кавернознопористими, в окремих випадках зі стилолітами і кальцитовими прожилками.

Згідно з результатами мікроскопічних досліджень вапняки відносяться до двох різновидів:

- 1) мікрозернистих з детритом, розвинених в нижній частині горизонту;
- 2) грудчастих, поширених у верхній частині продуктивної пачки.

Колектори нижньої частини горизонту здебільшого представлені білими, зрідка світло-сірими, інтенсивно дрібнокавернозними, крихкими вапняками з багатьма різноорієнтованими прямими тріщинами. Під окуляром мікроскопа вапняки, як правило, без будь-яких інших домішок і відзначаються значною структурно-текстурною різноманітністю (здебільшого це візерунчасто-поровокавернозна текстура з численними тонкими тріщинами).

Таблиця 1 – Відбір і винесення керн по свердловинах Лопушнянського родовища

№№ св.	Горизонт проект. факт.	Глибина, м проектний фактичний	По всьому розрізу				
			Проходка з відбором керн, м		Вине- сення керн, м	Винесення керн, % від проходки з відбором керн	Винесення керн, % від загальної проходки
			план	факт.			
3	<u>Mz</u> J ₃	<u>4550</u> 4391	91	95,5	41,5	43,5	0,9
4	<u>J₃</u> J ₃	<u>4760</u> 4736	199	207	129,4	62,5	2,7
5	<u>Pz</u> Pz	<u>4850</u> 4928	205	208	84,99	40,8	1,7
6	<u>Pz</u> J ₃	<u>4900</u> 4485	148	148	70,6	47,7	1,6
7	<u>Pz</u> J ₃	<u>4950</u> 4425	119	119	55,15	46,3	1,2
8	<u>Pz</u> J ₃	<u>4800</u> 4334	84	58	28,7	49,5	0,7
9	<u>Pz</u> J ₃	<u>4950</u> 4714	163	178	128,85	72,4	2,7
10	<u>J₃</u> J ₃	<u>4500</u> 961	145	-			
11	<u>J₃</u> J ₃	<u>4950</u> 4374	278	280	155,6	55,5	3,6
12	<u>J₃</u>	<u>4950</u> 2971	203	23	15,6	67,8	0,5
30	<u>J₃</u> J ₃	<u>4440</u> 4288	-	-	-	-	-
31	<u>J₃</u> J ₃	<u>4500</u> 4420	49	49	21,45	43,8	0,5
32	<u>J₃</u> J ₃	<u>4800</u> 4245	16	16	15,1	94,4	0,3
35	<u>J₃</u> J ₃	<u>4440</u> 3310					
Всього по родовищу		<u>66650</u> 56582	1700	1381,5	746,94	54,1	1,3

Порода – це зерниста кальцитова тканина з невеликою кількістю скелетних залишків, що погано збереглися. У вапняку нерівномірно зафіксовано складний рисунок із тонких (0,01-0,03 мм) примхливо вигнутих ліній, які часто переплітаються і є більш світлими, ніж вміщуюча тканина. Контури цих ліній плавні і, як правило, округлі. Здається, що порода є скупченням дрібних овальних мікрозернистих уламків. Іноді в центрі таких світлих овалів і петель знаходяться дрібні (0,02-0,05 мм) пори. Останні часто згруповані у вигляді ланцюжка сплюснuto-овальних порожнин різної величини, що приурочені до смужок світлого кальциту. Рідше спостерігаються відносно крупні відокремлені каверни (до 0,5 мм), поширені на мікроділянках ажурних узорів найбільшої густоти.

Мікроскопічно пористість можна оцінити на різних ділянках – від 5 до 10-20%. Крім цього, вся порода посічена численними прямолінійними різноорієнтованими тріщинами шириною до 0,02-0,05 мм, які заліковані мікрозернистим крустифікаційним кальцитом.

Особливості структури і текстури породи свідчать про те, що весь такий кальцитовий осад і релікти планктонної і бентосної фауни перероблені синьо-зеленими водоростями, а сучасного стану порода набула в результаті їх біохімічної дії.

Кількість органогенного матеріалу сягає 5-15%.

Вищеописана порода, названа В.М. Утробіним “сітчастими” вапняками, є високоємнісним колектором загальною товщиною від 25 до 43 м.

На цих відкладах без розмиву залягають окремі пласти товщиною від 1-8 до 15-32 м, представлені здебільшого білими дрібнопористотріщинуватими дрібномікрозернистими водоростевими вапняками.

Породоутворюючими є грудки мікрозернистого кальциту округлої, подовженої та неправильної форми розміром 0,1-3,0 мм. Вміст інших формених елементів (скелетних утворень та ін.) найчастіше незначний, і лише іноді досягає 10-15%. В окремих випадках грудчастість виражена слабо, спостерігаються плями однорідної мікро-яснозернистої маси. В окремих місцях спостерігається пойкилітова цементация, утворена крупними (до 3 мм) кристалами кальциту.

Зустрічаються рештки форамініфер, уламки черепашок брахіопод, голкошкірих, котрі часто обволікаються синьо-зеленими водоростями. Трапляються крупні (більше 1 мм) включення синьо-зелених водоростей (онколіти) та перекристалізовані рештки строматопорат. У верхній частині у вапняках спостерігаються примхливої форми пори, каверни та тріщини, виповнені середньо-крупнокристалічним кальцитом у зв'язку з заліковуванням поровотріщинного простору за рахунок проникнення розчинів під поверхню розмиву.

Вапняки грудчасті розповсюджені у верхній частині продуктивного горизонту.

Хімічний склад верхньоюрських вапняків здебільшого кальцитовий і за вмістом домішок досить однорідний: в обох різновидах наявна незначна кількість мікро-дрібнозернистого доломіту (до 2%); вміст залістистих мінералів (пірит, сполуки окисного заліза) гранично низький; нерозчинний у соляній кислоті залишок (алевритові і піщані частини кварцу, глинисті мінерали та ін.) не перевищує 1,4%.

Будова порожнинного простору вапняків складна, утворена порами, кавернами та тріщинами. Розмір пор та каверн сягає 5 мм, їх форма в основному неправильна, рідше ізометрична або подовгувата. При мікроскопічному вивченні видно сполучні канали з постійним перетином – від 5-10 до 30 мкм і більше. У грудчастих вапняках порожнини зв'язані в основному з міжформовим простором, у мікрозернистих вапняках з детритом вони розсіяні серед основної маси. Відкриті тріщини орієнтовані у різних напрямках, ледь хвилясті, іноді кулісоподібні, переривчасті, з розкриттям 5-20 мкм. Інколи тріщини перетинають пори і каверни, що є їх сполучними каналами. Другорядну роль відіграють порожнини, зв'язані зі стилітами. Тріщинуватість порід найбільш властива нижній частині продуктивного горизонту.

Наявність в описаних породах розгалуженої системи первинних та ранньолітогенетичних порожнин робить породи проникними і надає їм високих фільтраційно-ємнісних властивостей.

Слід зауважити, що за наявним керновим матеріалом визначити повний об'єм порожнин та істинне співвідношення їх окремих частин в інтенсивно тріщинуватих породах неможливо,

оскільки останні при бурінні та піднятті на денну поверхню розпадаються на блоки розміром від декількох міліметрів до 3-4 см і більше. Саме тому одержані лабораторні дослідження на циліндричних зразках характеризують переважно щільні, слаботріщинуваті породи або матрицю сильно тріщинуватих порід.

Численні відкриті пори і тріщини, різні за величиною і формою, які надають породі властивостей доброго колектора, чітко приурочені до структурних відокремлень в дрібнокристалічному матриксі. Величина пор (тріщин) змінюється від 0,05 мм до 0,2 мм в поперечнику. На їх стінках видно кальцитову інкрустацию.

У зв'язку з високою неоднорідністю юрських порід за сумарною ємністю порожнин проводилися масові заміри параметра газоволюметричним методом – від 2 до 6 визначень для одного зразка керну.

Інтерпретація даних ГДС в умовах складного геологічного розрізу передбачає заміну реальної моделі гірської породи адекватним ідеалізованим середовищем зі значно меншою кількістю параметрів і факторів, що впливають на геофізичну характеристику, так званою петрофізичною моделлю.

Математично таке ідеалізоване середовище може бути описане системою лінійних і нелінійних петрофізичних рівнянь та отримало назву інтерпретаційної моделі [6, 7, 8].

Заміна реальної моделі ідеалізованою дає можливість із допомогою отриманої системи рівнянь вирішувати обернену геологічну задачу: визначити основні підрахункові параметри $h_{\text{еф}}$, $K_{\text{п}}$, $K_{\text{нг}}$, встановлювати граничні межі колектора.

На відібраних зразках визначались параметри: відкрита пористість ($K_{\text{п в}}$), абсолютна газопроникність ($K_{\text{пр}}$), ефективна газопроникність, в присутності залишкової води ($K_{\text{пр еф}}$), залишкова водонасиченість ($K_{\text{вз}}$) капілярметричним методом, електричний опір при 100%ній і проміжній водонасиченості ($K_{\text{вз}} < K_{\text{в}} < 100\%$), порометричні характеристики, представлені у вигляді гістограм розподілу пор за розмірами.

Визначалась літологія зразків, їх структурно-текстурні особливості, склад та тип цементу. На основі петрофізичних визначень для кожного підрахункового об'єкта будувались петрофізичні зв'язки типів "кern-кern" і "кern - геофізика".

Взаємозв'язки групи "кern-кern" представлені попарними зіставленнями: відкритої та ефективної пористості, відкритої пористості та абсолютної проникності, залишкової водонасиченості та відкритої пористості.

Графічне зображення зв'язків типу "кern-кern" представлені на рисунках 4-6. Ця група зв'язків використовувалась для обґрунтування нижніх меж колектора ($K_{\text{п}}$, $K_{\text{нг}}$), визначення однієї властивості за допомогою іншої, встановлення петрофізичної моделі колекторів.

Крім того, для характеристики ФЄВ колекторів за даними лабораторних визначень по-

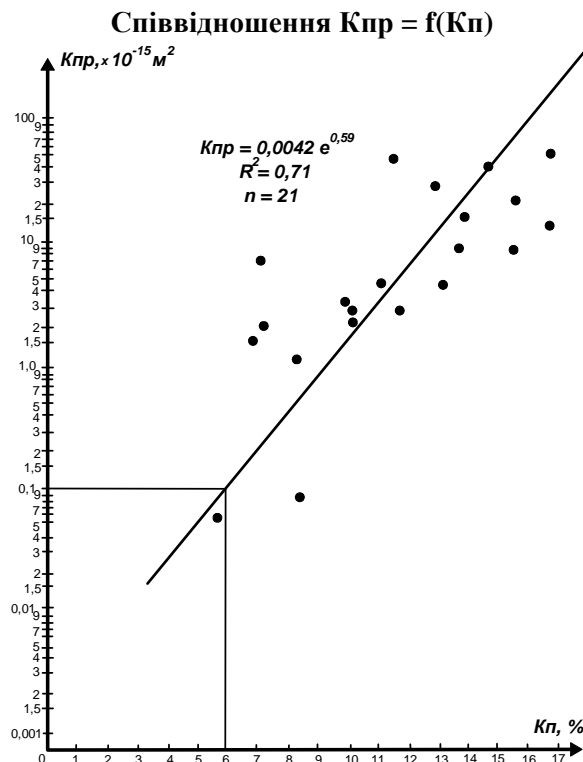


Рисунок 4 – Співвідношення відкритої пористості та абсолютної проникності

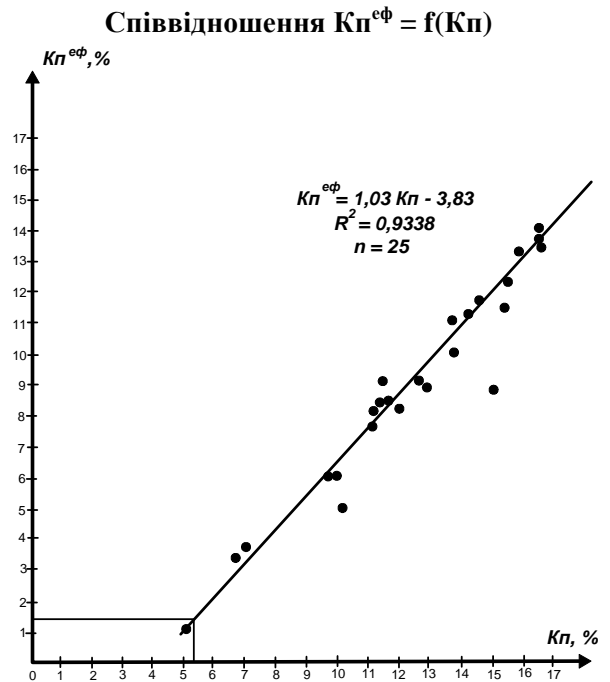


Рисунок 5 – Співвідношення відкритої та ефективною пористості

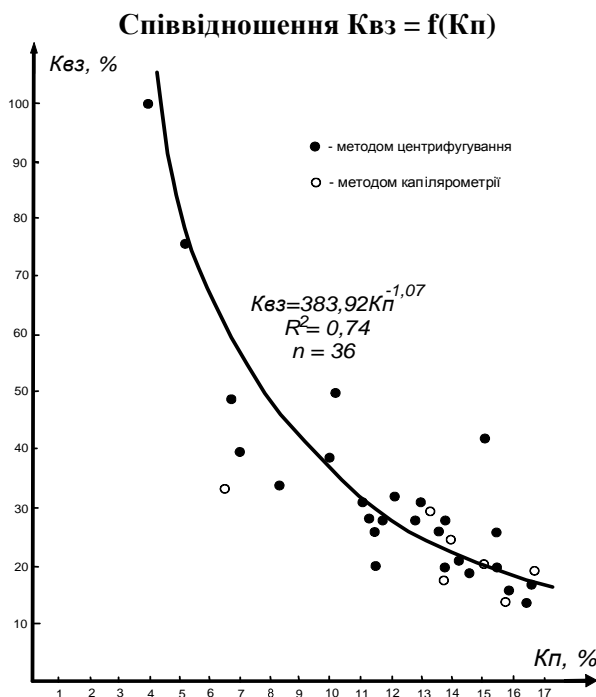


Рисунок 6 – Співвідношення залишкової водонасиченості та відкритої пористості

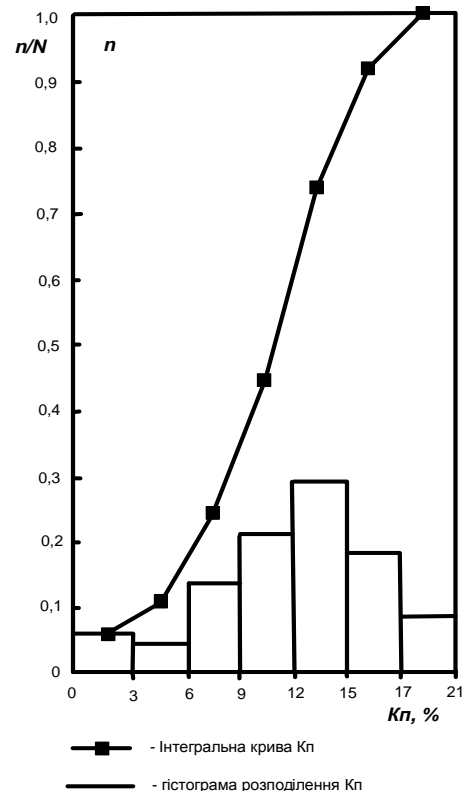


Рисунок 7 – Гістограма та інтегральна крива розподілу значень пористості для верхньоюрських відкладів

будовані гістограми та інтегральні криві розподілу значень пористості для верхньоюрських відкладів (рис. 7.).

Як видно з графіків, у відкладах верхньої юри за результатами досліджень 83 зразків $Kп$ змінюється в межах від 0% до 16,4%; 83% зразків мають $Kп$ більше 5,7%.

Оцінка коефіцієнта пористості цих колекторів за візрцями порід без даних ГДС не завжди достовірна з низки причин, до числа яких треба віднести, в першу чергу, необліковані втрати керну, часткова його непридатність для повноцінних лабораторних досліджень і обмежені об'єми відбору візрців порід, що зумовлено причинами техніко-економічного характеру. У зв'язку з цим, велика увага приділяється питанню визначення коефіцієнта пористості за даними ГДС.

Для вирішення поставленої задачі найбільш часто використовують криві АК і НГК (який в теперішній час забезпечений найбільш стабільно працюючою термостійкою свердловинною апаратурою і необхідним для вивчення карбонатного розрізу палетковим матеріалом). Враховувалось також його нечутливість до будови порового простору і забезпеченість замірами НГК практично всіх свердловин.

Таким чином, проведені комплексні петрофізичні дослідження карбонатних колекторів верхньоярського продуктивного горизонту Лопушнянського родовища дають підстави зробити такі висновки.

1. Модель колектора за типом ємності і умовами фільтрації належить до складного класу і за розподілом флюїдів має такі особливості: вода займає найбільш дрібні порові канали з розмірами, співвимірними з подвійною товщиною її плівки, і покриває поверхню частково гідрофобізованих відносно крупних порожнин і стінок відкритих тріщин.

2. Пов'язувати низький питомий опір колекторів за даними електрокаротажу з особливостями мінерального складу твердої фази порід немає підстави. В породах відсутні мінеральні домішки, що утворюють ланцюги для провідності електричного струму.

3. Проведені експериментальні дослідження свідчать, що понижена електрична провідність продуктивних колекторів може бути зумовлена характером насичення в зоні проникнення фільтрату бурового розчину. Радіус проникнення в тріщинуватому пласті може досягати декількох десятків метрів в залежності від розкритості тріщин і властивостей фільтрату, тобто може значно перевищувати глибину вивчення пласта методами промислової геофізики.

1 Кузнецов В.Г. Некоторые закономерности нефтегазоносности карбонатных отложений [текст] / В.Г.Кузнецов // Изв. АН СССР. – 1991. – №2. – С.119-132. – Серия геологическая

2 Кузнецов В.Г. Некоторые вопросы нефтегазоносности в связи с эволюцией карбонатного осадконакопления [текст] / В.Г.Кузнецов // Док. АН СССР. – 1990. – Т.310, №1. – С.158-162.

3 Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских карпат [текст] / Тр.УкрНИГРИ. – 1971. – Вып.25. – С.392.

4 Фтемов Я.М. Звіт про науково-дослідну роботу: Уточнення геологічної будови структур і площ Бориславського, Долинського та Надвірнянського нафтопромислових районів та виявлення нових перспективних нафтогазоносних об'єктів за аналізом буріння і геофізичних матеріалів [Текст] / Я.М.Фтемов, Л.М.Бартманська, Г.Ф.Дмитренко. – І.-Ф.: ГТГ ПУБР ВАТ «Укрнафта», 2011 – С. 99.

5 Вендельштейн Б.Ю. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробований и испытания продуктивных пластов [Текст] / Б.Ю.Вендельштейн. - Калинин, 1990. – С.10-21.

6 Отчет: Совершенствование методик определения по данным ГИС, в том числе на ЗВМ, подсчетных параметров в сложнопостроенных карбонатных коллекторах ДДВ, Передкарпатья и Западно-Сибирской низменности [текст] / МинГео СССР НВО «Союзпромгеофизика» (ВНИГИК). Тема 284. – Тверь, 1991. – 54 с.

7 Басин Я.М. Оценка подсчетных параметров газовых и нефтяных залежей в карбонатном разрезе по геофизическим данным [текст] / Я.М.Басин, В.А.Новгородцев. - М.: Недра, 1987. – 231 с.

8 Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами [Текст]. – М.: Недра, 1974. –287 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.10.12
Рекомендована до друку професором
Масевським Б.Й.*

РОЗПІЗНАВАННЯ ОБРАЗІВ ФІЗИЧНИХ ПОЛІВ ЛІТОЛОГО-СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА МЕТОДІВ МАТЕМАТИЧНОЇ СТАТИСТИКИ

Д.Д. Федоришин, І.О. Пятковська, С.Д. Федоришин, М.В. Саварин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: geophys@nupg.edu.ua

Геологічні розрізи свердловин в більшості випадків представлені складнобудованими літолого-стратиграфічними комплексами. Діагностика порід, які вповнюють складнобудовані геологічні розрізи, за результатами ГДС ускладнена і не завжди є ефективною, особливо при оцінюванні характеру насичення породи-колектора та визначенні його фільтраційно-ємнісних параметрів. Ідея використання результатів дискримінантного аналізу для прогнозування характеру насичення порід-колекторів обумовлює створення класифікаційних груп із притаманними їм ознаками, зіставленими із даними випробувань у межах еталонних інтервалів, вивчених породами із певним характером насичення. В процесі обробки геофізичного матеріалу, отриманого в процесі дослідження неогенових відкладів при різних свердловинних умовах, здійснювалася нормалізація їх до єдиних умов з використанням відносних геофізичних параметрів, прив'язаних до опорних глинистих пластів. Отримані результати експериментальних та аналітичних досліджень можливостей використання дискримінантного аналізу та моментів вищого порядку (асиметрія та ексцес) в процесі інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин із складною геологічною будовою підтвердили їхню значущість та наукову новизну.

Ключові слова: свердловина, дискримінантний аналіз, асиметрія, ексцес, породи-колектори.

Геологические разрезы скважин в большинстве случаев представлены сложнопостроенными литолого-стратиграфическими комплексами. Диагностика пород, наполняющих сложнопостроенные геологические разрезы, по результатам ГИС затруднена и не всегда эффективна, особенно при оценке характера насыщения породы-коллектора и определении ее фильтрационно-емкостных параметров. Идея использования результатов дискриминантного анализа для прогноза характера насыщения пород-коллекторов обуславливает создание классификационных групп с присущими им признаками, сопоставленными с данными испытаний в пределах эталонных интервалов, заполненных породами с определенным характером насыщения. В процессе обработки геофизического материала, полученного в процессе исследования неогеновых отложений при различных скважинных условиях, осуществлялась нормализация их к единым условиям с использованием относительных геофизических параметров, привязанных к опорным глинистым пластам. Полученные результаты экспериментальных и аналитических исследований возможностей использования дискриминантного анализа и моментов высшего порядка (асимметрия и эксцесс) в процессе интерпретации данных геофизических исследований скважин со сложным геологическим строением подтвердили их значимость и научную новизну.

Ключевые слова: скважина, дискриминантный анализ, асимметрия, эксцес, породы-коллекторы.

Geological sections of wells in most cases are presented by compound-built lithologic and stratigraphic complexes. Diagnostics of rocks, which fill compound-built geological sections according to the results of well logging is complicated and is not always effective, especially in assessing the nature of the reservoir-rock saturation and determining its filtration-capacitive parameters. The idea of using the results of discriminant analysis to predict the nature of saturated reservoir rocks causes the creation of classification groups with their inherent features, are compared with the test data within the reference intervals filled with the features of the rocks of the saturation. In the processing of geophysical data obtained during the study of the Neogene deposits in various borehole conditions was carried out their normalization to the uniform conditions using relative geophysical parameters of referred to supporting clay layers. The obtained results of experimental and analytical studies the possibility of using discriminant analysis and higher order moments (asymmetry and kurtosis) in the interpretation of well logging data with the compound-built geological structure confirmed their significance and scientific novelty.

Key words: well, discriminant analysis, asymmetry, excess, reservoir rocks.

Проблеми, які пов'язані з видобутком вуглеводнів на родовищах нафти і газу, обумовлені не тільки геологічними умовами та технологічними чинниками, але і інформативністю методів геолого-геофізичних досліджень геологічних розрізів.

В більшості випадків геологічні розрізи нафтогазових родовищ представлені літолого-стратиграфічними комплексами, які вповнені гірськими породами з різними фізичними та петрофізичними параметрами. Фільтраційно-

ємнісні властивості гірських порід значною мірою визначаються величиною цих параметрів, їх розподілом у продуктивних нафтогазонасичених пластах. В деяких випадках окремі літологічні різновиди характеризуються невисокими значеннями цих петрофізичних параметрів або неявно відображаються за результатами геофізичних досліджень. Множина таких особливостей геофізичних ознак гірської породи формує її образ, який відображається у геофізичних полях. Геологічні розрізи з тонкошару-

ватою будовою за даними свердловинних досліджень представлені слабкодіференційованими кривими свердловинних геофізичних досліджень, що знижує ефективність комплексних геофізичних досліджень, а, отже, і видобуток вуглеводнів. Таким чином, задача розпізнавання дійсних образів фізичних полів гірських порід за даними свердловинної геофізики та математичної статистики є актуальною.

Геологічні розрізи свердловин в більшості випадків представлені складно-побудованими літолого-стратиграфічними комплексами. Тектонічна будова цих комплексів суттєво ускладнює пошук та розвідку скупчень вуглеводнів у межах нафтогазоносних провінцій України.

Діагностика порід, які виповнюють складнопобудовані геологічні розрізи, за результатами ГДС ускладнена і не завжди є ефективною, особливо при оцінюванні характеру насичення породи-колектора та визначенні його фільтраційно-ємнісних параметрів. Одним із шляхів підвищення інформативності та ефективності ГДС є вдосконалення способів обробки та інтерпретації результатів геолого-геофізичних досліджень. Використання методів математичної статистики для досягнення цієї мети є, на нашу думку, одним із найбільш дійових способів збільшити ймовірність та точність виділення порід-колекторів, підвищити інформативність методів ГДС у процесі інтерпретації результатів дослідження.

Діагностувати породи-колектори в межах конкретних літолого-стратиграфічних комплексів за їхнім характером насичення можна за допомогою дискримінантного аналізу з використанням статистичних моментів першого, другого та вищих порядків. Дискримінантний аналіз знайшов широке застосування при розв'язанні геолого-прогнозних задач. Ряд науковців (Дег В.Н., Кноринг Л.Д.) досліджували можливість застосування цього методу для поділу порід-колекторів на газонасичені та водонасичені з використанням геофізичних дискримінантних змінних, а саме: ΔU_{nc} ; ρ_n ; $\Delta U_{nc}/\rho_n$. В умовах обмеженого комплексу свердловинних геофізичних методів для досліджень науковці застосували дискримінантний аналіз, здійснивши вибірку із двох класифікаційних груп порід-колекторів за характером насичення. При цьому була отримана лінійна дискримінантна функція, яка загалом відповідала експериментальним даним. Однак, слід зазначити, що дана методика справедлива у випадку визначення ймовірної приналежності об'єкта прогнозування до однієї із класифікаційних груп при умові, що такий геологічний об'єкт реально належить до газонасичених або водонасичених пластів, без припущення про наявність інших класифікаційних груп (газоводонасичений, глинистий пласт). Це вимагає збільшення кількості класифікаційних груп, щоб приблизити процес математичного моделювання до реального геологічного середовища. Такий підхід нами було прийнято при обробці та інтерпретації результатів ГДС Орховицького, Летнянського та Вижомлянського газових родовищ.

Особливістю геологічної будови цих родовищ, як і інших газових та газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, є те, що неогенові відклади, в яких сконцентровані основні запаси газу, представлені перешаруванням піщаників, глин та алевролітів незначної товщини. Окрім цього, матриця породи виповнена різного класу мінералами, в тому числі і такими, що характеризуються підвищеною електропровідністю. Величина зареєстрованих фізичних та перофізичних параметрів, а також форма геофізичних кривих будуть визначатися вказаними особливостями геологічної будови. Ідея використання результатів дискримінантного аналізу для прогнозу характеру насичення порід-колекторів обумовлює створення класифікаційних груп із притаманними їм ознаками, співставленими із даними випробувань у межах еталонних інтервалів виповнених породами із певним характером насичення. Створена у такий спосіб еталонна база дозволяє здійснювати порівняльний аналіз даних еталонів із результатами досліджень в інтервалі геологічного розрізу, в межах якого необхідно виділити перспективні об'єкти та оцінити характер їх насичення. Для цього кожній класифікаційній групі слід присвоїти притаманні лише їй ознаки.

Таким чином, для успішного використання лінійного дискримінантного аналізу а процесі інтерпретації результатів геофізичних досліджень неогенових відкладів за основу було взято свердловини Вижомлянського, Летнянського та Орховицького газових родовищ. За результатами випробування продуктивних пластів у свердловинах Орховичі-3 та Орховичі-7 (табл. 1) виділено водонасичені, газонасичені та «сухі» породи-колектори, а також встановлено притаманні їм ознаки. Для зменшення впливу випадкових флуктуацій геофізичних параметрів у точках спостереження на корисну інформацію, вибиралася крок дискредитації в межах від 0,2 до 0,5 м.

Під час обробки геофізичного матеріалу, отриманого у результаті дослідження неогенових відкладів при різних свердловинних умовах, здійснювалася нормалізація їх до єдиних умов з використанням відносних геофізичних параметрів, прив'язаних до опорних глинистих пластів. Оцінка достовірності обраних вибірок здійснюється шляхом перевірки нульової гіпотези про відсутність достовірної статистичної різниці між середніми значеннями вибірок з використанням t-критерію Стюдента. Із геофізичних параметрів до складу вибірки взято два параметри: питомий уявний електричний опір (ρ_{ns}), розрахований за результатами стандартного електричного каротажу, та інтенсивність гамма-поля (I_γ).

Перед визначенням вірогідності неузгодження отриманих даних перевірялась рівність дисперсій вибірок і підпорядкованість розподілу випадкових величин у кожній класифікаційній групі нормальному закону. Такий підхід в подальшому дасть змогу використати моменти третього та четвертого порядку для виділення

Таблиця 1 – Результати проведення дискримінантного аналізу результатів геофізичних досліджень свердловин Орховицького газового родовища

$$F(x) = 0.033 \cdot \Delta U_{\text{nc}} - 0.1578 \cdot \rho_{\text{n}} + 0.2405 \cdot (\Delta U_{\text{nc}} / \rho_{\text{n}}) - 0.1350 \cdot \rho_{\text{k}}^{0.45} + 0.0668 \cdot \rho_{\text{k}}^{1.05} + 0.0221 \cdot \rho_{\text{k}}^{2.25}$$

$$F_0(x) = -3/9791$$

Дискримінант		Результати розпізнавання		Дискримінант		Результати розпізнавання	
газ	вода	газ	вода	газ	вода	газ	вода
-6,123	2,1604	0	1	-9,7885	0,5556	0	1
-7,552	0,8993	0	1	-11,0762	0,1020	0	1
-6,420	-0,7235	0	1	-12,3913	-3,4637	0	1
-5,9013	-1,4316	0	1	-5,1137	-1,2591	0	1
-6,6681	1,1146	0	1	-9,9704	2,0900	0	1
-5,9430	-0,0281	0	1	-10,9104	3,9320	0	1
-7,5273	-0,1514	0	1	-12,4501	-0,4496	0	1
-5,5142	-1,1628	0	1	-8,8435	-3,1602	0	1
-6,3643	2,0692	0	1	-6,1766	-1,4891	0	1
-12,8323	2,6840	0	1	-12,6574	-1,1844	0	1
-11,6751	3,9286	0	1	-6,7161	-3,7416	0	1
-8,4134	0,7693	0	1	-7,2037	-2,0744	0	1
-3,8396	2,4067	0	1		-0,3422		1
-7,6071	2,0768	0	1		-5,4294		0
-1,5839	0,7879	0	1		-4,1612		0
-2,4241	4,9026	0	1		-4,3827		0
-8,3982	-0,4802	0	1		0,4833		1
-4,2523	1,6432	0	1		-3,1941		1

Таблиця 2 – Результати прогнозування колекторів

Номер дискримінантної функції	Геофізичні ознаки (дискримінантні змінні)	Горизонт	Кількість об'єктів		Кількість помилкових заключень		Ефективність класифікації
			приплив	сухо	приплив	сухо	
1	$\Delta U_{\text{c.n.}}, \rho_{\Delta}/\rho_{\Phi}$	M1	90	61	4	8	92
2	$\Delta U_{\text{c.n.}}, \Delta J_{\gamma}$	-/-	-/-	-/-	5	5	93
3	$\Delta U_{\text{c.n.}}, \Delta d$	-/-	-/-	-/-	5	7	92
4	$\Delta J_{\gamma}, \Delta d$	-/-	-/-	-/-	20	4	84
5	$\Delta J_{\gamma}, \rho_{\Delta}/\rho_{\Phi}$	-/-	-/-	-/-	18	4	85
6	$\Delta d, \rho_{\Delta}/\rho_{\Phi}$	-/-	-/-	-/-	20	11	79
7	$\Delta U_{\text{c.n.}}, \Delta J_{\gamma}, \rho_{\Delta}/\rho_{\Phi}$	-/-	-/-	-/-	2	4	96
8	$\Delta U_{\text{c.n.}}, \Delta J_{\gamma}, \Delta d$	-/-	-/-	-/-	5	3	94
9	$\Delta U_{\text{c.n.}}, \rho_{\Delta}/\rho_{\Phi}, \Delta d$	-/-	-/-	-/-	5	6	93
10	$\Delta J_{\gamma}, \rho_{\Delta}/\rho_{\Phi}, \Delta d$	-/-	-/-	-/-	11	4	90
11	$\Delta J_{\text{пг}}, \Delta J_{\gamma}$	Vr	91	110	20	7	87
		Sm	84	-	5	-	94
		Sr	17	53	11	15	63
12	$\Delta J_{\text{пг}}, \Delta J_{\gamma}, \Delta T$	Vr	91	110	33	14	77
		Sm	70	-	7	-	91
		Sr	32	35	12	27	42

порід-колекторів та оцінки їх характеру насичення.

Рівність дисперсій вибірок перевіряли за критерієм Фішера (F-критерій). На основі цього робиться висновок про приналежність вибірок до генеральної сукупності.

Перевірка нульової гіпотези про приналежність розподілу до нормального закону про-

водилась за допомогою непараметричних критеріїв, як у Шаніро-Уїлка та Колмогорова-Смірнова. Згідно з отриманими статистичними критеріями гіпотеза про нормальний закон розподілу вибірок приймається на рівні значущості $\alpha=0,05$, а результати перевірки однорідності опорних пластів за допомогою критерію Стюдента та критерію Фішера наведено в таблиці 2.

Отримані результати відображають важливість процедури приведення результатів геофізичних досліджень до однакових умов вимірювання. Згідно отриманих статистичних критеріїв видно, що гіпотеза про однорідність всіх опорних пластів, виділених у неогенових відкладах, прийнята за основу.

Необхідною умовою отримання достовірних результатів виділення порід-колекторів за даними лінійного дискримінантного аналізу є перевірка роботи еталонних пластів із підбором оптимального набору геофізичних параметрів. Значну роль у цьому процесі відіграють моменти третього та четвертого порядку, а саме асиметрія та ексцес. Розрахунки величин цих критеріальних ознак для неогенових відкладів проводилися за геофізичними результатами досліджень неогенових відкладів у свердловинах Вижомлянського та Вишнянського газових родовищ.

У відповідності з «Класифікацією запасів і ресурсів корисних копалин...» Вижомлянське та Вишнянське газові родовища відносяться до родовищ дуже складної будови, оскільки характеризуються наявністю тектонічних порушень, невитриманістю товщ і колекторських властивостей продуктивних пластів.

Як приклад, статистичні центральні моменти, які розраховані за даними ГДС у свердловині 20-Вижомлянська, чітко вказують на газоносний поклад як неоднорідність з масштабними ефектами третього-четвертого родів, і тому можуть бути використані для експрес-інтерпретації.

Результати роботи програми по двох інтервалах у свердловині 20-Вижомлянська за даними АК та ПЗ зображені на рис. 1. Експериментально вибрана база осереднення склала 20 м, яка дає змогу деталізувати параметр при такому способі експрес-інтерпретації та зберегти представницьку статистичну вибірку (101 точка).

У інтервалі 507.4-579.0 м (горизонт ВД-9) даними комплексу ГДС виділяється потужний водогазонасичений пласт піскуватого алевроліту пористістю 10-14%. Використання асиметрії та ексцесу дає змогу розбити тонкошарувату пачку на декілька інтервалів; найбільш перспективний з позиції газоносності знаходиться на глибинах 520-540 м.

Результати експрес-інтерпретації в інтервалі глибин 1210-1310 м (горизонт НД-9), в основному, збігаються із висновками за комплексом ГДС, але є більш деталізованими. Це дає змогу вибрати "кращі" пласти для випробування.

Для прикладу, розглянуто також статистичні центральні моменти, розраховані за даними ГДС у свердловині 53-Вишнянська (рис. 2, 3).

На рисунку 2 відображені асиметрія та ексцес, розраховані для горизонту НД-10 та НД-11. Тут додатно асиметрію та від'ємний ексцес можна спостерігати в інтервалі 1436-1448 м. При подальшій розробці даного інтервалу, було отримано приплив газу, що підтверджує наш прогноз.

Також, додатно асиметрію та від'ємний ексцес можна спостерігати в інтервалах 1469-1472 м, та 1478-1498 м. Від'ємні значення ексцесу в даних інтервалах сягають значення -1, в той час як додатні значення асиметрії досягають значення +1, але знаходяться в значно більшому інтервалі. Це може означати лише те, що вздовж даного інтервалу переважають пісковики-колектори, що можуть вміщувати природні вуглеводневі. Однак, розглядаючи лише одну асиметрію чи один ексцес, ми не побачимо цілісної картини, тобто зможемо виділити або тільки можливі породи-колектори, що можуть і не вміщувати вуглеводнів, або тільки можливі вуглеводні, які можуть знаходитися в невеликих кількостях, що не мають ніякої промислової користі. Тому необхідно розглядати статистичні центральні моменти третього та четвертого порядків (асиметрію та ексцес) лише разом. За результатами інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин з використанням моментів третього та четвертого порядку при розвідувальному бурінні було простріляно інтервал 1462-1498 м, з якого отримано приплив газу, що обумовило можливість рекомендації його для подальшої розробки.

На рисунку 3 відображено розраховані статистичні моменти третього та четвертого порядків (асиметрію та ексцес) для свердловини 53-Вишнянська.

В даному інтервалі розраховано асиметрію та ексцес як за даними акустичного каротажу, так і за даними потенціалів самочинної поляризації. Згідно з отриманими даними для АК і для ПЗ вздовж даного інтервалу не спостерігається продуктивних горизонтів, оскільки не виявлено жодного інтервалу із від'ємним ексцесом та додатною асиметрією. Отже, даний інтервал не є продуктивним, що підтверджується і висновком за результатами геофізичних досліджень.

Для тонкошаруватого розрізу цей підхід дозволяє отримати додаткову інформацію шляхом покровових розрахунків математичних моментів третього і четвертого порядків змінних параметрів електрометрії та акустичного каротажу, особливо у тих випадках, коли товщина пластів не перевищує 0.6 м і стандартні методи в таких умовах не спрацьовують.

Отримані результати експериментальних та аналітичних досліджень можливостей використання дискримінантного аналізу та моментів вищого порядку (асиметрія та ексцес) в процесі інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин із складною геологічною будовою підтвердили їхню значущість та наукову новизну. Особливо зростає важливість такого підходу до процесу комплексної інтерпретації результатів геолого-геофізичних даних, отриманих в пошукових свердловинах нафтогазових родовищ складної геологічної будови.

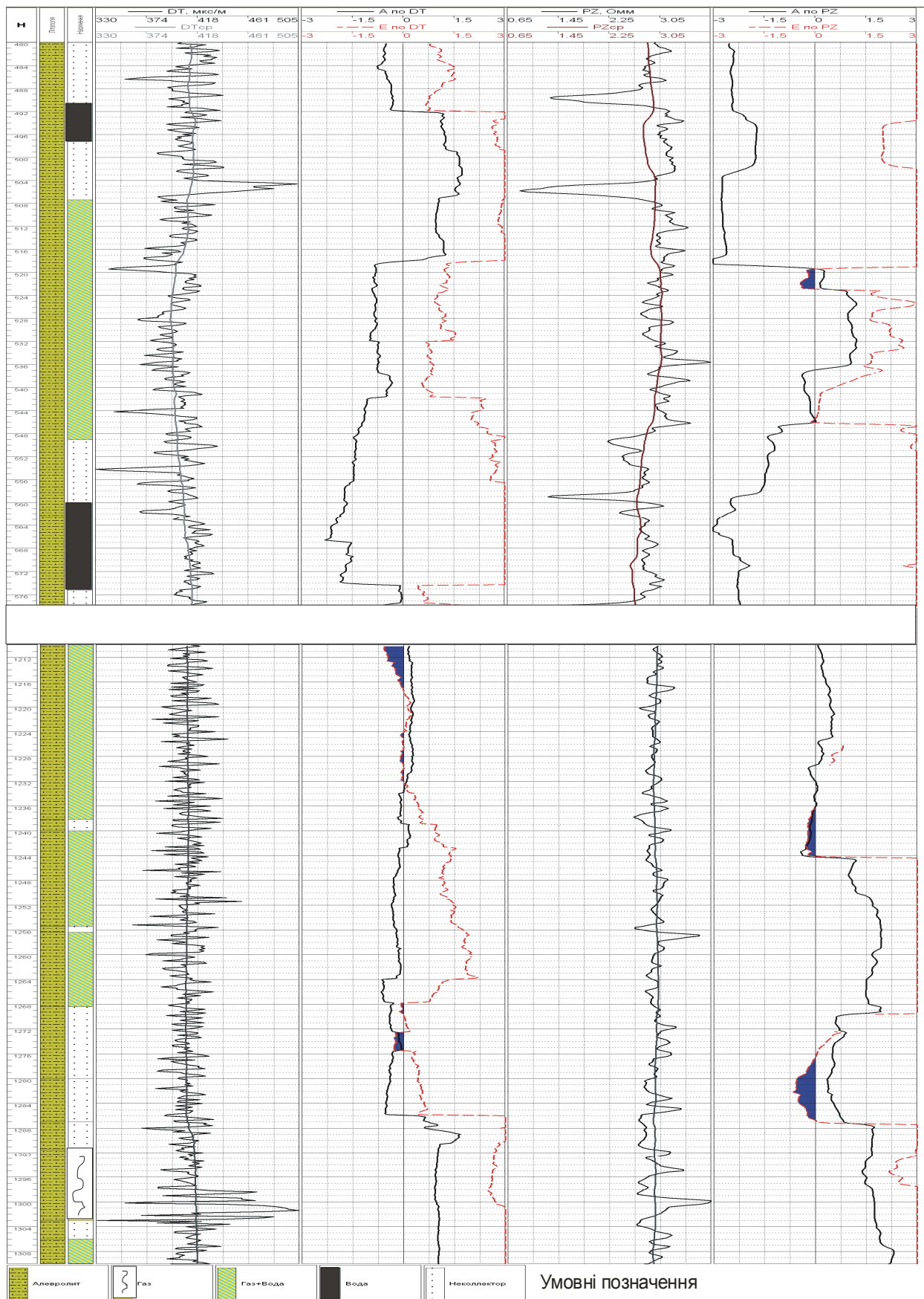


Рисунок 1 – Результати обробки даних АК і ПЗ у свердловині 20-Вижомлянська

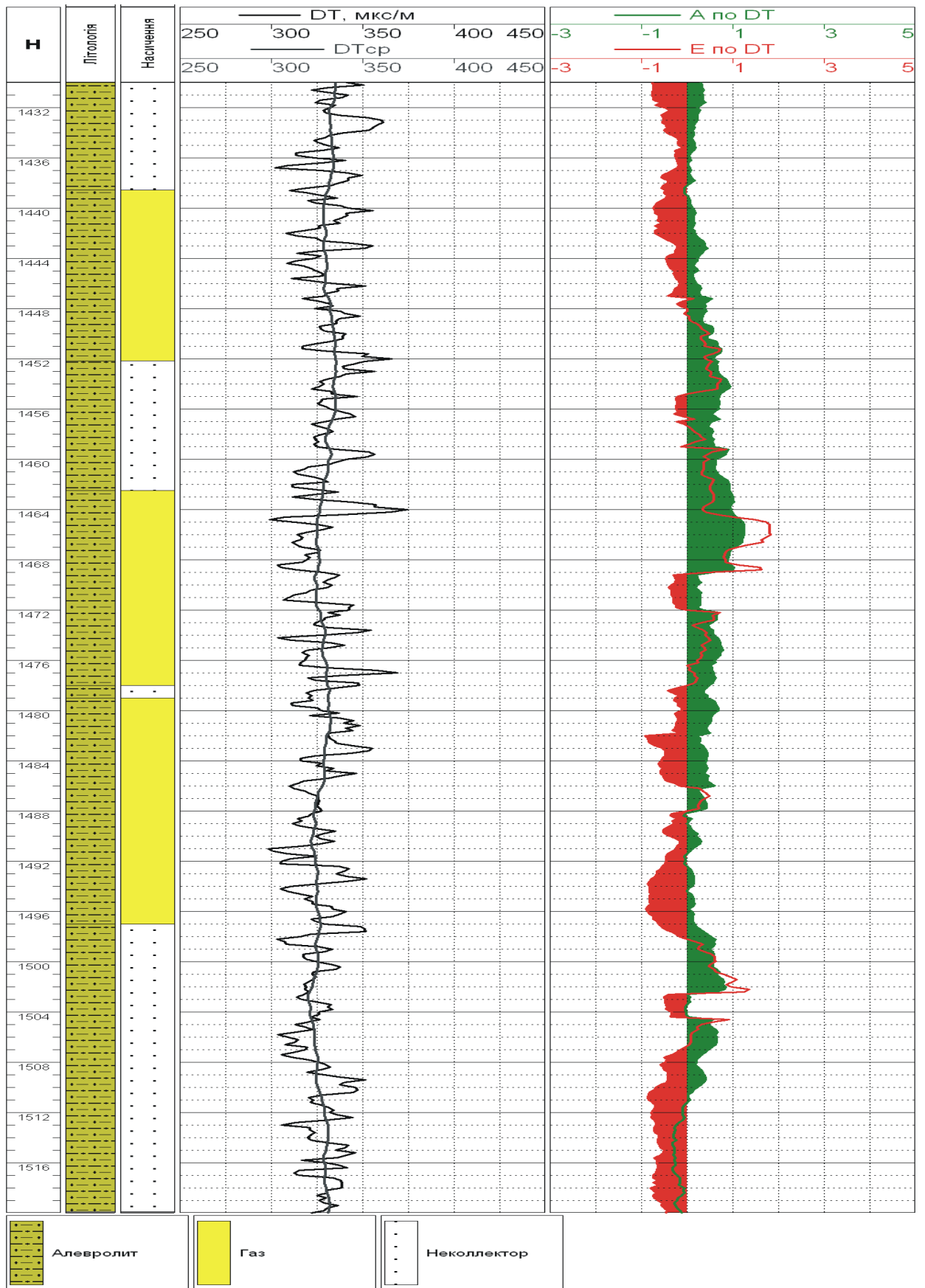


Рисунок 2 – Результати обробки даних АК у свердловині 53-Вишнянська

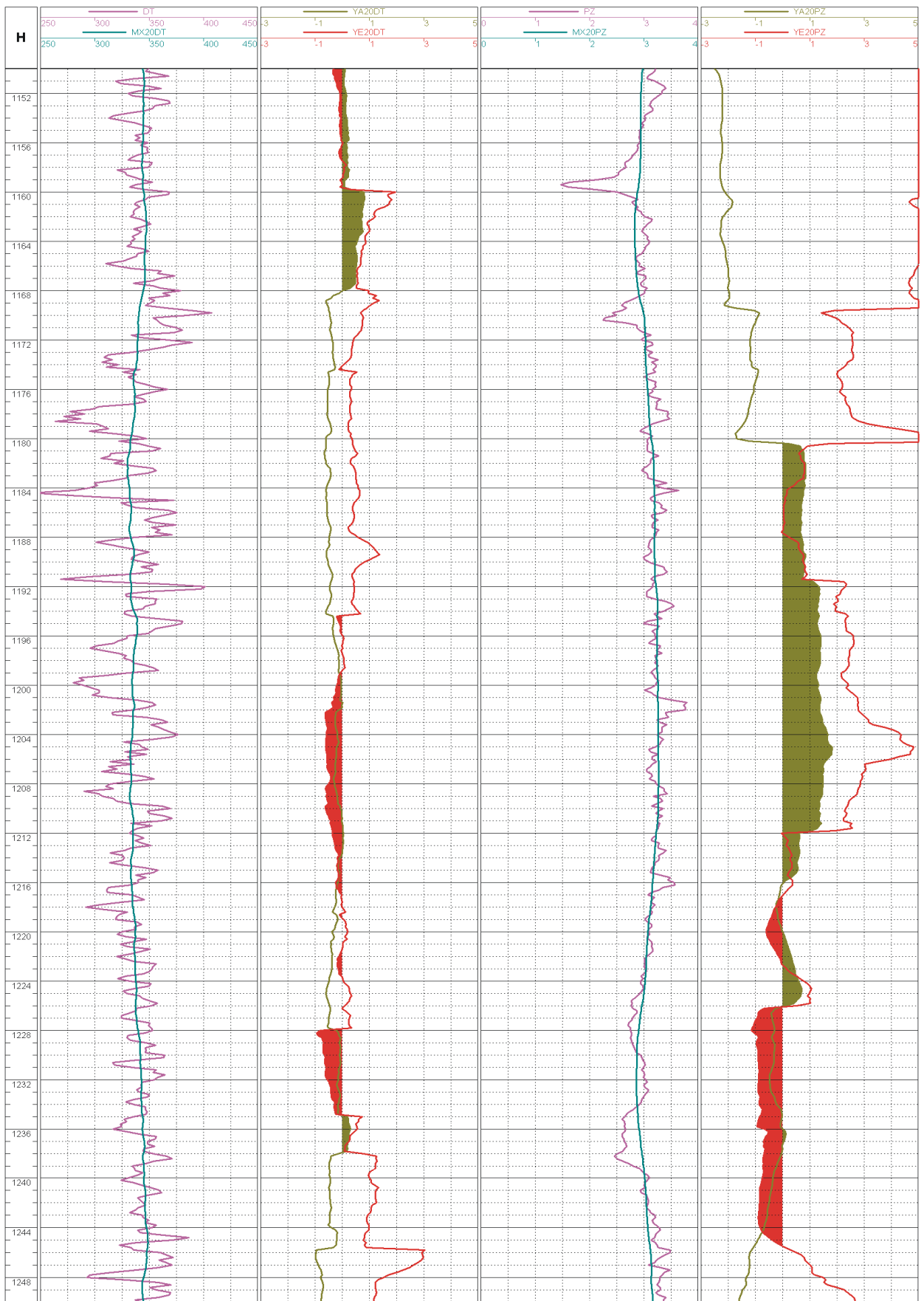


Рисунок 3 – Результати обробки даних АК і ПЗ у свердловині 53-Вишнянська

Література

- 1 Интерпретация данных ГИС тонкослоистых разрезов сармата Предкарпатского прогиба на основе компьютерных технологий / [Т.С.Изотова, О.В.Бондаренко, А.О. Пуш и др.] // Каротажник. – 2005. – Вып. 14(141). – С.112-118.
- 2 Кушта Г. Типізація відкладів сармату Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину / Г. Кушта, О. Бондаренко, Т. Вертепний // Тези доповідей наукової конференції молодих вчених і спеціалістів ЛВ УкрДГРІ. – Львів: ЛВУкрДГРІ, 2005. – С.33-35.
- 3 Рац М.В. Неоднородность горных пород и их физических свойств / М.В.Рац. – М.: Наука, 1968. – 100 с.
- 4 Петкевич Г.Н. Скважинная сейсмоакустика при решении задач прогнозирования геологического разреза / Г.Н.Петкевич, Р.П.Морошан, Ю.В.Філатов. – Киев: Наук. думка, 1985. – 232 с.
- 5 Красножон М.Д. Комплексна інтерпретація матеріалів ГДС з використанням комп'ютерної технології «Геопошук» / М.Д.Красножон, В.Д.Косаченко. – К.: УкрДГРІ, 2007. – 254 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

07.09.12

Рекомендована до друку професором

Маєвським Б.Й.

ОСОБЛИВОСТІ МЕХАНІЗМУ РУЙНУВАННЯ ГІРСЬКОЇ ПОРОДИ ФУНКЦІОНАЛЬНИМИ ЕЛЕМЕНТАМИ З КОМПОЗИЦІЙНИХ АЛМАЗОВІСНИХ МАТЕРІАЛІВ

О.П. Виноградова

Інститут надтвердих матеріалів ім. В.М. Бакуля НАН України,
04074, м. Київ, вул. Автозаводська, 2, e-mail: Vinogradovaelena@ro.ru

На підставі гранулометричного та мікроскопічного аналізів продуктів руйнування гірської породи різцями із твердого сплаву, алмазно-твердосплавною пластиною, алмазним відрізним сегментним кругом і вставкою із композиційного алмазовмісного матеріалу Славутич встановлено, що вони мають єдину форму, близьку до форми зрізаного еліпсоїда обертання, а співвідношення між шириною фрагментів руйнування та їх довжиною (у розрізі площини симетрії) інваріантне для всіх зазначених типів інструментів і близьке до $1,3 \pm 0,2$. Встановлені форма й співвідношення розмірів фрагментів дають підставу стверджувати, що руйнування гірської породи зернами алмаза, які утримуються у вставці із Славутича, відбувається стрибкоподібно за тим самим механізмом, що й при руйнуванні всіма вказаними типами різців, тобто за змішаним механізмом утворення й поширення тріщини в умовах нормального відриву (за типом I) та зсуву (за типом II).

Ключові слова: різець, алмаз, шлам, фрагмент, гранулометрія.

По результатам гранулометрического и микроскопического анализов продуктов разрушения горной породы резцами из твердого сплава и алмазно-твердосплавной пластиной, алмазным отрезным сегментным кругом и вставкой из композиционного алмазосодержащего материала Славутич установлена идентичность их форм, близкая к форме усеченного эллипсоида вращения, а отношение ширины фрагментов разрушения к их длине (в сечении плоскости симметрии) инвариантно для всех указанных типов резцов и близко к $1,3 \pm 0,2$. Указанные форма и соотношение размеров фрагментов позволяют утверждать, что разрушение горной породы зернами алмаза, содержащихся во вставке из Славутича, происходит скачкообразно согласно механизму, который имеет место при разрушении всеми вышеперечисленными типами резцов, то есть по смешанному механизму образования и распространения трещины в условиях нормального отрыва (по типу I) и сдвига (по типу II).

Ключевые слова: резец, алмаз, шлам, фрагмент, гранулометрия.

Based on particle size and microscopic analysis of fracture of rock products by carbide cutters and polycrystal diamond-cutter, diamond circular saw blade and inserts of composite diamond-containing material Slavutych was discovered that they have a single form, close to spheroid cut on the plane of symmetry, and the ratio of width to length of the fracture fragments (in the cross-section plane of symmetry) close to a single form for all these types of cutters and close to 1.3 ± 0.2 . The established form and proportion of fragments make it possible to claim that the leaplike destruction of the rock elements by cutting by diamond grains in insert is the same mechanism rock destruction, that occurs upon exposure to the above types of cutters, that is, the mechanism of nucleation and propagation of crack by normal-opening mode - I and shear modes - II.

Key words: cutter, diamond, sludge, fragment, granulometry.

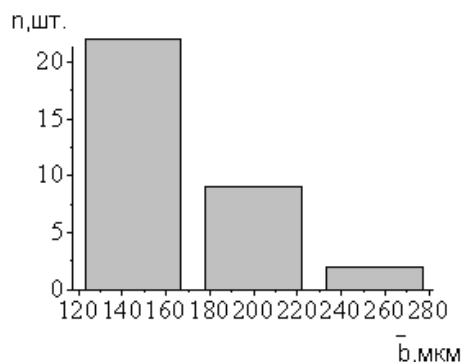
Створення ефективних конструкцій бурового інструмента базується на аналізі основних закономірностей механізму руйнування породи одиничним індентором (різцем або зерном). До основних теоретичних робіт в галузі дослідження процесу руйнування гірських порід у випадку взаємодії функціонального елемента бурового або гірського інструмента з гірською породою слід віднести роботи Шрейнера Л.А. [1], Александрова Є.В. [2], Барона Л.І. і Глатмана Л.Б. [3], Галина Л.А. і Горячової І.Г. [4], Мосинця В.М. і Абрамова О.М. [5], Кичигіна А.П. [6], Кутузова Б.М. [7], Крюкова Г.М. [8], Ейгелеса Р.М. і Драганчук О.Т. [9, 10], Арцимовича Г.В. [11], Свешнікова І.А. [12, 13]. Теоретичні й експериментальні дослідження цих авторів стосувалися, насамперед, аналізу полів напружень під штампами, що відтворюють форми вставок у бурових і гірських інструментах різних типів. Автори дійшли висновку, що зона руйнування під інструментом складається, в

основному, із трьох зон: зминання, відколу й передруйнування, однак формам, розмірам, а також площам поверхонь, відокремленим від масиву фрагментів зруйнованої гірської породи, що є безпосередніми "свідками" взаємодії інструмента з породою і відбивають процес реалізації роботи руйнування породи вони практично не надавали значення.

Численні дослідження процесів руйнування гірської породи радіальними різцями із твердого сплаву [14, 15] або алмазно-твердосплавними пластинами (АТП) [16], алмазними дисковими кругами [17] і алмазним буровим інструментом із вставками Славутича [18, 19], проведені в ІНМ НАН України, свідчать, що, попри очевидні й істотні відмінності, властиві кожному з перерахованих типів інструментів, за геометричними, кінематичними і енергетичними параметрами процесу руйнування породи вони мають багато спільного.



а)



б)

\bar{b} , n – висота вильоту і кількість зерен алмазу відповідно

Рисунок 1 – Загальний вигляд циліндричної вставки зі Славутича із плоским торцем (а) та розподіл вильотів зерен алмазу зернистістю 800/630 мкм над поверхнею зв'язки у вставці зі Славутича (б)

Згідно з роботами Ейгелеса Р.М. і Драганчук О.Т. [20,21] механізм руйнування гірських порід твердосплавними елементами шарошкочувих бурових доліт є аналогічним процесу її руйнування у разі заглиблення штампку зі сферичною або плоскою поверхнями і включає стадії: лінійного росту деформацій, утворення тонко подрібненого ядра породи й руйнування у вигляді відколу лунки.

Однак, як вважають багато авторів, механізм руйнування породи зерном алмаза, що рухається, істотно відрізняється. Як йдеться у роботах Гитциграта Е.Е. [20], Кувикіна С.І. і Кагарманова М.Ф. [21,22], процес руйнування породи є результатом її зминання й роздавлювання. Волков С.А. і Волков А.С. [23] процес руйнування породи алмазними зернами подають як поверхнєве стирання, дряпання, різання, мікро-різання й, в окремих випадках, втомне зношення.

У згаданих роботах [20-23] процес руйнування крихких і пластично-крихких порід під час горизонтального руху окремо взятого зерна алмазу зводиться до сколювання з подальшим подрібненням породи, тобто є сукупністю безлічі елементарних відколів, що відбуваються періодично з утворенням відколів породи спереду і з боків зерна, а ущільнене ядро за рахунок зчеплення з поверхнею алмаза виноситься з канавки. Слід також зауважити, що глибина руйнування гірської породи або інших крихких матеріалів априорі передбачалася рівною глибини відколу, як і у випадку шліфування за Масловим Є.Н. [24] або правці абразивних кругів за Шейком М.М. [25], тобто глибина руйнування відповідає товщині знятого шару, і при обробці задається подачею різця на хід (або на оберт).

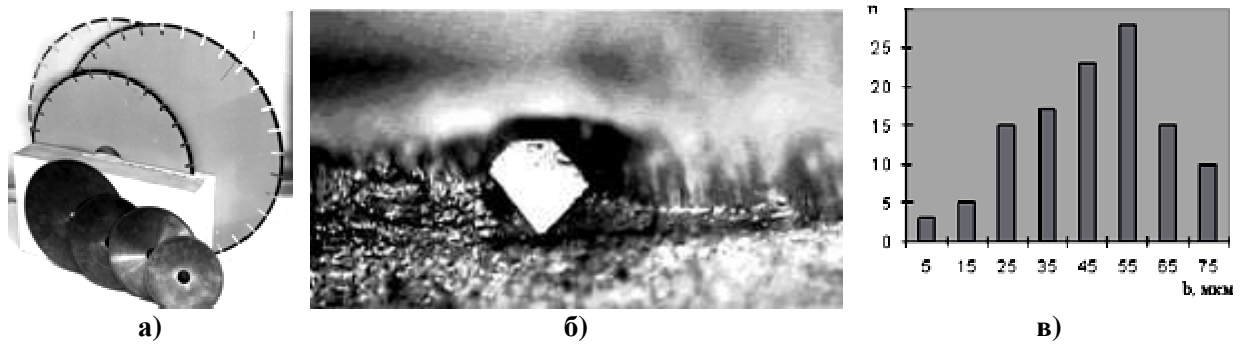
Руйнування алмазним зерном гірської породи, яку автори [26] подають сукупністю окремих, довільних круглих зв'язаних частинок - твердих тіл, які навіть перекриваються у точках контакту, відбувається внаслідок розриву зв'язків між цими частинками в умовах зародження і поширення тріщин. Тобто продуктами руйнування є зерна, що формують моноліт гір-

ської породи, або їх конгломерати, що не мають сталих форми і розмірів.

Частинки подрібненої гірської породи в абразивній суспензії, що вимивається з області різання граніту алмазним кругом, є згідно з [27] круглими тілами, і зі збільшенням діаметра відділених від масиву гірської породи частинок зносостійкість алмазовмісної матриці алмазного круга нелінійно знижується, зменшуючи термін використання інструмента.

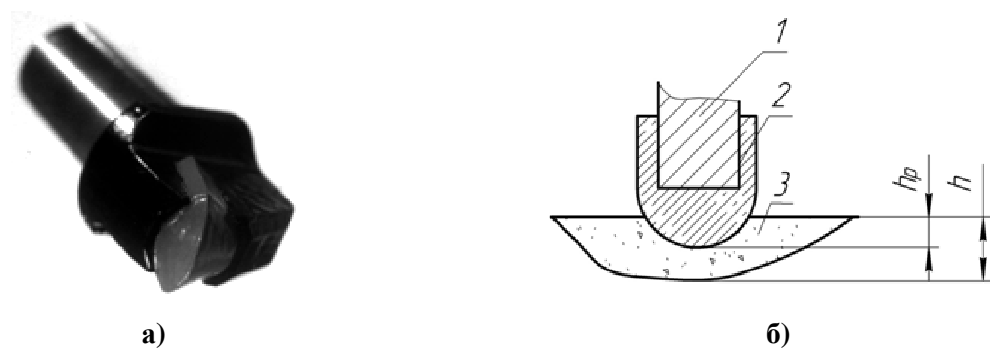
Метою даної роботи було встановлення на підставі аналізу форм фрагментів руйнування, одержаних у результаті взаємодії із зернами, закріпленими у породоруйнівній вставці Славутича (рис. 1,а) і в алмазному сегменті алмазного сегментного відрізного круга 1А1RSS/C₁500 (рис. 2,а, поз.1) основних факторів механізму руйнування породи і їх подібність (або відмінність) до механізмів руйнування гірської породи, що відбуваються у разі заглиблення в неї гірського різця радіального типу РП-221 (рис. 3,а) або алмазно-твердосплавної пластини АТП (рис. 4,а).

Експериментальні дослідження руйнування гірської породи радіальним різцем РП-221 проводилися на стенді, створеному на базі токарно-карусельного верстата 1М553 шляхом різання зі швидкістю 0,52 м/с міцного сірого абразивного пісковіку Тербовлянського родовища окремим різцем, оснащеним твердосплавною «чечевицеподібною» вставкою із заданою подачею на оберт h_p від 2 до 8 мм. Руйнування гірської породи при різанні різцем з серійною алмазно-твердосплавною пластиною типу АТП -1-13,5 проводили на стенді, виконаному на базі поперечно-стругального верстата моделі 7В36 при струганні блоку пісковіку Торезького родовища. Перед початком випробовування поверхня блоку планувалася, а відхилення від площинності не перевищували 0,1 мм. АТП при різанні гірської породи була орієнтована під кутом $-10 \pm 0,5^\circ$ (за переднім кутом) й $10 \pm 0,5^\circ$ за заднім кутом різання. Режим різання здійснювався при швидкості - 0,55 м/с, глибині різання 0,50 мм і поперечній подачі 2,8 мм/хід.



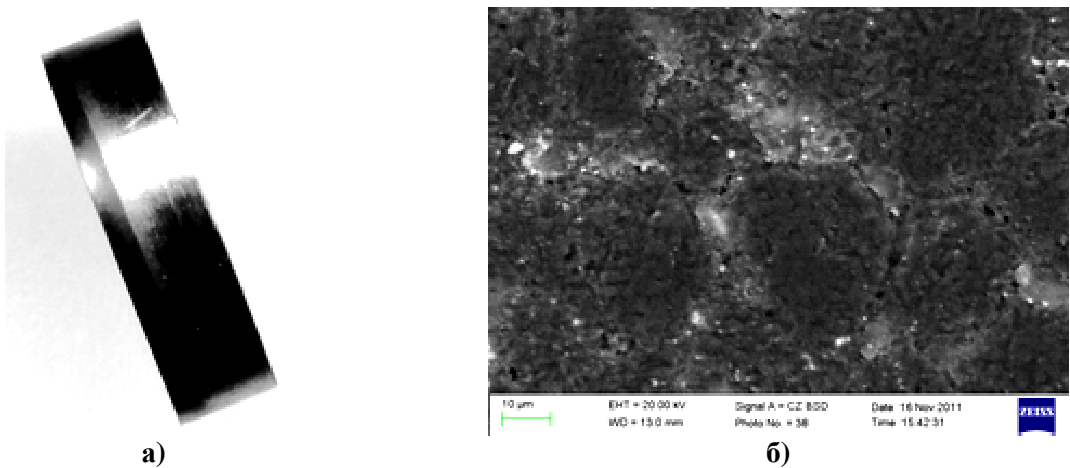
\bar{b} , n – висота вільоту і кількість зерен алмазу відповідно

Рисунок 2 – Алмазна сегментна дискова пилка 1A1RSS/C₁500–1 (а); зерно алмаза на робочій поверхні алмазного сегмента з алмазами АС160 зернистістю 400/315 і концентрацією 50% (б); розподіл вільотів зерен алмазу АС160 зернистістю 400/315 концентрацією 50% над поверхнею зв'язки алмазного сегмента в 1A1RSS/C₁500 (в)



1 – тримач різця, 2 – твердосплавна вставка; 3 – фрагмент шламу гірської породи; h_p – глибина різання, що задається, h – товщина фрагмента шламу, що відколюється

Рисунок 3 – Загальний вигляд різця типу РП-221, оснащеного твердосплавною вставкою (а); узагальнена схема перерізу заглиблення різця РП-221 у породу (б)

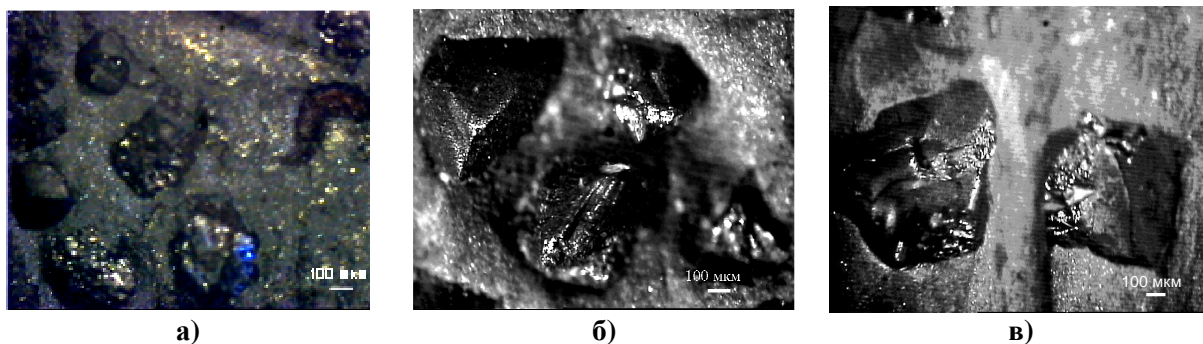


а – загальний вигляд; б – структура поверхні різальної кромки АТП

Рисунок 4 – Різальна алмазно-твердосплавна пластина (АТП)

Для одержання фрагментів шламу при руйнуванні гірської породи одиничним алмазним зерном використовувалися циліндричні вставки Славутича із плоским торцем (зернистість природних алмазів – від 400/315 до 1000/8000 мкм) (рис. 5), і алмазний відрізний сегментний круг (АВСК) діаметром 500 мм із алмазами АС160 400/315 концентрацією 50%.

Геометричні параметри продуктів руйнування проаналізовано за результатами порівняння фрагментів шламу, отриманого при різанні пісковика Теревовлянського родовища окремим різцем, оснащеним твердосплавною «чечевицеподібною» вставкою, блоку пісковика Торезького родовища алмазно-твердосплавною пластиною шламу, відібраного після рі-



Зернистість: (а) – 400/315 мкм; (б) – 800/630 мкм; (в) – 1000/800 мкм

Рисунок 5 – Загальний вигляд робочих поверхонь вставок Славутича з концентрацією природних алмазів 100%

зання блоків граніту Ємельянівського родовища й пісковиків Торезького родовища алмазним відрізним сегментним кругом діаметром 500 мм, 1A1RSS/C₁500 з алмазами AC100 400/315 (обертובה швидкість - 26 м/с, поздовжня подача - 0,5 м/хв, глибина різання - 0,5мм), та шламу, відібраного при різанні пісковиків Торезького родовища вставкою з композиційного алмазовмісного матеріалу Славутич, що було проведене на спеціальному обладнанні за частоти обертання досліджуваного блоку пісковиків, закріпленого на шпинделі установки, 350 хв⁻¹.

Вставка з КАМ притискала до обертового блоку за допомогою пружини й змінних вантажів, що забезпечують в зоні контактування вставки із Славутича з гірською породою розподілений тиск до 3 МПа (термін різання 2 хв.), завдяки чому утворюється вибій у вигляді кільця шириною 10мм, який створює бурова коронка діаметром 93мм. Після проведення п'яти циклів експерименту при постійному режимі продукти руйнування (шлам) фільтрувались із промивальної рідини й висушувались і вимірювались. На основі гранулометричного аналізу за допомогою спеціальної комп'ютерної програми будувались відповідні розподіли геометричних параметрів фрагментів шламу, що забезпечує растровий електронний мікроскоп фірми ZEISS EVO, оснащений енергодисперсійним аналізатором INCA PENTA FETx3 (рис. 6, 7, 8) і лазерного гранулометра LMS-30 (Laser Micron Sizer) (рис. 9).

Аналіз розподілу, отриманого з використанням програми аналізатора зображень свідчить, що ширина окремої частинки шламу (рис. 10) може значно перевищувати ширину утвореного вибою. Так, товщина частинки у випадку руйнування гірської породи різцем, оснащеним твердосплавною вставкою блоку пісковиків Теребовлянського родовища на глибину $h_r = 8$ мм з кроком різання $H=60$ мм - до 91,63мм, алмазно-твердосплавною пластиною - до 18мм, алмазним відрізним сегментним кругом - до 72 мкм).

Згідно з результатами аналізу отриманих за допомогою лазерного гранулометра LMS-30 (Laser Micron Sizer) розподілів (рис. 9), найбільша кількість частинок найбільшого діаметра - 32,78 мкм - міститься в шлам, відібраному після

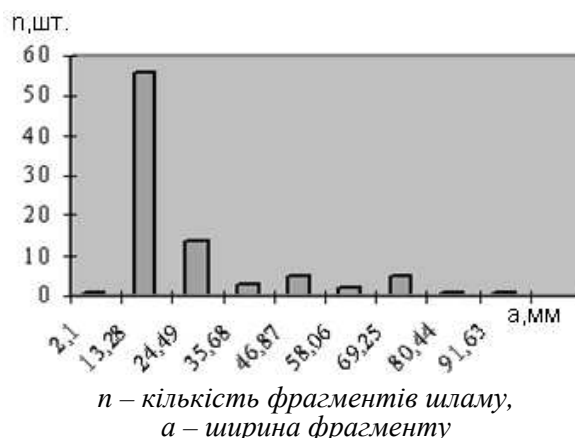


Рисунок 6 – Розподіл значень ширини фрагментів шламу, що утворюється в результаті різання різцем РП-221, оснащеним твердосплавною вставкою блоку пісковиків Теребовлянського родовища на глибину $h_r = 8$ мм з кроком різання $H=60$ мм

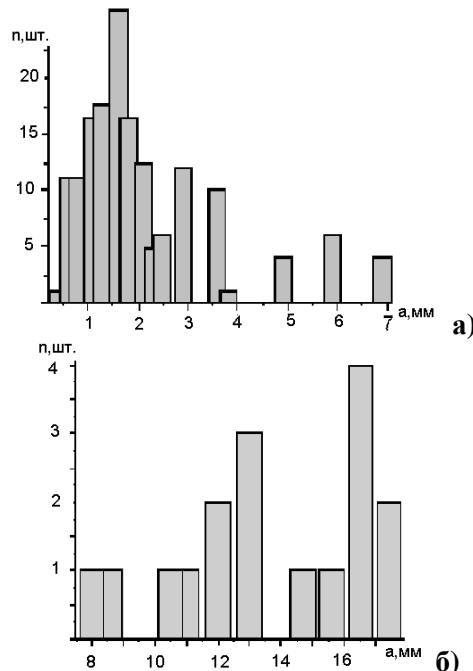


Рисунок 7 – Розподіли значень ширини фрагментів шламу, що утворюється при різанні блоку пісковиків Торезького родовища різцем з АТП товщиною до 7мм (а) і до 18мм (б)

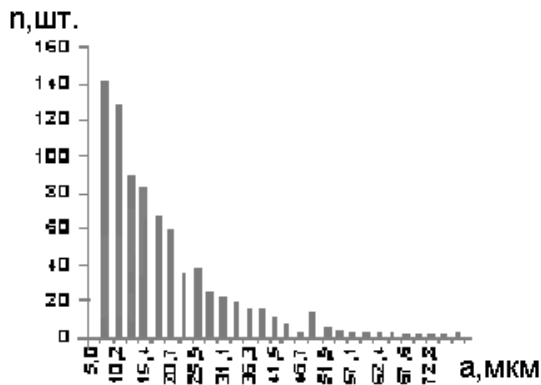
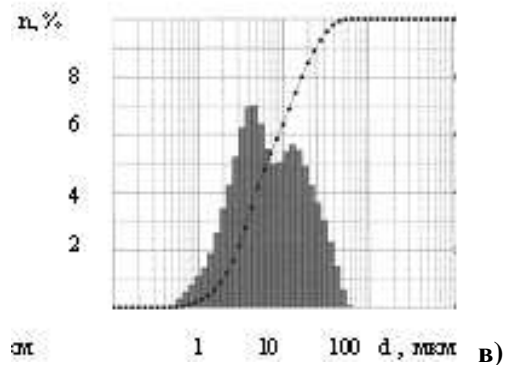
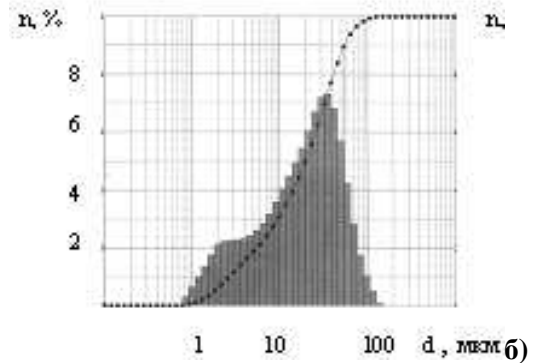
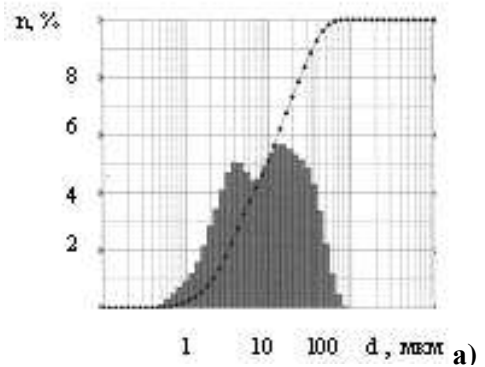


Рисунок 8 – Розподіл значень ширини фрагментів шламу, що утворюється в результаті різання блоку граніту Ємельянівського родовища алмазним сегментним кругом АВСК 500 АС160 400/315 до 100 мкм

руйнування пісковіку Торезького родовища вставкою зі Славутича, оснащеною природними алмазами зернистістю 800/630 і концентрацією алмазів 100%, і становить приблизно, 7,2% (рис. 9,б). Робоча поверхня вставки зображена на рисунку 5,б. Дві інші гістограми (рис. 9 а, в) свідчать про те, що відсоткове співвідношення між діаметрами частинок шламу становить: 5,66% - 16,58 мкм і 6,99% - 5,03 мкм відповідно. Причому вставці зі збільшеною зернистістю алмазів (1000/800 мкм) відповідає гістограма з максимальною кількістю частинок із середнім розміром 5,03 мкм. Високий вміст частинок такого розміру у шламі (рис. 9,в) свідчить, на нашу думку, про достатню низьку кількість гострих кромки на кулеподібних зернах алмазів (рис. 5,в), здатних до сколювання часток шламу, а також про подрібнення вже сформованих фрагментів.

Із гранулометричного аналізу шламу, отриманого при різанні породи вставкою із Славутича, впливає, що оптимальною щодо функції утворення максимальної кількості частинок найбільшого розміру є вставка з зернистістю використовуваних алмазів А 800/630, робоча поверхня якої зображена на рисунку 5,б, тому саме вона була використовувалась для подальших випробувань з метою більш детального дослідження геометричних параметрів фрагментів шламу.

Величину виступання (вильоту) зерен алмаза \bar{b} над зв'язкою, що утворюють робочу поверхню вставки із Славутича і алмазних сегментів, вимірювали за допомогою мікроскопа Ломо Мета Р-1 з ССД відеокамерою Digital КОСОМ при 175 і 360-кратному збільшенні методом, започаткованим Александровим В.А. [17]. За результатами вимірювань побудовано відповідні розподіли. Розподіл вильотів зерен алмаза на робочій поверхні вставки зі Славутича (рис. 1,б) свідчить, що більшість їх виступає зі зв'язки на висоту 150 мкм, однак у деяких випадках виліт може сягати 300 мкм. Переважна більшість алмазів, що закріплені у сегменті алмазного відрізного сегментного круга, виступає



Вставка: а – 400/315 мкм; б – 800/630 мкм; в – 1000/800 мкм

Рисунок 9 – Розподіли діаметрів фрагментів шламу крупністю до 100 мкм, що утворюються при різанні пісковіку Торезького родовища вставкою зі Славутича (концентрація природних алмазів - 100%), отримані при використанні лазерного гранулометра LMS-30 (Laser Micron Sizer) із зернистістю природних алмазів

над зв'язкою на 55 мкм, досягаючи значення 75 мкм (рис. 2,в).

Зіставлення величин середнього і максимального вильотів алмазів зі зв'язки з величинами діаметрів частинок шламу і спостереження за їх невідповідністю спонукало до виявлення одиничного відколеного фрагменту шламу для всіх розглянутих типів інструментів.

При аналізі розмірів фрагментів шламу [14,15] встановлено, що із заглибленням твердосплавного різця різального типу (зокрема, РП-221) або різця з АТП, відкол фрагмента породи (рис. 10,а) відбувається дискретно (стрибокподібно), причому об'єм відколеного фрагменту (на відміну від співвідношення об'ємів

зони відколу та змінання під дією ударного заглиблення твердосплавної вставки шарошки) у багато разів перевищує обсяг зони змінання (рис. 10,б).

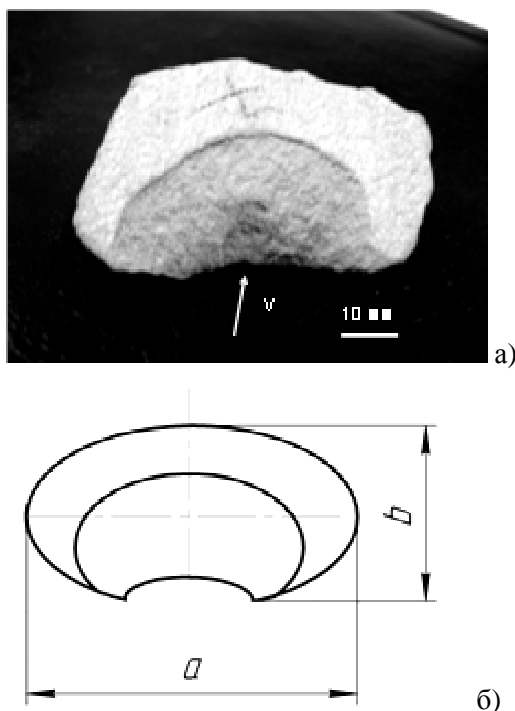


Рисунок 10 - Загальний вигляд фрагментів шламу, отриманих при різанні пісковіку Теребовлянського родовища різцем РП-221 при заданій глибині різання $h_p = 8$ мм і кроці різання $H = 60$ мм (а); V-вектор напрямку відколу частинки шламу і узагальнена схема фрагмента шламу (б)

Порівняння вилучених із шламової маси одиничних фрагментів гірської породи, що є продуктами руйнування блоків пісковіку Торезького родовища і граніту Ємельянівського родовища вставкою із Славутича і алмазним відрізним сегментним кругом з аналогічними фрагментами, що були отримані в результаті різання пісковіку Теребовлянського родовища різцем РП-221, що оснащений «чечевицеподібною» твердосплавною вставкою [15], дає підстави припустити, що існують певні закономірності утворення частинки шламу у випадку взаємодії окремого різця із блоком гірської породи, незалежно від її фізико-механічних властивостей і від типу різального інструмента, яким проводилося руйнування породи.

На рисунках 11-13 зображено фрагменти шламу, отриманого в результаті різання пісковіку Торезького родовища й граніту Ємельянівського родовища вищезгаданими інструментами: різцем з АТП, алмазним сегментом і вставкою із Славутича. Аналіз геометричних розмірів продуктів руйнування (шламу), робочої поверхні досліджуваної вставки по блоку пісковіку Торезького родовища і шламу від різання граніту Ємельянівського родовища алмазним сегментом АВСК проводилося за допомогою мікроскопа Ломо Метам Р-1, оснащено-

го CCD відеокамерою Digital КОСОМ з 175 і 360-кратним збільшенням методом, що застосовувався і при вимірюванні вильоту алмазних зерен зі зв'язки.

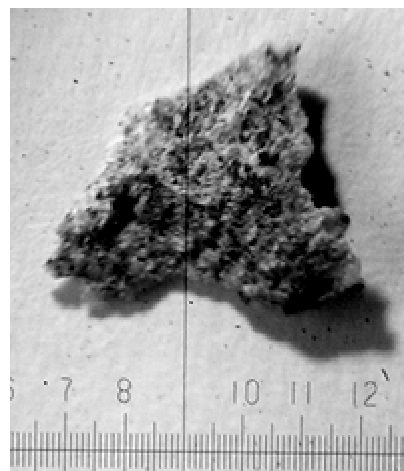


Рисунок 11 – Фрагмент шламу, отриманий при різанні блоку пісковіку Торезького родовища різцем з АТП (ціна поділки – 100 мкм)

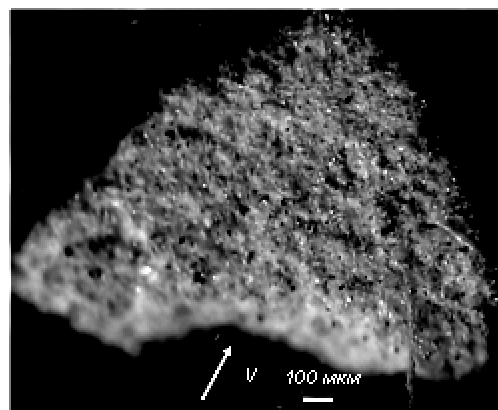


Рисунок 12 – Фрагменти шламу, отримані в результаті різання блоку граніту Ємельянівського родовища алмазним відрізним сегментним кругом АВСК 500 АС 160 400/315 (V-вектор напрямку відколу частинки шламу)

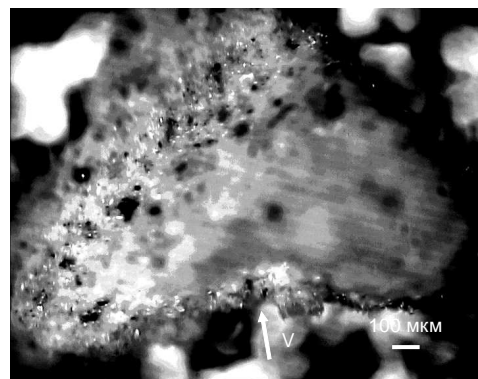


Рисунок 13 - Фрагмент шламу, отриманий в результаті різання блоку Торезького пісковіку алмазними зернами, закріпленими у вставці із Славутича (V-вектор напрямку відколу частинки шламу)

Таблиця 1 – Геометричні параметри продуктів руйнування гірської породи різцями РП-221, АТП, вставкою з КАМ та алмазним сегментним кругом 1А1RSS/C₁500

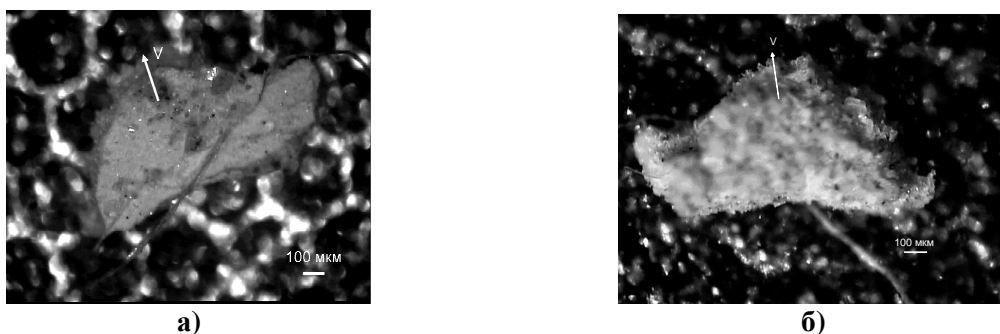
Спосіб руйнування породи	Швидкість різання, м/с	Задана глибина різання h_p , мм	Середнє значення площі проекції відколеного фрагменту шламу $S_{шл}$, мм ²			a / b	Середнє значення співвідношення h / h_p		
			При діаметрі фрагменту до (мм):				При діаметрі фрагменту до (мм):		
			0,1	1	від 1		0,1	1	від 1
Твердосплавним різцем РП-221	0,52	8	-	-	453	1,38	-	-	1,02
Різцем з АТП діаметром 13,5мм	0,55	0,5	-	0,045	4,66	1,51	-	0,15	1,2
Вставкою КАМ (Славутич) діаметром 10мм з алмазами А800/630	1,5	0,004	0,0004	0,006	0,44	1,39	4,55	14,2	97
Фрагментом алмазного сегмента довжиною 10мм (алмазний круг 1А1RSS/C ₁ 500 з алмазами АС100 400/315)	26	0,004	0,00004	0,174	0,66	1,07	0,95	1,8	120

На підставі узагальнення результатів вимірів вибірки великої потужності фрагментів шламу гірської породи, отриманих завдяки мікроскопічному аналізу, зроблено висновок про те, що форми фрагментів шламу, отриманих при різному заглибленні різців, здебільшого відповідають формі, близькій до форми еліпсоїда обертавання, схематичне зображення якого представлено на рис. 10,б. Але наявність характерних особливостей, притаманних найбільш яскравим в інформаційному відношенні зразкам, вказує на певну закономірність протікання процесу відколу одиничного фрагменту шламу. Відношення ширини a до довжини b фрагментів (рис. 10,б), отриманих при руйнуванні пісковиків Тербовлянського та Торезького родовищ і граніту Смельянівського родовища всіма вищезгаданими видами інструментів з різною швидкістю, є інваріантним (табл. 1). Характерне для переважної більшості фрагментів шламу заглиблення у фронтальній частині є відбитком різця у гірську породу: чи твердосплавного різця або різальної кромки АТП, чи алмазного зерна у вставці із Славутича й у сегменті АВСК або гострих кромок полікристала алмаза (рис. 4,б) в АТП.

Відносно симетричні бокові частини фрагментів шламу свідчать про утворення зони руйнування з двох боків породоруйнівного індентора. Наявність вершини у фігурі фрагмента породи (рис. 11; 12; 13), або її відсутність (рис. 10,а) залежить, ймовірно, від межі міцності породи (межа міцності пісковіку Торезького родовища – 150МПа, а пісковіку Тербовлянського родовища – 86,8 МПа). Так, у переважній більшості фрагментів шламу, що утворились в результаті різання блоку пісковіку Тербовлянського родовища, згадана вершина відсутня. Можливо, навантаження, що виникає

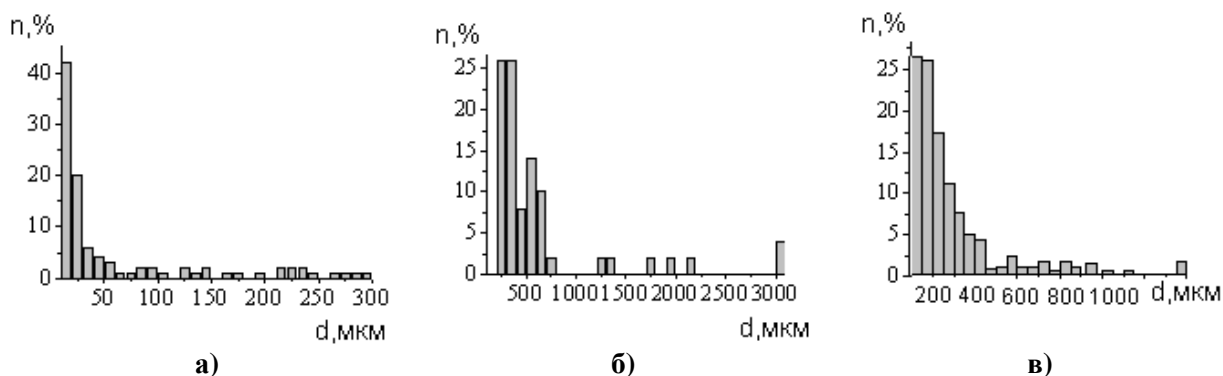
у вершині в момент відколювання фрагменту шламу, є руйнівним, і цементуючий матеріал, що скріплює зерна пісковіку, не здатний їх утримувати і сприяє їх розкришуванню. Подібне явище описане в роботі [28] при дослідженні поширення тріщин, що або чітко формують вищезгадану вершину, або її нівелюють, що залежить від ступеня пластичності кераміки при механічній обробці. Товщина одиничного фрагменту гірської породи є величиною реальної глибини руйнування гірської породи одиничним індентором в даний момент часу, а найбільша товщина фрагментів є максимальною глибиною руйнування даним типом інструменту за один оберт, тобто вибій складається не зі злитих неглибоких рядів-борозн, утворених окремими алмазами, а є низкою «кратерів»-вибоїв, що залишаються після відколювання фрагментів шламу (рис. 15,а) сусідніми алмазними зернами, або їх сусідніми різальними кромками в інструменті, зворотна поверхня яких віддзеркалює поверхню новоствореного «кратера» (рис. 15,б). Фрагмент шламу, що не має вищезазначених ознак, є, як правило, результатом подрібнення відколеного зразка. Тому саме стала конфігурація відколеного фрагменту свідчить на користь руйнування блоку породи на глибину, рівну його товщині, крім того, встановлює зв'язок між глибиною руйнування і габаритними розмірами відколеної частинки. Товщина фрагментів менша середнього арифметичного їх габаритних розмірів при руйнуванні породи алмазними зернами у середньому в 2,2 рази; утричі менше для АТП і приблизно в 7 разів менше для твердосплавного різця.

Наявність фрагментів гірських порід сталої конфігурації, отриманих при руйнуванні досліджуваними інструментами, товщина яких знач-



а – вигляд зверху; б – зворотня поверхня фрагменту, що віддзеркалює поверхню новоствореного вибою, V – вектор напрямку відколу частинки шламу

Рисунок 14 – Фрагмент шламу, отриманий при різанні пісковиків Торезького родовища вставкою із Славутича



АТП: а – до 100 мкм; б – до 1000 мкм; в – до 1000 мкм

Рисунок 15 – Гістограми розподілу середнього діаметру частинок шламу, отриманого в результаті руйнування блоку пісковиків Торезького родовища різцем з АТП вставкою із Славутича з використанням гранулометра DiaInspect OSM

но перевищує значення подачі на оберт (табл. 1) свідчить про високу ефективність руйнування окремими алмазними зернами або різальною кромкою АТП.

Аналіз продуктів руйнування гірської породи перерахованими типами алмазних інструментів з використанням гранулометра DiaInspect OSM підтвердили те, що головною особливістю утворення фрагмента шламу є його форма, а гістограми розподілу середнього діаметру частинок шламу свідчать, що діапазон габаритних розмірів частинок певної форми перебуває в межах від 10 до 3000 мкм (рис. 15), а середнє значення відношення ширини фрагмента а до його довжини б близьке до 1,39 (табл. 1).

У процесі вимірів фрагментів шламу гірської породи, отриманих при руйнуванні породи всіма перерахованими вище типами інструментів, було встановлено, що товщина фрагмента шламу h при певних режимних параметрах може перевищувати задану глибину руйнування h_p до 120 разів (таблиця 1). Відмінність між співвідношенням розмірів фрагментів шламу a/b і h/h_p , отриманих при руйнуванні породи різними типами різців, ймовірно, обумовлене зміною кінематичних умов руйнування, зокрема, швидкості руйнування, що впливають на зміну напруженого стану гірської породи.

Крім цього, не зважаючи на чітко визначену величину математичного очікування розміру частинок, які є одного порядку з глибиною різання h_p в шлам, отриманому при руйнуванні породи вставками КАМ, наявні частинки, розміри яких значно перевищують задану глибину різання. Наявність цих частинок викликано ймовірно руйнуванням гірської породи авангардними зернами вставки чи алмазного сегмента АВСК, або відокремленням периферійною частиною різального інструмента, що потребує подальшого дослідження. Використовуючи дані, наведені у таблиці 1, можна оцінити і потенційну швидкість буріння відповідних гірських порід з використанням досліджених функціональних елементів різального типу. Так, швидкість буріння свердловин з використанням бурів із різцями типу РП-221 при 80 хв^{-1} може досягати $39,2 \text{ м/год.}$; долотом з різцями АТП при 180 хв^{-1} швидкість може досягати $17,3 \text{ м/год.}$; вставкою із Славутича при 350 хв^{-1} (на дослідному стенді для визначення зносостійкості КАМ) - швидкість заглиблення вставки у блок може досягати $0,73 \text{ м/год.}$; фрагментом алмазного сегмента довжиною 10 мм при 1000 хв^{-1} швидкість різання блоку може досягати $0,21 \text{ м/год.}$ Безумовно, тут слід мати на увазі, що така оцінка швидкості коректна тільки за умови сталої конфігурації різальної поверхні

елемента, що можливо тільки до певної стадії взаємодії його з гірською породою, оскільки в реальних умовах відбувається їх зношування, що призводить до зміни різальної здатності елемента.

ВИСНОВКИ

1. На підставі гранулометричного аналізу фрагментів руйнування гірської породи при руйнуванні гірської породи різцями із твердого сплаву (РП-221) і алмазно-твердосплавною пластиною (АТП), алмазним відрізним кругом і вставку з композиційного алмазовмісного матеріалу (КАМ) Славутич підтверджено подібність їх форми форми і близькість її до форми зрізаного еліпсоїда обертання, а співвідношення ширини до довжини a/b фрагментів руйнування (у перетині площини симетрії) інваріантне для всіх перерахованих типів різців і близьке до $1,3 \pm 0,2$. При цьому глибина відколу породи h для перерахованих типів інструментів суттєво перевищує задану глибину різання h_p (всередньому до 1,2 разів – різальним інструментом і до 120 разів – інструментом, оснащеним алмазними зернами). Встановлено, що при руйнуванні породи твердосплавним різцем, різцем з АТП, також, як і зерном алмаза, відколювання фрагмента породи відбувається дискретно (стрибкоподібно), причому об'єм відколюваного фрагмента у багато разів перевищує об'єм зони змінання перед різцем.

2. Встановлена форма й співвідношення розмірів фрагментів дає підставу стверджувати, що руйнування гірської породи зернами алмаза, які утримуються у вставці з КАМ Славутич або у алмазному сегменті, відбувається за тим самим механізмом, що і при різанні гірської породи різцями типу РП-221 або АТП, тобто за механізмом різання з утворенням й поширенням тріщини в умовах змішаного руйнування нормальним відривом зі зсувом.

Література

1 Шрейнер Л. А. Физические основы механики горных пород / Л. А. Шрейнер. – М.-Л: Гостоптехиздат, 1950. – 212 с.

2 Александров Е.В. Исследование взаимодействия инструмента и горной породы при ударном разрушении / Е.В. Александров, В.Б. Соколинский, Г.М. Захариков, Ким Дин Хи. – М.: ИГД им. А.А. Скочинского, 1967. – 61 с.

3 О расчетном определении угла раствора лунок выкола горных пород при работе штыревых шарошек / Барон Л.И., Глатман Л.Б., Григорьев В.И. // Разрушение горных пород при бурении скважин. – 1973. – С. 147-151.

4 Осесимметричная контактная задача теории упругости при наличии износа / Л.А.Галин, И.Г. Горячева // ПММ. – 1977. – Вып. 5, т. 41. – С. 807-812.

5 Мосинец В. Н. Разрушение трещиноватых и нарушенных горных пород / В. Н. Мосинец, А. В.Абрамов. – М.: Недра, 1982. – 248 с.

6 Механическое разрушение горных пород комбинированным способом / А. Ф. Кичигин, С. Н. Игнатов, А. Г. Лазуткин, И. А.Янцен. – М.: Недра, 1972. – 254 с.

7 Кутузов Б.Н. Теория, техника и технология буровых работ / Б.Н. Кутузов. – М.: Недра, 1972. – 310 с.

8 Сравнительный анализ глубины проникновения ударного инструмента в упругую среду при различной форме прямоугольного нагружающего импульса / Г.М.Крюков, В.Р. Федоров // Тр. МИРЭА. – 1970. – №48. – С. 64-77.

9 Эйгелес Р. М. Разрушение горных пород при бурении / Р.М. Эйгелес. – М.: Недра, 1971. – 231 с.

10 Проблема оптимизации вооружения долот, оснащенных алмазотвердосплавными пластинами / О.Т.Драганчук, Р.М. Эйгелес // Труды ВНИИБТ. – 1989. – Вып. 67. – С.96-109.

11 Арцимович Г.В. Механофизические основы создания породоразрушающего бурового инструмента / Г.В.Арцимович. – Новосибирск: Наука, 1985. – 268 с.

12 Свешников И.А. Исследование процесса вращательно-ударного бурения : Дис. работа на соиск. степени кандидата техн. наук. – Донецк: Донецкий Политехнический институт АН Украины, 1968. – 267 с.

13 Свешников И.А. Научные основы создания высокоэффективных породоразрушающих инструментов для буровых машин вращательного действия и проходческих комбайнов : Дис. работа на соиск. докторской степени. – Днепропетровск: Институт геотехнической механики АН Украины, 1992.

14 Отчет по научно-исследовательской теме 0843 «Создание и внедрение новых высокопрочных буровых исполнительных органов и режущего инструмента для эффективной проходки скважин под опоры ЛЭП в мерзлых грунтах и крепких породах» /ИСМ НАН Украины. – Киев, 1989 .

15 К вопросу о влиянии взаиморасположения резцов на энергоемкость процесса разрушения горной породы / А.Л.Майстренко, С.Д.Заболотный, Е.П.Виноградова // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения. – 2010. – Вып.13. – С. 192-198.

16 Звіт по науково-дослідній темі 0960 «Комп'ютерне моделювання та дослідження механізму руйнування міцних гірських порід при застосуванні системи інденторів» // ІНМ НАН України. – Київ, 2004.

17 Александров В.А. Обработка природного камня алмазным дисковым инструментом / В.А. Александров. – Киев: Наук. думка, 1979. – 240 с.

18 Вовчановский И.Ф. Породоразрушающий инструмент на основе Славутича для бурения глубоких скважин / И.Ф.Вовчановский. – Киев: Наук. думка, 1979. – 205 с.

19. ТУ 88 УССР ИСМ 583-76. Вставки из сверхтвердого композиционного материала для бурового инструмента. Киев: ИСМ АН УССР, 1976. – 31 с.

20 Гитцигат Э.Э. Некоторые вопросы технологии алмазного бурения / Э.Э.Гитцигат. -Л.: ОНТИ ВИТР, 1965.

21 Кувькин С.И. Механизм разрушения горных пород и проектирование режимов алмазного бурения / С.И. Кувькин, Н.Ф. Кагарманов // Нефтяное хозяйство. – 1965. – №1. – С.12-18.

22 Хамзин Ш.Х.О механизме взаимодействия единичного алмаза в процессе ее разрушения всесоюзная научно-техническая конференция разрушение горных пород при бурении скважин / Ш.Х. Хамзин, Н. Ф.Кагарманов. – Уфа, 1973.

23 Волков С.А. Справочник разведочного бурения / С.А. Волков, А.С. Волков. – М.: Недра, 1963.

24 Маслов Е. Н. Теория шлифования материалов / Е. Н. Маслов. – М.: Машиностроение, 1974. – 320 с.

25 К вопросу о распределении параметров срезов при шлифовании периферией круга: фактор инструмента и режима обработки. Сообщение 2. / М. Н. Шейко // Сверхтвердые материалы. – 1993. – № 5. – С. 51-61.

26 Haiying Huang, Emmanuel Detournay Intrinsic length scales in tool-rock interaction /International journal of geomechanics / January/February 2008. – P. 39-44

27 Konstanty J. Diamond bonding and matrix wear mechanisms involved in circular sawing of stone Industrial diamond review 1/2000. – P. 55-65

28 Тадаакі Сугіта. Механічна обробка кераміки / Тадаакі Сугіта. – Токіо: Екендо, 1985. – 308 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

11.10.12

*Рекомендована до друку професором
Клименком С.А.*

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ НА МОДЕЛЯХ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

І.І. Чудик, А.І. Різничук, М.О. Мілостян, П.М. Шутка

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42123,
e-mail: ndingt@ifdtung.if.ua*

Описано експериментальні дослідження на моделях компоновок низу бурильної колони у викривленому стовбурі свердловини. Описано конструкція експериментального стенда, методика математичного моделювання, технологія проведення експерименту, критерії подібності для моделей бурильної колони і результати досліджень у вигляді графічних залежностей.

В контексті роботи проведено експериментальні дослідження сил притискання елементів неорієнтованих компоновок низу бурильної колони до стінок викривленої ділянки свердловини на розробленому лабораторному стенді. В результаті досліджень було встановлено, що на величину сил притискання елементів неорієнтованих компоновок низу бурильної колони до стінок свердловини значною мірою впливає викривлення осі свердловини і бурильної колони в її стиснутій наддолотній частині.

Паралельно із експериментальними проводилися в статті представлено результати аналітичних досліджень сил притискання опорно-центрувальних елементів неорієнтованих компоновок низу бурильної колони на прикладі реальної її конструкції. При співставленні результатів досліджень отримано підтвердження того, що деформація компоновки у верхній її частині і кривизна стовбура свердловини зумовлюють суттєву зміну сил притискання опорно-центрувальних елементів до стінок свердловини.

Ключові слова: бурильна колона

Описаны экспериментальные исследования на моделях компоновок низа бурильной колонны в искривленном стволе скважины. Описано конструкция экспериментального стенда, методика математического моделирования, технология проведения эксперимента, критерии сходства для моделей бурильной колонны и результаты исследований в виде графических зависимостей.

В контексте работы проведены экспериментальные исследования сил прижатия элементов неориентированных компоновок низа бурильной колонны к стенкам искривленного участка скважины на разработанном лабораторном стенде. В результате исследований было установлено, что на величину сил прижатия элементов неориентированных компоновок низа бурильной колонны к стенкам скважины в значительной мере влияет искривление оси буровой скважины и бурильной колонны в ее сжатой наддолотной части.

Параллельно с экспериментальными проводились в статье представлены результаты аналитических исследований сил прижатия опорно-центровальных элементов неориентированных компоновок низа бурильной колонны на примере реальной ее конструкции. При сопоставлении результатов исследования получены подтверждение того, что деформация компоновки в верхней ее части и кривизна ствола буровой скважины предопределяют существенное изменение сил прижатия опорно-центровальных элементов к стенкам буровой скважины.

Ключевые слова: бурильная колонна

Experimental studies based on the assembly models of the drill string bottom in the deviated borehole are described in this article. The experimental stand design, methods of mathematical simulation, techniques of experiments implementation, similarity criteria for drill string models and results of the studies in the form of graphic dependences are considered.

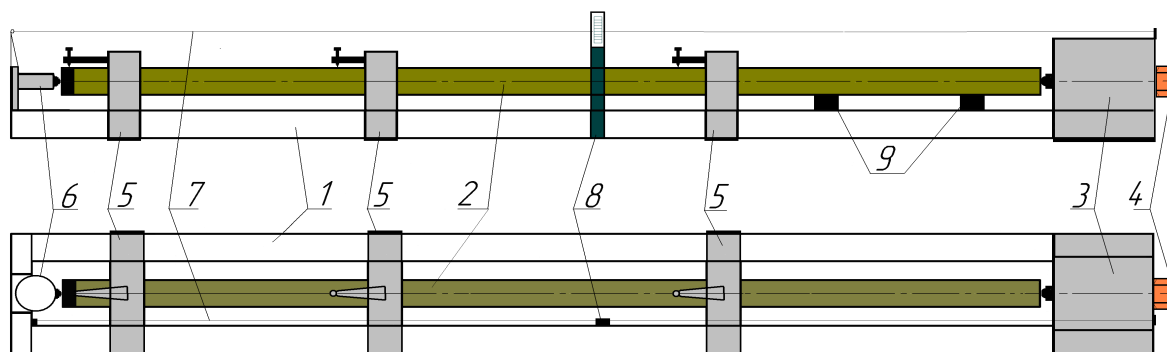
Experimental studies of the pressing forces of unoriented assembly elements of drill string bottom to the walls of the deviated well part on the basis of the developed laboratory stand have been carried out during the work period. As a result of the studies, it has been determined that the value of the pressing forces of the unoriented assembly elements of drill string bottom to the walls of a well is influenced to a considerable extent by the deviation of the well axis and drill string in its compressed above-bit part.

In parallel with the experimental studies presented in the article, the results of the analytical studies of pressing forces of supporting and centering elements of the unoriented assemblies of drill string bottom based on example of its real design have been shown. After the comparison of the study results, it has been confirmed that the assembly deformation in its top and wellbore deviation cause considerable changes in pressing forces of supporting and centering elements to the walls of a well.

Keywords: drill string

Стрімкі темпи економічного, науково-технічного та соціального розвитку людства зумовлюють постійне зростання попиту на нафту та газ і збільшення об'ємів їх споживання та змінює пропорції використання паливо-енергетичних ресурсів у різних секторах економіки країн світу. Ці явища, притаманні Україні, призвели до збільшення на її території кількості законсервованих (малоефективних і виче-

рпаних) родовищ, послабило енергетичну безпеку і викликало необхідність розгортання бурових робіт на нових родовищах з глибиною залягання вуглеводнів понад 5000 м, на дрібних і законсервованих площах в зоні рекреаційних зон, морських акваторіях, горах, а також на родовищах сланцевого газу і вугільного метану. Для реалізації таких проектів необхідною умовою є буріння великої кількості свердловин



1 – основа станда; 2 – модель КБК; 3 – вузол створення осьового навантаження на долото; 4 – натискний гвинт; 5 – вузли вимірювання бокових сил притискування опорно-центрувально елемента (ОЦЕ) і долота до стінок свердловини; 6 – вузол вимірювання осьової сили на долоті; 7 – трос імітації прямолінійності стінки свердловини; 8 – шкала вимірювання прогину основи станда; 9 – підставки імітації нижньої стінки свердловини

Рисунок 1 – Принципова схема конструкції експериментального станда для дослідження сил притискування елементів неорієнтованих КНБК до стінок свердловини

Таблиця 1 – Конструктивні параметри моделі неорієнтованої КНБК

Параметри	Значення
Зовнішній діаметр, м	0.015
Площа поперечного перерізу, м ²	43.9·10 ⁻⁶
Жорсткість на згин, Нм ²	129.9
Довжина, м	4.5
Вага одиниці довжини, Н/м	4.78
Діапазон зміни довжини безрозмірної одиниці ваги при $\alpha=0^{\circ} - 90^{\circ}$, м	3.07 – 3.76
Діапазон зміни ваги безрозмірної одиниці при зміні зенітного кута від 0° до 90° , Н	14.67 – 17.97

складної просторової орієнтації. Основною проблемою при цьому є реалізація параметрів їх проектного профілю.

В зв'язку із цим сучасна нафтогазовидобувна галузь потребує розроблення і використання сучасних ефективних технологій і засобів, до яких належать компоновки низу бурильної колони (КНБК). На сьогодні для їх проектування і вибору використовують здебільшого об'ємні математичні розрахунки і, частково, експериментальні дослідження.

Буріння свердловини є однією із сфер діяльності людини, де найбільш вагомі наукові та технічні рішення були отримані засобами моделювання. Це, насамперед, обумовлюється масштабністю об'єктів дослідження, складністю і високою вартістю реальних промислових спостережень. Однак при бурінні розміри об'єктів дослідження не дозволяють коректно масштабувати модель, а різноманітність явищ, що визначають поведінку об'єкта, ускладнює побудову аналогової моделі. Проте сучасне комп'ютерне та програмне забезпечення відкрило нові можливості для застосування лабораторного методу моделювання. Для проведення лабораторних досліджень неорієнтованих КНБК було розроблено експериментальний стенд, прототип якого наведено в роботі [7], а конструкція – на рис. 1.

До конструкції лабораторного станда входить основа 1, на яку встановлено виготовлену із мідної трубки модель неорієнтованої КНБК довжиною 4,5 м, з конструктивними параметрами, наведеними в таблиці 1.

Враховуючи необхідність моделювання КНБК з одним і двома ОЦЕ, реальна довжина яких становить від 15 до 40 м, внутрішню порожнину трубки (моделі КНБК) було засипано рапітовою стружкою. Це дало змогу збільшити її вагу без зміни величини жорсткості на згин, а, отже, зменшити величину безрозмірної одиниці довжини [7, 8] для проведення досліджень неорієнтованих КНБК на моделі довжиною 4,5 м.

Для вимірювання величини осьового навантаження на долоті використовується спеціальний силувимірювальний вузол, виготовлений зі сталевго кільця із зовнішнім діаметром 60 мм, товщиною стінки 3 мм та шириною 10 мм, з наклеєними на нього тензометричними датчиками. Принципова схема його конструкції зображено на рис. 2.

Закріплений гвинтом до основи станда, він сприймає осьове навантаження на долото, яке передається вздовж осі КНБК через сталеву кульку, закріплену у сидлі, що забезпечує можливість вільного повороту долота відносно до осі компоновки, як передбачено в їх математи-

чних моделях. Для визначення відхиляючої сили на долоті та реакцій на ОЦЕ використовуються силівимірювальні вузли, принципова схема конструкції яких зображена на рис. 3.

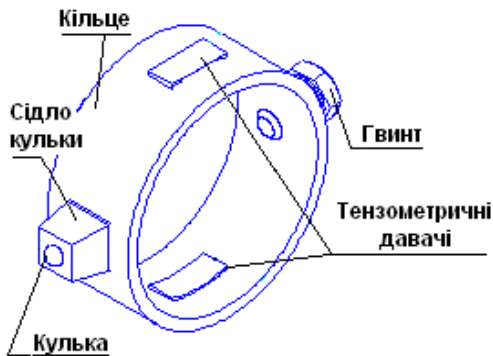


Рисунок 2 – Принципова схема конструкції давача для вимірювання осьової сили притискування долота до вибою свердловини

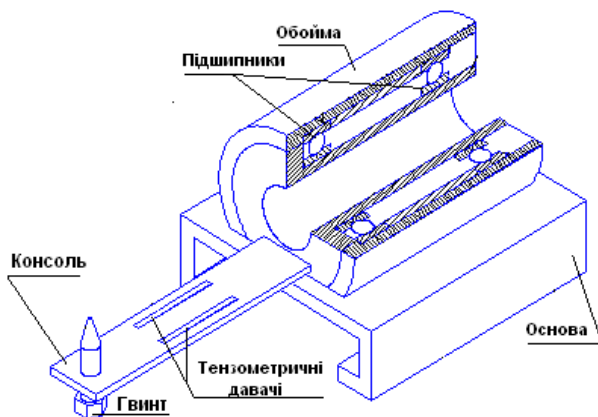


Рисунок 3 – Принципова схема конструкції вузла вимірювання бокової сили притискування ОЦЕ і долота до стінок свердловини

На основі силівимірювального вузла закріплено обойму із двома шарикопідшипниками, що уможливує розворот тензодавача навколо осі свердловини на 360° . Для імітації викривлення верхньої частини компоновки використовується основа цього вузла з консоллю без тензодавачів, який встановлюють у верхній частині моделі (між верхнім ОЦЕ і точкою контакту БК зі стінками свердловини). Зміна прогину моделі БК відносно осі свердловини здійснюється вгвинчуванням гвинта в консолі.

Значення радіальних зазорів у місцях встановлення ОЦЕ обумовлені діаметром внутрішньої обойми тензометричного давача і для модельної БК становлять 4 мм. Місце встановлення ОЦЕ вибирається з врахуванням максимальної довжини модельної трубки і становить 1,3 м від долота.

Для дослідження неорієнтованих КНБК в умовах викривленого стовбура свердловини конструктивно передбачено можливість імітації змінного прогину його основи, який визначається за шкалою 8 (рис. 1) за рівнем натягнутого троса 7, який імітує пряму вісь. Інтенсивність викривлення стовбура свердловини при

цьому визначається за прогином h_x основи стенда із залежності:

$$i = \frac{\arccos\left(\frac{L^2 - 4h_x^2}{L^2 + 4h_x^2}\right)}{\left(\frac{L^2 + 4h_x^2}{8h_x}\right) \cdot \arctan\left(\frac{L^2 - 4h_x^2}{L^2 + 4h_x^2}\right)}, \quad (1)$$

де L – довжина основи стенда.

Зміна осьового навантаження на долото у ході проведення експерименту в діапазоні від 0 до 200 Н забезпечується вузлом, конструкція якого зображена на рис. 4.

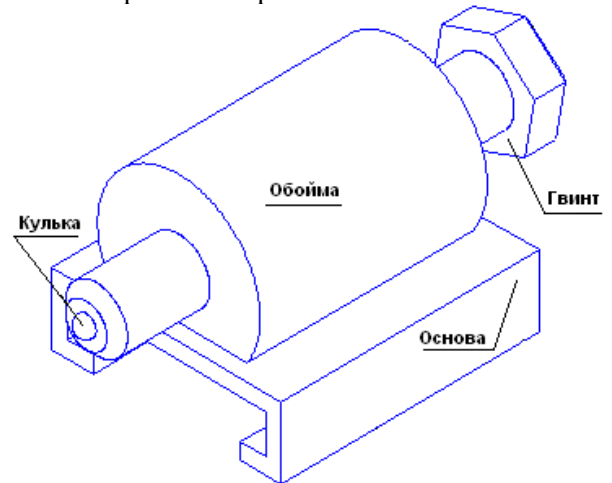


Рисунок 4 – Конструкція вузла для створення осьового навантаження на долото

Вимірювання на експериментальному стенді при дослідженні неорієнтованих КНБК у стовбурі свердловини здійснюється за допомогою цифрової системи з використанням АЦП і персонального комп'ютера (рис. 5).

Функціональна схема вимірювання сил притискування долота і ОЦЕ до стінок свердловини складається з таких елементів:

- давачі для вимірювання:
 - а) осьової і відхиляючої сил на долоті;
 - б) реакції на нижній і верхній опорах;
- АЦП;
- блок живлення;
- персональний комп'ютер.

Блок живлення стенда працює від зовнішнього джерела змінного струму з напругою 220 В. До нього під'єднано АЦП, що призначений для живлення кожного з давачів і зворотного прийому від них певних сигналів. Тензометричні давачі, розраховані на напругу 4,5 В, наклеєні на відповідних сталевих вузлах. Під час деформації пластин виникає зміна опору. Це спричиняє зміну сили струму в електричному колі, яке за допомогою АЦП передається на ЕОМ.

Експериментальні дослідження на даному стенді передбачають проведення серії дослідів при встановлених величинах осьового навантаження на долоті, радіальних зазорах на «опорах» і зенітних кутах викривлення свердловини. Перед початком робіт проводять попереднє налаштування вимірювальної схеми експериментального стенда, яке передбачає тарування силівимірювальних вузлів у такій послідовності.

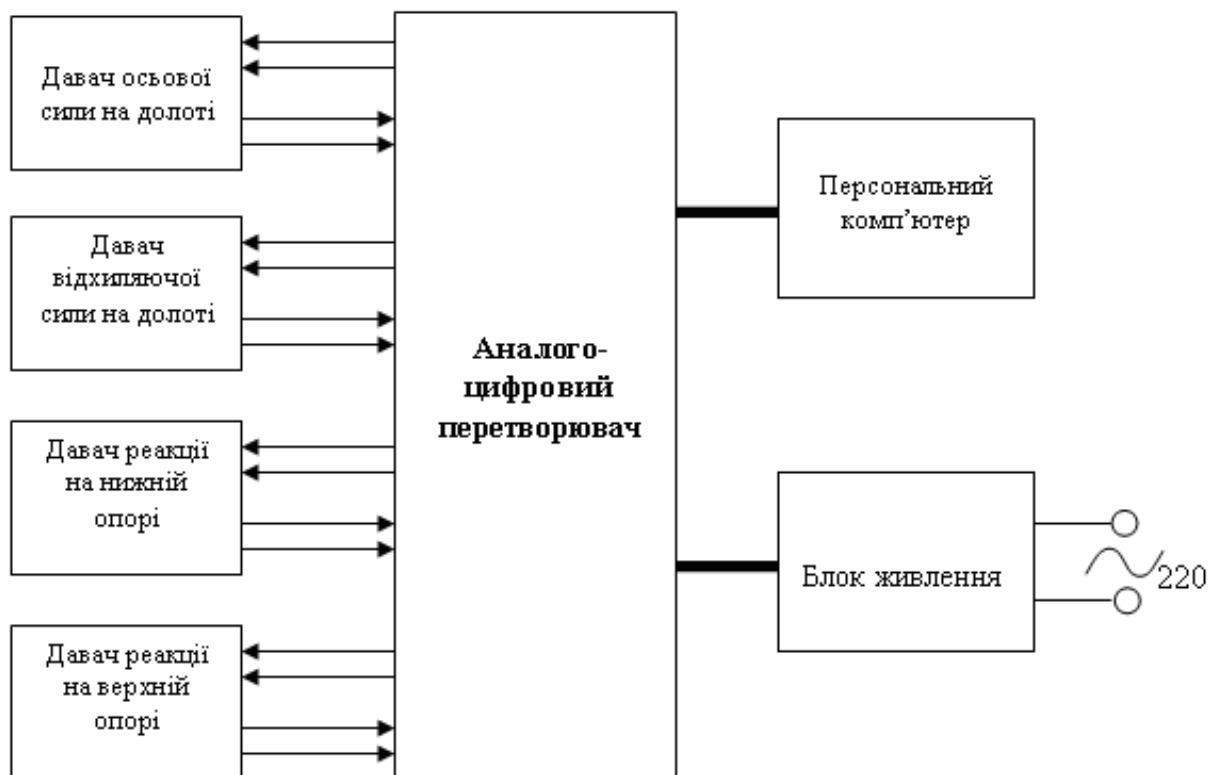


Рисунок 5 – Функціональна схема вимірювань під час роботи на експериментальному стенді

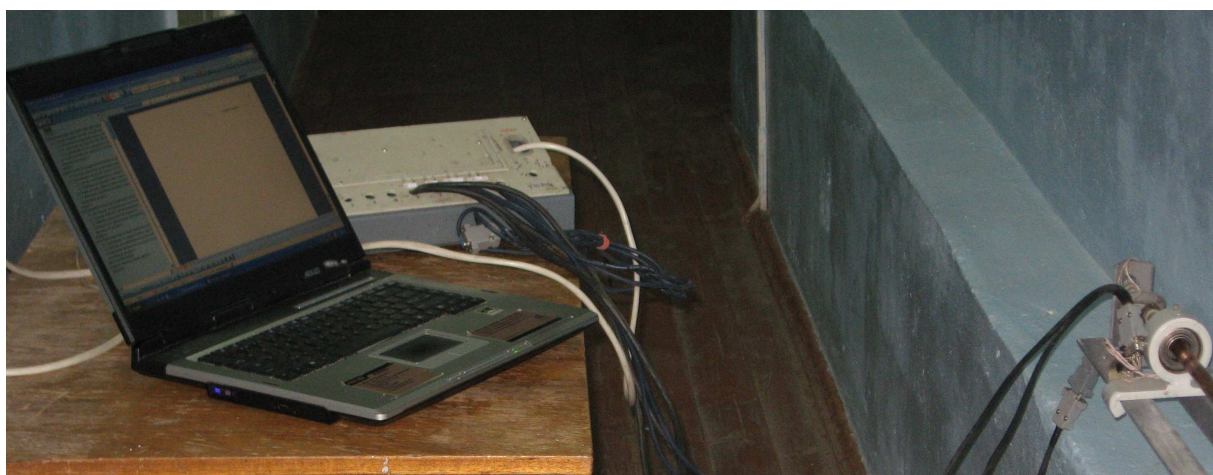


Рисунок 6 – Облаштування вимірювальної схеми експериментального стенда для дослідження неорієнтованих КНБК

1. Стенд встановлюється в положення з відповідним зенітним кутом.

2. Давач для вимірювання осьового навантаження на долоті виставляється у вихідне положення шляхом розвантаження моделі БК в нижньому її кінці.

3. Давачі вимірювання бокових сил притискання ОЦЕ і долота до стінок свердловини обнуляються шляхом переривання контакту деформівної пластини і елемента КНБК.

4. Тарування кожного давача проводиться тричі при прямому й зворотному ходах з витримкою в часі.

5. Результати тарування заносяться до спеціального протоколу дослідів та обробляються методами математичної статистики.

Дослідження на даному стенді передбачає проведення робіт в такій послідовності:

1. Основа стенду встановлюється в положення з відповідним зенітним кутом і радіусом викривлення стовбура свердловини.

2. Всі давачі стенда обнуляються, і на ОЦЕ виставляються відповідні радіальні зазори.

3. Для імітації нижньої стінки свердловини по довжині КНБК встановлюються обмежуючі опори.

4. На долоті створюється відповідне осьове навантаження.

5. Для вивчення впливу радіуса викривлення півхвилі згину вільної частини КНБК (вище ОЦЕ) змінюється довжина по стінці свердловини між опорою та верхньою точкою контакту-

Таблиця 2 – Вихідні дані експериментальних досліджень неорієнтованих КНБК

Параметри	Значення	
	модель	натура
Довжина компоновки, м	4	40
Осьове навантаження на долото, H	до 100	до 150×10^3
Радіальний зазор між осями компоновки і стовбура свердловини в місці встановлення ОЦЕ, м	0.00015	0.002
Радіус викривлення верхньої частини компоновки, м	102	1000
	204	2000
	306	3000
	408	4000
	520	5000
	612	6000

вання бурильної колони з основою стенда, яка фіксується за допомогою вимірювальної стрічки.

6. Дослідження проводяться прямому і зворотному напрямках з витримкою в часі 1 хв і у випадку будь-якої зміни вихідних параметрів цикл вимірювань повторюють.

Взаємодія моделі БК з вибоєм та стінками свердловини на стенді визначається відхиляючою силою на долоті Q , реакціями на опорах R ; довжиною КНБК L_M . В зв'язку із цим у ході проведення експериментальних досліджень планується проведення серії дослідів при встановлених величинах осьового навантаження на долоті, радіальних зазорах на ОЦЕ і зенітних кутах свердловини. Спершу у відповідно до підходу [7] визначається вага погонного метра реальної конструкції КНБК, яку потрібно досліджувати в лабораторних умовах:

$$q_{np} = \sum_{i=1}^n q_{n_i} l_{n_i} / \sum_{i=1}^n l_{n_i}, \quad (2)$$

де q_{n_i} – вага погонного метра реальної конструкції КНБК;

l_{n_i} – довжина ділянок реальної конструкції КНБК;

n – кількість складових частин (ділянок) реальної конструкції КНБК.

Наступним кроком є визначення приведенного значення однієї безрозмірної одиниці довжини реальної КНБК $m_{np.p.}$, [7] визначається:

$$m_{np.p.} = L_n / \sum_{i=1}^n l_{n_i} / m_{n_i}, \quad (3)$$

де m_{n_i} – безрозмірна одиниця довжини елементів реальної конструкції КНБК.

Відтак вже визначеними параметрами q_{np} і $m_{np.p.}$ обчислюються величини технологічних параметрів, що використовуються при експериментальному дослідженні КНБК:

$$P_m = P_n m_m q_m / m_{np.p.} q_{np}; \quad (4)$$

$$L_m = L_n m_m / m_{np.p.}; \quad (5)$$

$$R_m = R_n m_m / m_{np.p.}; \quad (6)$$

$$Q_m = Q_n m_m / m_{np.p.}; \quad (7)$$

$$r_m = r_n m_m / m_{np.p.}, \quad (8)$$

де «н» – параметр натурального показника;
«м» – параметр модельного показника.

Як відомо з практики, неорієнтовані КНБК складається з n елементів різної власної ваги q_i і жорсткості на згин EI_i . Із врахуванням цього справедливою для них буде рівність:

$$l_m / m_m = \sum_{i=1}^n l_{n_i} / m_{n_i}, \quad (9)$$

$$l_{n_n} = \left[(l_m / m_m) - \sum_{i=1}^{n-1} (l_{n_i} / m_{n_i}) \right] m_{n_n}. \quad (10)$$

Для КНБК, яка складається з ділянок різної власної ваги q_i , приведені значення μ_{np} та $q_{m,np}$ визначаються із формул:

$$m_{np} = m_m / l_m \left[\sum_{i=1}^n l_{n_i} \right]; \quad (11)$$

$$q_{m,np} = m_{np} q_{np}. \quad (12)$$

Отримані результати лабораторних експериментальних досліджень перераховуються на реальні величини з використанням таких залежностей:

$$Q_n = Q_m q_{m,np} / q_m m_m, \quad (13)$$

$$R_{n_i} = R_{m_i} q_{m,np} / q_m m_m, \quad (14)$$

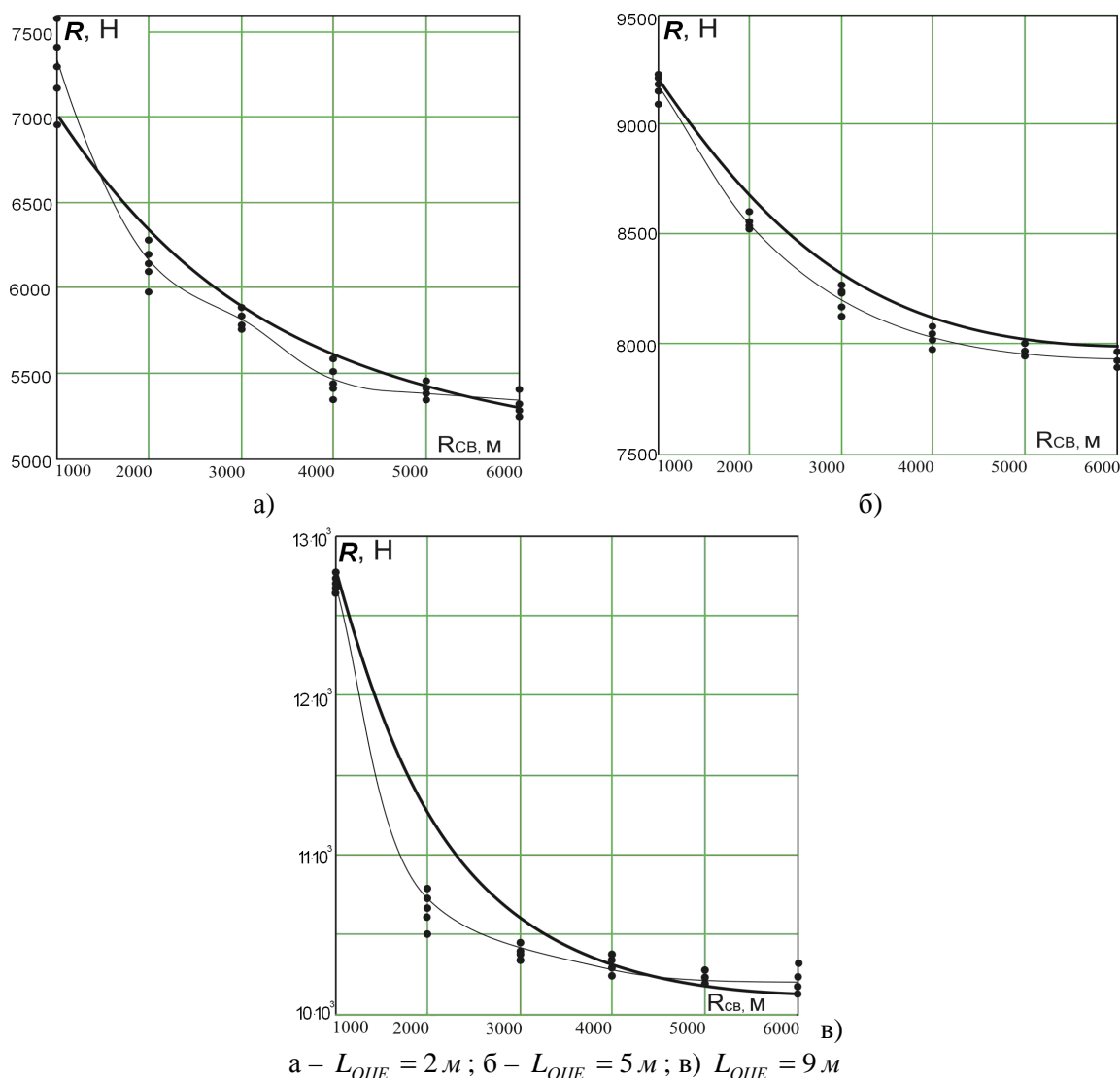
$$l_{n_i} = l_{m_i} m_{np} / m_m, \quad (15)$$

$$R_{n.nx_i} = R_{m.nx_i} m_{np} / m_m, \quad (16)$$

$$r_{n_i} = r_{m_i} m_{np} / m_m. \quad (17)$$

Апробацію методики інтерпретації результатів лабораторних досліджень і самого стенду було проведено за вихідними даними, наведеними в табл. 2. Після статистичної обробки отриманих експериментальних результатів було побудовано двовимірні залежності сил притискання ОЦЕ до стінок свердловини від радіуса її викривлення (R_{CB}) і деформації верхньої частини компоновки ($R_{БК}$).

Зіставлення результатів експериментальних досліджень із аналітичними даними проводилося за значенням сил притискання ОЦЕ КНБК такої конструкції: долото $\varnothing 215.9$ мм; гвинтовий двигун ДГ 172 ($EI=39.96$ кНм²; $q=1300$ Н/м); ОЦЕ $\varnothing 215$ мм на ДГ; ОБТ $\varnothing 146$ мм ($EI=43.72$ кНм²; $q=952$ Н/м); $P=100$ кН; $\alpha = 10^0$. Результати досліджень відображені на графічних залежностях рис. 7 і 8. Як бачимо, вони



— - експериментальні значення; ——— - розрахункові значення;
 $L_{ОЦЕ}$ - відстань від долота до місця встановлення ОЦЕ в КНБК

Рисунок 7 – Графічна залежність сил притискування ОЦЕ до стінок свердловини від радіуса їх викривлення

чітко підтверджують припущення про те, що викривлення КНБК у верхній її частині і кривизна стовбура свердловини спричинюють суттєву зміну сил притискування ОЦЕ до її стінок свердловини.

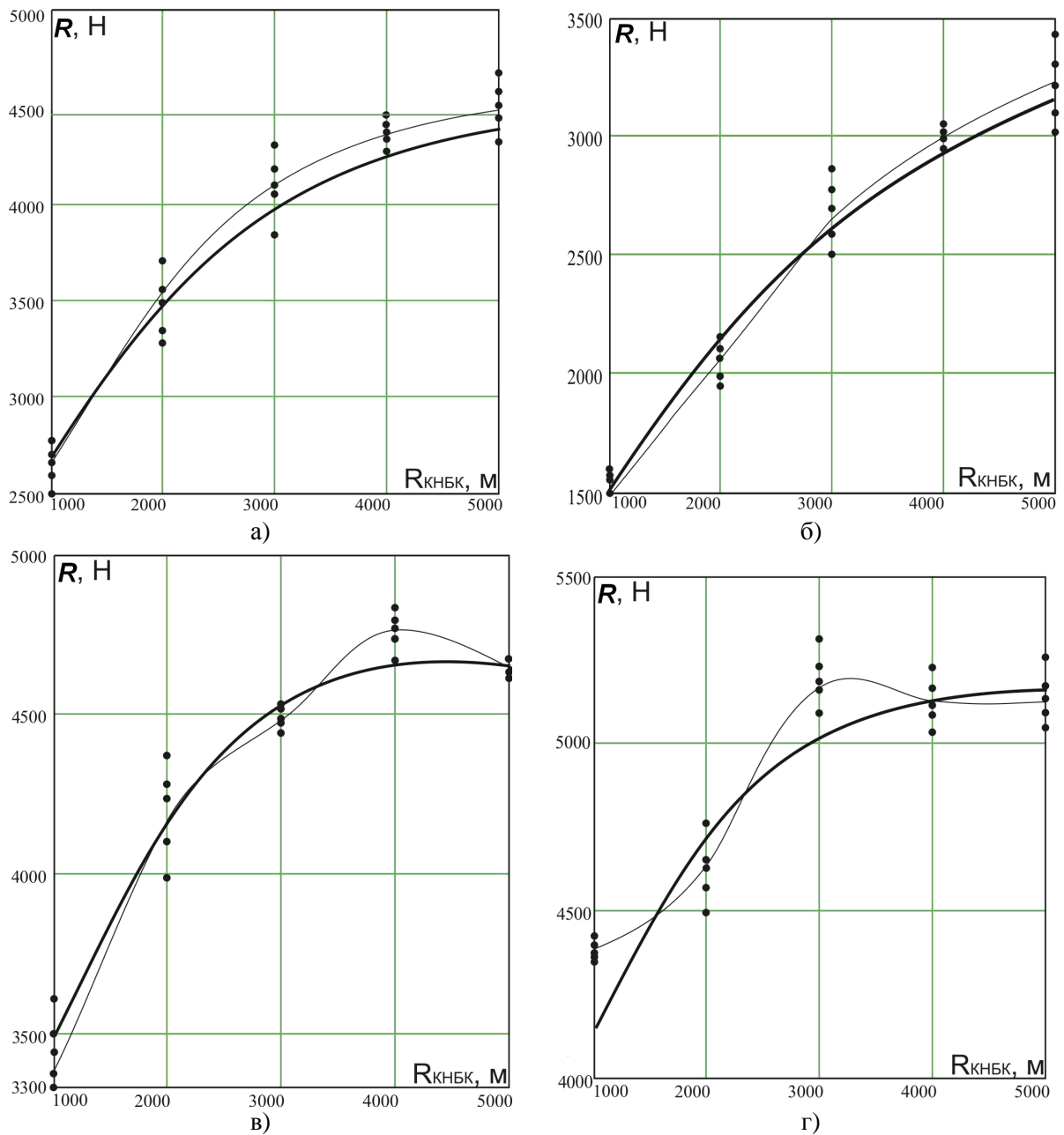
Отримані результати експериментальних досліджень, приведені до конструкції одноопорної неорієнтованої КНБК, характеризуються тенденцією до збільшення сил притискування ОЦЕ до стінок свердловини при зростанні $R_{КНБК}$ і $R_{СВ}$, що обумовлюється втратою стійкості низу БК і її деформацію у стовбурі свердловини.

Як бачимо, результати експериментальних досліджень дають досить високу оцінку адекватності аналітичної моделі неорієнтованих КНБК [8] і доводять необхідність врахування при проектуванні її конструкції таких параметрів, як $R_{КНБК}$ і $R_{СВ}$. Тому, запропонований алгоритм експериментальних досліджень неорієнтованих КНБК з використанням вдосконале-

ного стенда і універсальної методики інтерпретації їх результатів розширюють можливості для вибору їх ефективніших конструкцій і вирішення задач спрямованого буріння.

Література

- 1 Григулецкий В.Г. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны / В.Г. Григулецкий, В.Т. Лукьянов. – М.: Недра, 1990. – 304 с.
- 2 Антаманов С.И. Экспериментальное исследование сил контактного давления центраторов на стенки скважины // С.И. Антаманов, О.А. Марков, Н.Г. Серeda // Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 9. – С. 21-24.
- 3 Балицкий А.В. Исследование на механической модели статической устойчивости колонны бурильных труб: Материалы межвузовского совещания / А.В. Балицкий // Нефтяное машиностроение. – 1958. – Т. 3.



а – $L_{OCE} = 2 м$; б – $L_{OCE} = 2,5 м$; в) $L_{OCE} = 3 м$; г) $L_{OCE} = 3,5 м$;

— - експериментальні значення; — - розрахункові значення

Рисунок 8 – Графічна залежність сили притискання ОЦЕ до стінок свердловини від радіуса викривлення верхньої частини неорієнтованої КНБК

4 Васько І.А. Исследование взаимодействия невращающейся ступенчатой буровой колонны с забоем и стенкой скважины / И.А. Васько, Н.Г. Серeda, О.А. Марков // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 8. – С. 47-49.

5 Орынчак Н.И. Исследование взаимодействия нижней части буровой колонны с забоем и стенкой скважины при установке двух центраторов / Н.И. Орынчак // Изв ВУЗов, Геология и разведка. – 1970. – № 10. – С. 38-43.

6 Беляев В.М. Компонировки нижней части буровой колонны / В.М. Беляев. – М., 1972. – 140 с. – (ТНТО / ВНИИОЗНГ; сер.Бурение).

7 Крижанівський Є.І. Експериментальні дослідження на моделях компоновок низу бу-

рильної колони [Текст] / Є.І. Крижанівський, І.І. Чудик, М.М. Яворський, В.М. Івасів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 4(9). – С. 121-123.

8 Чудик І.І. Метод розрахунку сил притискання бурової колони до стінок свердловини довільної кривизни [Текст] / І.І. Чудик // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2010. – № 2(24). – С. 32-36.

Стаття надійшла до редакційної колегії
17.09.12

Рекомендована до друку професором
Коцюличем Я.С.

ДОСЛІДЖЕННЯ ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПЛАСТИЧНО ДЕФОРМОВАНОЇ ТРУБНОЇ СТАЛІ 17Г1С ПІСЛЯ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Р. С. Савула

Філія УМГ «Львівтрансгаз» ДК «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України»,
79026, м. Львів, вул. Рубчака, 3, e-mail: r s a v u l a @ m a i l . r u

Наводяться результати досліджень фізико-механічних властивостей пластично деформованої трубної сталі 17Г1С після тривалої експлуатації, таких як схильність до воднем ініційованого розтріскування, швидкість корозії, вплив сірководневого середовища на механічні характеристики, розподілу мікротвердості по товщині труби. З'ясовано, що наявність деформації у 5% викликає підвищення мікротвердості сталі на 49-63 одиниці твердості. За наявності деформації у 9% спостерігається менше збільшення мікротвердості. Сірководневе середовище NACE незначно вплинуло на характеристики міцності σ_T та σ_B , але суттєво знизило характеристики пластичності δ , ψ . Під впливом сірководневого середовища значно скорочується час до руйнування зразків, виготовлених як з деформованої, так і з недеформованої трубної сталі.

Ключові слова: пластично деформована трубна сталь, фізико-механічні характеристики, мікротвердість, воднем ініційоване розтріскування, корозія, сірководневе середовище.

Приводятся результаты исследований физико-механических свойств пластически деформируемой трубной стали 17Г1С после длительной эксплуатации, таких как склонность к иницированному водородом растрескиванию, скорость коррозии, влияние сероводородной среды на механические характеристики, распределение микротвёрдости по толщине трубы. Установлено, то наличие деформаций в 5% вызывает увеличение микротвёрдости стали на 49–63 единицы твёрдости. При наличии деформаций в 9% наблюдается меньшее увеличение микротвёрдости. Сероводородная среда NACE незначительно повлияла на прочностные характеристики σ_T и σ_B , но существенно снизила характеристики пластичности δ , ψ . Под влиянием сероводородной среды значительно сокращается время до разрушения образцов, изготовленных как с деформированной, так и с недеформированной трубной стали.

Ключевые слова: пластически деформированная трубная сталь, физико-механические характеристики, микротвёрдость, иницированное водородом растрескивание, коррозия, сероводородная среда.

The article presents the results of the study of plastically deformed 17G1C pipe steel's physical and mechanical properties after long-term exploitation such as hydrogen triggered cracking, corrosion rate, influence of hydrosulfuric environment on mechanical properties, distribution of microhardness through the length of the pipe. It was found out that in 5% cases, presence of deformation causes the increase of steel microhardness by 49 to 63 units of hardness. In case of 9% deformation lower increase of microhardness is observed. Hydrosulfuric environment NACE influenced greatly the strength characteristics σ_T and σ_B , but significantly reduced ductility properties δ , ψ . Under the influence of hydrosulfuric environment, the time before destruction of samples as produced of deformed and of non-deformed pipe steel

Keywords: plastically deformed pipe steel, physical and mechanical properties, microhardness, hydrogen triggered cracking, corrosion, hydrosulfuric environment.

Вступ. Для зменшення енергетичної залежності України необхідно забезпечувати високу надійність машин і споруд підприємств нафтогазового комплексу та розробляти розвідані газові і нафтові родовища. Особливої актуальності питання надійності й довговічності газопромислового обладнання набувають тоді, коли технологічні продукти родовищ містять такі корозивні компоненти, як сірководень, меркаптанові сполуки, вуглекислий газ.

Третина розвіданих газових родовищ України містять сірководень - надзвичайно агресивний компонент, який прискорює загальну корозію, викликає сірководневе корозійне розтріскування під напруженням (СКРН), воднем ініційоване розтріскування (ВІР) та поверхневе пухиріння сталей і сплавів. Насамперед це стосується обладнання газових родовищ та найбільш матеріаломісткої частини комплексу – трубопроводів різного призначення, які виготовляють переважно з вуглецевих та низьколегованих сталей [1-6].

Окремі види руйнувань сталей відбуваються за відсутності зовнішніх навантажень. До них належать: а) поверхневе пухиріння; б) пухиріння з утворенням водневих тріщин та кратерів; в) ініційоване воднем розтріскування, тобто зародження тріщин за відсутності навантажень під дією високого тиску молекулярного водню біля внутрішніх дефектів (включень).

Поверхневе пухиріння характерне для пластичних трубних сталей низької твердості. Згідно зі стандартом NACE MR0175-96 [16] до роботи у сірководневих середовищах допускаються сталі з HRC \leq 22. Ця величина встановлена на основі практичного досвіду. Типовий прояв поверхневого пухиріння пластичної сталі наведено на рис. 1 [6].

Поява пухирів найбільш імовірна в зонах накопичення коагульованих вакансій, за наявності шлакових включень, мікро- та макropустот. Аналіз складу газу у пухирях засвідчив, що він містить до 99,5% водню [7-9]. Тиск цього газу може досягти кількох сотень атмосфер.

Пухиріння міцніших сталей, зокрема, марок Д і Л, супроводжується утворенням внутрішніх тріщин та кратерів глибиною до 2...3 мм. Очевидно, що в сталях цього класу через вищу твердість (допускається HRC 21...26 [10]) розвиваються приповерхневі ступінчасті тріщини. Через велику небезпеку цього виду корозійно-водневого руйнування сталей неприпустимо використовувати для газодобувного обладнання конструкційні матеріали, які не є стійкими до наводнювання у сірководневих середовищах.

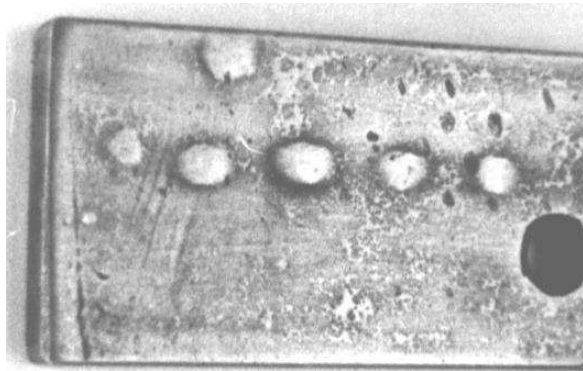
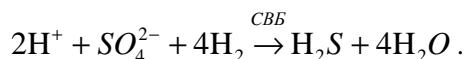


Рисунок 1 – Поверхнєве пухиріння трубної сталі 20

В праці [11] наводяться результати досліджень впливу структури матеріалу на схильність до наводнювання. Встановлено, що структури зі сферичними карбідами, отриманими після загартування та відпуску, мають більшу дифузійну проникність водню, аніж структури з крупними глобулярними або пластинчастими карбідами. Останні більшою мірою гальмують дифузію водню, викликаючи його нагромадження в металі і полегшуючи зародження тріщин. З підвищенням вмісту сірки в сталі зростає кількість сульфідних включень та чутливість до корозійно-водневих руйнувань. Фосфор, що знаходиться в сталі, гальмує стадію рекомбінації атомів водню, внаслідок чого збільшується інтенсивність наводнювання. Тому для роботи в наводнюючих середовищах допускаються маловуглецеві сталі з низьким вмістом сірки та фосфору.

В результаті довготривалої експлуатації газових родовищ, що містять сірководень, виникає можливість потрапляння сірководню до магістральних трубопроводів. Це може трапитись внаслідок неефективного функціонування очисних споруд, виникнення аварійних ситуацій або біогенного фактору (мікробіологічних процесів). Найбільшу шкодуносять сульфатвідновлюючі (СВВ) та тіонові бактерії. СВВ в процесі своєї життєдіяльності перетворюють сульфати і сульфіти на сірководень, окислюючи молекулярний водень, присутній в природних водах, або той, що виділяється в процесі корозії сталевого обладнання. Процес біогенної сульфат редуції може бути описаний реакцією [12]:



Як бачимо, мікробіологічні процеси підсилюють корозію промислового обладнання.

Мета наших досліджень полягає у вивченні впливу сірководню на корозійні та корозійно-механічні властивості трубної сталі 17Г1С.

1. Дослідження схильності трубної сталі 17Г1С до воднем ініційованого розтріскування (ВІР). Під час експлуатації обладнання у середовищах з високим вмістом сірководню (наприклад, у нафті або газі) тріщини в сталях можуть утворюватися внаслідок воднем ініційованого розтріскування (ВІР). Англомовний аналог – *hydrogen induced cracking* (НІС). Під останнім розуміють зародження тріщин за відсутності навантажень під дією високого тиску молекулярного водню біля внутрішніх дефектів (включень), розшарування, поверхнєве пухиріння (блістерінг). Згідно зі стандартом NACE TM-02-84 сталі для виготовлення труб досліджують на схильність до ВІР, оскільки такий тест є обов'язковим для добору матеріалів трубопроводів, призначених для транспортування продуктів з домішками сірководню. ВІР проявляється в утворенні внутрішньоструктурних тріщин, орієнтованих переважно у напрямі вальцювання труб та інших деталей.

Для дослідження ВІР та поверхнєвого пухиріння використовували прямокутні зразки завдовжки 100 мм (у напрямі вальцювання), завширшки 20 мм (упоперек вальцювання) і завтовшки $t = 1...2$ мм, де t – товщина стінки труби або виробу.

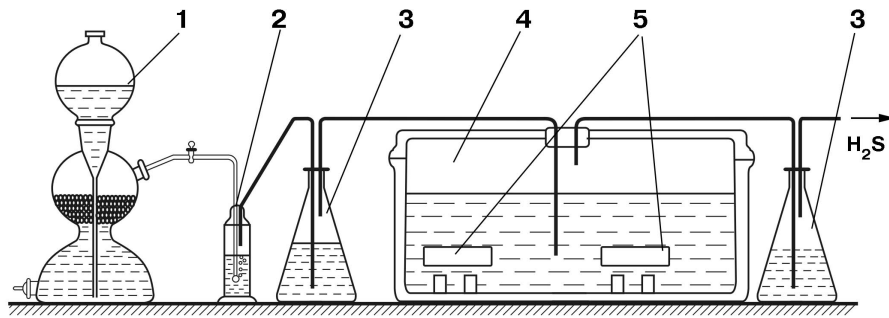
Згідно того ж стандарту зразки витримували протягом 96 годин (для чистоти експерименту час витримки збільшували і, навіть, підкислювали середовище до $\text{pH} \sim 2$) в сірководневому розчині NACE (5% NaCl + 0,5% CH_3COOH , безперервне насичення H_2S зі швидкістю 10 мл/хв, $\text{pH} 3,0...4,0$). Мінімальний об'єм розчину – 4,5 мл/см² поверхні зразків; температура випробувань – 20 ± 2 °C (рис.2).

Встановлено, що зразки зі сталі 17Г1С не зазнали ВІР при витримках 96 год, 200 год, 720 год, 1440 год, і, навіть, при підкисленні сірководневого середовища до $\text{pH} \sim 2$.

2. Визначення швидкості корозії металу (масометричним методом). Зразки для досліджень виготовляли як з деформованих труб (5% та 9%), так і з недеформованих труб різної товщини (10,3 мм та 15 мм), виготовлених зі сталі 17Г1С. Дослідження проводили у розчині NACE (5%-ий водний розчин NaCl + 0,5% CH_3COOH , насичення H_2S , $\text{pH} 3...4$, температура випробувань – 22 ± 3 °C [13].

Зразки для корозійних досліджень масометричним методом вирізували із заготовок з подальшим шліфуванням усіх поверхонь (до шорсткості $R_a=0,6...0,8$ мкм), знежирювали в ацетоні та висушували.

Використовували три зразки на один дослід. До використання зразки зберігали в ексикаторі. Після корозійних досліджень зразки промивали водою, висушували, механічно (гумка) видаляли продукти корозії, промива-



1 – апарат Кіппа; 2 – склянка Тимошенка; 3 – водяний затвор;
4 – робоча ємність з сірководневим розчином; 5 – зразки.

Рисунок 2 – Схема для випробувань у насиченому сірководнем робочому розчині:

Таблиця 1 – Швидкість корозії трубної сталі 17Г1С

Маркування	τ , год.	m_0	m	Δm	S , м ²	K_m , г/м ² ·год	Π , мм/рік
13, деф.9%	192,0	175,1	174,3	0,8	$6,65 \cdot 10^{-3}$	0,6266	0,7000
18, деф.9%	192,0	171,9	171,2	0,7	$6,57 \cdot 10^{-3}$	0,5549	0,6182
2, не деф.	192,0	229,3	228,7	0,6	$7,48 \cdot 10^{-3}$	0,4178	0,4654
15, не деф.	192,0	175,0	174,3	0,7	$6,74 \cdot 10^{-3}$	0,5409	0,6026
5, деф.5%	192,0	232,6	231,7	0,9	$7,48 \cdot 10^{-3}$	0,6267	0,6981
8, деф.5%	192,0	235,7	234,5	1,2	$7,62 \cdot 10^{-3}$	0,8202	0,9137

ли в ацетоні та висушували. Після двогодинної витримки в ексикаторі зразки зважували [14,15].

Швидкість корозії (K_m) розраховували за формулою:

$$K_m = \frac{m_0 - m}{S \cdot \tau},$$

де m_0 , m – маса зразка до і після експерименту, відповідно, г;

S – площа зразка, м²;

τ – час витримки зразків у корозивному середовищі, год.

Перерахунок корозійних втрат маси зразка на глибинний показник (Π , мм/рік) проводили за формулою:

$$\Pi = \frac{K_m}{\rho},$$

де ρ – густина металу, г/см³.

Для сталі

$$\Pi = \frac{8,76 \cdot K_m}{7,86}, \text{ мм/рік.}$$

Результати досліджень зведені до табл. 1.

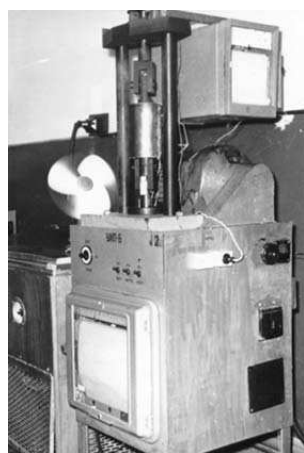
Як бачимо з результатів досліджень, наведених у таблиці, деформовані зразки кордують з більшою швидкістю, ніж недеформовані. З найбільшою швидкістю кородує зразок № 8, виготовлений з деформованої (5%) труби, найповільніше – зразок №2, виготовлений з недеформованої труби. Зазначимо, що для деформованих зразків №13 та №5 різний ступінь деформації (9% та 5%) не вплинув на швидкість корозії. Всі зразки кородували рівномірно, без утворення пітингів та виразок.

3. Дослідження впливу сірководневого середовища на властивості трубної сталі 17Г1С. Досліджували вплив сірководневого середовища на зміну характеристик міцності (σ_T , σ_B) та пластичності (δ , ψ). Для цього зразки попередньо витримували у розчині НАСЕ протягом 200 годин, а потім проводили випробування на установці УВП-6 (рис. 3) з малою швидкістю деформування зразка 10^{-5} , с⁻¹. Безперервне деформування зразка розтягуванням з малою швидкістю здійснювали за одночасної дії корозивного середовища. Критеріями схильності до корозійного розтріскування вважали час руйнування металу, а також зниження пластичності та міцності матеріалу в корозивному середовищі у порівнянні з відповідними показниками в інертному середовищі.

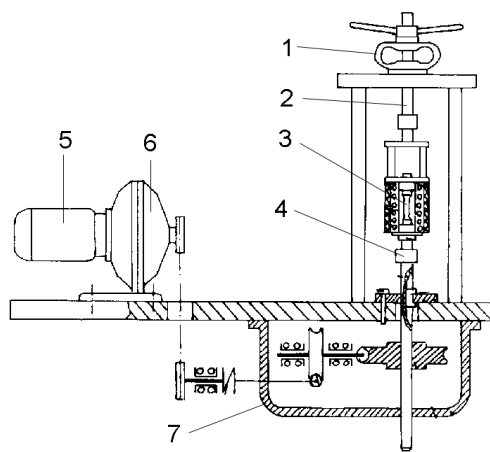
На рис. 4 зображено криві розтягу з малою швидкістю деформації (10^{-5} , с⁻¹) зразків з недеформованої трубної сталі 17Г1С (товщина стінки труби 15 мм). В таблиці 2 наведено результати визначення механічних характеристик цих зразків.

Як видно з рис. 4, час до руйнування зразків, витриманих у сірководневому середовищі, скоротився у 3,2 рази (121/38) у порівнянні з часом до руйнування зразків, випробуваних на повітрі. Характеристики міцності σ_T і σ_B практично не змінилися. Характеристики пластичності зменшилися суттєво: δ – у 5,15 разів (20,6/4,0); ψ – у 7,7 разів (65,5/8,5), що свідчить про окиснення трубної сталі 17Г1С під дією сірководневого середовища.

До таблиці 3 зведено результати випробувань зразків, виготовлених з деформованої трубної сталі 17Г1С (товщина стінки труби – 15 мм, максимальна відносна деформація – 5%).



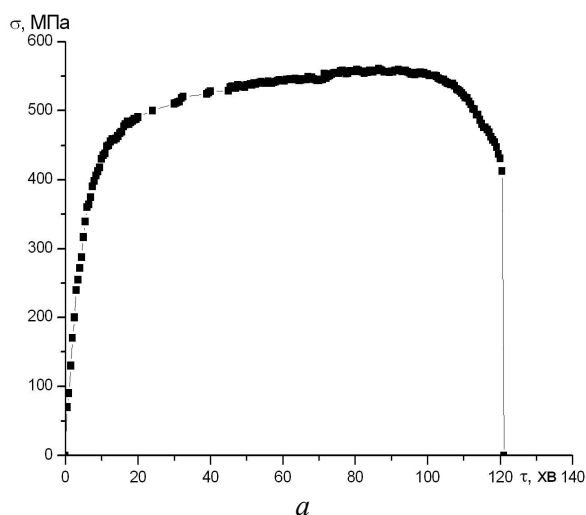
а



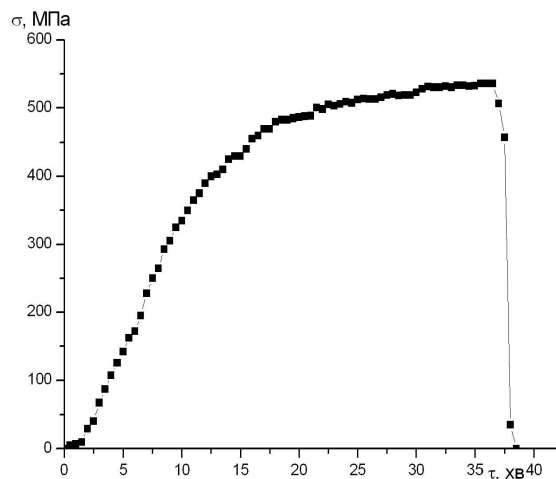
б

а – загальний вигляд; б – схема установки; 1 – динамометр; 2 – тяга верхня; 3 – зразок; 4 – тяга нижня; 5 – електродвигун; 6 – головний редуктор; 7 – редуктори проміжкові

Рисунок 3 – Установа УВП-6 для випробувань зразків зі сталю швидкістю деформування



а



б

Рисунок 4 - Криві розтягу зразків з недеформованої трубної сталі з малою швидкістю деформування (10^{-5} , s^{-1}) на повітрі (а) та після витримування в розчині NACE протягом 200 год. (б)

Таблиця 2 – Вплив сірководневого середовища на механічні характеристики недеформованої трубної сталі (товщина стінки труби – 15 мм)

Середовище	σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	ψ , %
Повітря	410	550	20,6	65,5
NACE	400	530	4,0	8,5

Таблиця 3 – Вплив сірководневого середовища на механічні характеристики деформованої трубної сталі (товщина стінки труби – 15 мм, максимальна відносна деформація – 5%)

Середовище	σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	ψ , %
Повітря	420	530	12,6	64,9
NACE	380	480	4,6	19,3

Після витримування зразків у розчині NACE час до руйнування скоротився у 3,3 рази порівняно з тим самим показником на повітрі. Характеристики міцності зменшилися в 1,1 рази. Характеристики пластичності зменшилися суттєвіше: δ – у 2,7 рази (12,6 / 4,6); ψ – у 3,4 рази (64,9 / 19,3).

До таблиці 4 зведено результати випробувань зразків, виготовлених із недеформованої трубної сталі 17Г1С труби товщиною стінки 10,3 мм. Для цього матеріалу під впливом сірководневого середовища час до руйнування скоротився у 2,75 рази (110/40). Характеристики міцності σ_T і σ_B не зазнали змін. Характеристики пластичності, як і слід було очікувати, зменшилися: δ – у 2,5 рази (19,7 / 7,9); ψ – у 3,5 рази (71,9/20,8).

До таблиці 5 зведено результати досліджень зразків, виготовлених з деформованої трубної сталі 17Г1С труби з товщиною стінки 10,3 мм. Час до руйнування матеріалу під впли-

вом сірководневого середовища скоротився у 3,5 разів (94/27). Характеристики міцності σ_T і σ_B практично не змінилися, а характеристики пластичності зменшилися відповідно: δ – у 3,86 разів (14,3/3,7); ψ – у 5,8 разів (56,9/9,8).

Таблиця 4 – Вплив сірководневого середовища на механічні характеристики недеформованої трубної сталі (товщина стінки труби – 10,3 мм)

Середовище	σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	ψ , %
Повітря	370	550	19,7	71,9
NACE	370	550	7,9	20,8

Таблиця 5 – Вплив сірководневого середовища на механічні характеристики деформованої трубної сталі (товщина стінки труби – 10,3 мм; максимальна відносна деформація – 10%)

Середовище	σ_T , МПа	σ_B , МПа	δ , %	ψ , %
Повітря	400	550	14,3	56,9
NACE	400	540	3,7	9,8

4. Визначення мікротвердості трубної сталі 17Г1С. Розподіл мікротвердості за перерізом зразків визначали вимірюванням мікротвердості з поверхні перерізу зразка металу на приладі ПМТ-3М за ГОСТ 9450-76 [16-18]. Під час дослідження робили не менше, ніж три повторних виміри твердості на кожному рівні шліфа. Твердість визначали за навантаження 0,49 Н (50 г), встановлюючи індентор перпендикулярно до поверхні. Для чотиригранної пірамідки з квадратною основою величину мікротвердості обчислювали за формулою:

$$HV = \frac{P}{S} = 0,189 \times \frac{P}{d^2} \text{ [МПа]}, \quad (1)$$

де P – навантаження, Н;

S – площа відновленого відбитку пірамідки, мкм^2 ;

d – діагональ відбитку чотиригранної алмазної пірамідки з кутом при вершині 136° , мкм .

Результати вимірювань мікротвердості осердя зразків наведено у таблиці 6. Досліджувався також розподіл мікротвердості у поверхневих шарах зразків з середини і ззовні труби.

Таблиця 6 – Товщина і мікротвердість осердь зразків, виготовлених з деформованої та недеформованої труб

№ з/п	Номер зразка	Товщина зразка, мм	Мікротвердість осердя, HV	Примітки
1	3	15,2	200,6±5,0	не деформована
2	6	15,2	249,1±5,5	деформація 5%
3	10	15,2	263,7±6,8	деформація 5%
4	14	11,6	236,2±7,2	деформація 9%
5	17	11,3	217,5±3,3	недеформована
6	20	11,4	241,8±7,9	деформація 9%

Порівняння результатів вимірювання мікротвердості осердь зразків з середньою мікротвердістю свідчить, що твердість осердя недеформованих зразків є нижчою від середньої, а деформованих – може бути рівною або перевищувати її.

Висновки. Як показують результати досліджень фізико-механічних властивостей пластично деформованої трубної сталі 17Г1С після тривалої експлуатації, наявність деформації у 5% зразків викликає підвищення мікротвердості сталі на 49-63 одиниці твердості, а за наявності деформації у 9% спостерігається дещо менше збільшення мікротвердості. Очевидно це пов'язано з більшим ступенем пластичної деформації та релаксацією напружень. Сірководневе середовище NACE незначно впливає на характеристики міцності σ_T та σ_B , але суттєво знижує характеристики пластичності δ , ψ . Під впливом сірководневого середовища суттєво скорочується час до руйнування зразків, виготовлених як з деформованої, так і з недеформованої трубної сталей.

Література

- 1 Радкевич О. І. Пошкодження металу промислових трубопроводів у сірководневному середовищі / О. І. Радкевич, Г. В. Чумало // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2003. – № 4. – С. 112–114.
- 2 Радкевич О. І. Деградація металу насосно-компресорних труб під час експлуатації у сірководневих середовищах / О. І. Радкевич, Г. В. Чумало, І. І. Василенко // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2002. – № 6. – С. 96–98.
- 3 Акользин А. П. Экологические аспекты коррозионного растрескивания трубопроводов / А. П. Акользин, Л. В. Бухгалтер // Проблемы коррозии і протикорозійного захисту матеріалів: матеріали IV Міжн. конф.-виставки «Проблеми коррозии і протикорозійного захисту матеріалів. – Корозія-98», (Львів, 9–11 червня 1998 р.). – Львів: Фіз.-мех. ін-т НАН України, 1998. – С. 531–533.
- 4 Черняев И. Д., Черняев К. В. Обеспечение безопасной эксплуатации и продление срока службы магистральных нефтепроводов на основе широкомасштабных диагностических работ и эффективных методов ремонта / И. Д. Черняев, К. В. Черняев : матеріали IV Міжн. конф.-виставки «Проблеми коррозии і про-

तिकорозійного захисту матеріалів. – Коррозія-98», (Львів, 9–11 червня 1998 р.). – Львів: Фіз.-мех. ін-т НАН України, 1998. – С. 505–507.

5 Повышение коррозионной стойкости нефтепромыслового оборудования / Л. С. Саакян, Ф. П.Ефремов, И. А. Соболев. – Москва: Недра, 1988. – 211 с.

6 Основні закономірності наводнювання та поверхневого пухиріння трубної сталі в сірководневих середовищах / О. Радкевич, Г. Чумало, І. Домінюк, Р. Юркевич // Проблеми корозії і протикорозійного захисту матеріалів: у 2-х т.: Спецвипуск ФХММ. – 2004. – №4. – С. 446 – 449.

7 Радкевич О. І. Вплив сірководню на роботоздатність матеріалів обладнання газодобувної промисловості / О. І. Радкевич, В. І. Похмурський // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2001. – № 2. – С. 157–173.

8 Поведение низколегированных сталей при низкотемпературном наводороживании / Р. П. Соколов, Ю. И. Рубенчик, А. И. Радкевич и др. // Физико-химическая механика материалов. – 1989. – №5 – С. 76–79.

9 Василенко И. И. Коррозионное растрескивание сталей / И. И. Василенко, Р. К. Мелехов. – Киев: Наук. думка, 1977. – 265 с.

10 NACE Standard MR-0175-96. Standard Material Requirements Sulfide Stress Cracking Resistance Metallic Materials for Oilfield Equipment.- Houston, Tx.: National Association of corrosion Engineers (NACE). – 1996. – 30 pp.

11 Коваль В. П. Коррозионное растрескивание низколегированных сталей в сероводородных средах // Автореф. дис. к.т.н. – М.: ВНИИГАЗ. – 1973. – 24 с.

12 Саакян Л. С. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии / Л. С. Саакян, А. П. Ефремов. – М.: Недра, 1982 – 227 с.

13 NACE Standard MR-0175-96. Standard Material Requirements Sulfide Stress Cracking Resistance Metallic Materials for Oilfield Equipment. – Houston, Tx.: National Association of corrosion Engineers (NACE). – 1996. – 30 pp.

14 Коррозия: Справ. изд. / Под. ред. Л. Л. Шрайера: Пер. с англ. – М.: Металлургия, 1981. – 632 с.

15 Фокин М. Н. Методы коррозионных испытаний металлов / М. Н. Фокин, К. А. Жиглова; под ред. Колотыркина. – Москва: 1986. – 80 с.

16 ГОСТ 9450-76 – Измерение микротвердости вдавливанием алмазных наконечников. – М.: Из-во стандартов, 1993. – 34 с.

17 Харитонов Л. Г. Определение микротвердости / Л. Г. Харитонов. – М.: Машиностроение, 1967. – 48 с.

18 Глазов В. М. Микротвердость металлов / В. М. Глазов, В. Н. Вигдорович. – М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по черной и цветной металлургии, 1962. – 224 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
07.09.12*

*Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*

МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ТАНГЕНЦІАЛЬНИХ ЗАЛИШКОВИХ НАПРУЖЕНЬ В СТАЛЕВИХ БУРИЛЬНИХ ТРУБАХ

Ю.С. Сичов (мол.)

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504612,
e-mail: metalyha@mail.ru

Наведено причини руйнування сталевих бурильних труб при роторному способі буріння. Показано, що крім дії зовнішніх навантажень та інших чинників на довговічність бурильних труб впливають залишкові напруження, які виникають у металі труб під час їх виготовлення на трубопрокатних станах внаслідок пластичного деформування за високої температури та значних прикладених зусиль. Висаджування кінців бурильних труб на горизонтально-ковальських установках в колдовий замкнутий пуансон також призводить до появи залишкових напружень. Розроблено і випробувано методику для визначення тангенціальних залишкових напружень у бурильних трубах, яка базується на сучасних методах тензометрування. Основу розробленої методики складають методи Закса і Давіденкова, а їх застосування дає змогу визначити тангенціальні залишкові напруження по всьому перерізі дослідних взірців. Розроблено конструкцію спеціального строю, що уможливує внутрішнє розточування кільця без пошкодження наклеєних на зовнішній поверхні тензорезисторів. Проведено вимірювання тангенціальних залишкових напружень у тілі і висадженій частині нової сталеві труби групи міцності «К» і отримано конкретні значення цих напружень по всьому перерізі металу труби, що відображено у таблицях і графіках.

Ключові слова: буріння, труба, кільце, деформація, залишкові напруження, тензорезистор, розтяг, стиск, довговічність, методика.

Приведены причины разрушения стальных бурильных труб при роторном способе бурения. Показано, что кроме воздействия внешних нагрузок и различного рода факторов на долговечность бурильных труб оказывают влияние остаточные напряжения, которые возникают в металле труб в процессе их изготовления на трубопрокатных станах в результате пластической деформации при высокой температуре и больших прикладываемых усилиях. Высадка концов бурильных труб на горизонтально-ковальной установке в круговой замкнутый пуансон также приводит к появлению остаточных напряжений. Разработана и опробована методика определения тангенциальных остаточных напряжений в бурильных трубах, которая базируется на современных методах тензометрирования. В основу разработанной методики положены методы Закса и Давиденкова, позволяющие определять тангенциальные остаточные напряжения по всему сечению исследуемых образцов. Разработана конструкция специального приспособления, позволяющего выполнить внутреннюю расточку кольца, не повреждая наклеенные на его внешней поверхности тензорезисторы. Проведено измерение тангенциальных остаточных напряжений в теле и высаженой части новой стальной трубы группы прочности «К» и получены конкретные значения этих напряжений по всему сечению металла трубы, представленные в таблицах и графиках.

Ключевые слова: бурение, труба, кольцо, деформация, остаточные напряжения, тензорезистор, растяжение, сжатие, долговечность, методика.

The causes of steel drill pipes destruction in rotary drilling are presented in the article. It is proved that except for external stresses and various factors residual stress affects the lifetime of drill pipes. Residual stress set in the metal of pipes during their manufacturing in tube work stations as a result of plastic deformation at high temperature and strong applied efforts. Unloading the ends of the drill pipes onto horizontal forging facilities in the closed circular punch also leads to the occurrence of residual stresses. Scientific works at studying residual stresses in steel drill pipes were conducted in 1940 - 1950s have been considered. The technique of determining the tangential residual stresses in the drill pipes basing on modern methods of strain metering have been developed and tested. The basis of the developed technique is the Sachs and Davidenkov' methods. The application of these methods allows determining the tangential residual stresses around the whole sections of samples. The special design of the device that allows you to do the inner boring of the ring without damaging resistive-strain sensors that are attached on the external surface of the ring has been developed. The tangential residual stresses in the body and in the unloaded part of the new steel drill pipe of strength "K" have been measured and the received values of these stresses across the metal pipes sections are presented in two tables and two graphs.

Keywords: drilling, pipe, ring, deformation, residual stress, resistive-strain sensor, tension, compression, lifetime, method.

Надійність роботи бурильної колони, основу якої складають сталеві бурильні труби, є важливим чинником у процесі буріння свердловин.

При бурінні свердловин роторним способом сталеві бурильні труби сприймають складний комплекс навантажень. Різні за характером і величиною, статичні і динамічні навантаження, накладаючись, створюють напруження, які

є небезпечними в процесі буріння свердловин [1, 2].

Незважаючи на інженерні розрахунки при проектуванні рівномірної бурильної колони, аварії внаслідок руйнування сталевих бурильних труб відбуваються досить часто. Статистикою встановлено, що при обертвовому способі буріння біля 60% всіх аварій відбувається внаслідок руйнування бурильних труб.

Внутрішні залишкові напруження в сталевих бурильних трубах виникають ще в процесі їх виготовлення. У трубній промисловості налагоджено виробництво безшовних труб. Способи виготовлення та елементи теорії прошивання і прокочування труб висвітлено в роботах [3, 4]. У процесі виготовлення бурильних труб із гільзи створюється пластична деформація, і в металі труб виникають внутрішні залишкові напруження від дії вертикальних сил.

Підвищення міцності різьбового з'єднання бурильної труби досягається висаджуванням кінців труби в гарячому стані на горизонтально-ковальських установках. При цьому товщина стінки у висадженій частині труби збільшується за рахунок пластичної деформації, яка створюється в горизонтальному напрямі.

Схема безооблоного висаджування кінців бурильних труб зображена на рис. 1 і описана в роботі [5].

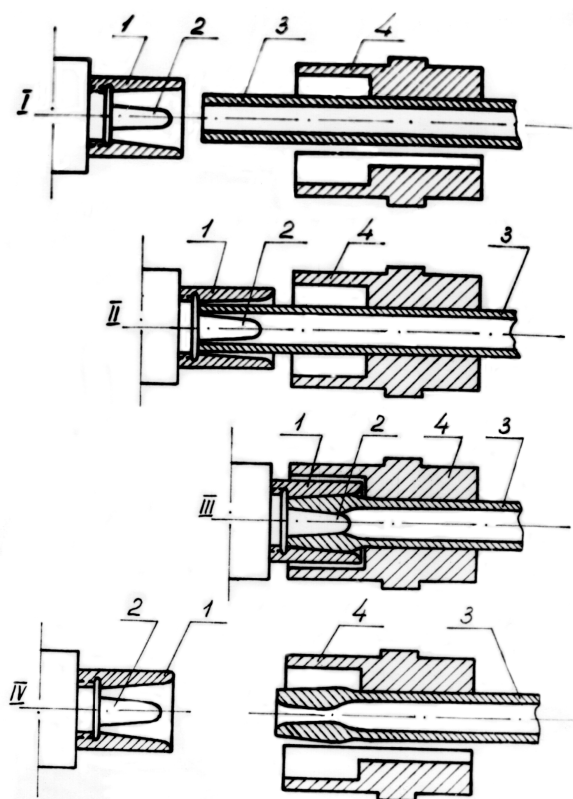


Рисунок 1 – Схема безооблоного висаджування кінців труб на горизонтально-ковальській установці в коловий замкнутий пуансон

Інструмент складається з трьох головних деталей: зовнішнього пуансону 1, внутрішнього пуансону 2 і матриці 4. В процесі висаджування метал заповнює простір між стінками обох пуансонів, завдяки чому забезпечується отримання необхідного профілю висадженого кінця бурильної труби 3.

Висаджування кінців бурильної труби за високої температури і значних зусиль призводить не тільки до виникнення залишкових внутрішніх напружень, а також до значного росту зерна і прогину волокон металу.

Отже, завдяки різним способам виконання пластичної деформації тіла труби і її висадженої частини в металі створюються залишкові знакоміні напруження (розтягу і стиску) на зовнішній і внутрішній поверхнях бурильної труби.

Відомо, що залишкові напруження суттєво впливають на довговічність виробів. Вплив залишкових напружень на довговічність сталевих бурильних труб залежить від величини і розподілу робочих напружень, а також характеру навантаження і механічних властивостей металу.

В наукових роботах [6],[7],[8] зі стійкості залишкових напружень при циклічній дії навантажень розглядаються дослідження взірців зі спеціально створюваними залишковими напруженнями.

У зв'язку з цим доцільно досліджувати зміну фізико-механічних властивостей бурильних труб в процесі буріння свердловин. Це дозволить надати комплексну оцінку стійкості залишкових напружень та визначити їх вплив на довговічність бурильних труб.

Для визначення тангенціальних залишкових напружень у сталевих бурильних трубах пропонується нова методика.

Дослідження залишкових тангенціальних напружень проводили на бурильних трубах групи міцності «К» (марка сталі 36 Г2С), границя плинності яких сягала 55 кг/мм².

Згідно з методикою Н.В.Калакуцького, яку розширив Н.Н. Давіденков [9], при вимірюванні тангенціальних залишкових напружень ширина кільця не повинна перевищувати 1/5 його діаметра. Отже, для труб діаметром 114 мм ширина кільця приймається рівною 20 мм.

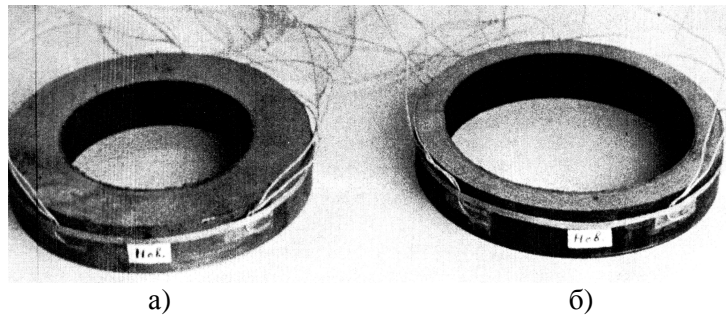
Загалом у бурильних трубах існує тривісний напружений стан: σ_z – осьове напруження; σ_r – радіальне напруження; σ_t – тангенціальне (дотичне, колове) напруження.

Величина σ_t для бурильних труб мала в порівнянні з напруженнями σ_r і σ_z , що стає зрозумілим, якщо врахувати, що на зовнішній і внутрішній поверхнях радіальні залишкові напруження дорівнюють нулю [8].

Згідно з висновками, наведеними в роботі Б.Б.Дадашева [2], тангенціальні залишкові напруження удвічі перевищують осьові залишкові напруження в бурильних трубах. Тому бажано визначати саме тангенціальні залишкові напруження (σ_t), оскільки вони становлять більшу загрозу міцності труб. Також важливим фактором є те, що при роторному способі буріння бурильна колона сприймає значні напруження кручення. Все це вимагає визначення тангенціальних залишкових напружень, які створюють небезпеку для надійності бурильних труб в процесі буріння свердловини.

Запропоновано метод, який поєднує методи Закса [10] і Давіденкова [9] і дозволяє визначити залишкові напруження по всьому перерізу кільця, вирізаного з бурильної труби.

Спочатку проводиться одностороннє пошарове розточування кільця до того розміру, поки товщина стінки останнього не досягне 2 мм; потім кільце розрізають в радіальному



а) висаджена частина бурильної труби; б) тіло бурильної труби
Рисунок 2 – Тензорезистори наклеєні на зовнішній поверхні кілець, вирізаних з бурильної труби

напрямку, що дає змогу визначити залишкові напруження на зовнішній поверхні бурильної труби.

На відповідно обробленій зовнішній поверхні кільця рівномірно по всьому периметру наклеюють п'ять тензорезисторів (рис. 2).

Чим більша кількість наклеєних тензорезисторів, тим більше число вимірюваних точок на поверхні кільця, а, отже, вища достовірність отриманих результатів.

На сьогодні для вимірювання деформацій, напружень, сил та інших механічних параметрів як у вітчизняній, так і зарубіжній промисловості широкого застосування набули електричні дистанційні методи із використанням тензорезисторів. У нашому випадку для вимірювання деформації застосовано тензорезистори з базою 30 мм і опором 200,7 Ом.

Деформацію замірювали приладом ВСД, основною частиною якого є вимірювальний міст Уйтсона. Установка і взірці з приклеєними на них тензорезисторами зображені на рис. 3.

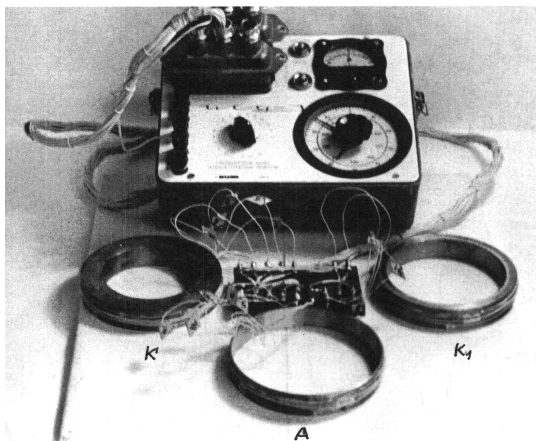


Рисунок 3 – Установка для вимірювання деформацій при пошаровому внутрішньому розточуванні кілець

Тензорезистори підключали у ланцюг вимірювача статичних деформацій (ВСД) через панель, до клем якої припаювалися по одному кінцю з кожного тензорезистора. Інші п'ять кінців під'єднували в одну точку, яка є нульовою фазою (на рис. 3 досліджене кільце позначено буквою А). Зі зворотної сторони до клем

панелі припаювалися кінці від тензорезисторів, наклеєних на двох інших кільцях, з яких одне компенсаційне К, а друге контрольне К₁. Компенсаційні і контрольні тензорезистори були наклеєні на кільця, вирізані також з цієї нової бурильної труби і не знімалися з установки на впродовж всього експерименту.

Тензорезистори підключали виконувалось за схемою індивідуальної комутації, тобто кожному активному тензорезистору відповідає свій компенсаційний.

Під час замірювання проводився постійний контроль за роботою вимірювальної схеми приладу.

Перед початком механічного розточування дослідних кілець фіксувалися початкові показники тензорезисторів (нульове балансування).

Особлива увага приділялася підтриманню температурних умов активних і компенсаційних тензорезисторів як під час вимірювання вихідних параметрів, так і вимірювання після пошарового розточування кілець.

Внутрішнє пошарове розточування кілець виконувалось на токарному верстаті 1К62. Для того, щоб забезпечити надійне закріплення кілець під час розточування і уникнути пошкодження тензорезисторів, наклеєних на зовнішній поверхні цих кілець, було сконструйовано спеціальний пристрій (рис. 4).

Досліджуване кільце вставляється в розточений паз корпусу і закріплюється притисканням кришкою пристрою до корпусу.

Корпус пристрою, закріплений у патроні, не знімався протягом усього циклу розточування кілець, а кришка пристрою при збиранні підганялася по рисках, зроблених заздалегідь. Цим досягалася ідентичність його закріплення.

Під час механічної обробки на кожному з розточуваних кілець із висадженої частини бурильної труби зрізали шар металу товщиною 2 мм, а з кільця тіла труби – шар товщиною 1 мм. Режим різання при розточуванні кілець був однаковим: глибина різання $t=0.192\text{мм/об}$, число обертів шпинделя станка $n=80\text{ об/хв}$. При такому режимі різання кілець не розігрівалися.

Для стабілізації показів тензорезисторів зразки витримували після розточування протягом 18-20 годин.

Для визначення дійсного значення відносних одиниць деформації було проведено тару-

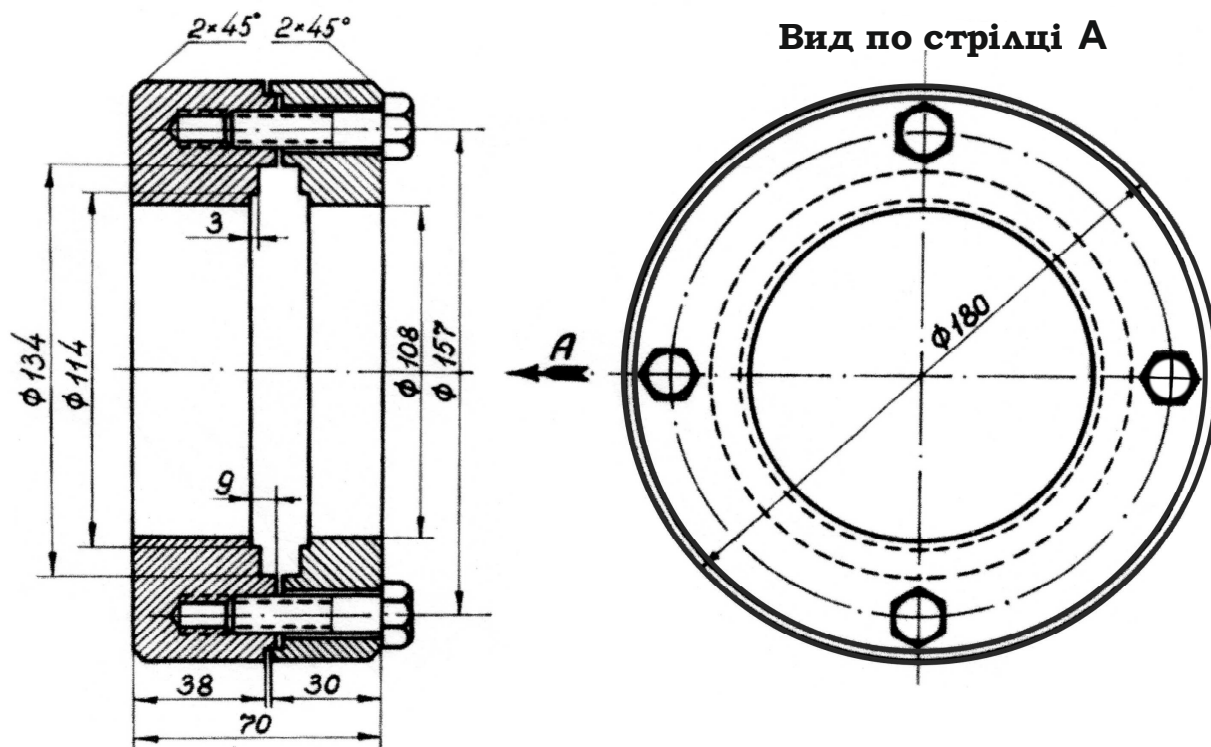


Рисунок 4 – Пристрій для розточування кілець

вання приладів за допомогою тензорезисторів ($R=200,7$ Ом), наклеєних на балку рівного опору. Множенням показників приладу, отриманих після чергового розточування кільця, на тарувальний коефіцієнт $K=0,936 \times 10^{-5}$ отримано дійсні значення відносної деформації.

За отриманими даними побудовано деформаційні криві, за якими визначається інтенсивність наростання деформації при переході від одного шару металу, що відсікається, до іншого.

Розрахунок тангенціальних залишкових напружень виконувався за методикою, описаною в [11].

Величина тангенціальних залишкових напружень при пошаровому розточуванні кілець визначається за формулою

$$\sigma_T = \frac{E}{1-\mu^2} \left[(F_3 - F) \frac{d\delta}{dF} - \frac{F_3 + F}{2F} \cdot \delta \right],$$

де σ_T – тангенціальні залишкові напруження, в $\text{кг}/\text{мм}^2$;

E – модуль пружності (для матеріалу сталевих бурильних труб $E=21000$ $\text{кг}/\text{мм}^2$);

μ – коефіцієнт Пуассона, $\mu=0,3$;

F_3 – площа, яка відповідає зовнішньому діаметру кільця, в мм^2 ;

F – змінна площа, яка відповідає діаметру розточуваного шару, що розглядається, в мм^2 ;

δ – відносна зміна зовнішнього діаметра кільця у відносних одиницях деформації.

Результати розрахунків зведені до таблиць 1 та 2 і відображені в графіках (епюрах) тангенціальних залишкових напружень (рис. 5 та 6).

Як бачимо, на зовнішній поверхні тіла труби тангенціальні залишкові напруження стиску складають $8,2 \text{ кг}/\text{мм}^2$, тобто 15% від границі плинності металу бурильної труби ($\sigma_{\text{тек}}=55 \text{ кг}/\text{мм}^2$ для труб групи міцності «К»). Відповідно, на внутрішній поверхні тіла труби тангенціальні залишкові напруження розтягу досягають величини $12,3 \text{ кг}/\text{мм}^2$, що складає 22% від границі плинності матеріалу труби.

Для висадженої частини бурильної труби ці значення відповідно складають: на зовнішній поверхні – $20,2 \text{ кг}/\text{мм}^2$ (36,7% від границі плинності матеріалу труби) і на внутрішній – $5,4 \text{ кг}/\text{мм}^2$ (9,8% від границі плинності бурильних труб групи міцності «К»).

Висаджування кінців бурильної труби на горизонтально-ковальських установках (рис. 1) призводить до зміни знаку тангенціальних залишкових напружень на зовнішній поверхні труби, про що свідчать представлені графіки.

З практики буріння свердловин відомо, що більшість аварій з бурильними трубами трапляється саме у висадженій частині бурильної труби. Очевидно, що цьому сприяє не тільки різьба, яка є концентратором напруження, але і значні залишкові напруження розтягу, що виникають у висадженій частині бурильної труби після процесу висаджування кінців труб.

За розробленою методикою можна визначити тангенціальні залишкові напруження, як на зовнішній та внутрішній поверхнях труби, так і по всьому перерізі металу бурильної труби.

Таблиця 1 – Результати розрахунків. Тіло нової бурильної труби
 $D_3=114$ мм; $F_3=10200$ мм²; $D_{вн}=92,5$ мм; $F_{вн}=6717$ мм²; $E=21000$ кг/мм²; $\mu=0.3$

№ з/п	F	$F_3 - F$	$\frac{F_3+F}{2F}$	$\delta \cdot 10^{-5}$	$\frac{d\delta}{dF} \cdot 10^{-5}$	$(F_3 - F) \frac{d\delta}{dF} \cdot 10^{-5}$	$\frac{F_3+F}{2F} \delta \cdot 10^{-5}$	$\left[\frac{(F_3 - F) \frac{d\delta}{dF} - \frac{F_3+F}{2F} \delta \right] \cdot 10^{-5}$	$\frac{E}{1-\mu^2} \cdot 10^{-5}$	σ_T
1	6750	3550	1.26	2.5	0.0160	56.80	3.15	53.65	0.23	12.3
2	7000	3300	1.24	4.8	0.0163	53.79	5.95	47.84	0.23	11.0
3	7250	3050	1.21	5.6	0.0156	47.58	6.77	40.81	0.23	9.4
4	7500	2800	1.19	7.0	0.0149	41.72	8.33	33.39	0.23	7.7
5	7750	2550	1.16	9.4	0.0143	36.46	10.90	25.56	0.23	5.9
6	8000	2300	1.14	16.0	0.0151	34.73	18.24	16.49	0.23	3.8
7	8250	2050	1.12	23.4	0.0162	33.21	26.21	7.0	0.23	1.6
8	8500	1800	1.1	30.0	0.0167	30.06	33.00	-2.94	0.23	-0.7
9	8750	1550	1.09	33.7	0.0165	25.57	36.73	-11.19	0.23	-2.6
10	9000	1300	1.07	37.4	0.0167	21.71	40.02	-18.36	0.23	-4.2
11	9250	1050	1.06	40.5	0.0168	17.64	42.93	-25.29	0.23	-5.8
12	9500	800	1.04	41.2	0.0158	12.64	42.85	-30.21	0.23	-6.9
13	9750	550	1.03	42.0	0.0170	9.35	43.26	-33.91	0.23	-7.8
14	10000	300	1.01	36.0	-0.0091	-2.73	36.36	-39.09	0.23	-8.9
15	10300	0	1	35.6	-0.0152	0	35.60	-35.60	0.23	-8.2

Таблиця 2 – Результати розрахунків. Висаджена частина бурильної труби
 $D_3=115$ мм; $F_3=10400$ мм²; $D_{вн}=71$ мм; $F_{вн}=3957$ мм²; $E=21000$ кг/мм²; $\mu=0.3$

№ з/п	F	$F_3 - F$	$\frac{F_3+F}{2F}$	$\delta \cdot 10^{-5}$	$\frac{d\delta}{dF} \cdot 10^{-5}$	$(F_3 - F) \frac{d\delta}{dF} \cdot 10^{-5}$	$\frac{F_3+F}{2F} \delta \cdot 10^{-5}$	$\left[\frac{(F_3 - F) \frac{d\delta}{dF} - \frac{F_3+F}{2F} \delta \right] \cdot 10^{-5}$	$\frac{E}{1-\mu^2} \cdot 10^{-5}$	σ_T
1	4000	6400	1.8	-1.2	-0.004	-25.60	-2.16	-23.44	0.23	-5.4
2	4500	5900	1.65	-3.2	-0.0053	-31.27	-5.28	-25.99	0.23	-6.0
3	5000	5400	1.54	-5.5	-0.0065	-35.10	-8.47	-26.63	0.23	-6.1
4	5500	4900	1.44	-7.1	-0.0077	-37.73	-10.22	-27.51	0.23	-6.3
5	6000	4400	1.37	-12.9	-0.0100	-44.00	-17.67	-26.38	0.23	-6.0
6	6500	3900	1.30	-23.6	-0.0141	-54.99	-30.68	-24.31	0.23	-5.6
7	7000	3400	1.24	-31.7	-0.0174	-59.16	-39.31	-19.85	0.23	-4.6
8	7500	2900	1.19	-42.4	-0.0216	-62.64	-50.46	-12.18	0.23	-2.8
9	8000	2400	1.15	-51.3	-0.0244	-58.56	-58.99	0.43	0.23	0.1
10	8500	1900	1.11	-65.4	-0.0313	-59.47	-72.59	13.12	0.23	3.0
11	9000	1400	1.08	-72.2	-0.0336	-47.04	-77.98	30.94	0.23	7.1
12	9500	900	1.05	-79.6	-0.0383	-34.47	-83.58	49.11	0.23	11.3
13	10000	400	1.02	-84.7	-0.0399	-15.96	-86.39	70.43	0.23	16.2
14	10400	0	1	-87.8	-0.0401	0	-87.80	87.80	0.23	20.2

Висновки:

Розроблено методику визначення тангенціальних залишкових напружень у сталевих бурильних трубах.

Тангенціальні залишкові напруження мають різний знак (розтяг, стиск) як в тілі труби, так і у її висадженій частині.

Висаджування кінців бурильної труби на горизонтально-ковальських установках призводить до зміни знаків залишкових тангенціальних напружень.

Тангенціальні залишкові напруження складають відповідно від 10% до 22% відносно границі плинності матеріалу бурильних труб групи міцності «К», і тільки для зовнішньої поверхні висадженої частини бурильної труби вони сягають 36,7%.

Розроблено конструкцію спеціального пристрою для закріплення і пошарового розточення дослідних кілець, у разі застосуванні якого тензорезистори не пошкоджуються і досягається ідентичність проведення експерименту.

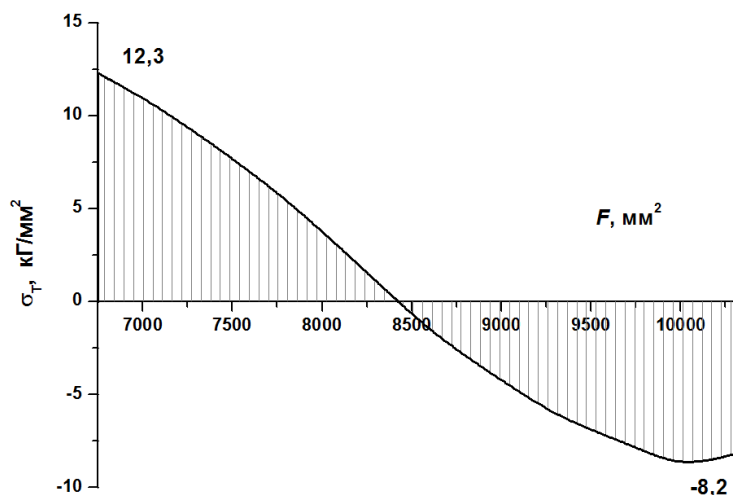


Рисунок 5 – Тангенціальні залишкові напруження в тілі бурильної труби

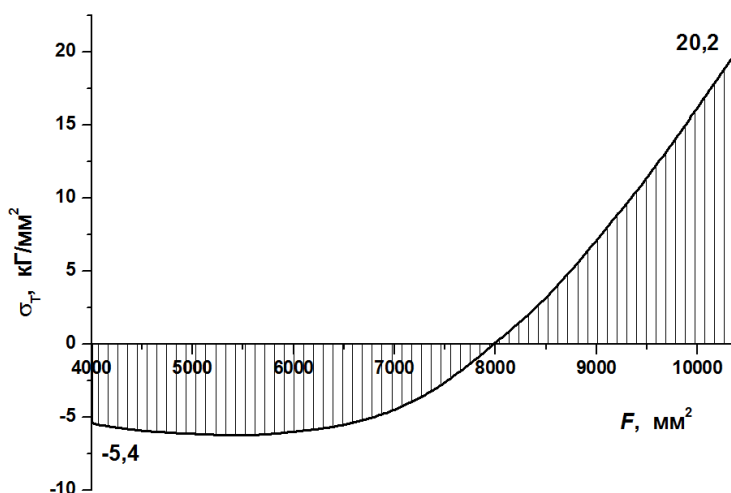


Рисунок 6 – Тангенціальні залишкові напруження у висадженій частині бурильної труби

Література

- 1 Шищенко С.И. Бурильные трубы, математическая теория их работы и экспериментальное исследование их материалов / С.И.Шищенко, С.Г.Саркисов. – Баку-Москва: Азнефтеиздат, 1933.
- 2 Дадашев Б.Б. Остаточные напряжения в бурильных трубах / Б.Б.Дадашев // Сб. тр. АзНИИ «Бурильные трубы». – Баку: Азгостоптехиздат, 1940.
- 3 Данилов Ф.А. Производство стальных труб горячей прокаткой / Ф.А.Данилов, А.З.Глейберг, В.Г.Балакин. – М.: Metallurgizdat, 1954.
- 4 Шевченко А.А. Непрерывная прокатка труб / А.А.Шевченко. – М.: Metallurgizdat, 1954.
- 5 Вождаев С.Н. Некоторые вопросы разработки технологии безоблойной высадки бурильных труб: Кандидатская диссертация. – М.: МИНХ и ГП им. Губкина, 1970.
- 6 Гликман Л.А. Устойчивость остаточных напряжений и их влияние на механические свойства металла и прочность изделий /

Л.А.Гликман // Труды Ленинградского инженерно-экономического института. – 1956. – Вып.13.

7 Кудрявцев И.В. О снятии остаточных напряжений при осевых нагружениях поверхностно-наклёпанных стержнем / И.В.Кудрявцев, Л.М.Розенман // Металловедение и обработка металлов. – 1957. – № 7.

8 Биргер И.А. Остаточные напряжения / И.А.Биргер. – М.: Машгиз, 1963.

9 Давиденков Н.Н. Об измерении остаточных напряжений / Н.Н.Давиденков // Заводская лаборатория. – 1950. – №2 и №12.

10 Sashs G.Z. f. Metallkunde, 1952. 19.352

11 М.М.Кобрин М.М. Определение внутренних напряжений в цилиндрических деталях / М.М.Кобрин, Л.И.Дехтярь. – М.: Машиностроение, 1965.

Стаття надійшла до редакційної колегії
25.10.12
Рекомендована до друку професором
Дрогомирецьким Я.М.

ГІДРОДИНАМІЧНИЙ СИМУЛЯТОР ДЛЯ ПРОЕКТУВАННЯ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ

Б.О. Чернов, В.І. Коваль

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48090,
e-mail: vitalik-ndpi@rambler.ru

Розглянуто особливості створення гідродинамічного симулятора для моделювання процесу розробки нафтових і газоконденсатних родовищ, існуючі програмні продукти відомих світових компаній та інші розробки закордонних вчених. Описано розроблені автором програмні комплекси для розрахунку фазової рівноваги складних багатоконпонентних вуглеводневих систем з урахуванням вмісту неуглеводневих компонентів таких як азот та вуглекислий газ. Наведені програми дають змогу здійснювати розрахунок контактної і диференційної конденсації та дегазації, тиску насичення та розподіл компонентів пластових систем у гравітаційному полі. Розроблено гідродинамічний симулятор багатоконпонентної трифазної тривимірної фільтрації пластових флюїдів, який дає змогу здійснювати композиційне моделювання процесу розробки нафтових, газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних покладів на різних режимах розробки. Для створення геологічної моделі порового простору в програмі використовують первинну геологопромислову інформацію, таку як глибини залягання горизонтів, пористість та товщини продуктивних пластів, абсолютні позначки водонафтового чи газоводяного контакту, модель тектонічних розломів, інклінометрію свердловин та результати геофізичних досліджень. Зважаючи на розвиток комп'ютерної техніки, а саме наявність багатоядерних процесорів, що значно підвищують швидкість розрахунків, у програмі впроваджено виконання паралельних розрахунків. Ця технологія дозволяє використовувати для розрахунку довілну кількість системних процесорів.

З метою демонстрації можливостей симулятора для прикладу наводиться розрахунок процесу розробки газоконденсатного покладу на виснаження та з підтриманням пластового тиску шляхом зворотної рециркуляції сухого газу (сайклінг-процес). Для повноти висвітлення процесу витіснення "жирного" газу "сухим" розраховано три варіанти з повною (100%) та частковою компенсацією відборів на рівні 80% та 90%.

Ключові слова: математичне моделювання, гідродинамічний симулятор, фазова проникність, фазова рівновага, фільтрація, сайклінг-процес.

Рассмотрены особенности создания гидродинамического симулятора для моделирования процесса разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений, существующие программные продукты известных мировых компаний и другие разработки иностранных и российских ученых. Описаны разработанные автором программные комплексы для расчета фазового равновесия сложных многокомпонентных углеводородных систем с учетом содержания неуглеводородных компонентов, таких как азот и углекислый газ. Представленные программы позволяют произвести расчет контактной и дифференциальной конденсации и дегазации, давления насыщения и распределение компонентов пластовых систем в гравитационном поле. Разработан гидродинамический симулятор многокомпонентной трехфазной трехмерной фильтрации пластовых флюидов, который позволяет осуществлять композиционное моделирование процесса разработки нефтяных, газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей в различных режимах разработки. Для создания геологической модели порового пространства в программе используется первичная геологопромисловая информация, такая как глубины залегания горизонтов, пористость и толщины продуктивных пластов, абсолютная отметка водонефтяного или газоводяного контактов, модель тектонических разломов, инклінометрия скважин и результаты геофизических исследований. Учитывая развитие компьютерной техники, а именно наличие многоядерных процессоров, что значительно повышает скорость расчетов, имеется возможность параллельных расчетов. Данная технология позволяет использовать для расчета произвольное количество системных процессоров.

С целью демонстрации возможностей симулятора пример приводится расчет процесса разработки газоконденсатной залежи на истощение и с поддержанием пластового давления путем обратной рециркуляции сухого газа (сайклінг-процесс). Для полноты освещения процесса вытеснения "жирного" газа "сухим" рассчитано три варианта с полной (100%) и частичной компенсацией отборов на уровне 80% и 90%.

Ключевые слова: математическое моделирование, гидродинамический симулятор, фазовая проницаемость, фазовое равновесие, фильтрация, сайклінг-процесс.

The article deals with the features of hydrodynamic simulator for modeling the process of oil and gas condensate fields. Development existing software products of well-known world companies and other researches of foreign and Russian scientists are considered. Software units for the calculation of phase equilibrium of complex multicomponent hydrocarbon systems with regard to content of non-hydrocarbon components such as nitrogen and carbon dioxide are developed. These programs enable to make the calculation of contact and differential condensation and degasification to estimate saturated pressure and distribution of components of reservoir systems in gravitational field. Based on the above described programs hydrodynamic simulator of multicomponent three-phase-dimensional filtration of reservoir fluids which makes it possible to perform compositional simulation of oil, gas, gascondensate and oil-gascondensate deposits development in different reservoir drives was devised. To create a geological model of pore space primary field-geologic information such as horizons depth, porosity and thickness of productive strata, absolute mark of oil-water contact or gas-water contact, model of tectonic faults, well inclinometer and the

results of geophysical surveys are used in the program. Considering the development of computer technology, namely the presence of multi-core processors which significantly increase the speed of calculations, performance of parallel calculations was implemented in the program. The applied technology enables to use an arbitrary number of system processors for calculations.

In order to demonstrate the possibilities of the simulator, the calculation of gas condensate deposit depletion drive and with maintaining reservoir pressure by reverse dry gas recirculation (cycling process) is given as an example. For complete coverage of the displacement of "fat" gas by "dry" one, three options with full (100%) and partial compensation of selections respectively at 80% and 90% are calculated.

Key words: mathematical modeling, hydrodynamic simulator, phase permeability, phase equilibrium, filtration, cycling process.

У світі існує декілька програмних продуктів, що уможливають гідродинамічне моделювання складних пластових систем та прогнозування основних показників розробки. До них належать відповідні гідродинамічні симулятори таких провідних фірм, як ROXAR (Tempest MORE) та SHLUMBERGER (ECLIPSE). Потужний програмний комплекс (IMEX, GEM і STARS) розроблено канадською фірмою CMG (Computer Modelling Group). Російські вчені також докладають значних зусиль для створення комплексних програмних продуктів, які давали б змогу створювати постійно діючі геолого-технологічні моделі родовищ, до яких можна віднести TimeZYX науково-інжинірингової групи компанії "ТАЙМЗІКС". Сюди ж можна віднести і програмний комплекс "МТК", розроблений за участю «НЦ РІТ» та «СеверНИПИ-газ» російського "Газпрому" [1] та tNavigator компанії "Rock Flow Dynamics".

Американські компанії, університети та окремі науковці також активно розвивають цей напрямок, що досить детально висвітлено в огляді Louis J. Durlofsky і Khalid Aziz [2], де проаналізовано основи та принципи побудови гідродинамічних моделей покладів вуглеводнів, методи розрахунку та моделювання горизонтальних і багатостовбурних свердловин та описано розроблений за участю багатьох дослідницьких груп універсальний об'єктно-орієнтований симулятор досліджень GPRS.

Враховуючи світові досягнення, авторами розроблено конкурентоздатні програмні продукти, в яких використано сучасні методи математичного моделювання вуглеводневих систем та гідродинамічного моделювання. В рамках проекту на даний час розроблено програмний комплекс розрахунку фізичних властивостей багатоконпонентних вуглеводневих систем на основі рівняння стану, запропонованого Брусіловським А.І. [3]. Даний комплекс дозволяє здійснювати розрахунок густини речовини, молярної маси, коефіцієнта надстисливості, фазової рівноваги, тиску насичення та моделювати процес контактної і диференційної конденсації та дегазації, розподілу компонентів вуглеводневої суміші у гравітаційному полі [4].

Вхідними даними для моделювання пластової суміші є мольні концентрації компонентів, їх критичні параметри, ацентричні фактори та інші специфічні табульовані коефіцієнти. Параметри вуглеводнів, що в нормальних умовах перебувають у рідкому стані, перераховують за результатами фракційної температурної розгонки. Контроль точності відтворення пластової суміші може бути здійснено за результа-

тами розрахунку тиску насичення чи, наприклад, контактної конденсації.

На основі описаного вище комплексу (модуль PVT), який є підпрограмою розрахунку фазових перетворень, розроблено методичку та програмний продукт, що дає змогу формувати цифрові гідродинамічні моделі продуктивних пластів.

Для створення геометрії порового простору в програмі використовують первинну геологопромисловою інформацію: глибини залягання горизонтів, пористість та товщини продуктивних пластів, абсолютну позначку вільної поверхні води, модель тектонічних розломів тощо.

Передбачено класичні типи побудови гідродинамічної сітки, яка створюється розбиттям пласта на рівну кількість прошарків або на блоки певної товщини, що залягають паралельно до покрівлі чи подошви горизонту. Можливе врахування наявності декількох інтервалів розкриття пласта свердловинами. Абсолютні позначки інтервалів перфорації та ефективну товщину, розкрити свердловиною, розраховують на основі прив'язки по інклінометрії; вони можуть бути відображені з метою контролю. Вся вхідна інформація може бути імпортована як з текстових файлів, так і з таблиць.

Після створення гідродинамічної сітки здійснюють заповнення її флюїдами з врахування положення ВНК чи ГВК, пластового тиску та температури. За наявності покладу насичених вуглеводнів, такого як газовий поклад з нафтовою облямівкою або нафтовий з газовою "шапкою", початковий розподіл флюїдів по розрізу пласта розраховують з врахуванням гравітаційного перерозподілу компонентів у кожній з фаз, необхідною умовою якого є термодинамічна рівновага системи. З метою контролю отриманих результатів передбачено виведення інформації щодо запасів вуглеводнів як в масових, так і в об'ємних одиницях, а також розподіл по розрізу покладу тиску та насичення флюїдами.

Для розрахунку коефіцієнтів рівнянь фільтрації задають залежності абсолютної проникності від пористості та відносної фазової проникності для кожного з флюїдів від насиченості (модель Стоуна). Для абсолютної проникності може бути використана одна з двох передбачених видів залежності – логарифмічна або степенева. Для відносної фазової проникності передбачено можливість зміни початкової та кінцевої насиченості флюїдом та характеру самої кривої в координатах «нафта-вода» та «газ-рідина».

В основу методу гідродинамічних розрахунків закладено модифіковану модель Маскета-Мереса [5], яка враховує тривимірну трифазну багатоконпонентну фільтрацію. Рух флюїдів розраховують згідно з узагальненим законом Дарсі без урахування капілярного тиску.

В програмі передбачено можливість введення видобувних та нагнітальних свердловин, зміни скін-факторів, депресії та репресії на пласт. Також передбачено можливість наявності гідродинамічного зв'язку між тектонічними блоками. Розрахунок основних показників здійснюють з певним часовим інтервалом, а результати можуть експортуватись з довільним кроком по часу – день, місяць або рік.

Зважаючи на розвиток комп'ютерної техніки, а саме наявність багатоядерних процесорів, що значно підвищують швидкість розрахунків, у програмі впроваджено виконання паралельних розрахунків. Загальновідомим є той факт, що звичайна комп'ютерна програма є однопоточною та використовує тільки одне системне ядро. Таким чином, завантаження двоядерного процесора під час виконання такої програми становить 50%, чотириядерного – 25%, восьмиядерного, відповідно, близько 13%. Звичайно, складання програми, що повністю використовує усі доступні ресурси системи, є набагато більш складнішим процесом, проте такий програмний продукт є більш конкурентоспроможним завдяки значній економії часу. Застосована авторами у програмі технологія дозволяє використовувати для розрахунку довільну кількість системних процесорів.

В [6] наведено розрахунок розробки нафтового пласта з ППТ шляхом нагнітання води з використанням описаних вище програмних комплексів. В рамках даної роботи здійснено розрахунок процесу розробки газоконденсатного покладу на виснаження та з ППТ шляхом зворотного запомпювання сухого газу в пласт (сайклінг-процес). Для повноти висвітлення процесу витіснення "жирного" газу "сухим" розраховано три варіанти з повною (100%) та частковою (на рівні 80% та 90%) компенсацією відборів.

При розробці газоконденсатних родовищ значну увагу приділяють питанням газовіддачі у зв'язку з тим, що вона зумовлює конденсатовіддачу при реалізації режиму виснаження. Навіть якщо коефіцієнт газовіддачі близький до 100%, то конденсатовіддача зазвичай не перевищує 70%, оскільки мають місце пластові втрати конденсату у зв'язку з ретроградною конденсацією.

Залежність конденсатовіддачі від газовіддачі пояснюється наступним. Кожен мікро- і макрозашемлений об'єм газу містить конденсат у розчиненому вигляді. Тому, якщо втрачаються ці бульбашки газу, то разом з ними втрачається і конденсат. Отже, якщо в наведеному прикладі газовіддача розглянутого покладу очікується на рівні 0,8, то коефіцієнт конденсатовіддачі не перевищить 0,56.

Отже, чим більший початковий питомий вміст конденсату в газі (конденсатний фактор),

тим нижчий коефіцієнт конденсатовіддачі в режимі виснаження пластової енергії.

Наприклад, вміст конденсату в пластовому газі Оренбурзького родовища [7] до початку його розробки становив 72 г/м^3 , очікувана тут конденсатовіддача оцінюється в 54%. Початковий вміст конденсату в газі родовища Вуктил становив 360 г/м^3 ($500 \text{ см}^3/\text{м}^3$), а фактично досягнута, близька до кінцевої величина конденсатовіддачі знаходиться на рівні 30-31%. На Карачаганакському родовищі вміст конденсату в пластовому газі істотно змінюється з глибиною залягання, тому й конденсатовіддача відповідних інтервалів (експлуатаційних об'єктів) при виснаженні пластової енергії буде відрізнятися.

Наведені дані свідчать про те, що режими виснаження при розробці газових і, особливо газоконденсатних родовищ, не завжди забезпечують високі коефіцієнти вилучення газу, конденсату та інших компонентів. Оскільки газовіддача зумовлює величину конденсатовіддачі, то і видобуток інших компонентів (етану, пропану, рідкісних газів тощо) залежить від кінцевої газовіддачі.

У зарубіжній газопромисловій практиці найбільш поширений спосіб розробки родовища з підтриманням пластового тиску шляхом рециркуляції відсепарованого газу. Найвідомішою його модифікацією є спосіб, при якому середньозважений за об'ємом покладу пластовий тиск підтримують на рівні, дещо вищому тиску початку конденсації (точки роси) вихідної системи. Очевидно, що ця умова гарантує відсутність випадіння конденсату в пласті, за винятком невеликих за розміром привибійних зон експлуатаційних свердловин.

Окремим випадком такої модифікації є спосіб підтримання на вибої експлуатаційних свердловин тиску, що перевищує тиск початку конденсації. Пластовий тиск, як правило, має бути вищим початкового, тобто обсяг запомпювання газу повинен перевищувати сумарний відбір його з покладу. При дотриманні умови $P_{\text{пл}} > P_{\text{виб}}$ забезпечується досягнення максимальної продуктивності експлуатаційних свердловин, а, отже, можливість скорочення до мінімуму їх числа. Однак, на практиці здійснення подібної модифікації є вельми проблематичним через труднощі, пов'язані із залученням додаткових ресурсів газу та економічною шкодою від їх консервації.

Найбільш вірогідною можливістю реалізації умови $P_{\text{пл}} > P_{\text{виб}}$ стає лише на багатопластових родовищах, у розрізі яких чергуються горизонти з високим і низьким вмістом конденсату. Аналогічна можливість з'являється при розташуванні газових і газоконденсатних родовищ у безпосередній близькості один від одного.

Альтернативою способу зворотного закачування сухого газу може бути використання як агента, що закачується, неуглеводневих або штучних газів.

Спосіб підтримання тиску при $P_{\text{пл}} > P_{\text{виб}}$ широко застосовують у зарубіжній промисловій практиці, починаючи з 1939-1940 рр. Слід за-

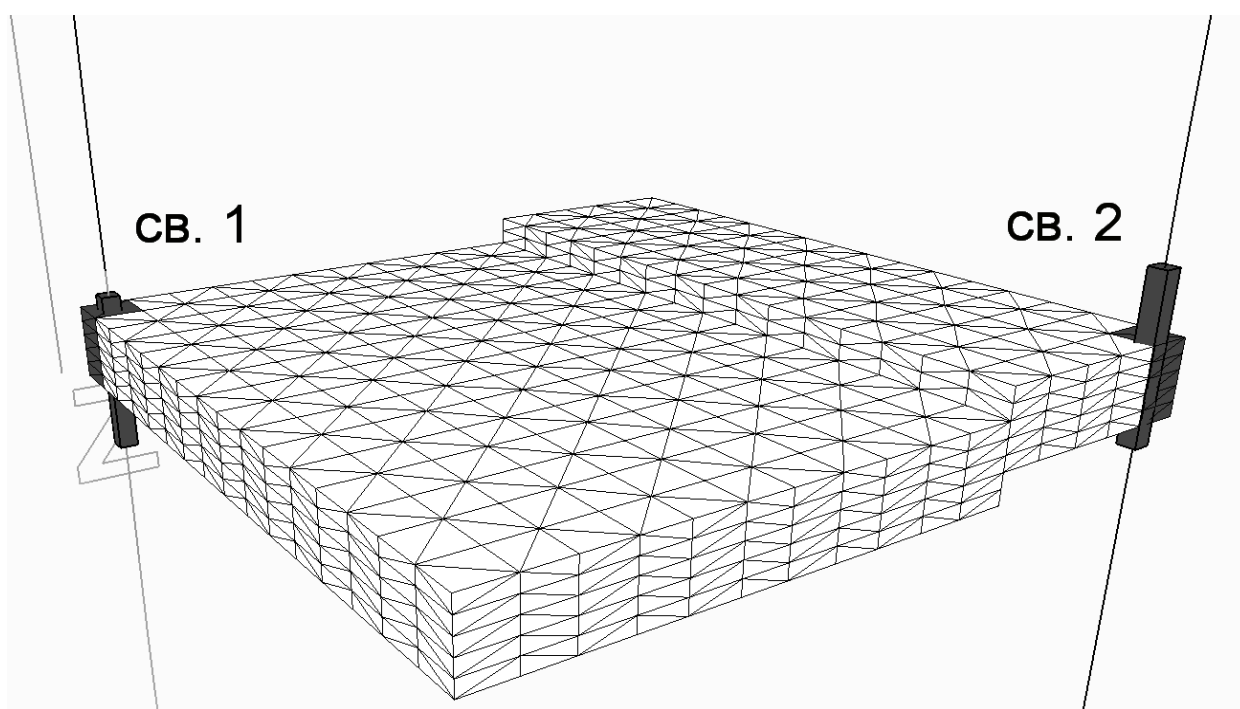


Рисунок 1 – Схема гідродинамічної сітки, розташування свердловин та інтервалів перфорації

уважити, що повернення відсепарованого газу в пласт не забезпечує підтримання тиску на постійному рівні. Причиною цього є так звана усадка пластового газу, зумовлена вилученням з нього широкої вуглеводневої фракції. Однак, після видалення стабільного конденсату (фракція C_{5+}) усадка пластового газу не перевищує 2% за об'ємом.

Проте в конденсаті, що виділився в сепараторі, у розчиненому стані міститься значна кількість газових вуглеводнів. Якщо цей газ після стабілізації також повертається в пласт, розбалансування між обсягами видобутого і закачаного газів складає лише до 6%. Якщо ж газ стабілізації утилізуються на поверхні, то це розбалансування може досягти від 10% до 12%. В останньому випадку виникає проблема так званого "стороннього" газу, необхідного для компенсації згаданого розбалансування.

На практиці при впровадженні способу зворотного закачування сухого газу як "стороннього" використовують або попутний газ нафтових, або природний газ прилеглих газових родовищ.

Найбільш перспективним є спосіб зворотного закачування сухого газу при зниженні пластового тиску. Сутність його зводиться до часткового (а не повного) повернення в пласт відсепарованого газу з моменту введення родовища в експлуатацію. Застосування цього способу дозволяє з самого початку розробки утилізувати до 60% видобутого газу і одночасно домогтись значного підвищення конденсатовіддачі порівнянно з віддачею при розробці на режимі виснаження.

До числа основних факторів, що забезпечують досягнення зазначеного ефекту, відносяться:

- 1) часткове підтримання тиску в покладі;
- 2) можливість випаровування частини рідкої фази (конденсату), що випала в пласті в недонасичений газ, що закачується;
- 3) підвищення ступеня охоплення пласта сухим газом за рахунок більш рівномірного дренажу покладу;
- 4) можливість зниження тиску ретроградної точки роси пластової системи за рахунок зміни її складу.

Для прикладу проведено розрахунок процесу розробки газоконденсатного пласта, що розділений тектонічним проникним порушенням на два блоки (блок 1 та блок 2). Порушення, що розділяє блоки, є проникним, його амплітуда становить чотири метри. Параметри пласта наступні: довжина – 400 м, ширина – 400 м, товщина пласта – 10 м, пористість – 20%, початковий пластовий тиск – 18 МПа, пластова температура – 100°C. Продуктивний пласт залягає горизонтально. Розріз поділено на п'ять рівних частин з кроком 25 м, таким чином побудовано гідродинамічну сітку з параметрами комірки 25x25x2 м (всього 1280 комірок).

У разі застосування сайклінг-процесу моделювали розкриття блоку 1 нагнітальною свердловиною 1. Блок 2 розкрито видобувною свердловиною 2. Розміщення свердловин підібрано так, що свердловина 1 повністю розкриває всі комірки блоку 1 у верхній лівій частині, а свердловина 2 повністю розкриває крайні комірки в нижній правій частині блоку 2, тобто діагонально протилежно. Розташування свердловин та інтервалів перфорації зображено на рисунку 1. Комірки, які розкриті перфорацією, виділено темним кольором, інтервали перфорації відображено у вигляді паралелепіпеда.

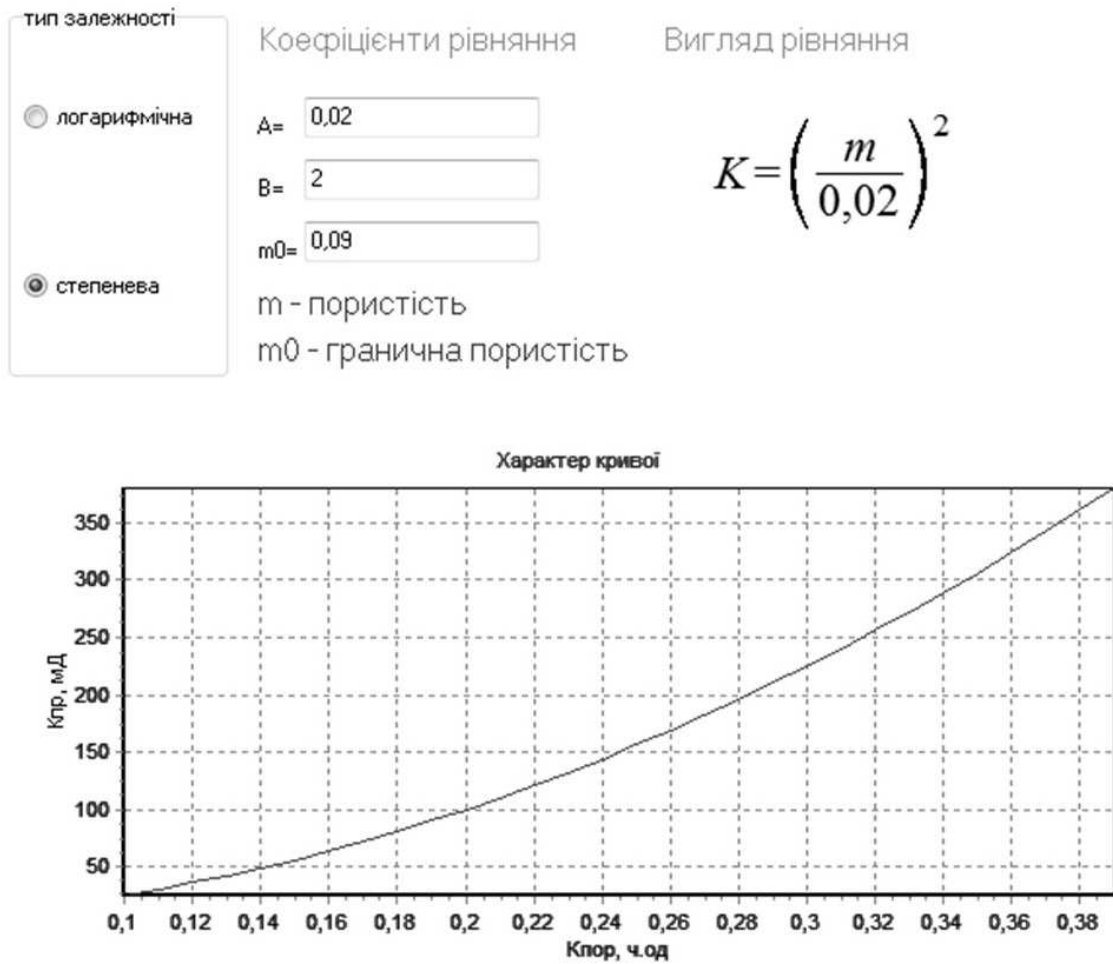


Рисунок 2 – Характер прийнятості для моделювання залежності проникності від пористості

Колектор анізотропний за проникністю. Для заданої пористості проникність розраховували на основі степеневі залежності (рис. 2) і була прийнята на рівні 100 мД в горизонтальному напрямку та у 100 разів нижчою в вертикальному напрямку – 1 мД. Критичні насиченості пласта водою прийнято відповідно: початкова – 0,2, кінцева – 0,8. Характер прийнятих для моделювання фазових проникностей для нафти, газу та води наведено на рисунках 3 та 4.

Пластову суміш змодельовано як п'ятикомпонентну вуглеводневу систему наступного складу: метан – 65%, етан – 10%, пропан – 5%, ізобутан – 5% та гексан – 15%. Молярна маса суміші – 31,5 г/моль, густина в пластових умовах – 330 кг/м³, тиск насичення – 14,52 МПа. Вміст конденсату пластової суміші в перерахунку на сухий газ – 632,6 г/м³. Криві диференційної конденсації, розраховані аналітичним способом з використанням авторських програмних комплексів, наведено на рисунку 5. Густина пластової води прийнято 1150 кг/м³. На основі наведених вище фізичних параметрів пластових флюїдів та пласта-коллектора розраховано величину початкових запасів сухого газу та конденсату, що становить відповідно 39,576 млн м³ та 25,034 тис. т.

Як видно з рисунку 5, мінімум вмісту конденсату в газі знаходиться в точці, що дорівнює

величині пластового тиску близько 7 МПа, а максимум пластових втрат – 8,5 МПа. При зниженні пластового тиску в 10 разів (до 1,8 МПа) теоретичний видобуток конденсату становить 352 г/м³, втрати – 230 г/м³. Таким чином, теоретичний коефіцієнт конденсатовидлучення становить 0,556.

Процес розробки моделювали наступним чином. Режим роботи видобувної свердловин задано з постійним вибіїним тиском – 5 МПа. Свердловини вводили в експлуатацію одночасно, і залежно від обраного рівня компенсації відборів у нагнітальну свердловину моделювали повернення тієї чи іншої кількості газу. Компонентний склад газу, що нагнітали, розраховували на основі видобутого газу, а вміст конденсату приймали на рівні 1%, що в перерахунку на сухий газ становить 36 г/м³. Сайклінг-процес припиняли при падінні конденсатного фактору (КФ) у видобувній свердловині нижче 100 г/м³, після чого продовжували розробку на виснаження до падіння дебіту газу нижче 1 тис. м³/д. Таким чином, розраховано варіант розробки на виснаження – базовий варіант та варіанти з ППТ, відповідно зі 100% компенсацією відборів – варіант 1, з 90% компенсацією відборів – варіант 2 та з 80% компенсацією відборів – варіант 3. Розрахунок розпочинали з 01.01.2012 р.

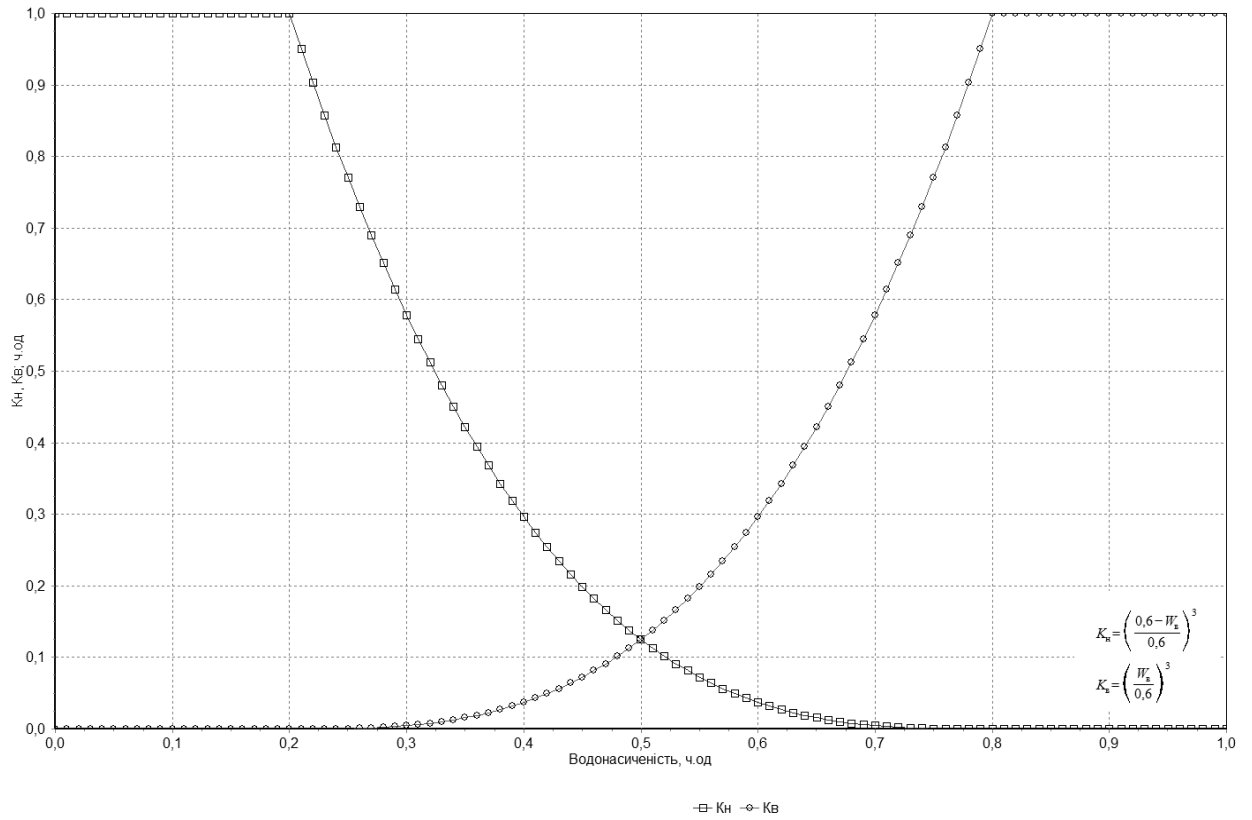


Рисунок 3 – Характер прийнятих для моделювання фазових проникностей для нафти та води

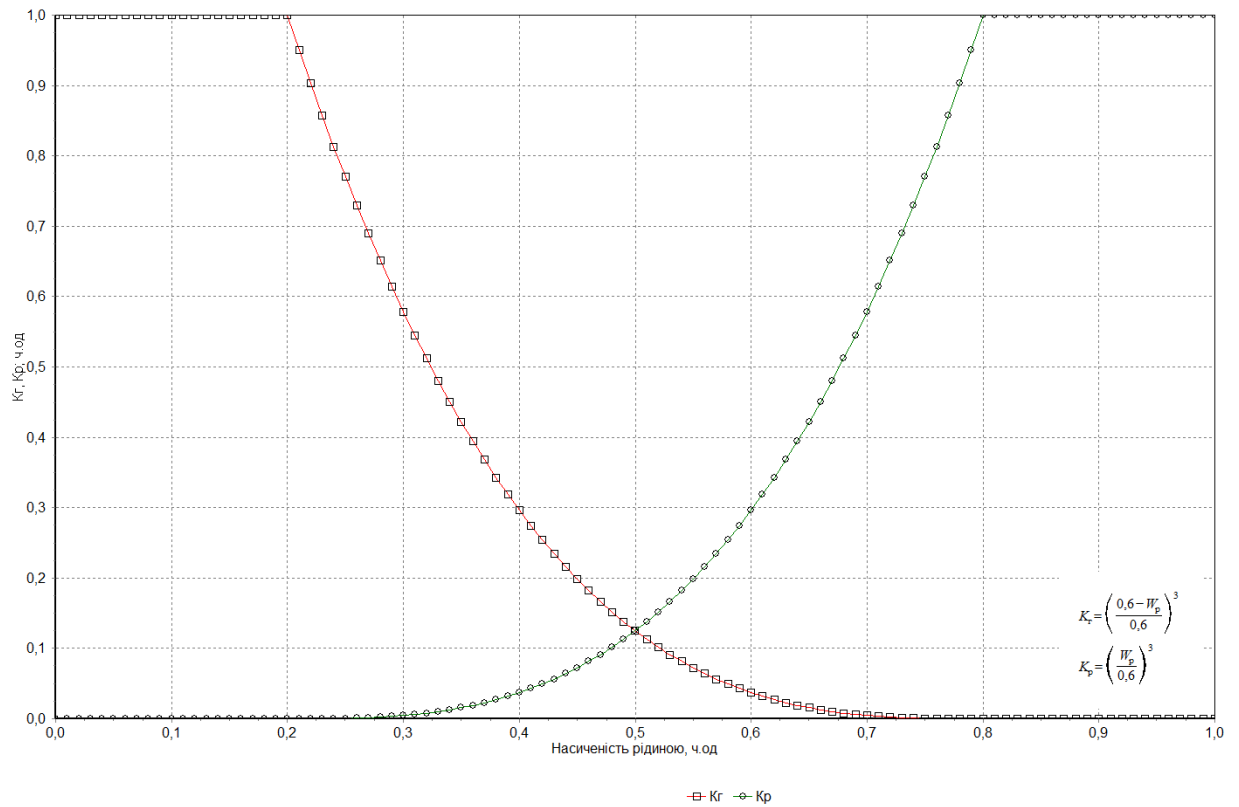


Рисунок 4 – Характер прийнятих для моделювання фазових проникностей для газу та рідини

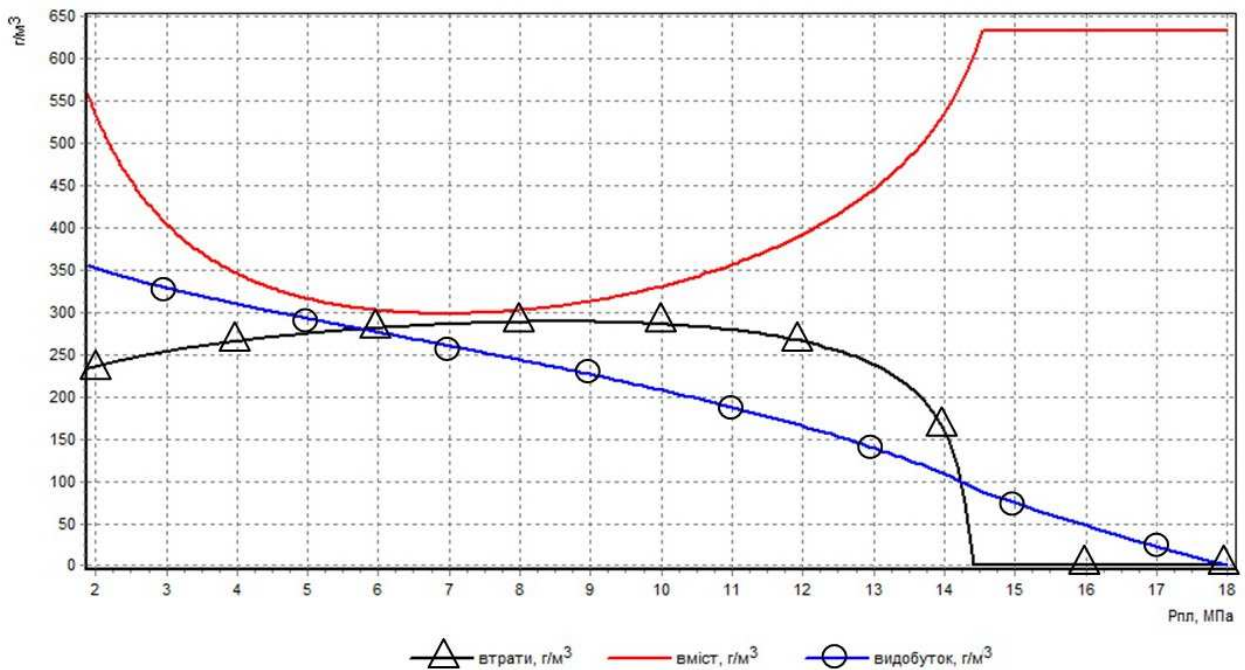


Рисунок 5 – Диференційна конденсація пластової суміші

Щодо облаштування та необхідного обладнання, то за базовим варіантом передбачено буріння однієї видобувної свердловини, прокладання шлейфу та будівництво установки низькотемпературної сепарації з використанням штучного холоду та диетиленгліколю. Для варіантів з ПЗП додатково передбачено буріння однієї нагнітальної свердловини та встановлення поршневого компресора 2ГМ4-1,3/12-250.

Динаміку основних показників розробки по варіантах наведено в таблицях 1, 2, 3, 4 та на рисунках 6 і 7.

Базовий варіант. Розробку за цим варіантом розраховано до кінця березня 2037 р., тобто впродовж 25 років та трьох місяців. За цей період буде видобуто 24,554 млн м³ газу та 9,143 тис. т конденсату. Варіант характеризується швидким темпом падіння дебіту видобувної свердловини у зв'язку з накопиченням в привибійній зоні пласта конденсату. Так, дебіт впродовж перших двох років зменшуватиметься з початкового 27,5 тис. м³/д до 3,6 тис. м³/д. Протягом наступного періоду відбуватиметься поступове зменшення пластового тиску та поширення області ретроградної конденсації. На кінець періоду розробки середня насиченість пласта конденсатом становитиме 11 %, буде досягнуто коефіцієнта вилучення газу (КВГ) на рівні 0,620, коефіцієнт конденсатовилучення становитиме (КВК) – 0,365, пластовий тиск зменшиться до 6,83 МПа. Якщо порівнювати фактичну криву зміни КФ і отриману в результаті розрахунку диференційної конденсації, то згідно з останньою видобуток конденсату повинен становити 263 г/м³, або 10,408 тис. т. Різниця становить 1,265 тис. т і пояснюється розробкою об'єкта протягом перших двох років при пластовому тиску, вищому тиску насичення, проте в ПЗП все ж конденсація відбувалась, що і спричинило вказану розбіжність.

Варіант 1. Розробку за цим варіантом розраховано до кінця вересня 2026 р., тобто впродовж 14 років та дев'яти місяців. Сайклінг-процес із 100% рециркуляцією газу триватиме до кінця 2016 р., після чого нагнітальну свердловину 1 відключали і продовжували розрахунок на режимі виснаження пластової енергії. За цим варіантом буде видобуто 28,125 млн м³ газу та 24,490 тис. т конденсату та досягнеться КВГ – 0,711 та КВК – 0,978. Варто зазначити, що до березня 2016 р. відбуватиметься незначне випадіння конденсату в ПЗП, проте, після прориву сухого газу відбуватиметься повне зворотне випаровування і в подальшому конденсація не буде відбуватись. Це характерним чином відбивається на зміні дебіту – до прориву середній дебіт видобувної свердловини залишатиметься практично незмінним і становитиме 24 тис. м³/д, а після прориву стрімко зросте і сягне 45 тис. м³/д.

Варіант 2. Розробку за цим варіантом розраховано до кінця вересня 2027 р. тобто впродовж 15 років та дев'яти місяців. Сайклінг-процес із 90% рециркуляцією газу триватиме до листопада 2018 р., після чого нагнітальну свердловину 1 буде відключено і продовжено розрахунок на режимі виснаження пластової енергії. За цим варіантом видобуватиметься 27,993 млн м³ газу та 24,509 тис. т конденсату та буде досягнуто КВГ – 0,707 та КВК – 0,979. Після прориву сухого газу, як і за варіантом 1, відбуватиметься повне зворотне випаровування конденсату, що випав у ПЗП, і в подальшому конденсація в пласті не буде відбуватись.

Варіант 3. Розробку за цим варіантом розраховано протягом 20 років до кінця 2031 р. Рециркуляція газу на рівні 80% триватиме до кінця 2023 р., після чого нагнітальну свердловину 1 буде відключено і продовжено розрахунок на режимі виснаження пластової енергії. За

Таблиця 1 – Динаміка основних показників розробки за базовим варіантом

Роки	Річний видобуток		Накопичений видобуток		КФ ₃ г/м ³	КВГ, ч. од.	КВК, ч. од.	Середньорічний дебіт		Рпл, МПа
	газу	конденсату	газу	конденсату				газу	конденсату	
	млн. м ³	тис. т	млн. м ³	тис. т				тис. м ³ /д	т/д	
2012	4,495	1,105	4,495	2,818	627	0,114	0,113	12,3	7,7	15,12
2013	1,766	0,354	6,261	3,720	511	0,158	0,149	4,8	2,5	14,26
2014	1,336	0,236	7,597	4,321	450	0,192	0,173	3,7	1,6	13,74
2015	1,246	0,198	8,842	4,825	405	0,223	0,193	3,4	1,4	13,26
2016	1,181	0,173	10,024	5,268	374	0,253	0,210	3,2	1,2	12,79
2017	1,122	0,154	11,146	5,660	349	0,282	0,226	3,1	1,1	12,34
2018	1,074	0,138	12,220	6,012	328	0,309	0,240	2,9	1,0	11,92
2019	1,027	0,125	13,247	6,330	310	0,335	0,253	2,8	0,9	11,50
2020	0,986	0,114	14,233	6,619	294	0,360	0,264	2,7	0,8	11,11
2021	0,938	0,103	15,171	6,883	281	0,383	0,275	2,6	0,7	10,73
2022	0,894	0,094	16,065	7,124	269	0,406	0,285	2,4	0,7	10,37
2023	0,851	0,087	16,916	7,345	260	0,427	0,293	2,3	0,6	10,02
2024	0,810	0,080	17,725	7,549	252	0,448	0,302	2,2	0,6	9,69
2025	0,765	0,074	18,490	7,737	246	0,467	0,309	2,1	0,5	9,37
2026	0,725	0,068	19,215	7,911	241	0,486	0,316	2,0	0,5	9,07
2027	0,684	0,063	19,899	8,073	236	0,503	0,322	1,9	0,4	8,79
2028	0,647	0,059	20,546	8,224	233	0,519	0,329	1,8	0,4	8,52
2029	0,608	0,055	21,154	8,364	231	0,535	0,334	1,7	0,4	8,27
2030	0,571	0,051	21,725	8,496	230	0,549	0,339	1,6	0,4	8,03
2031	0,537	0,048	22,262	8,618	229	0,563	0,344	1,5	0,3	7,80
2032	0,504	0,045	22,766	8,733	228	0,575	0,349	1,4	0,3	7,59
2033	0,470	0,042	23,236	8,841	228	0,587	0,353	1,3	0,3	7,39
2034	0,439	0,039	23,675	8,941	229	0,598	0,357	1,2	0,3	7,20
2035	0,409	0,037	24,084	9,035	230	0,609	0,361	1,1	0,3	7,03
2036	0,381	0,034	24,465	9,123	230	0,618	0,364	1,0	0,2	6,87
2037	0,089	0,008	24,554	9,144	231	0,620	0,365	1,0	0,2	6,83

Таблиця 2 – Динаміка основних показників розробки за першим варіантом (100% компенсація)

Роки	Річний видобуток		Накопичений видобуток		КФ ₃ г/м ³	КВГ, ч. од.	КВК, ч. од.	Середньорічний дебіт		Рпл, МПа
	газу	конденсату	газу	конденсату				газу	конденсату	
	млн. м ³	тис. т	млн. м ³	тис. т				тис. м ³ /д	т/д	
2012	0,000	2,073	0,000	5,289	-	0,000	0,211	0,0	14,5	17,99
2013	0,000	2,041	0,000	10,494	-	0,000	0,419	0,0	14,3	17,99
2014	0,000	2,020	0,000	15,649	-	0,000	0,625	0,0	14,1	17,99
2015	0,000	1,856	0,000	20,383	-	0,000	0,814	0,0	13,0	18,06
2016	0,000	0,940	0,000	22,780	-	0,000	0,910	0,0	6,6	18,00
2017	12,103	0,338	12,103	23,643	71	0,306	0,944	33,2	2,4	12,51
2018	5,664	0,133	17,767	23,982	60	0,449	0,958	15,5	0,9	10,08
2019	3,414	0,071	21,181	24,164	53	0,535	0,965	9,4	0,5	8,61
2020	2,238	0,044	23,420	24,275	50	0,592	0,970	6,1	0,3	7,64
2021	1,534	0,029	24,954	24,348	48	0,631	0,973	4,2	0,2	6,97
2022	1,090	0,020	26,044	24,398	46	0,658	0,975	3,0	0,1	6,49
2023	0,794	0,014	26,838	24,434	45	0,678	0,976	2,2	0,1	6,13
2024	0,589	0,010	27,427	24,460	44	0,693	0,977	1,6	0,1	5,87
2025	0,440	0,008	27,868	24,479	44	0,704	0,978	1,2	0,1	5,67
2026	0,258	0,004	28,125	24,490	43	0,711	0,978	1,0	0,0	5,55

Таблиця 3 – Динаміка основних показників розробки за другим варіантом (90% компенсація)

Роки	Річний видобуток		Накопичений видобуток		КФ, г/м ³	КВГ, ч. од.	КВК, ч. од.	Середньорічний дебіт		Рпл, МПа
	газу	конденсату	газу	конденсату				газу	конденсату	
	млн. м ³	тис. т	млн. м ³	тис. т				тис. м ³ /д	т/д	
2012	0,812	1,922	0,812	4,903	6036	0,021	0,196	2,2	13,4	17,47
2013	0,687	1,619	1,500	9,033	6007	0,038	0,361	1,9	11,3	17,12
2014	0,610	1,421	2,110	12,657	5940	0,053	0,506	1,7	9,9	16,82
2015	0,569	1,262	2,679	15,876	5654	0,068	0,634	1,6	8,8	16,57
2016	0,632	1,171	3,311	18,863	4728	0,084	0,753	1,7	8,2	16,32
2017	1,012	1,126	4,322	21,735	2839	0,109	0,868	2,8	7,9	15,98
2018	2,741	0,560	7,063	23,162	521	0,178	0,925	7,5	3,9	14,76
2019	7,986	0,246	15,049	23,790	79	0,380	0,950	21,9	1,7	11,26
2020	4,478	0,110	19,527	24,070	63	0,493	0,961	12,3	0,8	9,35
2021	2,807	0,062	22,334	24,227	56	0,564	0,968	7,7	0,4	8,14
2022	1,882	0,039	24,217	24,326	52	0,612	0,972	5,2	0,3	7,32
2023	1,316	0,026	25,533	24,392	50	0,645	0,974	3,6	0,2	6,74
2024	0,949	0,018	26,481	24,438	49	0,669	0,976	2,6	0,1	6,32
2025	0,694	0,013	27,175	24,471	48	0,687	0,978	1,9	0,1	6,01
2026	0,517	0,010	27,692	24,496	47	0,700	0,978	1,4	0,1	5,77
2027	0,301	0,005	27,994	24,510	47	0,707	0,979	1,1	0,1	5,64

Таблиця 4 – Динаміка основних показників розробки за другим варіантом (80% компенсація)

Роки	Річний видобуток		Накопичений видобуток		КФ, г/м ³	КВГ, ч. од.	КВК, ч. од.	Середньорічний дебіт		Рпл, МПа
	газу	конденсату	газу	конденсату				газу	конденсату	
	млн. м ³	тис. т	млн. м ³	тис. т				тис. м ³ /д	т/д	
2012	1,499	1,787	1,499	4,559	3041	0,038	0,182	4,1	12,5	17,03
2013	1,092	1,293	2,591	7,857	3020	0,065	0,314	3,0	9,0	16,46
2014	0,870	1,000	3,461	10,407	2932	0,087	0,416	2,4	7,0	16,04
2015	0,733	0,789	4,194	12,419	2747	0,106	0,496	2,0	5,5	15,70
2016	0,664	0,641	4,858	14,054	2463	0,123	0,561	1,8	4,5	15,40
2017	0,632	0,547	5,489	15,449	2209	0,139	0,617	1,7	3,8	15,12
2018	0,604	0,486	6,093	16,689	2053	0,154	0,667	1,7	3,4	14,87
2019	0,569	0,438	6,662	17,806	1963	0,168	0,711	1,6	3,1	14,64
2020	0,570	0,424	7,233	18,887	1896	0,183	0,754	1,6	3,0	14,40
2021	0,715	0,471	7,948	20,088	1679	0,201	0,802	2,0	3,3	14,11
2022	1,342	0,605	9,289	21,632	1151	0,235	0,864	3,7	4,2	13,54
2023	1,711	0,348	11,000	22,520	519	0,278	0,900	4,7	2,4	12,66
2024	5,623	0,194	16,623	23,016	88	0,420	0,919	15,4	1,4	10,14
2025	3,369	0,096	19,992	23,260	73	0,505	0,929	9,2	0,7	8,64
2026	2,193	0,057	22,185	23,407	67	0,561	0,935	6,0	0,4	7,65
2027	1,502	0,038	23,688	23,503	64	0,599	0,939	4,1	0,3	6,97
2028	1,067	0,026	24,755	23,569	62	0,626	0,941	2,9	0,2	6,48
2029	0,772	0,018	25,527	23,617	61	0,645	0,943	2,1	0,1	6,13
2030	0,570	0,014	26,097	23,651	61	0,659	0,945	1,6	0,1	5,86
2031	0,427	0,010	26,524	23,677	61	0,670	0,946	1,2	0,1	5,66

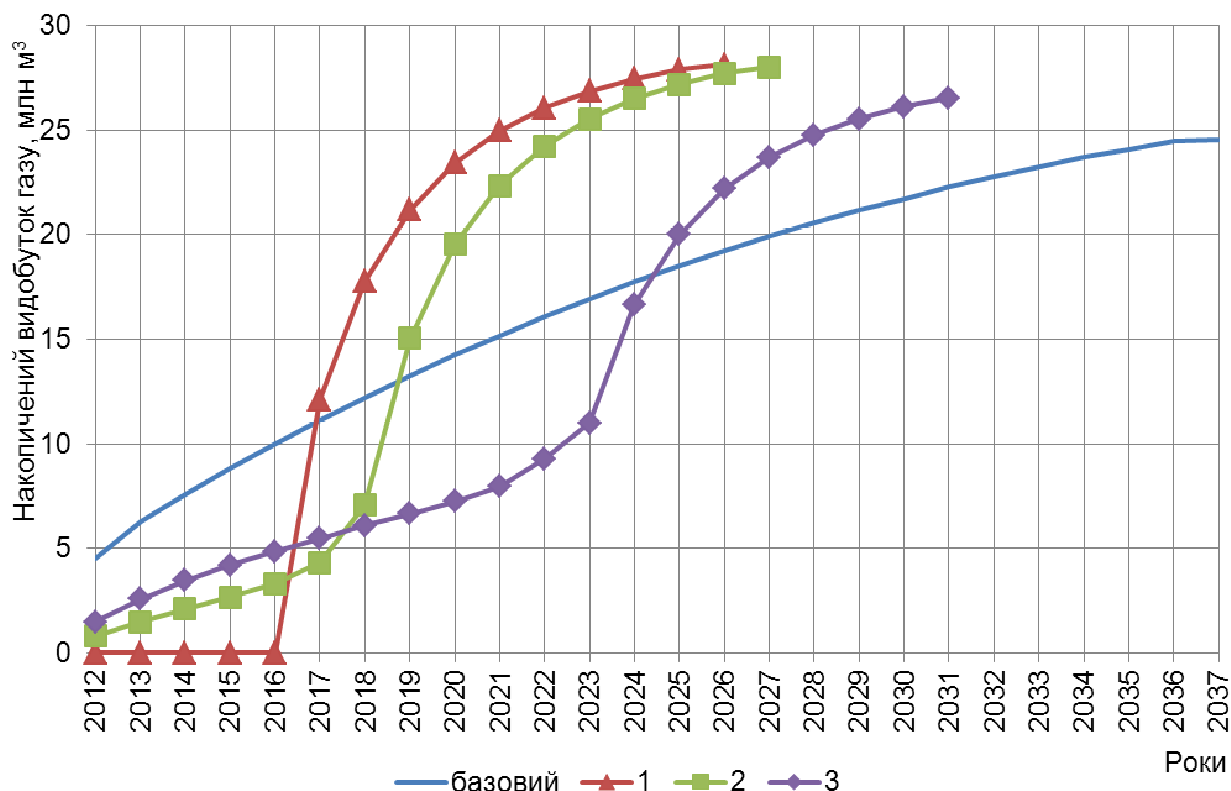


Рисунок 6 – Порівняння накопиченого видобутку газу по варіантах розробки

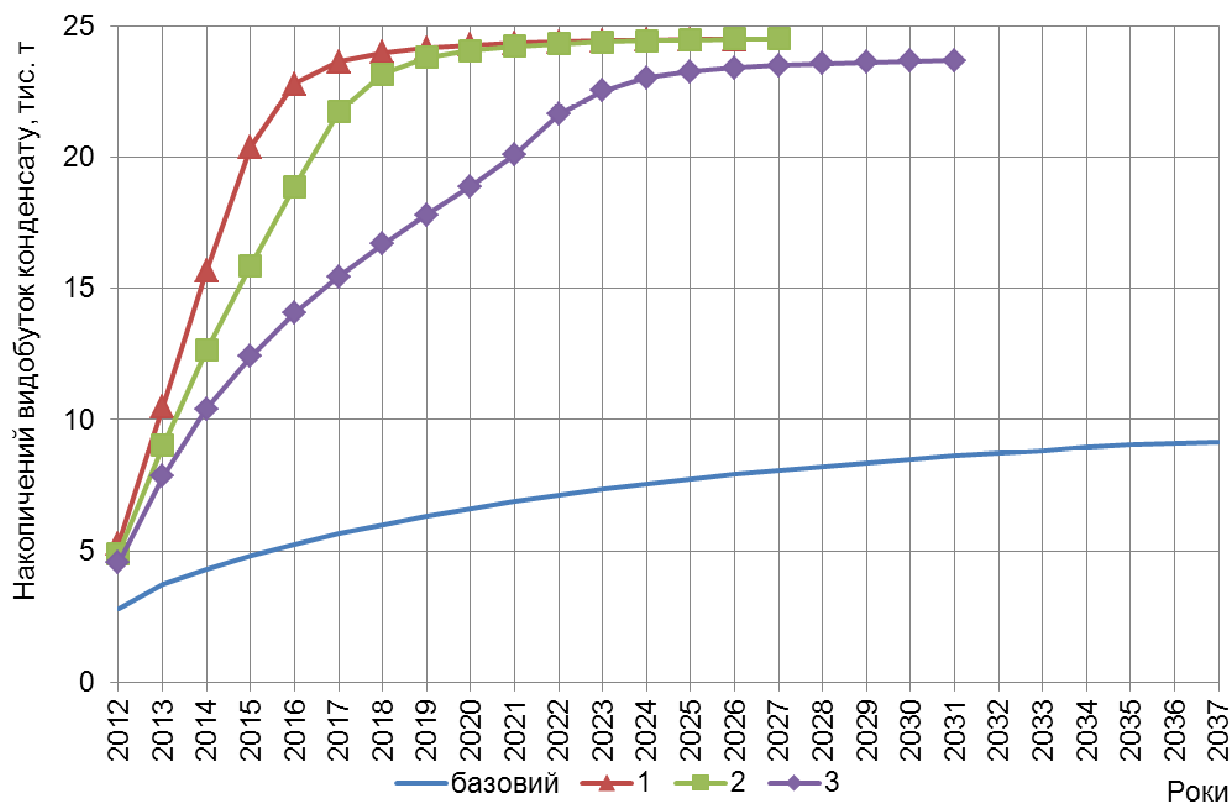


Рисунок 7 – Порівняння накопиченого видобутку конденсату по варіантах розробки

цим варіантом видобуватиметься 26,524 млн м³ газу та 23,677 тис. т конденсату та буде досягнуто КВГ – 0,670 та КВК – 0,946.

Основні технологічні та економічні показники розробки і коефіцієнти вилучення для зручності зведено до таблиці 5.

Таблиця 5 – Основні технологічні і економічні показники та коефіцієнти вилучення згідно з варіантами розробки

Варіант розробки	Накопичений видобуток		КВГ, ч. од.	КВК, ч. од.	Кількість років розробки, р	Капітальні вкладення, млн. грн	Дисконтований грошовий потік, млн. грн
	газу	конденсату					
	млн. м ³	тис. т					
Базовий	24,554	9,144	0,62	0,37	26	20,90	22,14
1	28,125	24,490	0,71	0,98	15	36,05	53,87
2	27,994	24,510	0,71	0,98	16	36,12	48,92
3	26,524	23,677	0,67	0,95	20	36,36	34,31

Як бачимо з наведеного в таблиці 5, найбільш привабливим з технологічної та економічної точки зору є варіант 1, який забезпечує найшвидший темп вилучення запасів, найвищий КВГ та найбільшу величину дисконтованого грошового потоку. За КВК варіант 2 дещо привабливіший від першого, проте різниця по надлишковому видобутку конденсату становить всього 20 т, а відставання по видобутку газу – 131 тис. м³, дисконтований грошовий потік менше на 4,95 млн грн., а період розробки довший першого на один рік. За рахунок ізотропії пласта за проникністю та пористістю відбулось практично поршневе витіснення «жирного» газу «сухим», що і забезпечило значно вищі коефіцієнти вилучення конденсату у випадках застосування зворотної рециркуляції порівняно з розробкою на виснаження.

Отже, отримані на основі розроблених програмних комплексів результати моделювання процесу розробки газоконденсатного покладу як на виснаження пластової енергії, так і з ППТ з використанням сайклінг-процесу, є адекватними реальним процесам розробки. Закладені в симулятор алгоритми та використання технології паралельних обчислень дають змогу швидко та точно розраховувати показники розробки та здійснювати оперативний контроль процесу газо- та конденсатовилучення. В подальшому плануємо здійснити розрахунки з використанням наведеного симулятора з більшим числом активних комірок, більшим числом видобувних та нагнітальних свердловин, анізотропією пласта за пористістю та проникністю, складнішими системами розробки та порівняти результати розрахунку з існуючими гідродинамічними симуляторами Tempest MORE та ECLIPSE.

Література

- 1 Пергамент А.Х. Композиционный симулятор "МКТ". Модификация аквифера картартрейси для моделирования ПХГ / А.Х. Пергамент, А.В. Горчаков, Б.В. Критский, С.Б. Попов // Вестник ЦКР Роснедра. ООО "НИПИ НГ". – 2010. – С. 2-7.
- 2 Louis J. Durlafsky. Advanced Techniques for Reservoir Simulation and Modeling of Nonconventional Wells / Louis J. Durlafsky, Khalid Aziz. – Department of Petroleum Engineering School of Earth Sciences Stanford University Stanford, CA 94305-2220. – 2004. – 213 с.
- 3 Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль. – 2002. – 575 с.
- 4 Намиот А.Ю. Различие свойств нефти в пределах нефтеносной залежи / А.Ю. Намиот // Исследования в области физики пласта: труды ВНИИ. – 1954. – Вып. 3. – С. 41-60.
- 5 Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
- 6 Коваль В.І. Гідродинамічний симулятор для проектування розробки родовищ вуглеводнів / В.І. Коваль // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент — техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов. – 2012. – Вып. 15. – 631 с.
- 7 Гуревич Г.Р. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления / Г.Р. Гуревич, В.А. Соколов, Ц.Т. Шмыгля. – М.: Недра, 1976. – 184 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
17.10.12

Рекомендована до друку професором
Бойком В.С.

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ РЕМОНТУ БЛОЧНО-КОМПЛЕКТНОГО УСТАТКУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

О. В. Іванов

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 49358,
e-mail: informatik@nung.edu.ua

Проаналізовано вплив розрахункових схем розбиття блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів на вибір раціональних стратегій обслуговування. Доведено доцільність розбиття блочно-комплектного устаткування на елементи різного рівня ієрархії, вибору раціональної схеми розчленування блочно-комплектного устаткування на об'єкти обслуговування, визначення стратегії і режиму обслуговування для кожної схеми. Вирішено двовимірну задачу вибору стратегії обслуговування і місця ремонту блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів за відсутності запасних елементів.

З врахуванням конструктивних і експлуатаційних особливостей розроблено і досліджено стратегії технічного обслуговування блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів. В основу формування стратегії покладено двохстадійну модель відмов.

Метою роботи є дослідження ефективності і методів ремонту блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів.

Ключові слова: стратегії обслуговування, ремонт, ГПА, надійність, оптимізація.

Проанализировано влияние расчетных схем разбивки блочно-комплектного оборудования магистральных газопроводов на выбор рациональных стратегий обслуживания. Доказана целесообразность разбивки блочно-комплектного оборудования на элементы различного уровня иерархии, выбора рациональной схемы расчленения блочно-комплектного оборудования на объекты обслуживания, определение стратегии и режима обслуживания для каждой схемы. Решена двумерная задача выбора стратегии обслуживания и места ремонта блочно-комплектного оборудования магистральных газопроводов при отсутствии запасных элементов.

С учетом конструктивных и эксплуатационных особенностей блочно-комплектного оборудования магистральных газопроводов разработаны и исследованы стратегии технического обслуживания такого оборудования, в основу формирования которых положена двухстадийная модель отказа.

Целью работы является исследование эффективности и методов ремонта блочно-комплектного оборудования магистральных газопроводов.

Ключевые слова: стратегии обслуживания, ремонт, ГПА, узлы, агрегаты, оптимизация.

In this research the effect of the calculation schemes of splitting block complete equipment gas mains on the choice of rational maintenance strategy was analyzed. The expediency of dividing block-ganged equipment to the elements of different hierarchy levels, as well as that of the choice of the rational scheme of dismemberment of block-ganged equipment for facility maintenance, and of defining the strategy and mode of service for each scheme was also proved in the research. The two-dimensional problem of choice of service strategy and place of repair of block-ganged equipment of main gas pipelines in the absence of spare elements was also solved in the research.

Given the design and operational features of block-ganged equipment of main gas pipelines the strategy of maintenance of equipment, the formation of which is based on the two-stage model of failure, was also developed and explored.

The research's aim is to investigate effectiveness of repair methods of block-ganged equipment of main gas pipelines.

Key words: maintenance strategy, repair, gas pumping unit, components, units, optimization.

Вступ

Одним з основних напрямків технічного прогресу в газотранспортній системі є подальший розвиток агрегатно-вузлового ремонту як основного напрямку удосконалення ремонтно-технічного обслуговування, підвищення якості ремонтів і скорочення термінів простою устаткування в ремонті [1, 2]. В умовах широкого впровадження в газовій промисловості блочно-комплектного устаткування підвищеної ремонтпридатності. Зростає обсяг використання уніфікованих вузлів і блоків та економічна доцільність агрегатно-вузлового ремонту.

Агрегатно-вузловий метод ремонту блочно-комплектного устаткування (БКУ) полягає в

заміні несправних елементів (блоків, агрегатів, вузлів) справними – раніше відремонтованими чи новими з обмінного фонду. Блок (вузол) замінюється в тому випадку, коли для усунення несправності безпосередньо на ГПА потрібно більше часу, ніж на його заміну, і коли ремонт не може бути зроблений у міжзмінний час. Знятий з ГПА несправний блок ремонтують, після чого він надходить в обмінний фонд.

Основними перевагами агрегатного методу є скорочення часу простою ГПА або іншого БКУ в ремонті, що визначається лише часом, необхідним для заміни одного чи декількох несправних елементів. Агрегатний метод майже удвічі скорочує час перебування ГПА в ремонті і підвищує коефіцієнт готовності.

Для виконання ремонту агрегатним методом необхідно мати фонд оборотних елементів, який не скорочується. Обсяг обмінного фонду елементів визначається діючим положенням [3], а також може бути прийнятий таким, як описано і рекомендовано в роботах [4,5].

Підвищена ремонтпридатність блочно-комплектного устаткування, у тому числі і блокових ГПА, сприяє подальшому розвитку агрегатно-вузлового методу ремонту, забезпечує можливість оптимізації рівня ремонту (заміни) БКУ або його елементів.

Постановка задачі

Результативність ремонтних робіт залежить від організаційно-технологічних принципів їх виготовлення. Саме ці принципи, відбиваючи єдність організаційних форм виробництва, технологічних процесів і оснащення, у кінцевому рахунку визначають зміст усіх етапів і елементів ремонтного циклу, тому виникає необхідність проаналізувати вплив розрахункових схем розбиття блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів на вибір раціональних стратегій обслуговування.

Враховуючи конструктивні і експлуатаційні особливості блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів, потрібно розробити і дослідити вибір місця ремонту вузлів і агрегатів БКУ при різних стратегіях обслуговування.

Вплив розрахункових схем розбиття блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів на вибір раціональних стратегій обслуговування

Доведено доцільність розбиття БКУ на елементи різного рівня ієрархії для вибору раціональної схеми розчленовування.

Для вітчизняних ГПА блокової конструкції характерні:

- простота розбирання агрегату в умовах компресорної станції;
- мала вага вузлів, які знімаються при капітальному ремонті;
- доступність вузлів, які можливо оглянути при технічному обслуговуванні і ремонті;
- можливість огляду проточних частин без розкриття агрегату;
- можливість очищення фільтрів і інших вузлів у ході роботи;
- взаємозамінність деталей, що швидко зношуються, простота їх заміни.

Перераховані й інші особливості блокових ГПА, а також іншого блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів створюють необхідні передумови для:

- 1) застосування перспективних стратегій обслуговування з перевітками [6];
- 2) оптимізації рівня обслуговування і ремонту (заміни) елементів блочно-комплектного устаткування при фіксованому місці ремонту, тобто вибору раціональної схеми розбиття БКУ на об'єкти обслуговування і ремонту.

Встановлення оптимального рівня заміних елементів і раціональної стратегії обслуговування є комплексною проблемою, що вимагає визначення і кількісного вираження всіх істотних витрат. Під час вибору оптимального рівня заміних елементів необхідно зробити деякі припущення. Габарити деяких блоків або труднощі їх демонтажу і вилучення обумовили те, що вони не розглядалися як можливі заміні елементи. Такі блоки (сюди відносяться також модулі) були виключені з аналізу, але в них у якості заміних елементів були виділені агрегати (вузли). Блоки або їх еквіваленти були вибрані як вищий рівень заміних елементів, оскільки ціна елемента більш високого рівня (тобто суперблоку, пристрою) або об'єкта в цілому робить практично неможливим їх використання як елементів для заміни. В ряді випадків недоцільно відносити блоки до заміних елементів із конструктивних розумінь (наприклад, при наявності нероз'ємних з'єднань з іншими блоками або вузлами). Тоді в якості заміних елементів, які визначені відповідним вимогам до середнього часу відновлення, варто приймати вузли (агрегати, модулі) або деталі.

Таким чином, заміним елементом може бути блок, вузол або деталь. В деяких випадках вибір відсутній, тому що вимоги до готовності обумовлюють використання одного з трьох видів заміних елементів. Коли вибір можна зробити незалежно від коефіцієнта готовності, тоді затрати на обслуговування і ремонт стають вирішальним критерієм.

Вибір схеми розбиття БКУ на об'єкти обслуговування із використанням раціональної стратегії є однією із актуальних задач, що часто виникають у практиці ремонту БКУ магістральних газопроводів.

Задачу вибору оптимального режиму обслуговування БКУ магістральних газопроводів необхідно розв'язувати як оптимізаційну задачу, що дозволяє мінімізувати питомі затрати на обслуговування БКУ при обмеженнях, накладених на коефіцієнт готовності обладнання. Таким чином, за наявності повної інформації про параметри функцій розподілу $F(t)$ і $\Phi(t)$ задача вибору оптимального режиму обслуговування БКУ запишеться у вигляді:

$$\left. \begin{array}{l} \min_{\theta, T_p} \bar{z}_p(\theta, T_p) \\ \text{при } K_G(\theta, T_p) \geq K_{G \min}^0 \end{array} \right\}, \quad (1)$$

де K_G – середня частка часу перебування ГПА в працездатному стані (коефіцієнт готовності);

$K_{G \min}^0$ – задане мінімальне значення коефіцієнту готовності;

θ – періодичність перевірок;

T_p – назначений ресурс (планове напруження);

\bar{z}_p – питомі затрати на одиницю напруження.

Задача вибору рівня (схеми) і стратегії обслуговування є однією із двовимірних задач, сформульованих раніше. Розглянемо шляхи її вирішення. Введемо безліч альтернативних варіантів:

$$S^2 = U \otimes R, \quad (2)$$

де U – безліч схем розчленовування БКУ, R – безліч стратегій.

Кожний конкретний варіант є прямим перетином на площині однієї із стратегій з однієї із схем розбиття БКУ на об'єкти обслуговування.

Для кожного варіанта:

$$S_{ij}^2 = \{u_i, r_j\}, \quad (3)$$

де $u_i \in U, r_j \in R$ вирішуємо задачу виду (1) і визначаємо відповідні цьому варіанту мінімальні питомі витрати. Потім методом перебору вибираємо варіант, якому відповідає

$$\bar{z}_P^0 = \min_{U,R} \left\{ \bar{z}_{Pij} \right\}. \quad (4)$$

У такий спосіб знаходимо рішення сформульованої двовимірної задачі.

Різні типи БКУ відрізняються як надійнісними характеристиками, так і вартісними показниками. В залежності від показників безвідмовності і ремонтпридатності при визначеній раціональній стратегії оптимальним обслуговуючи (або замінним) рівнем може бути як блок, так і вузол або деталь. При такій методиці виникає можливість вибору з конкуруючих рішень "схема-стратегія".

Розрахунки і проведений аналіз показують, що практично у всіх випадках варто віддати перевагу розбиттю БКУ на вузли, а в ряді випадків - на блоки і вузли.

Вибір місця ремонту вузлів і агрегатів блочно-комплектного устаткування при різних стратегіях обслуговування

Результативність ремонтних робіт залежить від організаційно-технологічних принципів їх виготовлення. Саме ці принципи, відбиваючи єдність організаційних форм виробництва, технологічних процесів і оснащення, зрештою визначають зміст усіх етапів і елементів ремонтного циклу. Зміна одного із зазначених компонентів викликає зміни інших. Так, при ремонті ГПА устаткування, склад і послідовність операцій і навіть спеціальності ремонтників, а, отже, і організація робіт – різні при виконанні операцій на місці, без виймання деталей із блоків і вузлів, чи при здійсненні їх в умовах спеціалізованого ремонтного підприємства (бази, цеху, заводу) після демонтажу і розбирання вузлів.

Оптимізація вимагає оцінки усіх можливих варіантів, а для цього необхідна загальна класифікація організаційно-технологічних принципів ремонту. Така класифікація, охоплюючи усі відомі принципи і показуючи нові можливі підходи, буде сприяти вибору найкращого для даних умов варіанта виконання ремонтних робіт.

Різноманіття об'єктів і умов ремонту, прийнятих систем його проведення, зміни в принципах здійснення ремонтів ускладнюють встановлення організаційно-технологічних ознак класифікації ремонтів і саму її побудову. Ймовірно тому до теперішнього часу відсутні узагальнюючі класифікаційні схеми ремонтних робіт, хоча широко використовується безліч їхніх варіантів.

Блочно-комплектне устаткування є зручною базою для побудови класифікаційних схем ремонту. В ремонті блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів сконцентровано практично все різноманіття об'єктів, умов і систем ремонту взагалі. Тут характерна роз'єднаність, або концентрація об'єктів ремонту; сезонні фактори, діючі для одних груп БКУ, не позначаються на експлуатації інших; сам об'єкт ремонту - блоковий ГПА або інше БКУ - є складною системою (а БККС і БКГРС - крупними і складними інженерними спорудженнями), де зосереджені як складні, так і найпростіші технічні засоби. Ремонтні роботи можуть мати підтримуючий характер або змінювати призначення БКУ (модернізація, переустаткування).

Слід наголосити, що основою вибору критеріїв класифікації організаційно-технологічних принципів ремонтів є твердження, що поряд із задоволенням звичайних для подібних задач вимог, повинні бути єдиними для різних технічних об'єктів усіх рівнів складності. Формування ієрархічних ступенів складності саме по собі є непростим завданням і може істотно відрізнитися в залежності від видів блочно-комплектного устаткування і об'єктів магістральних газопроводів. Для подальших досліджень будемо виходити з принципів раціонального розбиття БКУ і ієрархічних (структурних) рівнів.

За критерій класифікації ремонтних робіт вибираємо фактор, властивий саме ремонтному виробництву, що не проявляється або слабо відбивається на процесах виготовлення і монтажу. Таким фактором є обставини або умови здійснення робіт, тобто виконання робіт на місці використання або поза ним, у спеціальних ремонтних умовах. Пропонована класифікація організаційно-технологічних принципів ремонтів блочно-комплектних об'єктів і устаткування магістральних газопроводів (таблиця 1) побудована за ознакою виконання виробничих робіт і має досить цілісний конструктивний вигляд.

Два рівні забезпеченості запасними елементами відбивають наявність чи відсутність обмінного фонду для технічного обслуговування і ремонту БКУ магістральних газопроводів.

За наявності обмінного фонду ремонт БКУ проводиться методом заміни елементів з подальшим їхнім відновленням у майстерні на місці експлуатації або на спеціалізованому ремонтному підприємстві (рис. 1). При цьому різниці будуть тільки вартісні показники. Час відновлення самих елементів не впливає на час ремонту БКУ, а, отже, і на коефіцієнт готовності.

Таблиця 1 – Організаційно-технологічні принципи ремонтних робіт

Рівень складності об'єкта ремонту	Принцип забезпечення надійності		
	Ремонтний		Безремонтний
	За місцем використання	Поза місцем використання	
Система (об'єкт чи устаткування)	Технічне обслуговування	Не проводиться	Не застосовується
Блок, тобто пристрій, механізм чи агрегат	Технічне обслуговування і ремонт «на місці»	Заводський ремонт	Зазвичай не застосовується
Вузол (модуль), тобто сукупність деталей	Ремонт «на місці»	Ремонт на базі або в цеху	Придбання нових вузлів
Деталь, тобто найпростіший елемент	Обробка «на місці»	Відновлення деталей	Придбання або виготовлення змінно-запасних часин
		Обмінний фонд	

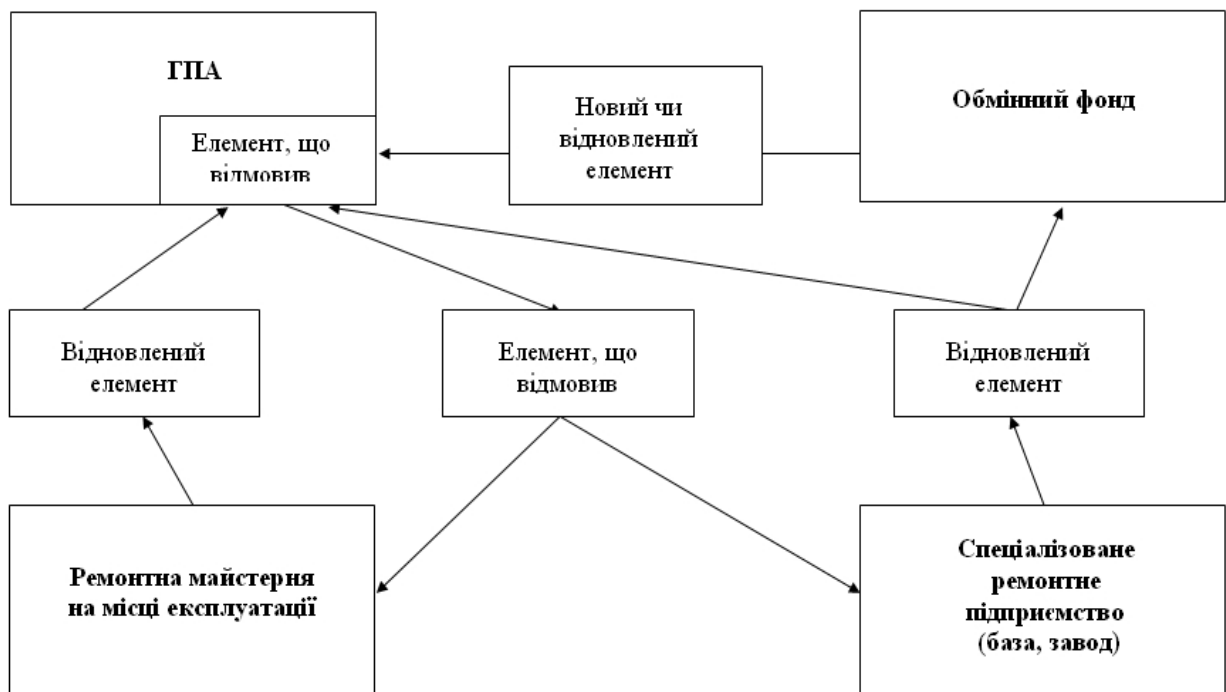


Рисунок 1 – Схема двох альтернативних варіантів місця проведення ремонтно-відновлювальних робіт

В умовах відсутності обмінного фонду зняті з експлуатації елементи БКУ можна ремонтувати як на місці експлуатації, так і поза ним, тобто на ремонтній базі або заводі. Потім відновлені елементи монтуються на БКУ, що повертається в експлуатацію. У цьому випадку і час, і вартість ремонту на місці і на базі будуть різними.

Загалом вартість ремонтного обслуговування знаходимо з виразу:

$$C_{рем} = C_{осм} + C_{дм} + C_{ср} + C_{м} + C_{обк}, \quad (5)$$

де $C_{осм}$ – вартість огляду, установлення наявності і характеру несправності, відшукування несправного елемента,

$C_{дм}$ – вартість демонтажу елемента,
 $C_{ср}$ – вартість транспортування і відновлення елемента,
 $C_{м}$ – вартість монтажу елемента на місці експлуатації,
 $C_{обк}$ – вартість перевірки БКУ після ремонту, обкатування і пуску.

При необмеженому запасі в (5) випадає доданок $C_{ср}$, тому що елемент, який відмовив, замінюється новим. При цьому мається на увазі, що вартість нового елемента проходить за статтею витрат "Запаси".

Відповідно для часу ремонту маємо:

$$\tau_{рем} = \tau_{осм} + \tau_{дм} + \tau_{ср} + \tau_{м} + \tau_{обк}. \quad (6)$$

Індекси в (6) аналогічні (5).

Додаткові витрати, пов'язані з транспортуванням блоків або інших елементів на спеціалізоване ремонтне підприємство, визначаємо за формулою:

$$C_T = 2Nm_{ср}\rho l, \quad (7)$$

де C_T – транспортні витрати, грн.;

N – річна програма ремонту даного виду устаткування, шт.;

$m_{ср}$ – середня маса одиниці блоку (чи іншого елемента устаткування);

ρ – вартість 1 тонно-кілометра, грн.;

l – середня відстань від місця експлуатації устаткування до спеціалізованого ремонтного підприємства, км.

Із загального числа елементів БКУ магістральних газопроводів 43-56% можна ремонтувати на місці, з цього устаткування розмірно 15-20% економічно доцільно ремонтувати на місці установки виїзними бригадами спеціалізованих ремонтних підприємств. При цьому додаткові витрати, зв'язані з відрядженнями, розраховуємо за емпіричною формулою:

$$C_K = \frac{P\beta}{8} (C_{суш} + C_{кв}) + 2NC_{тар}n_{бр}, \quad (8)$$

де C_K – витрати на відрядження, грн.;

P – річна трудомісткість ремонту, люд.-год.;

β – середня частка слюсарних: робіт у загальній трудомісткості ремонту;

$C_{суш}$ – добові, грн.;

$C_{кв}$ – квартирні, грн. за добу;

N – річна програма ремонту, шт.;

$C_{тар}$ – тариф проїзду;

$n_{бр}$ – середній склад виїзної бригади;

8 – кількість годин роботи на день (у випадку п'ятиденного робочого тижня).

Двовимірну задачу вибору стратегії обслуговування і місця ремонту БКУ магістральних газопроводів за відсутності запасних елементів вирішуємо в такий спосіб. За аналогією із формулою (2) уводимо безліч станів БКУ

$$S^2_1 = R \otimes P, \quad (9)$$

де P – безліч місць ремонту.

Для кожного стану БКУ

$$S^2_{ij} = \{r_i, p_j\}, \quad (10)$$

де $r_i \in R$, $p_j \in P$ вирішуємо задачу виду (1) і визначаємо відповідні цьому стану мінімальні питомі витрати \bar{z}_{pij} . Рішення даної двовимірної задачі визначає варіант, якому відповідає

$$\bar{z}_P^0 = \min_{R,P} \left\{ \bar{z}_{pij} \right\}.$$

Розрахунки й аналіз показали, що в багатьох випадках раціональним є обслуговування за стратегією з ремонтом в умовах спеціалізованого ремонтного підприємства. У цьому ви-

падку максимально використовується ресурс елементів БКУ, і, природно, потрібно проведення ремонтно-відновлювальних робіт в умовах спеціалізованого ремонтного підприємства з відповідним устаткуванням і висококваліфікованим персоналом. Час планової (примусової) заміни елемента призначається з розрахунку запобігання відмовам, тобто, як правило, елемент не допрацьовує свій ресурс. Тому великих руйнувань чи ушкоджень не відбувається. Отже, можливе проведення ремонтно-відновлювальних робіт на місці експлуатації.

Всі блоки блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів є транспортними. Через відсутність у достатній кількості необхідних транспортних засобів і з інших причин ремонт приблизно 40-45% блоків і вузлів доцільно проводити на спеціалізованих ремонтних підприємствах (базах). Відновлення деяких дорогих деталей економічно доцільно проводити в умовах спеціалізованого підприємства.

При переході на сервісне обслуговування устаткування магістральних газопроводів можливий і інший розподіл ремонтно-відновлювальних робіт із залученням заводів-виготовлювачів, спеціалізованих пересувних ремонтних майстерень. При цьому визначення витрат часу і коштів необхідно використовувати також формули (5 - 8).

Аналогічно вирішується двовимірна задача вибору рівня і місця ремонту при прийнятій стратегії обслуговування БКУ магістральних газопроводів.

При рішенні тривимірної задачі, тобто задачі визначення раціональної схеми розбиття БКУ в комплексі з вибором раціональної стратегії обслуговування БКУ і місця ремонту знятих з експлуатації (демонтованих) елементів, розглядаємо багато варіантів

$$S^3 = U \otimes R \otimes P. \quad (11)$$

Розрахунки проводяться за тою ж схемою, що і для двовимірних задач.

Висновки

1. З врахуванням конструктивних і експлуатаційних особливостей блочно-комплектного устаткування магістральних газопроводів розроблені і досліджені стратегії технічного обслуговування такого устаткування, в основу формування яких покладена двохстадійна модель відмов.

2. Доведена доцільність розбиття БКУ на елементи різного рівня ієрархії, вибору раціональної схеми розбиття БКУ на об'єкти обслуговування, визначення стратегії і режиму обслуговування для кожної схеми.

Література

1 Обслуговування і ремонт газопроводів: монографія / [В.Я.Грудз, Д.Ф.Тимків, В.Б.Михалків, В.В.Костів]. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. – 711 с.

2 Дубинский В.Г. Определение оптимальной наработки газотурбинной установки до планово-профилактического ремонта / В.Г.Дубинский, З.С.Седых // Транспорт и хранение газа. – М.: ВНИИЭгазпром, 1976. – № 12. – С. 7-11.

3 Трубопровідний транспорт газу / [М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін.]. – К.: АренаЕКО, 2002. – 600 с.

4 Комягин А.Ф. Оптимизация технического обслуживания ГПА / А.Ф.Комягин, П.И. Бахметьев // Газовая промышленность. – 1985. – № 1. – С. 26-27.

5 Кочурова В.В. К вопросу обслуживания блочно-комплектного оборудования магистральных газопроводов / В.В.Кочурова, Р.К. Насиров // Комплектно-блочное строительство наземных объектов. – М.: ВНИИСТ, 1985. – № 12. – С. 8-11.

6 Иванов О.В. Аналіз обслуговування технологічного обладнання магістральних газопроводів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 2(43). – С. 56-65.

Стаття надійшла до редакційної колегії

20.11.12

Рекомендована до друку професором

Грудзом В.Я.

ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ПІНОУТВОРЕННЯ В ПІНОГЕНЕРУЮЧИХ ПРИСТРОЯХ ЕЖЕКТОРНОГО ТИПУ

В.М. Савик, М.М. Лях, В.М. Вакалюк, Н.В. Федоляк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: savicppntu@rambler.ru

Доведено актуальність промивання свердловини пінистими розчинами. Вказано характерні процеси створення дрібнодисперсної стійкої піни.

Визначено закономірності, які пов'язують процеси піноутворення з властивостями рідини і повітря (газу), режимами їх руху, а також геометричними параметрами піногенеруючих пристроїв. Теоретично розглянуто всі перетворення, що відбуваються в потоках рідини, газу і суміші, що рухаються в піногенеруючому пристрої ежекційного типу. Математично описано формування повітряно-крапельної суміші до стрибка ущільнення, який супроводжується перетворенням повітряно-крапельної суміші в емульсію, при якій бульбашки повітря мають приблизно однаковий діаметр і відокремлені плівками рідини. У ході математичного дослідження використано рівняння Лішевського, число Вебера, критерій Лапласа та формула для числа Маха.

Застосування запропонованої теорії дозволяє визначити величини втрат енергії робочого рідинного потоку на створення вільної поверхні розподілу двох фаз при утворенні повітряно-крапельного і пінистого потоків.

Ключові слова: піногенератор, піногенеруючий пристрій, піноутворення, промивання свердловин пінами, пінистий розчин, теорія піноутворення.

Доказана актуальність промивки скважини пінистими растворами. Описано характерные процессы создания мелкодисперсной устойчивой пены.

Определены закономерности, связывающие процессы пенообразования со свойствами жидкости и воздуха (газа), режимами их движения, а также геометрическими параметрами пеногенерирующих устройств. Теоретически рассмотрены все преобразования, происходящие в потоках жидкости, газа и смеси, движущихся в пеногенерирующем устройстве эжекционного типа. Математически описано формирование воздушно-капельной смеси до скачка уплотнения, сопровождающегося превращением воздушно-капельной смеси в эмульсионную, при которой пузырьки воздуха имеют примерно одинаковый диаметр и отделены пленками жидкости. В процессе математического исследования использовано уравнение Лисhevского, число Вебера, критерий Лапласа и формула для числа Маха.

С помощью предложенной теории можно определить величины потерь энергии рабочего жидкостного потока на создание свободной поверхности раздела двух фаз при образовании воздушно-капельного и пенистого потоков.

Ключевые слова: пеногенератор, пеногенерирующее устройство, пенообразование, промывка скважин пенами, пенистый раствор, теория пенообразования.

The significance of well flushing with the help of foamed solutions is proved. The relevant processes of finely divided stable foam are described.

The article deals with common factors which connect foam forming processes with liquid and air (gas) characteristic features, their circulating regimes, and foam generating devices geometrical parameters. All changes in liquid, gas, and solution flows, which circulate in ejector type foam generating devices are theoretically characterized. The formation of air-dropping solution to the bow shock is mathematically described. It is followed by change of air-dropping solutions into emulsive solutions, during which the air bubbles are approximately equal in diameter and they are divided by liquid films. Lishevskiy's equation, Weber number, Laplace criterion, and Mach number formula were used during mathematical investigation.

Application of offered theory allows determining the value of power fluid flow energy losses on free distribution surface of two phases during formation of airdropping and foam flows.

Keywords: foam generator, foam generating device, foam formation, well flushing with foams, foam solution, formation theory.

Під час буріння свердловин у тріщинуватих скельних породах виникають значні ускладнення, пов'язані з поглинанням значних об'ємів промивальної рідини – розмивання стінок свердловин, утворення каверн, нагромадженням на вибої шламу. На проведення додаткових тампонажних робіт з метою ліквідування цих ускладнень витрачаються значні кошти на хімічні реагенти, приготування бурових розчинів тощо. Однак, як свідчить практика буріння, ці ускладнення можна попередити, застосо-

вуючи як циркулююче середовище газорідинні (пінисті) суміші.

Порівняно зі звичайними промивальними рідинами використання газорідинних сумішей дає змогу:

- значно зменшити об'єми (до повної ліквідації) поглинання і пов'язані з цим витрати;
- запобігти забрудненню і кольматації водонесівних горизонтів, що спростить освоєння свердловин і підвищить їх дебіти;

- зменшити забруднення, розмивання і розчинення ядра циркулюючим агентом;
- уникнути розмивання стінок свердловин, утворення каверн;
- спростити конструкцію свердловин;
- покращити винесення вибуреної породи, знизити аварійність свердловин, підвищити механічну швидкість буріння.

Піною називають двофазну структуру, що складається із тривимірних утворень – тонких плівок рідини, в яких міститься газ. В таких термодинамічно нестійких системах розподіл фаз (утворення термодинамічно стійкої системи) може відбуватися із скінченною швидкістю, тобто піна – відносно стійка система, причому її стійкість залежить насамперед від міцності рідинних плівок. Подібна властивість піни робить можливим її використання для піднімання на поверхню вибуреної породи. Іншою важливою властивістю, що впливає на стійкість пін, є їх дисперсний склад. Дисперсність пін можна оцінити середнім діаметром бульбашок, питомою поверхнею розділу «рідина – газ», або розподілом бульбашок за розмірами. Чим менший середній радіус бульбашок, тим більша ступінь монодисперсності піни і тим більша її стійкість [1]. На дисперсність пін окрім фізико-хімічних властивостей (поверхневий натяг, в'язкість, концентрація поверхнево-активної речовини і т.д.) істотно впливає спосіб змішування фаз, конструкція піногенератора, а також режими ведення технологічного процесу.

Найкращі умови для приготування піни створюються тоді, коли в нагнітальній лінії насосно-циркуляційної системи використовується механічний змішувач. При цьому консистенцію піни можна регулювати зміною подачі повітря, витратою рідини і концентрацією піноутворювача в промивальній рідині.

Задача визначення закономірностей, які пов'язують процеси піноутворення з властивостями рідини і повітря, параметрами їх руху, а також геометричними розмірами піногенеруючих пристроїв, досить складна. Дана робота, не претендуючи на повноту розгляду, на основі дещо спрощеної моделі пропонує простий метод підбору параметрів потоків робочої рідини і ежекторного повітря, при яких можна було б досягти найбільшої ефективності в процесі піноутворення.

Авторами пропонується піногенератор з п'ятисопловою вставкою і окремим каналом для кожного сопла. Зроблено припущення, що, хоча втрата напору на вході цього піногенератора в порівнянні з односопловим збільшиться, проте стабільність роботи, однорідність і ступінь монодисперсності утвореної піни підвищаться. Очевидно, що основні процеси утворення піни відбуватимуться в камері змішування кожного каналу, а їх кількість визначатиметься здебільшого продуктивністю піногенератора. Тому дана робота обмежується розглядом робочого процесу утворення піни, який відбувається в одному із каналів піногенератора.

Із аналізу великої кількості експериментальних даних, наведених в роботах [2–5], потік в

ежекторі можна розбити на чотири ділянки. На початковій ділянці зберігається суцільність струмини робочого рідинного потоку. В цій зоні рідина і газова фази не змішуються і рухаються окремо. Швидкість рідини в ядрі постійна і рівна швидкості витікання із сопла. Але поступово за рахунок турбулентних поперечних пульсацій швидкості, які викликають розсіювання рідини в поперечному напрямку і аерації струмини повітрям, відбувається її розпад на повітряно-крапельну суміш. В кінці початкової ділянки ядро постійної швидкості зникає і розширення струмини супроводжується падінням швидкості на осі ежектора. В цьому місці починається основна ділянка, вздовж якої відбувається формування повітряно-крапельного однорідного потоку. Рух вільної струмини на початковій і основній ділянках відбувається за сталого статичного тиску як уздовж так і упоперек течії.

Третя ділянка починається у місці, де формування повітряно-крапельної однорідної суміші завершується. Тут відбувається стрибок ущільнення, що характеризується різким підвищенням тиску. Цей стрибок супроводжується перетворенням повітряно-крапельної суміші в емульсійну, при якій бульбашки повітря мають приблизно однаковий діаметр і розділені плівками рідини. Далі двофазний потік рухатиметься у вигляді пінної структури. Для того, щоб відбувся стрибок ущільнення, необхідно, щоб швидкість повітряно-крапельного потоку перевищувала швидкість звуку в ньому.

На четвертій ділянці, яка починається за стрибком ущільнення, суміш рухається як двофазний однорідний бульбашково-пінний потік.

Довжина початкової ділянки в загальному випадку визначається трьома основними критеріями: числом Вебера, знайденим за відносною швидкістю фаз, початковим діаметром рідинної струмини і густиною газу, критерієм Лапласа, який характеризує в'язкість і поверхневий натяг рідини, і відношенням густини газу до густини рідини. В літературі наводиться велика кількість експериментальних залежностей для відносної початкової ділянки, але найкраще співпадіння з дослідними даними дає рівняння Лишевського [6]:

$$\frac{l_1}{d} = 50,3 \cdot We^{-0,83} \cdot \left(\frac{\rho_z}{\rho_p} \right)^{0,5} \cdot Lp^{-0,096}, \quad (1)$$

де $We = \frac{\rho_z \cdot d \cdot \left(v_p - v_z \right)^2}{\sigma}$ - число Вебера;

$$Lp = \frac{\rho_p \cdot d \cdot \sigma}{\mu_p} - \text{критерій Лапласа};$$

ρ_p, ρ_z – відповідно густина рідини та повітря;

σ, μ_p – поверхневий натяг і в'язкість рідини.

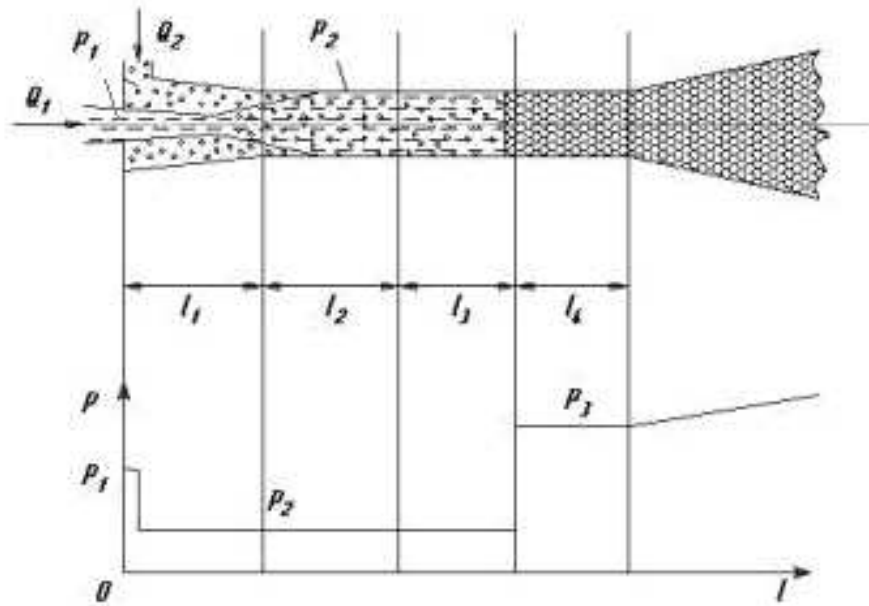


Рисунок 1 – Схеми ежектора і розподілу статичного тиску по його довжині

Відносна довжина основної ділянки за даними [7] може бути знайдена із експериментальної залежності:

$$\frac{l_2}{D} = 18,36 \cdot M_R^{-0,181}, \quad (2)$$

де $M_R = \frac{\rho \cdot v}{\rho_p \cdot v_p}$;

D – діаметр камери змішування.

Мета даної роботи – визначити метод розрахунку оптимальних параметрів руху робочої рідинної і ежектованої газової фаз, а також геометрії ежектора при яких буде відбуватися ефективне утворення дрібнодисперсної пінної суміші. Аналіз будемо проводити на основі спрощеної схеми ежектора і розрахункової схеми розподілу статичного тиску на довжині ежектора, наведеної на рис. 1. В цій схемі прийнято, що на зрізі сопла статичний тиск зменшується від початкового p_1 до p_2 постійного, аж до зони стиснення. Факт пониження тиску в зоні змішування виразно спостерігався в багатьох експериментах [8]. Це пониження можна пояснити рухом повітряної фази, що захоплюється струминою робочої рідини. Його величина наближено рівна величині динамічного тиску рухомого повітря.

Розрахунки параметрів в камері змішування піногенеруючого пристрою будемо проводити з врахуванням таких припущень: повітряний потік не містить вологи, а потік рідини не містить бульбашок; довжина початкової і основної ділянок відомі і задаються експериментальними рівняннями (1) і (2); статичний тиск постійний в кожній точці перетину; стрибок ущільнення відбувається в камері змішування; параметри суміші в будь-якому перетині до і після стрибка ущільнення відповідають рівнянню імпульсів; стиск газу в стрибку – ізотермічний; процес змішування до стрибка ущільнення

– ізобаричний, і статичний тиск обумовлений лише газовою фазою; теплообмін з навколишнім середовищем відсутній; рідина – нестискувана і газ в ній – нерозчинний.

Введемо такі позначення:

Q_1 і Q_2 – об’ємні витрати рідини і газу відповідно;

u – об’ємний коефіцієнт ежекції, рівний Q_1/Q_2 ;

v_p – швидкість рідини на вильоті із сопла;

v_2 і v_3 – швидкості суміші до і після стрибка ущільнення відповідно;

p_1 , p_2 і p_3 – статичні тиски поблизу сопла, до і після стрибка ущільнення відповідно;

P_1 – повний тиск рідини перед соплом;

ΔP_1 – перепад тиску в соплі рівний $P_1 - p_1$;

Γ – геометричний параметр, рівний F_3/F , де F_3 і F – площі перетинів камери змішування і рідинного сопла;

φ – коефіцієнт швидкості в соплі.

При розрахунку ежектора будемо виходити з балансу енергії і враховувати всі істотні втрати в ежекторі, які відповідають кожній його ділянці:

ΔP_{mp1} – втрата тиску на тертя на початковій ділянці l_1 ;

ΔP_{mp2} – втрата тиску на тертя на основній ділянці l_2 ;

ΔP_{mp3} – втрата тиску на тертя на ділянці l_3 до стрибка;

ΔP_{mp4} – втрата тиску на тертя на ділянці l_4 після стрибка;

ΔE_2 – енергія, яка витрачається на утворення крапель із одиниці об’єму рідини на основній ділянці;

ΔE_3 – енергія, яка затрачається на створення вільної поверхні рідини при утворенні бульбашок в зоні стрибка або безпосередньо після нього.

Рівняння балансу енергії для i -го перерізу ежектора матиме вигляд:

$$\frac{\rho_p \cdot v_p^2}{2} + p_1 = \frac{\rho_i \cdot v_i^2}{2} + p_i + u \cdot p_1 \cdot \tau \cdot \ln \frac{p_i}{p_2} + \Delta P_{mpi} + \Delta E_i, \quad (3)$$

де v_i , ρ_i , p_i – швидкість, густина, статичний тиск суміші в i -му перерізі потоку;

τ – відношення абсолютної температури газу в зоні стрибка T_2 до температури його в приймальної камері T_1 , яке характеризує ізобаричну зміну температури газу до стрибка ущільнення.

Швидкість суміші за відсутності ковзання фаз і з врахуванням того, що стиск - ізотермічний, можна вивести із рівняння об'ємної витрати:

$$v_i = \frac{Q_1 + \frac{p_1}{p_i} \cdot Q_2}{F_3}. \quad (4)$$

Оскільки $Q_1 = Q_2 / u = v_p F$, то після нескладних перетворень отримаємо:

$$v_i = \left(1 + \frac{p_1}{p_i} \cdot u \right) \cdot \frac{v_p}{\Gamma}. \quad (5)$$

Швидкість v_p на виході з сопла можна визначити через перепад тиску на соплі ΔP_1 і коефіцієнт швидкості сопла ϕ із рівняння:

$$\frac{\rho_p \cdot v_p^2}{2} = \phi^2 \cdot \Delta P_1. \quad (6)$$

Середню густину суміші можна виразити як функцію від об'ємної газомісткості α , або як функцію від масової газомісткості x . Для однорідного стаціонарного потоку при рівності швидкостей фаз об'ємна і масова газомісткість відповідно рівні:

$$\alpha = \frac{Q_2}{Q_1 + Q_2} = \frac{Q_2}{Q}, \quad x = \frac{W_2}{W_1 + W_2} = \frac{W_2}{W}, \quad (7)$$

де Q_1 , Q_2 , Q – об'ємні витрати рідини, газу і суміші;

W_1 , W_2 , W – масові витрати рідини, газу і суміші в деякому перерізі потоку.

Тоді середня густина суміші в цьому перерізі, як функція об'ємної газомісткості, запишеться у вигляді:

$$\rho = \frac{W}{Q} = \alpha \cdot \rho_2 + (1 - \alpha) \cdot \rho_p, \quad (8)$$

а як функція від масової газомісткості буде задовольняти рівнянню:

$$\frac{1}{\rho} = \frac{x}{\rho_2} + \frac{1-x}{\rho_p}, \quad (9)$$

тут ρ_p , ρ_2 – густина рідинної і газової фаз в заданому перерізі.

Із рівнянь (8) і (9) можна встановити зв'язок між масовим і об'ємним вмістом газу в суміші:

$$x = \frac{\alpha \cdot \rho_2}{\alpha \cdot \rho_2 + (1 - \alpha) \cdot \rho_p}. \quad (10)$$

В рівнянні балансу (3) невідомими є статичний тиск p_3 , а також швидкість суміші v_3 і об'ємна газомісткість α_2 після стрибка ущільнення. Для знаходження цих параметрів використаємо рівняння неперервності, яке в нашому випадку має вигляд:

$$\rho_1 \cdot v_2 = \rho_2 \cdot v_3, \quad (11)$$

рівняння збереження кількості руху:

$$\rho_1 \cdot v_2^2 + p_2 = \rho_2 \cdot v_3^2 + p_3, \quad (12)$$

і рівняння збереження енергії:

$$\left(i_{p1} + \frac{v_2^2}{2} \right) \cdot (1-x) + \left(i_{21} + \frac{v_2^2}{2} \right) \cdot x = \left(i_{p2} + \frac{v_3^2}{2} \right) \cdot (1-x) + \left(i_{22} + \frac{v_3^2}{2} \right) \cdot x, \quad (13)$$

де ρ_1 , v_2 , p_2 – густина, швидкість і статичний тиск крапельної суміші перед стрибком ущільнення;

ρ_2 , v_3 , p_3 – густина, швидкість і статичний тиск бульбашкової суміші за стрибком ущільнення;

i_{p1} , i_{21} – ентальпії рідини і газу перед стрибком ущільнення;

i_{p2} , i_{22} – ентальпії рідини і газу за стрибком ущільнення.

З достатньою мірою точності припустивши, що ентропія рідини в стрибку не змінюється ($i_{p1} = i_{p2}$) і використавши вираз для ентальпії газу

$$i_2 = \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot \frac{p}{\rho_2}, \quad (14)$$

приведемо рівняння енергії до вигляду:

$$\frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot \frac{p_2}{\rho_{22}} \cdot x + \frac{v_2^2}{2} = \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot \frac{p_3}{\rho_{23}} \cdot x + \frac{v_3^2}{2}. \quad (15)$$

Розв'язавши сумісно систему рівнянь (11), (12) і (15) з врахуванням того, що згідно рівнянь (8) і (9):

$$\rho_1 = \rho_p \cdot \frac{1 - \alpha_1}{1 - x}; \quad \rho_2 = \rho_p \cdot \frac{1 - \alpha_2}{1 - x};$$

$$\rho_{22} = \left(\frac{1}{\alpha_1} - 1 \right) \cdot \rho_p \cdot \frac{x}{1 - x} \quad \text{і}$$

$$\rho_{23} = \left(\frac{1}{\alpha_2} - 1 \right) \cdot \rho_p \cdot \frac{x}{1 - x},$$

отримаємо вирази для параметрів потоку за стрибком ущільнення через параметри потоку перед ним:

$$p_3 = p_2 + (1 - \alpha_1) \cdot \rho_p \cdot v_2^2 \times \left(1 + \frac{\xi^{-1} + (1 - \alpha_1) \cdot \left(\frac{2 \cdot \gamma \cdot \alpha_1}{\gamma - 1} - 1 \right)}{\alpha_1 \cdot \left(\frac{2 \cdot \gamma}{\gamma - 1} - 1 \right)} \right), \quad (16)$$

$$v_3 = v_2 \cdot \frac{\xi^{-1} + (1 - \alpha_1) \cdot \left(\frac{2 \cdot \gamma \cdot \alpha_1}{\gamma - 1} - 1 \right)}{\alpha_1 \cdot \left(\frac{2 \cdot \gamma}{\gamma - 1} - 1 \right)}; \quad (17)$$

$$\alpha_2 = \frac{1 - \xi \cdot (1 - \alpha_1)^2}{1 + \xi \cdot (1 - \alpha_1) \cdot \left(\frac{2 \cdot \gamma \cdot \alpha_1}{\gamma - 1} - 1 \right)}, \quad (18)$$

де

$$\xi = \left(1 + \frac{1}{v_2^2} \cdot \frac{2 \cdot \gamma}{\gamma - 1} \cdot \frac{p_2 \cdot \alpha_1}{(1 - \gamma) \cdot \rho_p} \right)^{-1}. \quad (19)$$

Використавши відомий вираз для швидкості звуку в двофазному середовищі за умови відсутності фазових змін:

$$a = \left(\frac{n \cdot p}{\alpha \cdot (1 - \alpha) \cdot \rho_p} \right)^{0.5}. \quad (20)$$

Запишемо формулу для числа Маха навігаючого крапельного потоку перед стрибком ущільнення:

$$M_1 = v_2 \cdot \left(\frac{n \cdot p}{\alpha \cdot (1 - \alpha) \cdot \rho_p} \right)^{-0.5}. \quad (21)$$

Врахувавши рівняння (21), систему рівнянь (16) - (19) можна привести до безрозмірної системи для визначення відносних змін параметрів руху:

$$\frac{p_3}{p_2} = 1 + \frac{M_1^2 \cdot n}{\alpha_1} \times \left(1 + \frac{\xi^{-1} + (1 - \alpha_1) \cdot \left(\frac{2 \cdot \gamma \cdot \alpha_1}{\gamma - 1} - 1 \right)}{\alpha_1 \cdot \left(\frac{2 \cdot \gamma}{\gamma - 1} - 1 \right)} \right); \quad (22)$$

$$\frac{v_3}{v_2} = \frac{\xi^{-1} + (1 - \alpha_1) \cdot \left(\frac{2 \cdot \gamma \cdot \alpha_1}{\gamma - 1} - 1 \right)}{\alpha_1 \cdot \left(\frac{2 \cdot \gamma}{\gamma - 1} - 1 \right)}; \quad (23)$$

$$\frac{\alpha_2}{\alpha_1} = \frac{1 - \xi \cdot (1 - \alpha_1)^2}{\alpha_1 + \xi \cdot \alpha_1 \cdot (1 - \alpha_1) \cdot \left(\frac{2 \cdot \gamma \cdot \alpha_1}{\gamma - 1} - 1 \right)}; \quad (24)$$

де

$$\xi = \left(1 + \frac{2 \cdot \gamma}{\gamma - 1} \cdot \frac{\alpha_1^2}{n \cdot M_1^2} \right)^{-1}. \quad (25)$$

Тут n – показник політропи, який визначає теплообмін між фазами. Якщо вміст газової фази в потоці і швидкість потоку великі, то показник політропи потрібно брати рівним показнику адіабати $n=\gamma$. Якщо вміст газової фази невеликий, а теплообмін між фазами настільки великий, що газ знаходиться в тепловій рівновазі з рідиною, то $n=1$.

Як видно із рівнянь (22)–(25), відносна зміна параметрів потоку за стрибком ущільнення залежить тільки від об'ємної газомісткості газу перед стрибком α_1 та числа Маха M_1 навігаючого потоку.

Для того, щоб можна було проводити розрахунки за наведеним вище рівнянням, необхідно доповнити їх рівняннями для визначення параметрів руху перед стрибком:

$$\alpha_1 = \frac{u}{\frac{p_2}{p_1} + u}; \quad v_2 = \left(1 + \frac{p_1}{p_2} \cdot u \right) \cdot \frac{v_p}{\Gamma}. \quad (26)$$

В цих рівняннях p_2 можна визначити із тих міркувань, що пониження статичного тиску $\Delta p = p_1 - p_2$ обумовлено рухом газу (повітря), захопленого струминою рідини, і приблизно рівне величині його динамічного тиску:

$$\Delta p = \frac{\rho_2 \cdot v_2^2}{2}, \quad (27)$$

де швидкість газу

$$v_2 = \frac{Q_2}{F_3 - F} = \frac{u \cdot v_p}{\Gamma - 1}. \quad (28)$$

Виразивши густину газу, що надходить до приймальної камери, через тиск p_1 і температуру T_1 згідно з рівнянням:

$$\rho_2 = \frac{p_1}{R \cdot T_1} \quad (29)$$

для статичного тиску p_2 в камері змішування до стрибка отримаємо вираз:

$$p_2 = p_1 \cdot \left(1 - \frac{u \cdot v_p}{R \cdot T_1 \cdot (\Gamma - 1)} \right), \quad (30)$$

де R – газова стала для повітря.

Оцінимо величину енергії ΔE_2 , яку необхідно витратити для того, щоб розділити оди-

ницю об'єму рідини на N однакових крапель радіусом r_k :

$$\Delta E_2 = N \cdot 4\pi \cdot r_k^2 \cdot \sigma, \quad (31)$$

але

$$N = \frac{1}{\frac{4}{3}\pi r_k^3}, \quad (32)$$

тоді

$$\Delta E_2 = \frac{3 \cdot \sigma}{r_k}. \quad (33)$$

Аналогічно можна оцінити енергію ΔE_3 необхідну на створення N однакових бульбашок радіусом r_b в одиниці об'єму робочої рідини:

$$\Delta E_3 = \frac{3 \cdot \sigma}{r_b} \cdot \frac{\alpha_2}{1 - \alpha_2}, \quad (34)$$

де α_2 – об'ємна газомісткість суміші за стрибком;

σ – поверхневий натяг робочої рідини.

Отже, із формул (33) і (34) випливає, що для створення дрібнодисперсних повітряно-крапельних і рідинно-бульбашкових сумішей необхідна енергія, величина якої обернено-пропорційна середньому радіусу краплі чи бульбашки. Причому енергія на створення бульбашкового потоку за великих значень об'ємної газомісткості може бути набагато більшою від енергії на створення крапельного потоку.

На початковій ділянці, довжина якої l_1 визначається експериментальним рівнянням (1), потік рідини і потік повітря, що охоплює його, рухаються з різними швидкостями. Швидкість рідини на всій ділянці стала і рівна швидкості вильоту із сопла v_p , а швидкість інжектваного газу (повітря) v_2 можна вважати наближено сталою і визначати за формулою (28).

Силу тертя на поверхні розділу фаз відносно одиниці об'єму рідини можна обчислювати за формулою:

$$F_{mp} = \frac{2 \cdot C_{f1} \cdot \rho_2 \cdot (v_p - v_2)^2}{d(z)}, \quad (35)$$

де $d(z)$ – діаметр струмینی рідини в залежності від відстані до сопла;

C_{f1} – коефіцієнт опору на межі розділу фаз.

Коефіцієнт опору в цій зоні залежить числа Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{\rho_2 \cdot (v_p - v_2) \cdot d(z)}{\mu_2}, \quad (36)$$

і при ламінарній течії ($Re_1 < 5 \cdot 10^5$) визначається за формулою Блазіуса:

$$C_{f1} = 1,328 \cdot Re_1^{-0,5}, \quad (37)$$

а при турбулентній течії ($Re_1 > 5 \cdot 10^5$) визначається за формулою:

$$C_{f1} = 0,0576 \cdot Re_1^{-0,2}. \quad (38)$$

Втратами при русі повітряного потоку на стінці нехтуємо, оскільки вони незначні.

Досліди показують, що динамічний тиск струмینی рідини з віддаленням від сопла не змінюється, але її діаметр зменшується. З іншого боку, відносна швидкість фаз теж зменшується. Характер цих змін складно визначити, і тому при розрахунках будемо вважати, що на всій довжині зони діаметр струмینی сталий $d(z)=d$, і відносна швидкість фаз теж не змінюється. Тоді втрату тиску на опір на початковій ділянці визначимо за формулою:

$$\Delta P_{mp1} = F_{mp} \cdot l_1. \quad (39)$$

На основній ділянці, довжина l_2 якої визначається за експериментальним рівнянням (2), внаслідок інтенсивного турбулентного перемішування фаз відбувається формування однорідного повітряно-крапельного потоку. На початку цієї ділянки газомісткість на осі ежектора близька до нуля, а поблизу стінки камери змішування – близька до одиниці. З віддаленням у напрямку течії газомісткість поблизу стінки зменшується, а на осі – збільшується. Однак наприкінці ділянки газомісткість потоку вирівнюється, що свідчить про формування однорідного повітряно-крапельного потоку. Швидкості рідинної і газової фаз однакові. Основну частину втрат повного тиску тут складає втрата енергії на утворення крапель, яка набагато більша від втрат на тертя повітряної фази на стінці камери змішування і втрат на тертя між фазами, оскільки їх відносна швидкість незначна і прямує до нуля. Тому втратами тиску на тертя на основній ділянці камери змішування нехтуємо ($\Delta P_{mp2}=0$).

На ділянці довжиною l_3 до стрибка ущільнення і ділянці довжиною l_4 після стрибка двоконцентна рідинно-газова суміш рухається у вигляді однорідної крапельно-повітряної і рідинно-бульбашкової (пінної) суміші відповідно. Тому, для визначення втрати тиску на тертя на цих ділянках застосовуємо єдиний підхід з тією різницею, що при обчисленні коефіцієнта динамічної в'язкості суміші враховуватимемо, що крапельно-повітряна суміш ближча до газової фази, а пінна суміш - до рідинної фази.

Швидкість втрати тиску на тертя вздовж осі потоку рівна:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{mp} = \frac{\chi}{F_3} \cdot \tau, \quad (40)$$

де $\chi = \pi D$ – периметр камери змішування;

$$F_3 = \frac{1}{4} \cdot \pi D^2$$
 – площа камери змішування;

τ – середня дотична напружка на стінці камери змішування, яку можна виразити через коефіцієнт тертя, густину і швидкість суміші згідно формули:

$$\tau = \frac{1}{2} \cdot C_f \cdot \rho \cdot v^2. \quad (41)$$

Підставивши (41) в (40), для градієнта тиску, обумовленого силами тертя, можна отримати:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{mp} = \frac{2 \cdot C_f \cdot G^2}{D \cdot \rho}, \quad (42)$$

де $G = \rho \cdot v$ – густина потоку суміші (масова швидкість).

Скориставшись формулою (9), густину суміші в (42) можна виразити через густини компонентів і масову газомісткість. Тоді буде отримано рівняння:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{mp} = \frac{2 \cdot C_f \cdot G^2}{D} \cdot \left(\frac{1}{\rho_p} + x \cdot \left(\frac{1}{\rho_2} - \frac{1}{\rho_p}\right)\right). \quad (43)$$

Оскільки детальна структура двофазного потоку невідома, і неможливо визначити ідеалізовану реологічну модель деяке еквівалентне середнє значення динамічної в'язкості, яке б задовольняло граничним випадкам, коли відсутня одна із фаз. Можна використати співвідношення, запропоноване Макадамсом [9]:

$$\frac{1}{\mu} = \frac{x}{\mu_2} + \frac{1-x}{\mu_p}. \quad (44)$$

Доцільно встановити співвідношення між в'язкістю, коефіцієнтом тертя і втратами тиску на тертя для двофазного потоку і для однієї із розглядуваних фаз [9].

Якщо позначити індексом z випадок, коли в трубі тече газ з тією ж масовою швидкістю, що і при сумісній течії фаз, то із співвідношення випливає:

$$\frac{\mu}{\mu_z} = \frac{C_f}{C_{fz}}, \quad (45)$$

із формули (44) для двофазного потоку на ділянці l_3 отримаємо:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{mp3} = \Phi_z^2 \cdot \left(\frac{dp}{dz}\right)_{mpz} = \Phi_z^2 \cdot \frac{2 \cdot C_{fz} \cdot G^2}{D \cdot \rho_z}, \quad (46)$$

де C_{fz} – коефіцієнт тертя для газової фази;
 $G = \rho_1 v_2$ – масова швидкість суміші;

Φ_z^2 – коефіцієнт двофазності по відношенню до чисто газового потоку, який для ламінарної течії рівний:

$$\Phi_z^2 = \left(\frac{\mu_z}{\mu_p} + x \cdot \left(1 - \frac{\mu_z}{\mu_p}\right)\right) \cdot \left(\frac{\rho_z}{\rho_p} + x \cdot \left(1 - \frac{\rho_z}{\rho_p}\right)\right). \quad (47)$$

У випадку турбулентної течії, використавши співвідношення (44) для еквівалентної в'язкості повітряно-крапельної суміші, визначаємо число Рейнольдса:

$$Re = \frac{G \cdot D}{\mu}, \quad (48)$$

і, використовуючи рівняння Блаузіуса для течії в гладких трубах, яке має вигляд:

$$C_f = 0,079 \cdot Re^{-0,25}, \quad (49)$$

отримуємо вираз для коефіцієнта двофазності:

$$\Phi_z^2 = \left(\frac{\mu_z}{\mu_p} + x \cdot \left(1 - \frac{\mu_z}{\mu_p}\right)\right)^{-0,25} \times \left(\frac{\rho_z}{\rho_p} + x \cdot \left(1 - \frac{\rho_z}{\rho_p}\right)\right). \quad (50)$$

В формулах (46) – (50) необхідно всі величини, які залежать від тиску, брати за тиску p_2 .

Для пінного потоку після стрибка ущільнення встановимо співвідношення між в'язкістю, коефіцієнтом тертя і втратами тиску на тертя по відношенню до рідинної фази.

Тоді, аналогічно із попередніми розрахунками, позначивши індексом p випадок, коли в камері змішування тече рідина з тією ж масовою швидкістю, що і суміш, швидкість втрати тиску на тертя на ділянці l_4 після стрибка становитиме

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{mp4} = \Phi_p^2 \cdot \left(\frac{dp}{dz}\right)_{mpp} = \Phi_p^2 \cdot \frac{2 \cdot C_{fp} \cdot G^2}{D \cdot \rho_p}, \quad (51)$$

де коефіцієнт двофазності по відношенню до рідинного потоку для ламінарної течії:

$$\Phi_p^2 = \left(1 + x \cdot \left(\frac{\mu_p}{\mu_z} - 1\right)\right) \cdot \left(1 + x \cdot \left(\frac{\rho_p}{\rho_z} - 1\right)\right), \quad (52)$$

а для турбулентної течії:

$$\Phi_p^2 = \left(1 + x \cdot \left(\frac{\mu_p}{\mu_z} - 1\right)\right)^{-0,25} \times \left(1 + x \cdot \left(\frac{\rho_p}{\rho_z} - 1\right)\right). \quad (53)$$

Тут у рівняннях (51) – (53) всі залежні від тиску величини потрібно брати за тиску p_3 .

Оскільки, як видно із аналізу поданих вище формул, градієнти тиску стали на тих ділянках, для яких вони визначені, то втрати тиску на цих ділянках відповідно будуть рівні:

$$\Delta P_{mp3} = l_3 \cdot \left(\frac{dp}{dz}\right)_{mp3} \quad \text{і} \quad \Delta P_{mp4} = l_4 \cdot \left(\frac{dp}{dz}\right)_{mp4}. \quad (54)$$

Таким чином, розвинута вище теорія дозволяє розраховувати величини втрат енергії ΔE_2 і ΔE_3 робочого рідинного потоку на створення вільної поверхні розділу двох фаз при утворенні повітряно-крапельного і пінного потоків. Для цього необхідно знати місце розташування стрибка ущільнення в камері змішування ежектора, яке можна встановити на основі експериментальних даних. Тоді із рівняння балансу енергії (3) можна отримати:

$$\Delta E_2 = \frac{\rho_p \cdot v_p^2}{2} - \frac{\rho_1 \cdot v_2^2}{2} + \quad (55)$$

$$+ p_1 - p_2 - \Delta P_{mp1} - \Delta P_{mp3};$$

$$\Delta E_3 = \frac{\rho_1 \cdot v_2^2}{2} - \frac{\rho_2 \cdot v_3^2}{2} + \quad (56)$$

$$+ p_2 - p_3 - \Delta P_{mp4} - u \cdot p_1 \cdot \tau \cdot \ln \frac{p_3}{p_2},$$

де всі величини розраховуються за наведеними вище рівняннями.

Оскільки, як відмічалось вище, дисперсність пінного розчину визначається значеннями ΔE_2 і ΔE_3 , то задача зводиться до підбору згідно рівнянь (55) і (56) таких режимів руху робочого рідинного і ежекторного повітряного потоків, при яких ці значення були б максимальними.

Отримані результати можна використовувати при створенні раціональної конструкції піногенеруючого пристрою ежекторного типу та при виборі параметрів і експлуатаційних режимів його роботи.

1 Тихомиров В. К. Пены. Теория и практика их получения и разрушения / В. К. Тихомиров. – М.: Химия, 1975. – 264 с.

2 Васильев Ю. Н. Теория жидкостно-газового эжектора / Ю. Н. Васильев // Лопаточные машины и струйные аппараты. – 1971. – Вып. 5. – 121 с.

3 Соколов Е. Я. Струйные аппараты / Е. Я. Соколов, Н. М. Зингер. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 351 с.

4 О расчете жидкостно-газовых струйных аппаратов / Чернухин В. А. (и др.) // Известия вузов. Машиностроение. – 1977. – № 8. – С. 81-86.

5 Барекян А. Ш. Расчет жидкостно-газового эжектора / А. Ш. Барекян, А. В. Беляков // Известия вузов. Машиностроение. – 1981. – № 8. – С. 55-59.

6 Лышевский А. С. К определению длины нераздробленного участка жидкой струи / А. С. Лышевский // Известия вузов. Нефть и газ. – 1965. – № 6. – С. 67-71.

7 Miguel J. Pyrodynamics / J. Miguel // Pyrodynamics. – 1965. – v.4. – p. 198.

8 Экспериментальные исследования жидкостно-газовых струйных аппаратов / В. А. Чернухин (и др.) // Известия вузов. Машиностроение. – 1980. – № 3. – С. 48-52.

9 Уоллис Г. Одномерные двухфазные течения / Г. Уоллис. – М.: Мир, 1972. – 440 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
04.12.12*

*Рекомендована до друку професором
Копєєм Б.В.*

ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ РУХУ ГАЗОРІДИННИХ СУМІШЕЙ У РЕЛЬЄФНОМУ ТРУБОПРОВОДІ

Р.М. Кондрат, А.В. Угриновський

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua*

Важливим аспектом підвищення ефективності нафтогазовидобувного комплексу є продовження стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

Це досягається забезпеченням якомога менших перепадів тиску по трасі газопроводу: чи це газопровід, яким рухається газ від промислу до споживачів, чи газопровід (шлейф), яким рухається газ до УКПГ.

Проведено огляд і аналіз робіт, що стосуються питань попередження і ліквідації рідинних скупчень у газопроводах. На основі експериментальних досліджень визначено вплив на роботу газопроводу рідинних скупчень під час руху чистого газу його пониженою ділянкою. Визначено швидкості газового потоку, необхідні для повного винесення рідини з пониженої ділянки трубопроводу. Проведено експериментальні дослідження щодо вибору оптимального режиму руху газорідинної суміші в рельєфному трубопроводі, виходячи з умов забезпечення мінімальних втрат тиску та мінімальної питомої енерговитратності.

Ключові слова: дослідження, вода, газ, трубопровід, швидкість, втрати тиску, енерговитратність

Важным аспектом повышения эффективности нефтегазодобывающего комплекса является продолжение стабильной работы обводненных газовых и газоконденсатных скважин.

Это достигается путем обеспечения как можно меньших перепадов давления по трассе газопровода: и для газопровода, по которому движется газ от промысла к потребителям, и для газопровода (шлейфа), по которому движется газ к УКПГ.

Проведен обзор и анализ работ, касающихся вопросов предупреждения и ликвидации жидкостных скоплений в газопроводах. По результатам экспериментальных исследований определено влияние на работу трубопровода жидкостных скоплений при движении чистого газа по его пониженному участку. Определены скорости газового потока, которые необходимы для полного вынесения жидкости с пониженной участка трубопровода. Проведены экспериментальные исследования по выбору оптимального режима движения газожидкостной смеси в рельефном трубопроводе исходя из условий обеспечения минимальных потерь давления и минимальной удельной энергозатратности.

Ключевые слова: исследования, вода, газ, трубопровод, скорость, потери давления, энергозатратность

The important aspect of improving the efficiency of oil and gas recovery complex is the continued stable operation of flooded gas and gas condensate wells.

It could be reached as a result of least pressure drop along pipeline: from gas preparation system to the customer, or from wells to the gas preparation system.

Review and analysis of works related to the prevention and elimination of fluid accumulation in the pipelines were conducted. Results of the experiments were used to determine the influence of fluid accumulation in the lowered section of the pipeline on its operation. Gas flow speed, which is necessary to complete the removal of fluid from the lowered section of the pipeline was detected. Experimental study on selecting the optimal regime of gas-liquid mixture movement in the relief pipeline based on the conditions of minimum pressure losses and minimum specific energy consumption was conducted.

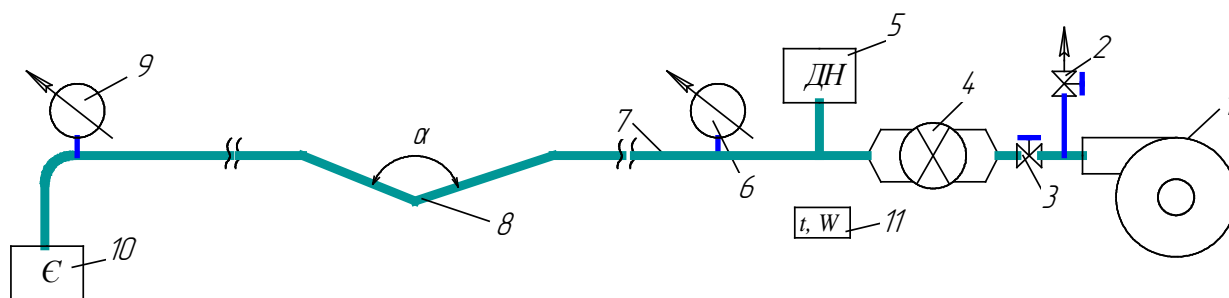
Keywords: research, water, gas, pipeline, speed, pressure loss, energy consumption

Більшість родовищ природних газів України вступила в період спадного видобутку газу і завершальну стадію розробки. До числа ускладнень, характерних для пізньої стадії розробки родовищ, відноситься скупчення рідини в понижених ділянках промислових трубопроводів внаслідок недостатніх швидкостей руху газу, що призводить до значних втрат тиску в системі збору газу і, відповідно, до зменшення видобутку газу. Тому актуальною є проблема боротьби з цим ускладненням у процесі видобування газу.

Питанням попередження і ліквідації рідинних скупчень у газопроводах присвячено ряд досліджень. Транспортаний газ повинен відповідати вимогам галузевого стандарту за точками роси, за вологою і важкими вуглеводнями, тобто не продукувати випадіння з нього води і

газового конденсату. Але увагу більшої частини дослідників привертають саме магістральні газопроводи. Так, у більш ранніх публікаціях (1960-1970 рр.) наводяться дослідження щодо ефективності роботи газопроводів, які транспортують газ до очищення на установках комплексної підготовки газу або ж після його попереднього очищення. На той час для вилучення з трубопроводів накопиченої рідини застосовувались методи продування ділянок трубопроводу в атмосферу та врізання в трубопровід різноманітних пристроїв відведення рідини (дрипи різних конструкцій, дренажні трубки тощо), а для очищення газопроводів використовувались різноманітні поршні [1-10].

У 1980-1990 рр. минулого сторіччя значна увага приділяється дослідженням двофазного потоку, розробляються моделі руху газу і ріди-



1 – відцентровий компресор; 2,3 – сферичні крани; 4 – аналоговий давач витрати повітря AWM720P1; 5 – низьпродуктивний дозувальний насос Peripatr Electronic; 6, 9 – аналогові давачі диференційного перепаду тиску повітря MPX5010DP; 7 – скляний трубопровід 28×1,5 мм; 8 – ділянка пониженої частини трубопроводу; 10 – ємність для рідини; 11 – цифровий давач температури і відносної вологості повітря SHT15

Рисунок 1 – Принципова схема експериментальної установки для дослідження процесу руху газорідного потоку в рельєфному трубопроводі

ни в трубах, створюються нові способи вилучення рідини з газопроводу за допомогою високократних пін і шляхом створення імпульсного режиму робочого потоку газу, модернізуються пристрої для відведення рідини [11-16]. За кордоном на цей час приділяється значна увага очищенню внутрішньої порожнини газопроводу методом пропускання очисних пристроїв різних конструкцій, розроблюються методи очищення порожнини шлейфів і газопроводів гелевими поршнями та поверхнево-активними речовинами, вдосконалюються методи гідравлічних розрахунків гідравлічного стану [17-18].

Однак поршневі очисні і розділювальні пристрої здатні застрягати у трубопроводі, а інші з перелічених методів підвищення ефективності роботи трубопроводів доволі рідко застосовувались на практиці через складність реалізації і брак коштів.

Упродовж 2002-2004 рр. ДК "Укргазвидобування" збільшує видобування газу шляхом буріння додаткових свердловин, уведення в розробку нових родовищ, зниження тиску на усті свердловин до мінімально можливих значень, перерозподілу газових потоків в районах найбільшого споживання власного газу. Для ефективної реалізації двох останніх способів збільшення видобутку газу необхідно забезпечити якомога менші втрати тиску в промислових газопроводах, насамперед у викидних лініях свердловин.

Джерелом рідини, що накопичується у трубопроводі, може бути крапельна рідина (вода і конденсат), що надходить із свердловин разом з газом, а також конденсаційна вода і сконденсовані вуглеводні, що утворюються при зниженні температури і тиску.

Найбільший об'єм рідини накопичується на висхідних ділянках трубопроводу. Тут вона утворює гідравлічний затвор, який частково або повністю перекриває переріз труби, що збільшує гідравлічні опори і гідростатичний перепад тиску. Внаслідок цього загальний перепад тиску на висхідних ділянках трубопроводу може бути в десятки і сотні разів більшим, ніж перепад тиску при русі сухого газу.

Об'єктом дослідження є ділянка трубопроводу, режим роботи якої характеризується певними змінними чинниками. У зв'язку з цим проведено багатосерійні модельні дослідження для виявлення особливостей експлуатації рельєфних трубопроводів за наявності рідини в газовому потоці.

З цією метою розроблена експериментальна установка, що має вигляд скляного трубопроводу діаметром 28×1,5 мм довжиною 8,5 м. Принципова схема експериментальної установки зображена на рис. 1.

Як газова фаза в експерименті використовувалось повітря (враховуючи результати досліджень багатьох науковців про тотожність природного газу і повітря як робочих середовищ), як рідина – прісна вода.

Для зменшення пульсацій тиску і витрати повітря в експериментальній установці використано компресор 1 відцентрового типу.

Сферичний кран 2 призначений для перепускання надлишку повітря, що подається відцентровим компресором, в атмосферу. Це дає змогу регулювати необхідну витрату повітря на вході в аналоговий давач витрати повітря 4 і, відповідно, в скляний трубопровід 7.

Зміна режиму роботи трубопроводу здійснювалася шляхом дроселювання потоку повітря на крані 3. Це також дає змогу додатково регулювати величину витрати повітря, що подається в експериментальний трубопровід.

Для вимірювання витрати повітря в експериментальній установці використовується аналоговий давач витрати повітря AWM720P1, для визначення перепаду тиску повітря – аналоговий давач диференційного перепаду тиску повітря MPX5010DP, а для визначення температури повітря і його відносної вологості використовується цифровий давач температури і відносної вологості повітря SHT15.

Передача даних із давачів на комп'ютер здійснюється за допомогою мікроконтролерного блоку керування.

Для математичної обробки результатів експериментів з вивчення процесу руху газорідної суміші в рельєфному трубопроводі за різних кутів нахилу його висхідної ділянки до



Рисунок 2 – Загальний вигляд експериментальної установки для дослідження процесу руху газорідного потоку в рельєфному трубопроводі

горизонтальної осі передбачено конвертування даних в середовище Microsoft Excel.

Подача і регулювання витрати води здійснюється за допомогою малопродуктивного дозувального насоса 5 – Peripamp Electronic (Угорщина).

Згідно з принциповою схемою (рис. 1) змонтовано експериментальну установку для дослідження процесу руху газорідного потоку в рельєфному трубопроводі, загальний вигляд якої зображено на рисунку 2.

Специфічною особливістю процесу руху газорідних сумішей в трубах є значна анізотропність досліджуваного середовища, складність і різноманітність форм руху, значна відмінність між фізичними властивостями компонентів суміші. Все це ускладнює умови проведення експериментів, тому дослідження проводились у два етапи.

На першому етапі понижену ділянку трубопроводу заповнювали рідиною, послідовно перекриваючи поперечний переріз труби на 25%, 50% та 75% (рис. 3). Після цього на вхід в установку подавали повітря із швидкістю потоку від 1 до 21 м/с. При покроковій зміні витрати робочого середовища фіксували температуру та відповідні значення тисків (на початку і в кінці досліджуваної ділянки) аж до повного винесення рідини з пониженої ділянки, що візуально спостерігали через скляну стінку тру-

бопроводу. Експеримент закінчували, коли із пониженої ділянки виносилась вся рідина.

У процесі проведення експериментів встановлено такі особливості досліджуваного процесу (рис. 4):

- утворення гребеня на поверхні дзеркала води – I область ;
- незначне крапельне винесення рідини з пониженої ділянки трубопроводу – II область ;
- розподіл усієї рідини по довжині висхідної ділянки – III область ;
- винесення усієї рідини з пониженої ділянки – IV область.

Із збільшенням ступеня заповнення рідиною поперечного перерізу труби в пониженої ділянці утворення гребеня на поверхні дзеркала води відбувалось за менших швидкостей руху повітря. Така ж тенденція спостерігалась при збільшенні кута нахилу висхідної ділянки трубопроводу до горизонтальної осі.

Зростання втрат тиску за постійної подачі газу на вхід трубопроводу свідчить про зменшення гідравлічної ефективності трубопроводу. Тобто збільшення втрат тиску за сталої швидкості руху газу вказує на наявність додаткового гідравлічного опору, який зумовлений накопиченням рідини в пониженої ділянці трубопроводу. Для аналізу цього процесу побудовано графічну залежність загального перепаду тиску в трубопроводі від швидкості руху повітря за

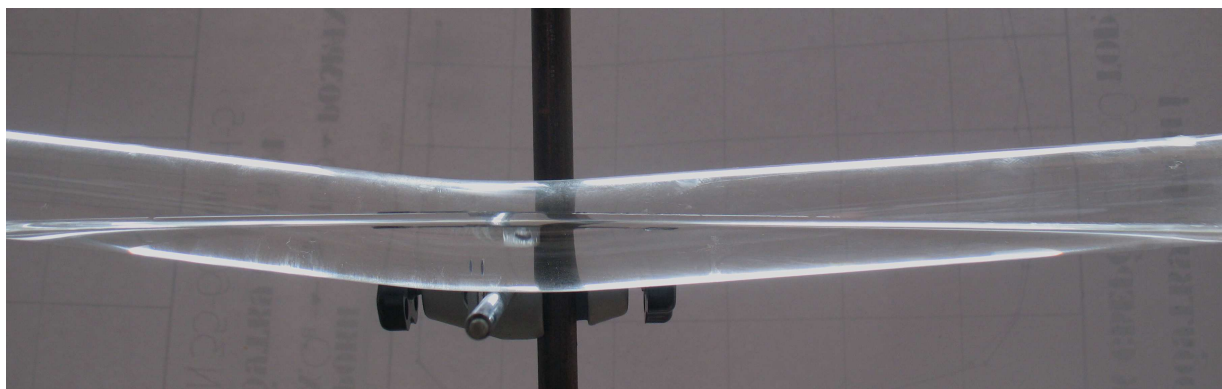
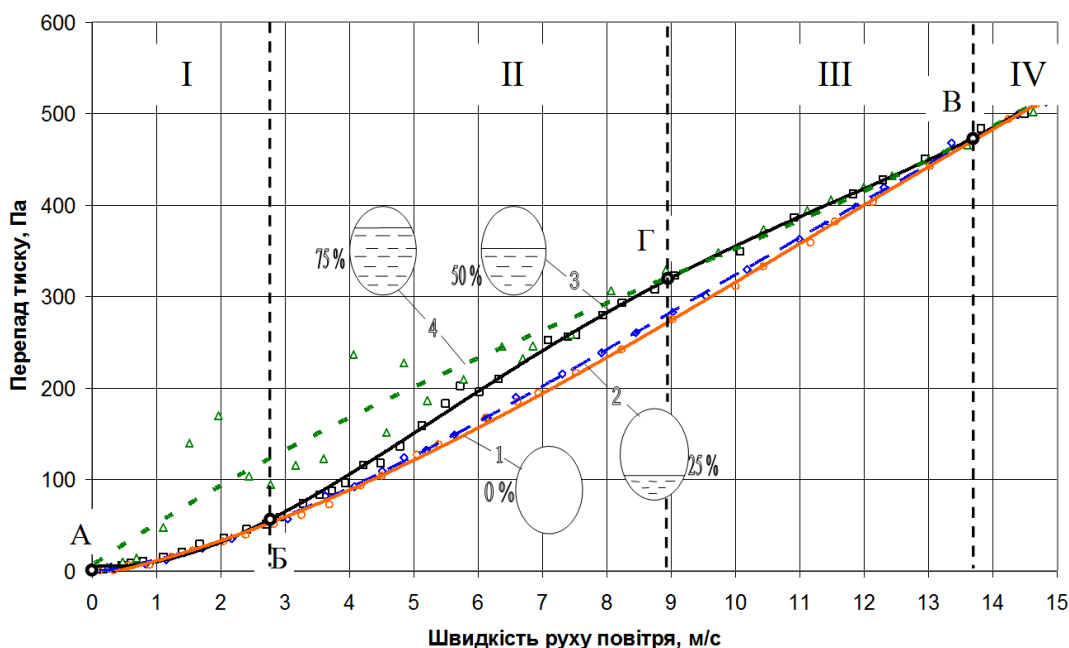


Рисунок 3 – Заповнення рідиною поперечного перерізу в пониженій на 75% ділянці трубопроводу (кут нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі – 5°)



1 – за відсутності рідини; 2 – ступінь заповнення рідиною – 25%;
3 – ступінь заповнення рідиною – 50%; 4 – ступінь заповнення рідиною – 75%

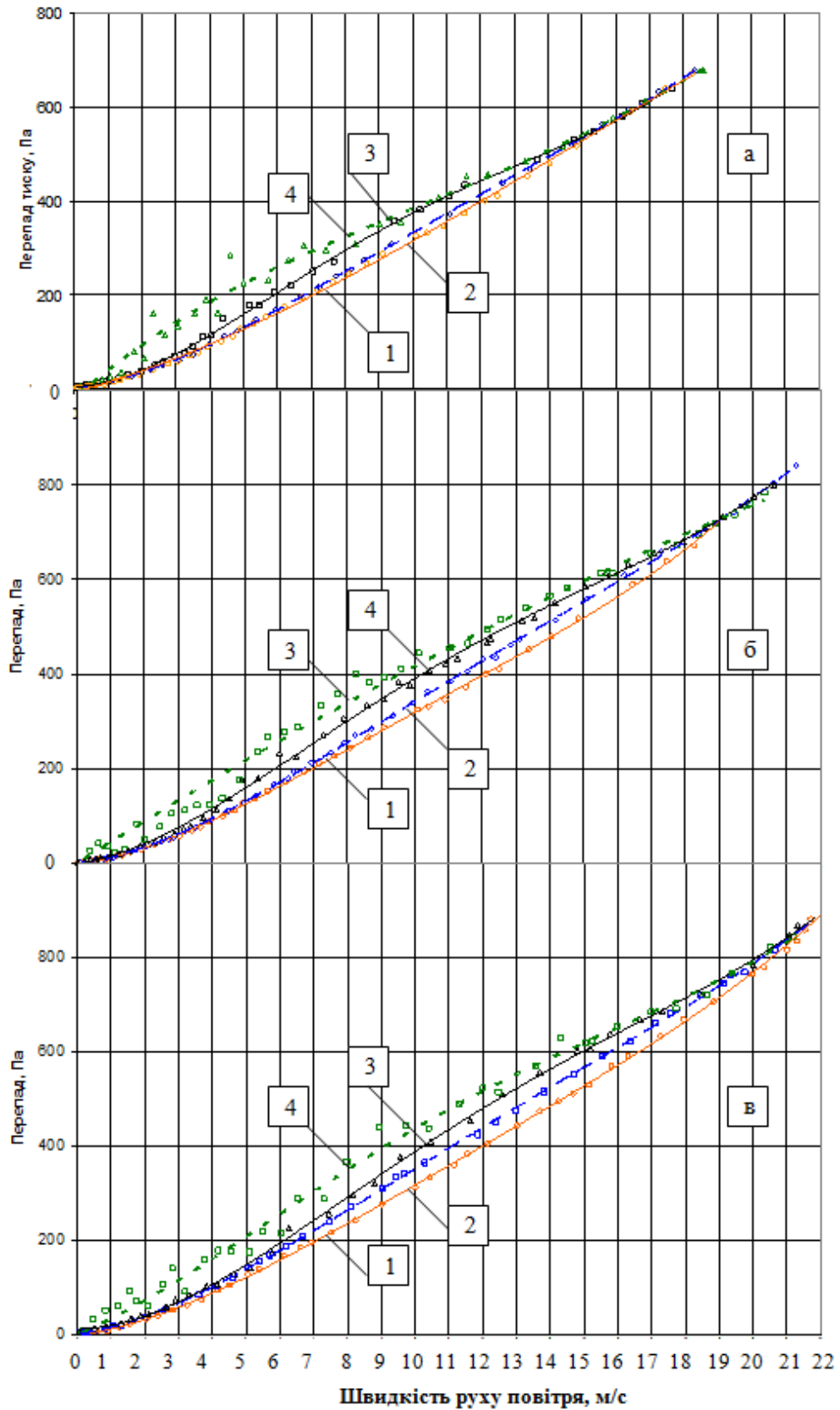
Рисунок 4 – Графічні залежності загального перепаду тиску в трубопроводі від швидкості руху повітря за різних значень ступеня заповнення пониженої ділянки трубопроводу рідиною для кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 5°

різних значень ступеня заповнення пониженої ділянки трубопроводу рідиною для кута нахилу трубопроводу до горизонтальної осі 5° (рис. 4). Кожна точка цієї залежності відповідає тривалому пропусканню повітря, аж до стабілізації перепаду тиску по довжині трубопроводу.

Як бачимо, максимальний перепад тиску спостерігається при 75% заповненні пониженої ділянки трубопроводу рідиною (ділянка АГ), при 50% заповненні робота трубопроводу характеризуватиметься мінімальним підвищенням перепаду тиску лише на ділянці АБ. З подальшим збільшенням швидкості руху повітря втрати тиску спочатку зростають, сягаючи свого максимуму, а потім зменшується, що пояснюється поступовим винесенням рідини із пониженої ділянки. Точка В є спільною для усіх чотирьох ліній і відповідає фактичному перепаду тиску в рельєфному трубопроводі з кутом

нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 5° за відсутності рідини в пониженій ділянці.

Аналогічні графічні залежності були також побудовані для кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 10, 15 та 20° (рис. 5). Отримані дані дали змогу виконати математичне моделювання графічної залежності зміни необхідної швидкості руху повітря для повного винесення рідини із пониженої ділянки трубопроводу, яка відповідає точці В на рисунку 4, від кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі (рис. 6). З використанням програми Microsoft Excel одержано таку аналітичну залежність $W=0,004 \cdot \alpha^2 + 0,444 \cdot \alpha + 11,1$, де α – кут нахилу трубопроводу до горизонтальної осі, W – необхідна швидкість руху повітря для повного винесення рідини із пониженої ділянки трубопроводу, м/с.



1 – за відсутності рідини; 2 – ступінь заповнення рідиною – 25%;
 3 – ступінь заповнення рідиною – 50%; 4 – ступінь заповнення рідиною – 75%

Рисунок 5 – Графічні залежності загального перепаду тиску в рельєфному трубопроводі від швидкості руху повітря за різних значень ступеня заповнення пониженої ділянки трубопроводу рідиною для кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 10° (а), 15° (б) та 20° (в)

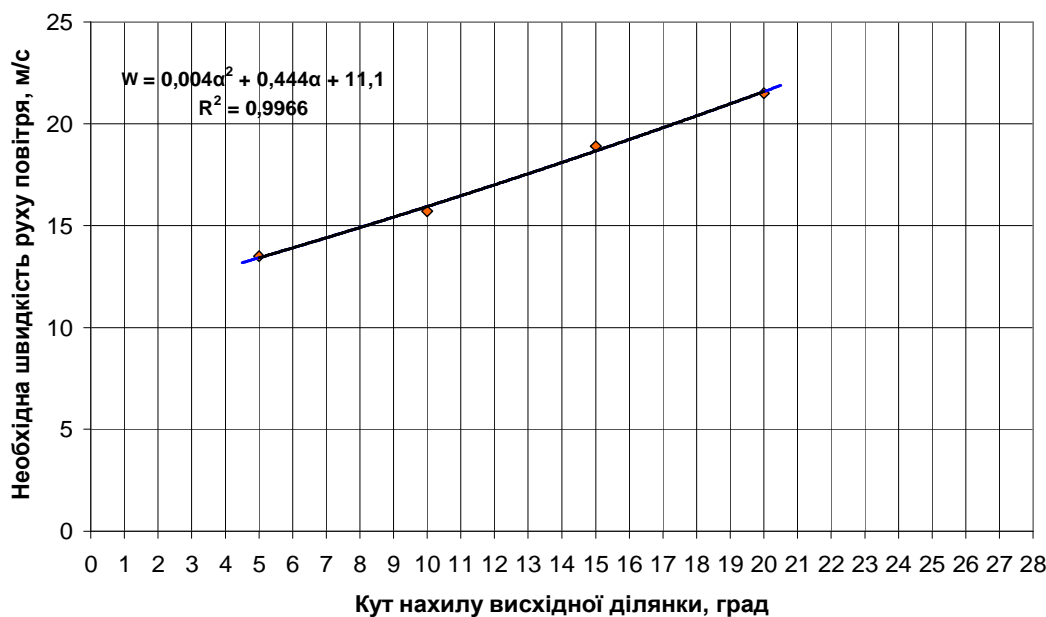


Рисунок 6 – Узагальнені результати математичного моделювання необхідної швидкості руху повітря для винесення усієї рідини із пониженої ділянки трубопроводу за різних кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі

Експериментальні дані дозволяють оцінити необхідну швидкість руху робочого середовища для повного винесення рідини із пониженої ділянки трубопроводу за різних значень ступеня заповнення трубопроводу рідиною (рис. 6).

Таким чином, дослідні дані дали змогу одержати достовірні результати математичного моделювання необхідної швидкості руху повітря для винесення води, що накопичилась у пониженій ділянці трубопроводу в ході його роботи за різних значень кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі.

На другому етапі на вхід в установку одночасно подавали повітря та воду, тобто моделювався двофазний потік у трубопроводі.

Спільний рух газу і рідини трубопроводом характеризується наявністю різних форм течії, які визначаються, в основному, розподілом фаз по поперечному перерізу труби, що, у свою чергу, залежить від об'ємного вмісту рідкої фази в газорідному потоці, швидкості течії, фізичних властивостей обох фаз та інших факторів.

Різноманітні структури течії, характерні для спільного руху рідини і газу трубопроводом, наведені в роботі [18]. До них відносяться наступні основні структури руху газорідних потоків у горизонтальних трубах:

- роздільна (з гладкою і хвилювою поверхнями розділу);
- кільцева (плівкова, плівково-дисперсна);
- коркова (снарядна, чоткова);
- бульбашкова.

Крім наведених форм руху газорідних потоків у горизонтальних трубах, в багатьох роботах вказується на існування емульсійного, розпиленого і деяких інших видів потоків.

Попри розмаїття структур руху газорідних потоків особливістю течії газорідної суміші в трубі є значні пульсації тиску, викликані

наявністю двох фаз із різними фізичними властивостями, існуванням відносної швидкості руху компонентів, великою стисливістю газорідної суміші та іншими причинами.

За низьких швидкостей руху газу висхідні ділянки трубопроводу з часом практично повністю заповнюються рідиною, що зумовлює пульсації тиску.

Максимальні пульсації тиску виникають у так званих перехідних областях (понижені ділянки трубопроводу), де відбувається різка зміна структур, і потік з хвилювою поверхнею розділу течії (роздільна структура) переходить до коркової структури руху, як це зображено на рисунку 7. Через скупчення рідини в пониженій ділянці трубопроводу зменшується ефективний поперечний переріз труби для руху газового потоку. Тому в цьому місці зростає швидкість руху газу. Зростання швидкості руху газу, в свою чергу, призводить до турбулізації потоку і виникнення хаотичних пульсаційних збурень. Ці збурення спричиняють зміщення частинок рідини, в результаті чого поверхня рідини деформується і відхиляється від початкової форми. З рисунку 7 також видно, що до пониженої ділянки трубопроводу структура течії суміші є роздільною, а після пониженої ділянки відбувається різка зміна структури руху – перехід до коркової.

Згідно з дослідженнями, проведеними Масевим, Одішарією та ін., при русі повітряно-водяної суміші горизонтальною ділянці трубопроводу перехід від роздільної структури течії до коркової призводить до 2-3-х кратного збільшення середньої величини втрат напору на тертя [18].

Результати експериментів, проведених для різних швидкостей руху газу (1-21 м/с), довели, що для рельєфного трубопроводу існує така швидкість руху повітря (точка Б, рис. 8), при

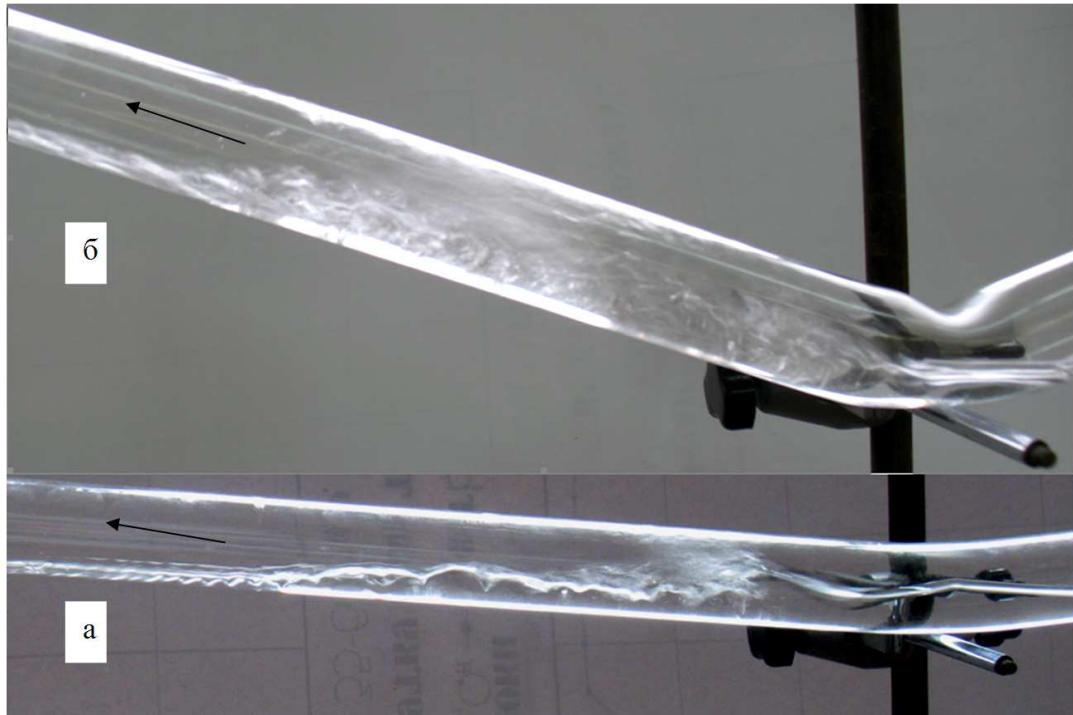
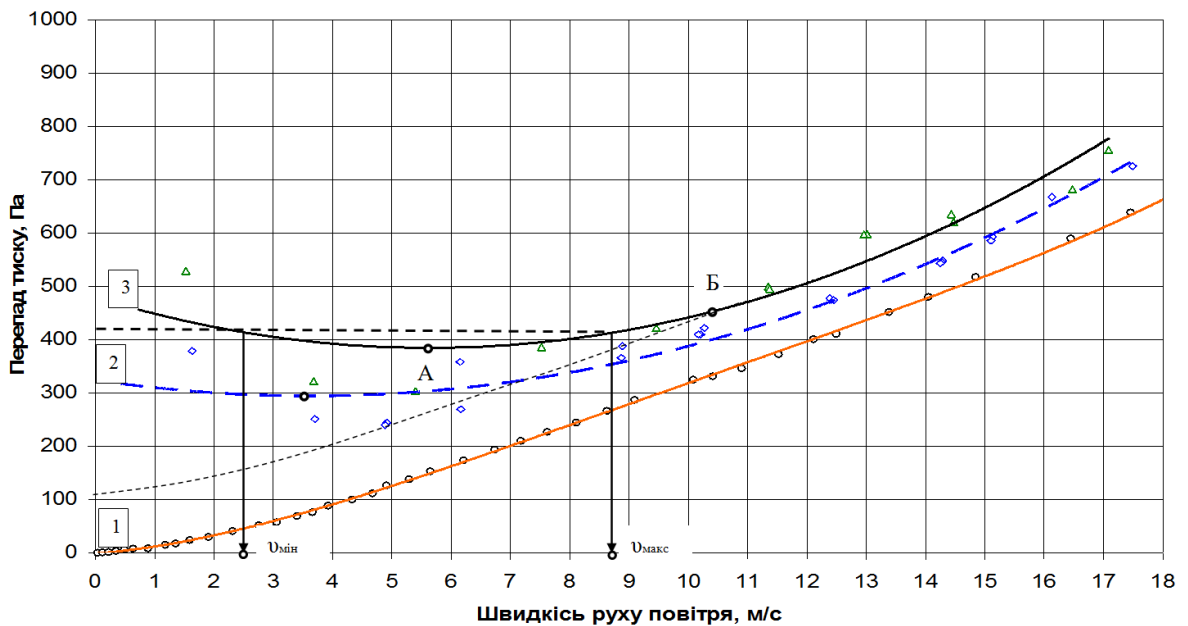


Рисунок 7 – Зміна структур руху потоків у трубопроводі з кутами нахилу висхідних ділянок до горизонтальної осі 5° (а) та 20° (б)



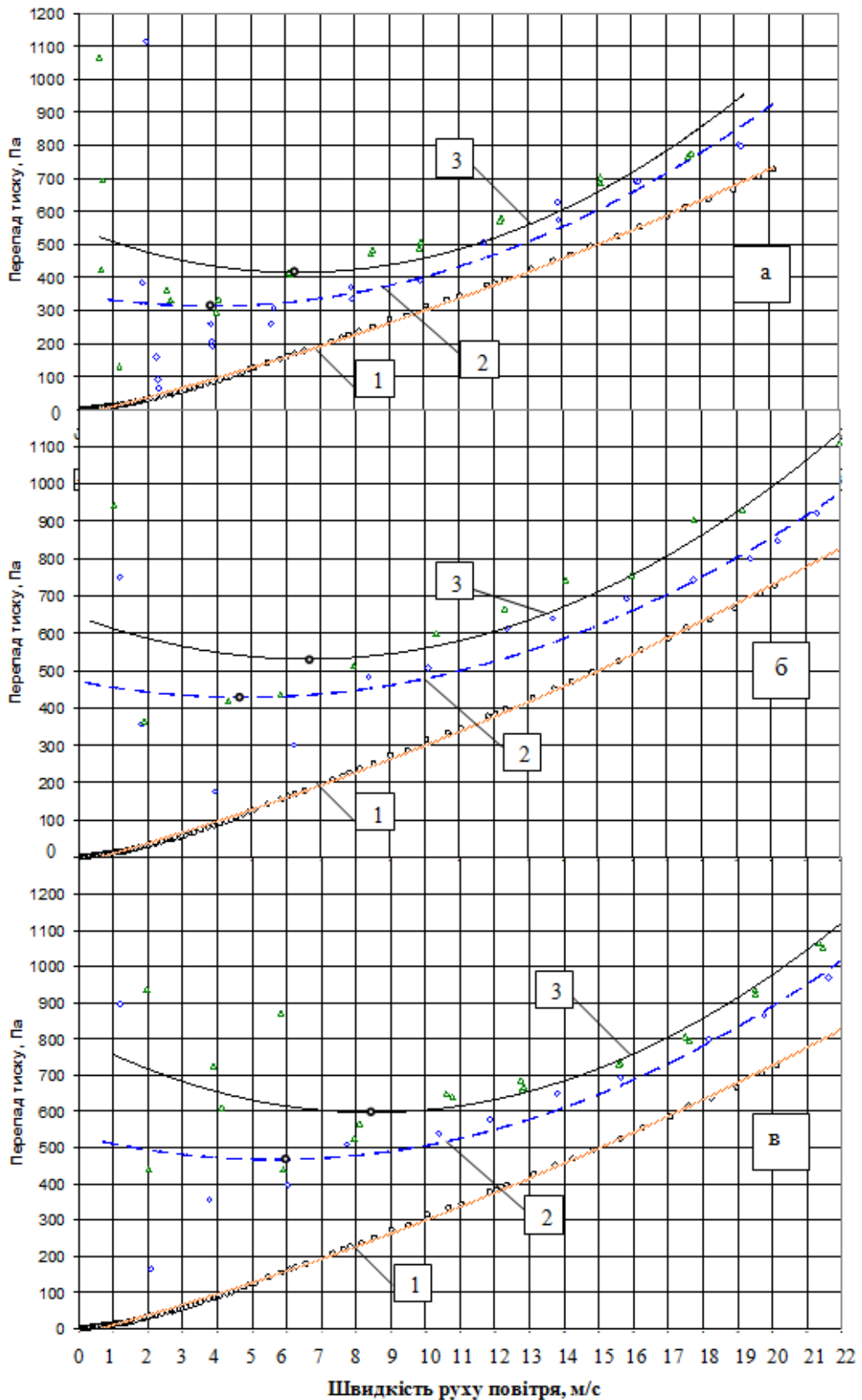
1 – за відсутності рідини в потоці; 2 – вміст рідини в потоці $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$;
3 – вміст рідини в потоці $500 \text{ см}^3/\text{м}^3$

Рисунок 8 – Графіки залежностей загального перепаду тиску в рельєфному трубопроводі ($\alpha=5^\circ$) при русі газорідинної суміші від швидкості руху повітря для різного вмісту рідини в потоці

перевищенні якої пульсації тиску в системі практично відсутні, що пояснюється роздільною структурою руху фаз.

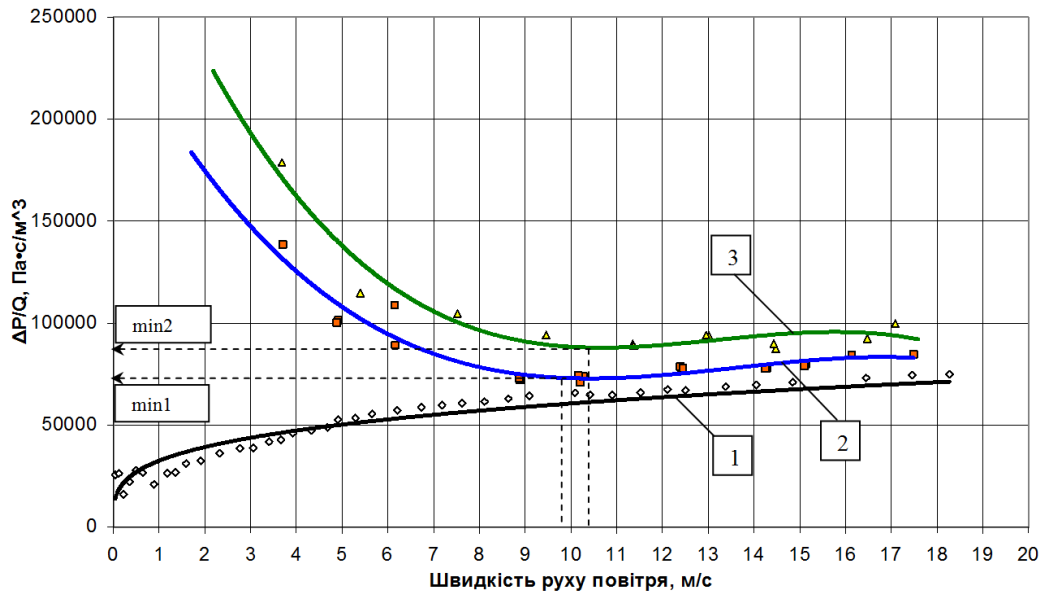
Із аналізу графічної залежності (рис. 8) видно, що із збільшенням швидкості руху повітря загальний перепад тиску в рельєфному трубопроводі ($\alpha=5^\circ$) зменшується, досягаючи свого мінімуму, а потім збільшується. Така специфічна поведінка загального перепаду тиску означає, що одному і тому ж перепаду тиску на до-

сліджуваній ділянці трубопроводу відповідають два значення швидкості руху повітря: $v_{\text{мін}}$ і $v_{\text{макс}}$ (витрати повітря $Q_{\text{мін}}$ і $Q_{\text{макс}}$). На кривій 3 можна також виділити дві характерні точки: точку А, яка відповідає мінімальному перепаду тиску, при якому можливий рух газорідинної суміші трубопроводом заданого діаметра, і кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі $\alpha=5^\circ$, і точку Б (яка лежить на паралельній до кривої 1 пунктирній лінії, яка проходить з кін-



1 – за відсутності рідини; 2 – ступінь заповнення рідиною – 25%;
 3 – ступінь заповнення рідиною – 50%; 4 – ступінь заповнення рідиною – 75%

Рисунок 9 – Залежність загального перепаду тиску в рельєфному трубопроводі (а – $\alpha=10^\circ$, б – $\alpha=15^\circ$, в – $\alpha=20^\circ$) під час руху газорідної суміші від швидкості руху повітря для різного вмісту рідини в потоці



1 – за відсутності рідини в потоці; 2 – вміст рідини в потоці $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$;
3 – вміст рідини в потоці $500 \text{ см}^3/\text{м}^3$

Рисунок 10 – Графік залежності питомої енерговитратності в рельєфному трубопроводі ($\alpha=5^\circ$) при русі газорідинної суміші від швидкості руху повітря для різного вмісту рідини в потоці

цевої ділянки кривої 3), що характеризує найменшу кількість питомої енерговитратності на одиницю об'єму або маси суміші. Під питомою енерговитратністю розуміють відношення втрат тиску на тертя по довжині трубопроводу до витрати газу [19].

Обидва режими руху газорідинної суміші мають практичне значення. Тож за необхідності забезпечити мінімальні втрати тиску при русі газорідинної суміші трасою трубопроводу, доцільно використати перший режим (точка А). Відповідно, пошук оптимального режиму руху газорідинної суміші в координатах $\Delta P/Q = f(v)$, які, по-суті, відображають питому енерговитратність, полягає у знаходженні на графіку (рис. 10) швидкості руху газу, починаючи з якої питомо енерговитратність сягає свого мінімуму.

Для вибору оптимального режиму руху газорідинної суміші рельєфним трубопроводом, який відповідає абсолютному мінімуму втрат тиску, на рисунку 9 зображено графічні залежності загального перепаду тиску в рельєфному трубопроводі при русі газорідинної суміші від швидкості руху повітря для різного вмісту рідини в потоці, та кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 10, 15 та 20 градусів.

Для вибору оптимального режиму руху газорідинної суміші в рельєфному трубопроводі, який відповідає мінімальній питомій енерговитратності, на рисунку 11 зображено аналогічні графічні залежності для кутів нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 10, 15 та 20 градусів.

Виходячи з умов забезпечення мінімальних втрат тиску та мінімальної питомої енерговитратності, узагальнені результати вибору оптимального режиму руху газорідинної суміші зведено до табл. 1.

Висновки

Розроблено експериментальну установку для дослідження процесу руху газорідинного потоку в рельєфному трубопроводі.

Проведено експериментальні дослідження, які дозволяють оцінити вплив швидкості руху повітря при русі чистого газу на втрати тиску на тертя при різних значеннях ступеня заповнення трубопроводу рідиною.

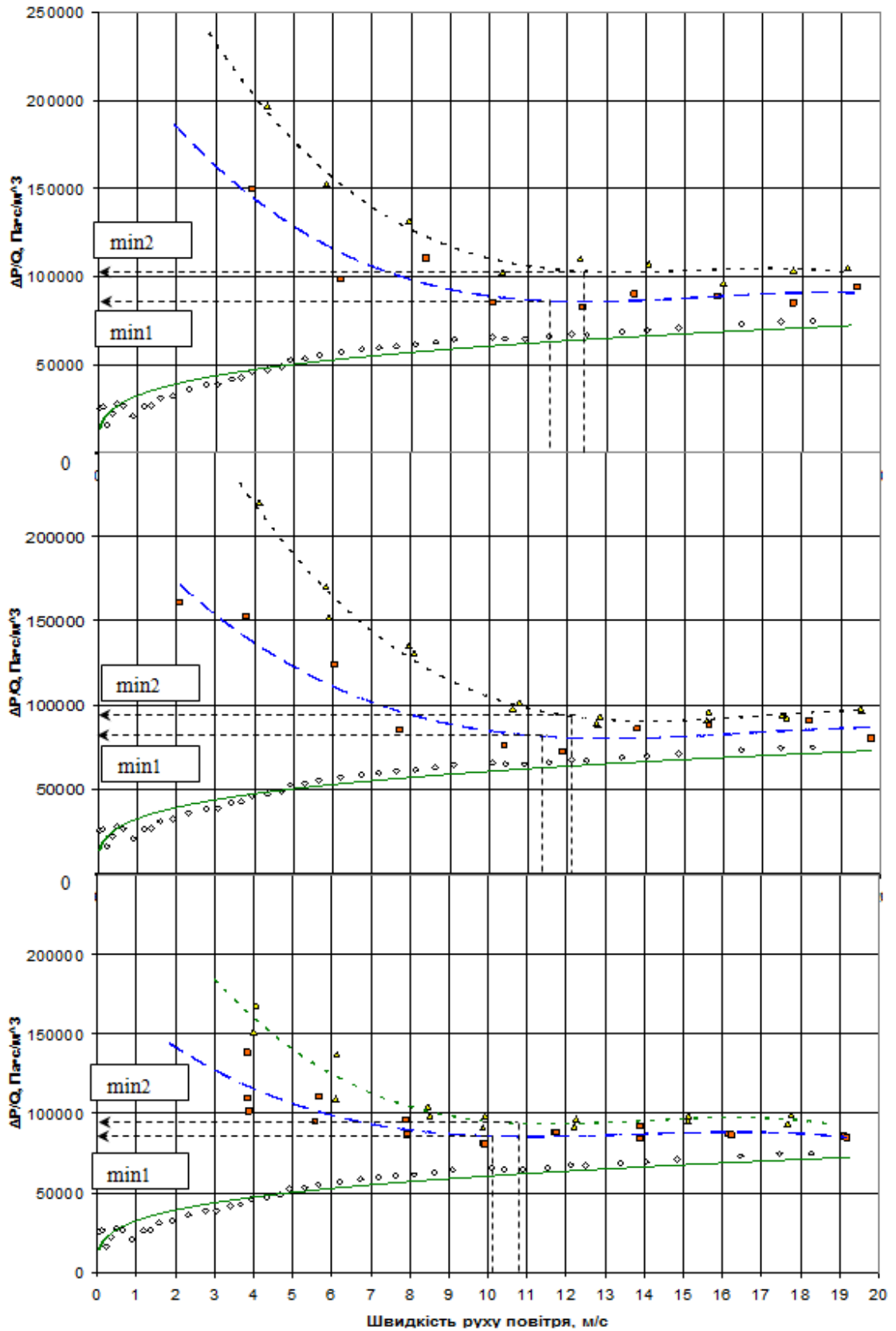
Отримано рівняння для визначення необхідної швидкості руху повітря для повного винесення рідини із пониженої ділянки трубопроводу від кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі: $W = 0,004 \cdot \alpha^2 + 0,444 \cdot \alpha + 11,1$.

Для значень кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 5, 10, 15 і 20° швидкість руху повітря становить відповідно 13,5; 15,7; 18,9 і 21,5 м/с.

Проведено експериментальні дослідження щодо вибору оптимального режиму руху газорідинної суміші в рельєфному трубопроводі, виходячи з умов забезпечення мінімальних втрат тиску та мінімальної питомої енерговитратності. Для значень кута нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі 5, 10, 15 і 20° мінімальні втрати тиску досягаються для вмісту рідини в потоці $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$ за швидкостей руху повітря 3,5; 3,8; 4,7 і 6 м/с, для вмісту рідини в потоці $500 \text{ см}^3/\text{м}^3$ для швидкості руху повітря 5,6; 6,3; 6,8 і 8,4 м/с.

Література

1 А.с. 441046 СССР, МКИ В 08 В 9/02. Способ удаления жидкости из газопровода [Текст] / Э.М. Арутюнян, А.П. Сельващук (СССР). – 1725689/28-13; заявл. 17.12.71; опубл. 30.08.74, Бюл. №32.



1 – за відсутності рідини в потоці; 2 – вміст рідини в потоці $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$;
 3 – вміст рідини в потоці $500 \text{ см}^3/\text{м}^3$

Рисунок 11 – Залежність питомої енерговитратності в рельєфному трубопроводі ($\alpha = 10^\circ$, $\alpha = 15^\circ$, $\alpha = 20^\circ$) під час руху газорідної суміші від швидкості руху повітря для різного вмісту рідини в потоці

Таблиця 1 – Вибір оптимального режиму транспортування газорідинної суміші в рельєфному трубопроводі

№	Кут нахилу висхідної ділянки до горизонтальної осі, град	Швидкість руху повітря, м/с			
		умова мінімальних втрат тиску		умова мінімальної питомої енерговитратності	
		вміст рідини в потоці 250 см ³ /м ³	вміст рідини в потоці 500 см ³ /м ³	вміст рідини в потоці 250 см ³ /м ³	вміст рідини в потоці 500 см ³ /м ³
1	5	3,5	5,6	9,7	10,4
2	10	3,8	6,3	10,1	10,8
3	15	4,7	6,8	11,3	12,1
4	20	6,0	8,4	11,6	12,5

2 Бурных В. Увеличение пропускной способности газопровода ШБКБ (на участке Шелбинка-Белгород) / В. Бурных, М. Ткаченко // Нефтяная и газовая промышленность. – 1964. – №4. – С. 57-60.

3 Кривошей Б. Анализ эффективности работы дрипов различных конструкций / Б. Кривошей // Новости нефтяной и газовой промышленности. – 1968. – №6. – С. 38-45.

4 Ильский О. Повышение эффективности работы конденсаторной камеры типа «расширительная камера» / О. Ильский // Газовая промышленность. – 1966. – № 12. – С. 24-28.

5 А.с. 671881 СССР, МКИ В 08 В 9/02. Устройство для очистки внутренней поверхности труб [Текст] / Б.П. Тимофеев, Н.М. Козлов, Е.Д. Андрушев, Н.Е. Егоров, С.Г. Гуров (СССР), – 2431601/22-12 ; заявл. 16.12.76; опубл. 05.07.79, Бюл. №25.

6 А.с. 444573 СССР, МКИ В 08 В 9/06. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода [Текст] / Е.М. Климовский, В.Г. Селиверстов, П.Д. Романов, А.Д. Седых, С.А. Бобровский (СССР), – 1747297/29-14; заявл. 14.02.72 ; опубл. 30.09.74, Бюл. №36.

7 А.с. 710678 СССР, МКИ В 08 В 9/04. Устройство для очистки внутренней поверхности труб [Текст] / В.Е. Бычков, В.А. Третьяков, К.В. Рыбаков (СССР), – 2557770/29-12; заявл. 22.12.77 ; опубл. 25.01.80, Бюл. №3.

8 А.с. 521033 СССР, МКИ В 08 В 9/04, В 08 В 3/04. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода [Текст] / Р.Ю. Акчурин (СССР), – 1984071/01; заявл. 04.01.74 ; опубл. 15.07.76, Бюл. №26.

9 А.с. 453205 СССР, МКИ В 08 В 9/04. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов [Текст] / Р.Ю. Акчурин (СССР), – 1833581/28-13; заявл. 05.10.72 ; опубл. 15.12.74, Бюл. №46.

10 А.с. 420356 СССР, МКИ В 08 В 9/04. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов [Текст] / Д.М. Мубинов, Ф.Г. Мансуров, Ю.А. Сквородников, А.Н. Тюпа (СССР), – 1813188/28-13; заявл. 26.07.72 ; опубл. 25.03.74, Бюл. №11.

11 Чисхолм Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках [Текст] / Д. Чисхолм; пер. с англ. пер. изд.: Великобритания, 1983. – М.: Недра, 1986. – 204 с.

12 А.с. 645715 СССР. МКИ В 08 В 9/02. Способ газожидкостной очистки газопроводов / Бурных В.С., Чистяков Б.Е., Агишев А.П. и др. - №2302118; Заявл. 19.12.1975; Опубл. 05.02.1979, Бюл. №5.

13 А.с. 1189457 СССР. МКИ А 62 С 5/04, В 08 В 9/00. Пенногенератор / Гончаров В.Н., Тихомиров В.К., Лещук Н.С., Капцов И.И. - №3714991; Заявл. 20.01.1984; Опубл. 07.11.1985, Бюл. №41.

14 А.с. 604567 СССР. МКИ В 01 D 19/02. Устройство для разрушения пены / Бурных В.С., Гончаров В.Н., Завадин В.И., Зинченко И.А. - №2429033; Заявл. 14.12.1976; Опубл. 30.04.1978, Бюл. №16.

15 Опытные-промышленные испытания способа пенной очистки МГ [Текст] / В.И. Гончаров, И.И. Капцов, В.К. Тихомиров // Нефтяная и газовая промышленность. – 1988. – №4. – С. 42-44.

16 United States Patent N2 4473408. Cleaning pipeline interior with gelled pig: Purinton, Jr. Publ. September 25, 1984/ Filed: January 12, 1982.

17 V. Goldberg, FMc Kee Model predicts liquid accumulation severe terrain induced slugging for two-phase lines – Oil&Gas Journal, 19 Aug. 1985.

18 Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах [Текст] / В. А.Мамаев, Г. Э. Одишария, Н. И. Семенов, А. А. Точигин. – М.: Недра, 1969. – 208 с.

19 Ксенич А.І. Прогнозування пропускної здатності та гідравлічної енерговитратності поліетиленових газових мереж [Текст]: дис. ...канд. техн. наук: 17.02.12 / Ксенич Андрій Іванович – Івано-Франківськ, 2012. – 185 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
29.10.12

Рекомендована до друку професором
Тарком Я.Б.

ВПЛИВ КОМПОЗИЦІЙНОГО ПОКРИТТЯ НА НАПРУЖЕНИЙ СТАН ТРУБОПРОВОДУ З ДЕФЕКТОМ

¹Т.М. Даляк, ¹І.П. Шацький, ²Т.П. Венгринюк

¹ ІФВ ІППММ НАН України; 76002, м. Івано-Франківськ, вул. Микитинецька, 3,
e-mail: ipshatsky@gmail.com

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: venhrynyuk.t@i.ua

Розглянуто питання концентрації напружень поблизу дрібних поверхневих тріщин у трубопроводі, підсиленому спіралью навитим композиційним покриттям. У рамках класичної теорії оболонок досліджено основний напружений стан бездефектної конструкції, залежний від геометрії та покомпонентного складу конструктивно анізотропного покриття. Методом скінченних елементів у фізично-лінійній постановці розв'язано задачу плоскої деформації для двокомпонентного кільця з тріщиною, перпендикулярною до межі розділу, за умов ідеального механічного контакту шарів. Вивчено вплив тонкого композиційного покриття та розміру дефекта на величину потоку енергії у вершину тріщини та на значення коефіцієнтів інтенсивності напружень в її околі у разі навантаження трубопроводу експлуатаційним тиском перекачуваного продукту. Розглянуто випадки нанесення покриття на ненавантажену трубу та підсилення труби під ремонтним тиском.

Ключові слова: трубопровід, композиційне покриття, тріщина, міцність.

Рассмотрены вопросы концентрации напряжений вблизи мелких поверхностных трещин в трубопроводе, усиленном тонким спирально навитым композиционным покрытием. В рамках классической теории оболочек исследовано упругое состояние бездефектной конструкции, зависящее от геометрии и покомпонентного состава конструктивно анизотропного покрытия. Методом конечных элементов в физически линейной постановке решена задача плоской деформации для двухкомпонентного кольца с трещиной, перпендикулярной к границе раздела, при условии идеального механического контакта слоев. Изучено влияние тонкого композиционного покрытия и размера дефекта на величину потока энергии в вершину трещины и на значение коэффициентов интенсивности напряжений в ее окрестности в случае нагружения трубопровода эксплуатационным давлением перекачиваемого продукта. Рассмотрены случаи нанесения покрытия на ненагруженную трубу и усиление трубы под ремонтным давлением.

Ключевые слова: трубопровод, композиционное покрытие, трещина, прочность.

The issues of stress concentration near small surface fractures in the pipeline magnified by helically-formed compositional plating are considered. Within the frame of the classic theory of shells, the basic stressed state of the damageproof construction, depending on geometry and fractional analysis of structural no isotropic covering are investigated. The finite-element technique in physically linear posing, the problem of plane deformation for bipropellant chase with fracture, perpendicular to a boundary surface, in the conditions of ideal mechanical contact of layers is determined. The influence of thin compositional plating and the size of flaw on magnitude of the energy flow in the top of a fracture and on the value of stress intensity coefficients on its locality is investigated in case of pipeing load by production stress of a flowed pumpage. The encapsulation technique on the unladen pipe and pipe support under the maintenance are investigated.

Key words: pipeline, compositional plating, fracture, resistance

Вступ

Проблеми протикорозійної ізоляції нових та переізоляції тривало експлуатованих нафтопроводів залишаються актуальними для фахівців у галузі трубопровідного транспортування вуглеводів. На сьогодні відомо багато способів запобігання появі та росту втомних тріщин у трубопровідних конструкціях, проте вони не завжди є ефективними за умов тривалої експлуатації. Зокрема, покращення якості сталі [1] не повною мірою вирішує вказану проблему. Інший спосіб – нанесення ізоляційного покриття в трасових умовах [2] – з часом виявив недоліки, пов'язані з втраченою адгезійною міцністю під час тривалої експлуатації трубопроводів (зморшки, гофри, складки тощо). Останнім часом приділяється значна увага розробкам рецептури нових композиційних антикорозійних

покриттів [3–5], які забезпечують покращення антикорозійних ізоляційних характеристик, однак практично не підвищують механічну міцність труби. Заслужують на увагу проекти багатокомпонентного композиційного покриття із склопластиковою стрічкою [6–9], які дозволяють забезпечити належну міцність і адгезію покриття до труби.

З теоретичних підходів до розв'язання проблем механіки руйнування неоднорідних елементів тонкостінних конструкцій з тріщиноподібними дефектами на сьогодні відомі моделі наскрізних тріщин у оболонках з гнучким покриттям [10–12], однак аналогічні моделі для вкритих тонкостінних труб з наскрізними пошкодженнями потребують розвитку. Спроби скінченно-елементного аналізу бандажованих труб з дефектами описані в працях [13, 14].

У роботі розглядаються теоретичні питання концентрації напружень поблизу дрібних поверхневих тріщин у трубопроводі, підсиленому тонким композиційним покриттям, навитим по спіралі. Покриття складається із трьох шарів (епоксид – склотканина – поліуретан). Адгезія матеріалів покриття і труби вважається забезпеченою. Спіральне навивання ізотропної стрічки скінченної ширини під кутом до осі труби спричинює слабку анізотропію конструкції “труба – покриття” щодо дії внутрішнього тиску чи поздовжнього навантаження.

З використанням гіпотези жорсткої нормалі для усього пакета в рамках класичної теорії оболонок досліджується основний напружений стан бездефектної конструкції, що залежить від геометрії та покомпонентного складу покриття. Отримані характеристики навантаженості вкритої труби використовуються для аналітико-числового аналізу розподілу напружень поблизу дрібних поверхневих дефектів типу тріщин.

Методом скінченних елементів у фізично лінійній постановці розв’язується задача плоскої деформації для двокомпонентного кільця з тріщиною, перпендикулярною до межі розділу, за умов ідеального механічного контакту шарів. Вивчено вплив тонкого композиційного покриття та розміру дефекту на величину потоку енергії у вершину тріщини та на значення коефіцієнтів інтенсивності напружень в її околі у разі навантаження трубопроводу тиском перекачуваного продукту за різних значень ремонтного тиску.

Окремі результати роботи прозвучали в доповіді [15].

Напруження в трубопроводі з навитим композиційним покриттям

Рівновага шаруватої анізотропної циліндричної оболонки. Розглянемо безмежно протяжну циліндричну оболонку, складену з $n+1$ так званих анізотропних шарів, ідеально з’єднаних між собою. Слід розробити процедуру дослідження напружено-деформованого стану оболонки, спричиненого сталим внутрішнім тиском, при заданих умовах закріплення на безмежності.

Уведемо циліндричні координати (r, φ, x) , сумістивши вісь x з віссю труби. Нехай R_i і h_i ($i = \overline{0, n}$) – радіуси серединних поверхонь та товщини шарів відповідно. Тоді досліджуваний об’єкт займає область

$$(r, \varphi, x) \in \left(R_0 - \frac{h_0}{2}, R_n + \frac{h_n}{2} \right) \times [0, 2\pi] \times (-\infty, \infty).$$

Розглядаємо рівномірну по x осесиметричну деформацію та кручення багат шарового циліндра в межах класичної безмоментної теорії оболонок [16–18].

Інтегральні по товщині оболонки рівняння рівноваги мають вигляд

$$\frac{dN_x}{dx} = 0, \quad N_\varphi = p \left(R_0 - \frac{h_0}{2} \right), \quad \frac{dN_{x\varphi}}{dx} = 0, \quad (1)$$

де інтегральні зусилля

$$N_x = \sum_{i=0}^n \sigma_x^{(i)} h_i, \quad N_\varphi = \sum_{i=0}^n \sigma_\varphi^{(i)} h_i, \quad N_{x\varphi} = \sum_{i=0}^n \tau_{x\varphi}^{(i)} h_i; \quad (2)$$

$\sigma_x^{(i)}, \sigma_\varphi^{(i)}, \tau_{x\varphi}^{(i)}$ – компоненти тензора напружень для i -го шару;

p – заданий внутрішній тиск.

За базові кінематичні припущення приймемо гіпотезу жорсткої нормалі, єдину для всього пакета:

$$\varepsilon_x^{(i)} = \varepsilon_x = \text{const}, \quad \varepsilon_\varphi^{(i)} = \varepsilon_\varphi = \text{const}, \\ \varepsilon_{x\varphi}^{(i)} = \varepsilon_{x\varphi} = \text{const}, \quad i = \overline{0, n}. \quad (3)$$

Вирази (3) засвідчують рівномірний за припущенням розподіл деформацій по товщині і є аналогом рівнянь сумісності для композиції.

Закон Гука для анізотропних шарів подамо у вигляді

$$\begin{pmatrix} \sigma_x^{(i)} \\ \sigma_\varphi^{(i)} \\ \tau_{x\varphi}^{(i)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{Q}_{11}^i & \bar{Q}_{12}^i & \bar{Q}_{16}^i \\ \bar{Q}_{21}^i & \bar{Q}_{22}^i & \bar{Q}_{26}^i \\ \bar{Q}_{61}^i & \bar{Q}_{62}^i & \bar{Q}_{66}^i \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_\varphi \\ \varepsilon_{x\varphi} \end{pmatrix}, \quad (4)$$

де \bar{Q}_{kl}^i – компоненти симетричного тензора жорсткості для матеріалу i -ого шару.

Підставляючи вирази (4) у формули (2), отримуємо інтегральну форму фізичних співвідношень для безмежної шаруватої оболонки.

$$\begin{pmatrix} N_x \\ N_\varphi \\ N_{x\varphi} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{A}_{11} & \bar{A}_{12} & \bar{A}_{16} \\ \bar{A}_{21} & \bar{A}_{22} & \bar{A}_{26} \\ \bar{A}_{61} & \bar{A}_{62} & \bar{A}_{66} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_\varphi \\ \varepsilon_{x\varphi} \end{pmatrix}, \quad (5)$$

де інтегральні характеристики жорсткості шаруватої анізотропної оболонки

$$\bar{A}_{kl} = \sum_{i=0}^n \bar{Q}_{kl}^i h_i. \quad (6)$$

Вирази (5) можна подати і у зворотній інтерпретації:

$$\begin{pmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_\varphi \\ \varepsilon_{x\varphi} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{B}_{11} & \bar{B}_{12} & \bar{B}_{16} \\ \bar{B}_{21} & \bar{B}_{22} & \bar{B}_{26} \\ \bar{B}_{61} & \bar{B}_{62} & \bar{B}_{66} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} N_x \\ N_\varphi \\ N_{x\varphi} \end{pmatrix}, \quad (7)$$

де \bar{B}_{kl} – інтегральні характеристики піддатливості.

Очевидно, що матриці \bar{A} і \bar{B} є взаємно оберненими: $\bar{A}\bar{B} = I$.

Співвідношення (1) – (7) є сукупною системою рівнянь, достатньою для визначення напружено-деформованого стану шаруватої анізотропної циліндричної оболонки під тиском. При їх виведенні ми знехтували малими порівняно з одиницею величинами h_i/R_i , тому і надалі не будемо розрізняти зовнішній та внутрішній радіуси тонких шарів, прийнявши $R_i \approx R$.

Розв’яжемо сформульовану задачу статки для двох випадків закріплення оболонки.

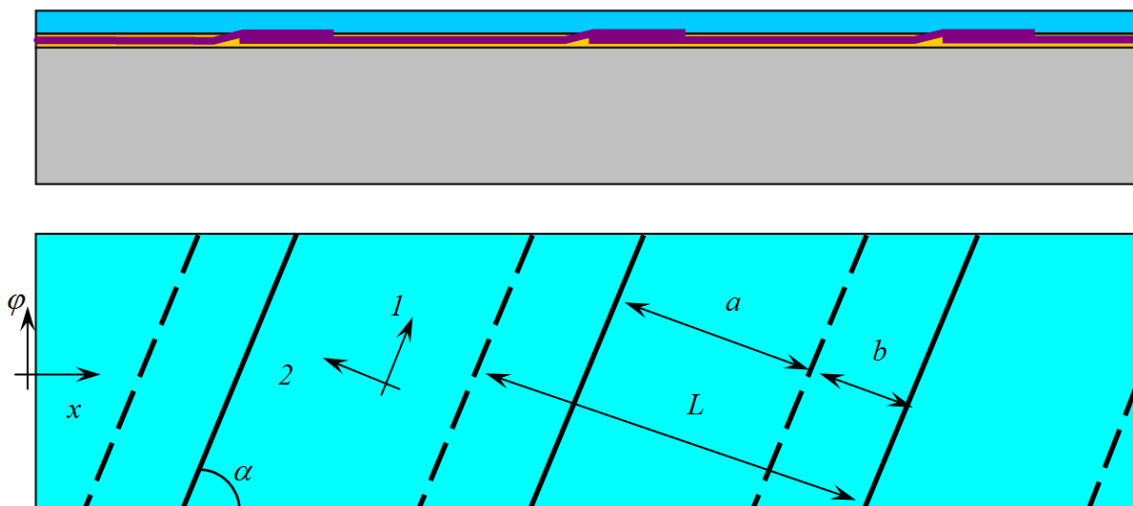


Рисунок 1 – Схема труби зі спірално навитим композиційним покриттям

1. Оболонка, закріплена на безмежності, -
 $\epsilon_x(\pm\infty) = 0, \epsilon_{x\phi}(\pm\infty) = 0.$ (8)

Тут маємо випадок плоскої деформації ($\epsilon_x = 0$) та примусового кручення ($\epsilon_{x\phi} = 0$).

Із співвідношень (1), (3) та (5) отримаємо

$$N_x = \bar{A}_{12}\epsilon_\phi, N_\phi = \bar{A}_{22}\epsilon_\phi,$$

$$N_{x\phi} = \bar{A}_{62}\epsilon_\phi, N_\phi = pR.$$

Тоді $\epsilon_x = 0, \epsilon_\phi = pR/\bar{A}_{22}, \epsilon_{x\phi} = 0.$

За формулами (4) знаходимо напруження у кожному шарі

$$\sigma_x^{(i)} = p \frac{\bar{Q}_{12}^i R}{\sum_{i=0}^n \bar{Q}_{12}^i h_i}, \quad \sigma_\phi^{(i)} = p \frac{\bar{Q}_{22}^i R}{\sum_{i=0}^n \bar{Q}_{22}^i h_i},$$

$$\tau_{x\phi}^{(i)} = p \frac{\bar{Q}_{62}^i R}{\sum_{i=0}^n \bar{Q}_{62}^i h_i}, \quad (9)$$

а також силу, яка утримує оболонку від укорочення $N_x = pR \bar{A}_{12}/\bar{A}_{22}$, та момент, який утримує оболонку від скручення $M = N_{x\phi} R = pR^2 \bar{A}_{62}/\bar{A}_{22}$.

Як видно із результатів (9), напруження в кожному шарі є пропорційними до його жорсткості.

2. Оболонка, вільна від закріплення, -

$$N_x(\pm\infty) = 0, N_{x\phi}(\pm\infty) = 0. \quad (10)$$

Тут маємо випадок плоского напруженого стану ($N_x = 0$) та вільного кручення ($N_{x\phi} = 0$).

Як і раніше, $N_\phi = pR$.

Скориставшись законом Гука у формі (7), знайдемо деформації пакета

$$\epsilon_x = \bar{B}_{12} pR, \epsilon_\phi = \bar{B}_{22} pR, \epsilon_{x\phi} = \bar{B}_{62} pR. \quad (11)$$

За відомих деформацій (11) напруження в кожному шарі обчислюються з формулами (4)

$$\sigma_x^{(i)} = pR \left(\bar{Q}_{11}^i \bar{B}_{12} + \bar{Q}_{12}^i \bar{B}_{22} + \bar{Q}_{16}^i \bar{B}_{62} \right),$$

$$\sigma_\phi^{(i)} = pR \left(\bar{Q}_{21}^i \bar{B}_{12} + \bar{Q}_{22}^i \bar{B}_{22} + \bar{Q}_{26}^i \bar{B}_{62} \right),$$

$$\tau_{x\phi}^{(i)} = pR \left(\bar{Q}_{61}^i \bar{B}_{12} + \bar{Q}_{62}^i \bar{B}_{22} + \bar{Q}_{66}^i \bar{B}_{62} \right),$$

$$i = \bar{0}, n. \quad (12)$$

Неважко переконатись, що σ_x та $\tau_{x\phi}$ є самозрівноваженими по усій товщині пакета.

Ефективні характеристики спірално навитого шару. Специфіка спірално навитого шару полягає у відмінності між макроскопічними механічними властивостями цього шару у напрямку навивання та у поперечному напрямку - має місце так звана *конструктивна ортотропія*. Нехай α – кут нахилу навиття до осі труби, L – ширина стрічки, b – ширина перекриття з одного краю (рис. 1). Позначимо за $a = L - 2b$ ширину неперекритої ділянки. Уведемо головні осі ортотропії (1,2): 1 – у напрямку навиття, 2 – перпендикулярно до 1. Таким чином, отримаємо $(a+b)$ – періодичну структуру у напрямку 2, що складається з ізотропної смуги завширшки a та завтовшки h та ізотропної смуги завширшки b та завтовшки $2h$, які ідеально контактують. Позначимо як E, ν модулі пружності матеріалу, що навивається.

Проведемо процедуру усереднення закону Гука за періодом $a+b$. Врахуємо [18–22], що у напрямку 1 маємо паралельне з'єднання пружних смуг (тож просумуємо напруження, а, отже, і жорсткості за Райсом), а у напрямку 2 маємо послідовне з'єднання пружних смуг (тож сумуємо видовження, а, отже, і піддатливість за Фойгтом).

У результаті дістанемо закон Гука для конструктивного ортотропного матеріалу у головних координатах

Таблиця 1 – Геометричні та фізичні параметри шарів

№ шару, i	h_i , мм	Матеріал	E_i , МПа	ν_i	Параметри намотування
0	15,2	сталь	$2,1 \cdot 10^5$	0,3	ізотропія
1	0,5	епоксид	$2 \cdot 10^4$	0,4	ізотропія
2	1,5	склотканина	$5 \cdot 10^4$	0,4	$\alpha = 60^\circ$, $a = b = L/3$, $L = 200$ мм
3	2,2	поліуретан	20	0,4	ізотропія

$$\begin{pmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \tau_{12} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Q_{11} & Q_{12} & 0 \\ Q_{21} & Q_{22} & 0 \\ 0 & 0 & Q_{66} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \varepsilon_{12} \end{pmatrix},$$

де

$$\begin{aligned} Q_{11} &= \frac{E}{1-\nu^2}, \\ Q_{12} = Q_{21} &= \frac{\nu E}{1-\nu^2} \frac{a+b}{a+b/2} \frac{h}{\langle h \rangle}, \\ Q_{22} &= \frac{E}{1-\nu^2} \frac{a+b}{a+b/2} \frac{h}{\langle h \rangle} \left(1-\nu^2 + \nu^2 \frac{a+b}{a+b/2} \frac{h}{\langle h \rangle} \right), \\ Q_{66} &= \frac{E}{1+\nu} \frac{a+b}{a+b/2} \frac{h}{\langle h \rangle}. \end{aligned} \quad (13)$$

$\langle h \rangle = h(a+2b)/(a+b)$ – середня товщина спірально навитого шару.

Ураховуючи правила перетворення компонент тензорів при повороті осей, для ефективних жорсткостей шару, анізотропного в системі координат (x, φ) , отримуємо [20–22]

$$\begin{aligned} \bar{Q}_{11} &= U_1 + U_2 \cos 2\alpha + U_3 \cos 4\alpha, \\ \bar{Q}_{22} &= U_1 - U_2 \cos 2\alpha + U_3 \cos 4\alpha, \\ \bar{Q}_{12} = \bar{Q}_{21} &= U_4 - U_3 \cos 4\alpha, \\ \bar{Q}_{66} &= U_5 - U_3 \cos 4\alpha, \\ \bar{Q}_{16} = \bar{Q}_{61} &= -\frac{1}{2} U_2 \sin 2\alpha - U_3 \sin 4\alpha, \\ \bar{Q}_{26} = \bar{Q}_{62} &= -\frac{1}{2} U_2 \sin 2\alpha + U_3 \sin 4\alpha; \end{aligned} \quad (14)$$

пружні коефіцієнти U мають вигляд

$$\begin{aligned} U_1 &= \frac{1}{8}(3Q_{11} + 3Q_{22} + 2Q_{12} + 4Q_{66}), \\ U_2 &= \frac{1}{2}(Q_{11} - Q_{22}), \\ U_3 &= \frac{1}{8}(Q_{11} + Q_{22} - 2Q_{12} - 4Q_{66}), \\ U_4 &= \frac{1}{8}(Q_{11} + Q_{22} + 6Q_{12} - 4Q_{66}), \\ U_5 &= \frac{1}{8}(Q_{11} + Q_{22} - 2Q_{12} + 4Q_{66}); \end{aligned} \quad (15)$$

α – кут намотування, виміряний проти годинникової стрілки від додатного напрямку осі x до додатного напрямку осі 1 .

Напруження в сталевому трубопроводі з композиційним покриттям. Розглянемо сталевий трубопровід (шар 0), на який нанесено шарувате покриття такої структури: епоксидна підкладка (шар 1), спірально навита склотканина (шар 2), і поліуретан (шар 3) з параметрами, наведеними в таблиці 1.

Запишемо компоненти матриці жорсткості для кожного шару.

Для ізотропної сталеві труби ($i = 0$):

$$\begin{aligned} \bar{Q}_{11} = \bar{Q}_{22} &= E_0 / (1 - \nu_0^2), \\ \bar{Q}_{12} = \bar{Q}_{21} &= \nu_0 E_0 / (1 - \nu_0^2), \\ \bar{Q}_{66} &= 2G_0 = E_0 / (1 + \nu_0), \\ \bar{Q}_{16} = \bar{Q}_{61} = \bar{Q}_{26} = \bar{Q}_{62} &= 0. \end{aligned}$$

Для ізотропного епоксидного прошарку ($i = 1$):

$$\begin{aligned} \bar{Q}_{11} = \bar{Q}_{22} &= E_1 / (1 - \nu_1^2), \\ \bar{Q}_{12} = \bar{Q}_{21} &= \nu_1 E_1 / (1 - \nu_1^2), \\ \bar{Q}_{66} &= 2G_1 = E_1 / (1 + \nu_1), \\ \bar{Q}_{16} = \bar{Q}_{61} = \bar{Q}_{26} = \bar{Q}_{62} &= 0. \end{aligned}$$

Для спірально навитої склотканини ($i = 2$), прийнявши у формулах (13) $E = E_2$, $\nu = \nu_2$, $a = b = L/3$, знайдемо:

$$\begin{aligned} Q_{11}^2 = \frac{E_2}{1-\nu_2^2}, \quad Q_{12}^2 = Q_{21}^2 &= \frac{\nu_2 E_2}{1-\nu_2^2} \frac{8}{9}, \\ Q_{22}^2 = \frac{E_2}{1-\nu_2^2} \frac{8}{9} \left(1 - \frac{\nu_2^2}{9} \right), \quad Q_{66}^2 &= \frac{E_2}{1+\nu_2} \frac{8}{9}, \\ \langle h \rangle &= 1,5h_2. \end{aligned}$$

Відтак за формулами (14), (15) при $\alpha = 60^\circ$ обчислюємо ефективні коефіцієнти анізотропії \bar{Q}_{kl}^2 .

Для зовнішнього поліуретанового шару ($i = 3$)

$$\begin{aligned} \bar{Q}_{11}^3 = \bar{Q}_{22}^3 &= E_3 / (1 - \nu_3^2), \\ \bar{Q}_{12}^3 = \bar{Q}_{21}^3 &= \nu_3 E_3 / (1 - \nu_3^2), \\ \bar{Q}_{66}^3 &= 2G_3 = E_3 / (1 + \nu_3), \\ \bar{Q}_{16}^3 = \bar{Q}_{61}^3 = \bar{Q}_{26}^3 = \bar{Q}_{62}^3 &= 0. \end{aligned}$$

Таблиця 2 – Напруження (МПа) в трубі та у композиційному покритті
($p = 6\text{МПа}$ та $R = 610\text{мм}$)

№ шару i	$p_{рем} = 0$			$p_{рем} = 0,5p = 3\text{МПа}$			$p_{рем} = p = 6\text{МПа}$ (без покриття)		
	$\sigma_x^{(i)}$	$\sigma_\varphi^{(i)}$	$\tau_{x\varphi}^{(i)}$	$\sigma_x^{(i)}$	$\sigma_\varphi^{(i)}$	$\tau_{x\varphi}^{(i)}$	$\sigma_x^{(i)}$	$\sigma_\varphi^{(i)}$	$\tau_{x\varphi}^{(i)}$
0	68,58	229,9	0	70,44	235,4	0	72,24	240,8	0
1	9,48	23,7	0	4,74	11,88	0	0	0	0
2	10,26	68,22	4,62	5,16	34,14	2,34	0	0	0
3	0,012	0,024	0	0,006	0,012	0	0	0	0

Ураховуючи ці дані, за формулами (9) для заданого експлуатаційного тиску $p = 6\text{МПа}$ та $R = 610\text{мм}$ знаходили напруження в трубі та в кожному шарі покриття, які стосуються плоскої деформації та примусового скручення композиції. При цьому у знаменниках дробів (9) під h_2 розуміли $\langle h \rangle = 1,5h_2$ – середню товщину навитого шару.

У разі нанесення покриття на трубопровід, який перебуває під ремонтним тиском $p_{рем}$, меншим від експлуатаційного, результуючі напруження в пакеті розраховуємо як суперпозицію напружень у трубі без покриття від ремонтного тиску

$$\begin{pmatrix} \sigma_x^{(0)} \\ \sigma_\varphi^{(0)} \\ \tau_{x\varphi}^{(0)} \end{pmatrix} = p_{рем} \frac{R}{h_0} \begin{pmatrix} v_0 \\ 1 \\ 0 \end{pmatrix}$$

та напружень у трубі з покриттям від тиску $p - p_{рем}$.

У таблиці 2 подано результати обчислень компонент тензора напружень для різних значень ремонтних тисків.

Аналіз отриманих даних свідчить, що нанесення покриття розглянутої структури зменшує максимальне напруження у трубі на 4,5 % та на 2,3 % відповідно при $p_{рем} = 0$ та при $p_{рем} = 0,5p$. У разі рівності ремонтного та експлуатаційного тисків розвантаження труби, очевидно, відсутнє. Напруження у епоксидному та поліуретановому прошарках є вкрай малими, тож ними можна знехтувати. Основне підсилення конструкції відбувається за рахунок навитої склопластикової стрічки. При цьому структурна анізотропія майже не проявляється ($\tau_{x\varphi}^{(2)}$ є малими). Додатковий аналіз розподілу жорсткості композиції свідчить про те, що інтегральна жорсткість розглянутого шаруватого покриття $\sum_{i=1}^3 \bar{Q}_{22}^i h_i$ у напрямку φ на два порядки менша, ніж інтегральна жорсткість труби $\bar{Q}_{22}^0 h_0$. Встановлені ознаки дозволяють при розгляді взаємодії дефектної труби із шаруватим покриттям спрощено моделювати його ізотропним шаром з модулем пружності приблиз-

но в 100 разів меншим від модуля пружності матеріалу труби.

Вплив композиційного покриття на напруження поблизу поверхневої тріщини

Постановка задачі. Нехай на пружне ізотропне кільце з радіусом серединної поверхні R_0 та товщиною h_0 , послаблене поверхневою радіальною тріщиною завглибшки l , нанесено тонке покриття, яке перебуває з кільцем в ідеальному механічному контакті. Досліджуємо вплив покриття на плоску деформацію труби з дефектом, спричинену дією внутрішнього експлуатаційного тиску p . Вивчаємо також випадки нанесення покриття на кільце, попередньо навантажене внутрішнім ремонтним тиском $p_{рем} \leq p$.

Сформульованій проблемі відповідає крайова задача теорії пружності для двокомпонентного кільця з радіальним розрізом:

– рівняння рівноваги в області

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{\sigma_r - \sigma_\varphi}{r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{r\varphi}}{\partial \varphi} = 0,$$

$$\frac{\partial \tau_{r\varphi}}{\partial r} + \frac{\tau_{r\varphi}}{r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_\varphi}{\partial \varphi} = 0, \quad (16)$$

$(r, \varphi) \in (R_0 - h_0/2, R_0 + h_0/2 + h) \times [-\pi, \pi] \setminus L$;

– фізичні співвідношення для плоскодеформованого кусково-однорідного середовища

$$\sigma_r = (\lambda + 2\mu)\epsilon_r + \lambda\epsilon_\varphi,$$

$$\sigma_\varphi = \lambda\epsilon_r + (\lambda + 2\mu)\epsilon_\varphi,$$

$$\tau_{r\varphi} = 2\mu\epsilon_{r\varphi}; \quad (17)$$

– співвідношення Коші

$$\epsilon_r = \frac{\partial u_r}{\partial r},$$

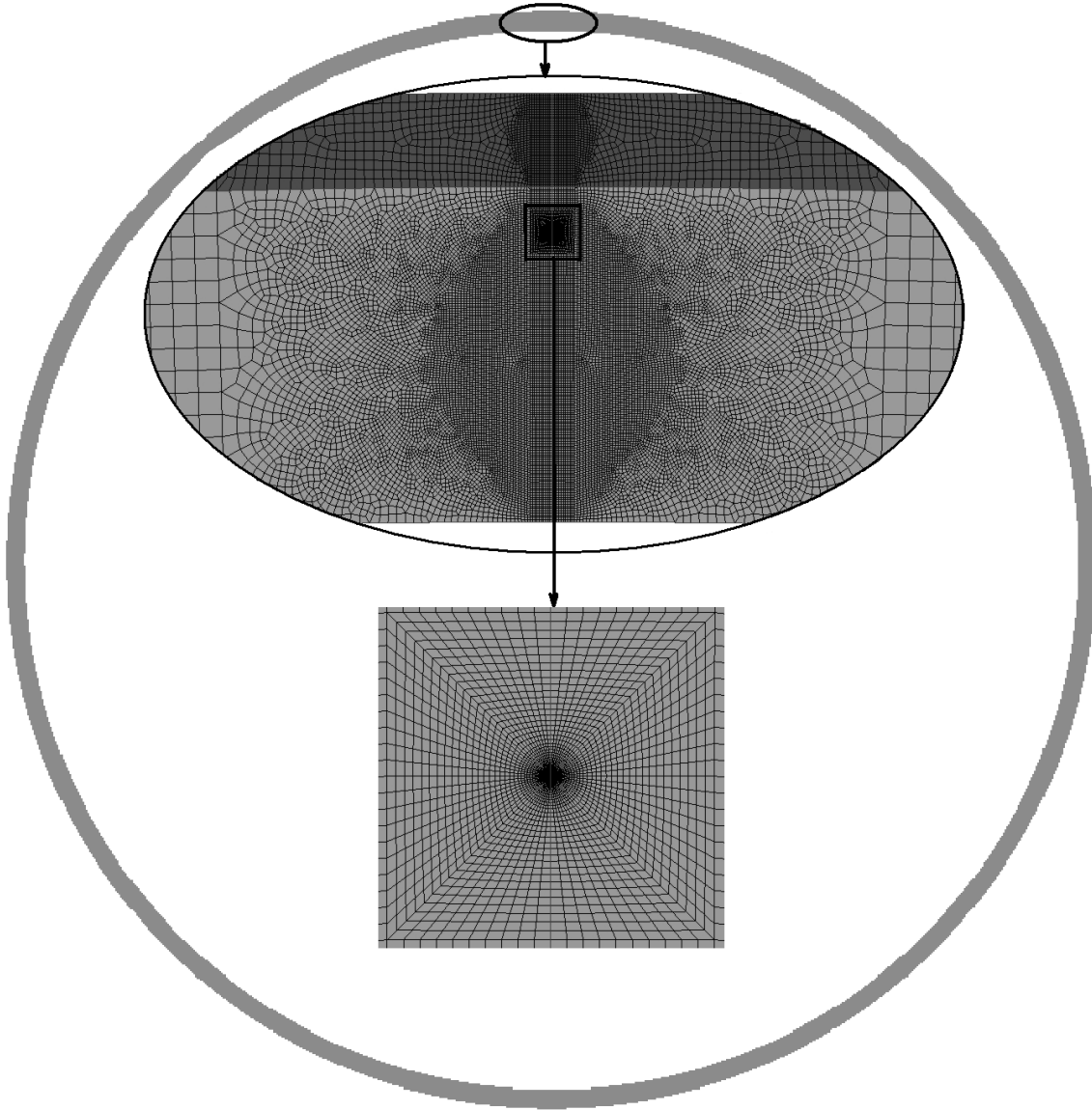
$$\epsilon_\varphi = \frac{1}{r} \frac{\partial u_\varphi}{\partial \varphi} + \frac{u_r}{r},$$

$$\epsilon_{r\varphi} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial u_r}{\partial \varphi} + \frac{\partial u_\varphi}{\partial r} \right); \quad (18)$$

– крайові умови на колових поверхнях

$$\sigma_r(R_0 - h_0/2, \varphi) = -p,$$

$$\tau_{r\varphi}(R_0 - h_0/2, \varphi) = 0,$$



Рисинук 2 – Схеми скінченноелементного розбиття околу тріщини

$$\begin{aligned} \sigma_r(R_0 + h_0/2 - 0, \varphi) &= \sigma_r(R_0 + h_0/2 + 0, \varphi), \\ \tau_{r\varphi}(R_0 + h_0/2 - 0, \varphi) &= \tau_{r\varphi}(R_0 + h_0/2 + 0, \varphi), \\ u_r(R_0 + h_0/2 - 0, \varphi) &= u_r(R_0 + h_0/2 + 0, \varphi), \\ u_\varphi(R_0 + h_0/2 - 0, \varphi) &= u_\varphi(R_0 + h_0/2 + 0, \varphi), \\ \sigma_r(R_0 + h_0/2 + h, \varphi) &= 0, \\ \tau_{r\varphi}(R_0 + h_0/2 + h, \varphi) &= 0, \quad \varphi \in [-\pi, \pi]; \end{aligned} \quad (19)$$

та на радіальному розрізі

$$\sigma_\varphi(r, \pm\pi) = 0,$$

$$\tau_{r\varphi}(r, \pm\pi) = 0,$$

$$u_\varphi(r, +\pi) - u_\varphi(r, -\pi) \geq 0, \quad r \in L. \quad (20)$$

У співвідношеннях (11)–(15)

$\sigma_r, \sigma_\varphi, \tau_{r\varphi}$ – компоненти тензора напружень;

$\varepsilon_r, \varepsilon_\varphi, \varepsilon_{r\varphi}$ – компоненти тензора деформацій;

u_r, u_φ – компоненти вектора переміщень;

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}, \quad \mu = \frac{E}{2(1+\nu)} \text{ – сталі Ляме;}$$

$$E = \begin{cases} E_0, & r \in [R_0 - h_0/2, R_0 + h_0/2) \\ E_{II}, & r \in (R_0 + h_0/2, R_0 + h_0/2 + h] \end{cases},$$

$$\nu = \begin{cases} \nu_0, & r \in [R_0 - h_0/2, R_0 + h_0/2) \\ \nu_{II}, & r \in (R_0 + h_0/2, R_0 + h_0/2 + h] \end{cases}$$

– модулі Юнга та коефіцієнти Пуассона матеріалів оболонки (індекс “0”) та покриття (індекс “II”) відповідно.

Аналіз результатів. Числовий аналіз сформульованої задачі (16–20) виконано з допомогою методу скінченних елементів [23–25]. Побудова сітки та розрахунки параметрів напружено-деформованого стану здійснено в середовищі MSC Marc. Складові двошарові конструкції розбито на чотиривузлові елементи із згущенням в околі вершини тріщини. Схема розбиття по товщині зображена на рис. 2.

Аналіз поля напружень в композиції зроблено на основі розрахунку еквівалентних напружень Мізеса, які за умов плоскої деформації обчислювали за формулою

$$\sigma_{eq} = \sqrt{(1-\nu+\nu^2)(\sigma_r^2 + \sigma_\phi^2) - (1+2\nu-2\nu^2)\sigma_r\sigma_\phi + 3\tau_{r\phi}^2}$$

Для кількісної оцінки напружено-деформованого стану в околі тріщини обчислено потік енергії у її вершину (J-інтеграл) [26, 27]. За

формулою $K_I = \sqrt{E_0 J / (1-\nu_0^2)}$ знайдено коефіцієнти інтенсивності напружень (КІН) в околі вершини тріщини за навантаження трубопроводу експлуатаційним тиском перекачуваного продукту.

Важливим питанням при застосуванні числових алгоритмів є визначення похибки обчислень. Точність розрахунків значною мірою залежить від густини сітки розбиття. Величину похибки встановимо з обчислення J-інтеграла, порівнявши його значення на п'яти різних контурах інтегрування. Так, при максимальному зовнішньому навантаженні для тріщини завдовжки $l = 3 \text{ мм}$ відхилення від середнього значення J-інтеграла не перевищило 1 %. Таку точність досягнуто за рахунок згущення сітки в околі вершини тріщини (рис. 2).

При розрахунках прийнято такі геометричні та механічні характеристики конструкції: зовнішній діаметр труби $d = 1220 \text{ мм}$, товщина стінки труби $h_0 = 15,2 \text{ мм}$, товщина покриття $h = 4,2 \text{ мм}$, глибина тріщини l варіювалася; модуль трубної сталі – $E_0 = 2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$ та коефіцієнт Пуассона $\nu_0 = 0,3$, середнє значення модулів покриття – $E_n = 2 \cdot 10^9 \text{ Па}$, $\nu_n = 0,4$.

Для максимального експлуатаційного навантаження $p = 6 \text{ МПа}$ розглянуто три випадки значення ремонтного тиску: а) $p_{рем} = p$ (труба експлуатується без покриття); б) $p_{рем} = 0,5p$; в) $p_{рем} = 0$ (покриття нанесено на ненавантажену трубу). Урахування ремонтного тиску проводилося за процедурою, розглянутою у п. 1 для бездефектної труби.

На рис. 3 подано розподіл еквівалентних напружень Мізеса для двокомпонентного кільця з тріщиною завглибшки $l = 3 \text{ мм}$ при $p = 6 \text{ МПа}$. Із поданих графіків видно, що нанесення покриття зменшує концентрацію напружень в околі вершини тріщини і тому має підсилювальний ефект.

Залежності величин J-інтеграла та КІН від довжини тріщини за різних значень ремонтного тиску подані на рис. 4, 5. З отриманих результатів можемо зробити висновок, що нанесення покриття на ненавантажену конструкцію з поверхневою тріщиною завглибшки, наприклад, 3 мм зменшує величини КІН на 25 %; при ремонтному тиску $p_{рем} = 0,5p$ маємо зменшення на 12,3 %.

Оскільки прийнята модель не враховує можливості порушення адгезії чи втрати цілісності покриття, то отримані результати щодо

механічного впливу тонкого покриття на граничний стан дефектної труби слід розглядати як деяке перебільшення. Насправді через непружні деформації покриття та межового шару механічний внесок ізоляції у затримку розвитку тріщини не є значним. Важливим є блокування покриттям упродовж певного часу доступу корозивного середовища до тріщиноподібного дефекту.

Висновки

Засобами класичної теорії шаруватих безмоментних оболонок досліджено напружений стан сталевого трубопроводу, вкритого тришаровим композиційним покриттям. Вивчено ефекти конструкційної анізотропії, спричиненої спіральним навиванням несівного склопластикового шару. Методом скінченних елементів досліджено концентрацію напружень поблизу поверхневої тріщини у трубі з покриттям за різних значень ремонтного тиску.

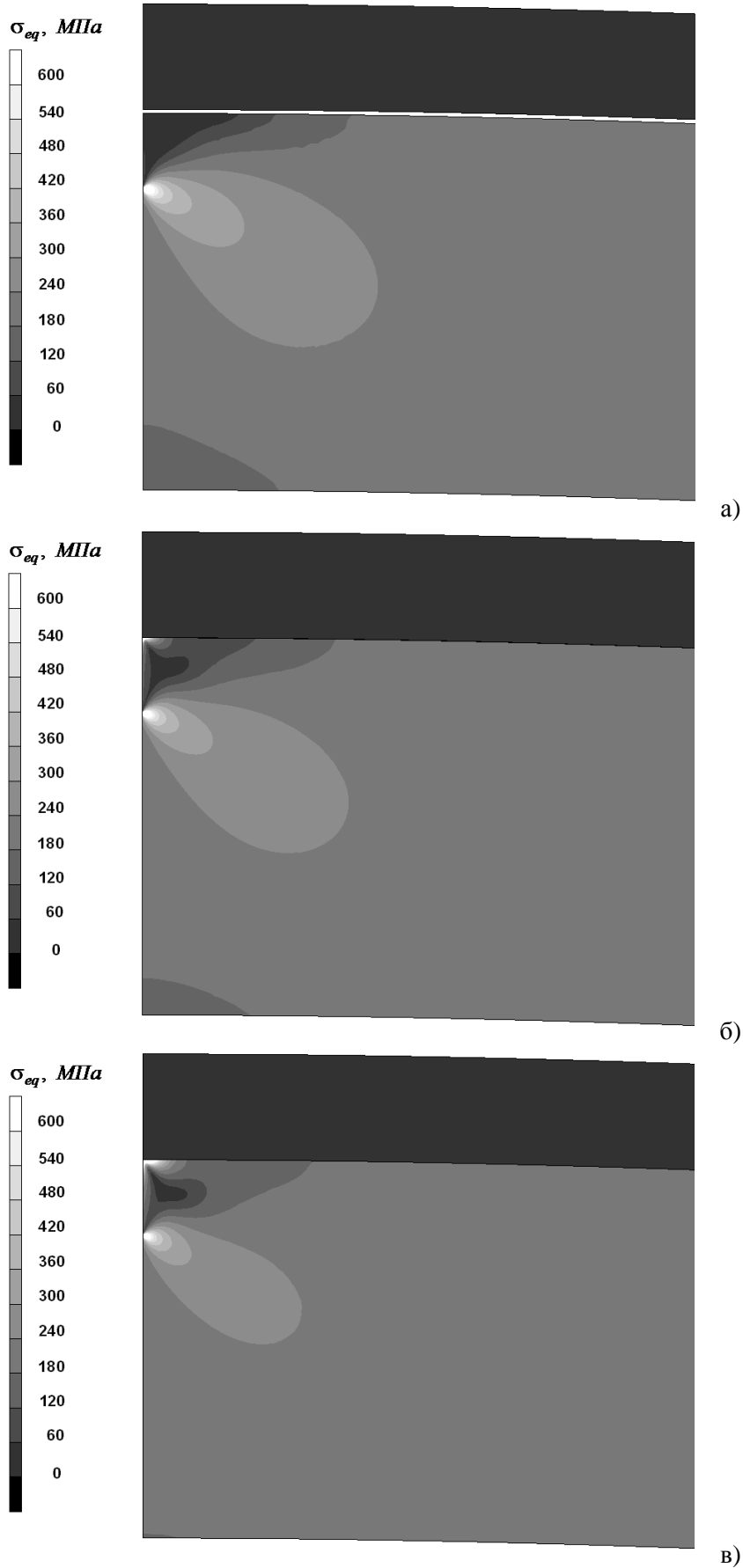
Встановлено, що нанесення покриття розглянутої структури зменшує максимальне напруження у бездефектній трубі на 4,5 % та на 2,3 % при $p_{рем} = 0$ та при $p_{рем} = 0,5p$ відповідно. Напруження у епоксидному та поліуретановому прошарках є вкрай малими, тож ними можна знехтувати. Основне підсилення конструкції відбувається за рахунок навитої склопластикової стрічки, при цьому структурна анізотропія майже не проявляється. У трубопроводі з поверхневим тріщиноподібним дефектом ефект покриття щодо зменшення коефіцієнтів інтенсивності напружень поблизу вістря тріщини є більш відчутним і складає 12–25 %. Із збільшенням ремонтного тиску вплив покриття на напруження і в бездефектній, і у дефектній трубі закономірно зменшується.

Вказано на важливу ізоляційну функцію покриття – блокування упродовж певного часу доступу корозивного середовища до тріщиноподібного дефекту, яка сприяє підвищенню ресурсу трубопроводу.

Подальший розвиток запропонованих у цій статті моделей автори бачать у розв'язанні задач механіки руйнування поблизу поверхневих дефектів трубопроводів з урахуванням недосконалої адгезії та обмеженої міцності покриття. Концептуальні засади для такого сорту двокритеріальних оцінок граничної рівноваги вкритих оболонок з тріщинами викладено у праці [12].

Література

- 1 Крижанівський Є.І. Особливості корозійно-водневої деградації сталей нафтогазопроводів і резервуарів зберігання нафти / Є.І.Крижанівський, Г.М. Никифорчин // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2011. – № 2. – С. 11–20.
- 2 Середницький Я. Сучасна протикорозійна ізоляція в трубопроводному транспорті / Я. Середницький. – К.: Афіша, 1999. – 239 с.



$a - p_{рем} = p = 6 \text{ МПа}$, $б - p_{рем} = 0,5p = 3 \text{ МПа}$, $в - p_{рем} = 0$

Рисунок 3 – Еквівалентні напруження поблизу тріщини у трубі з покриттям

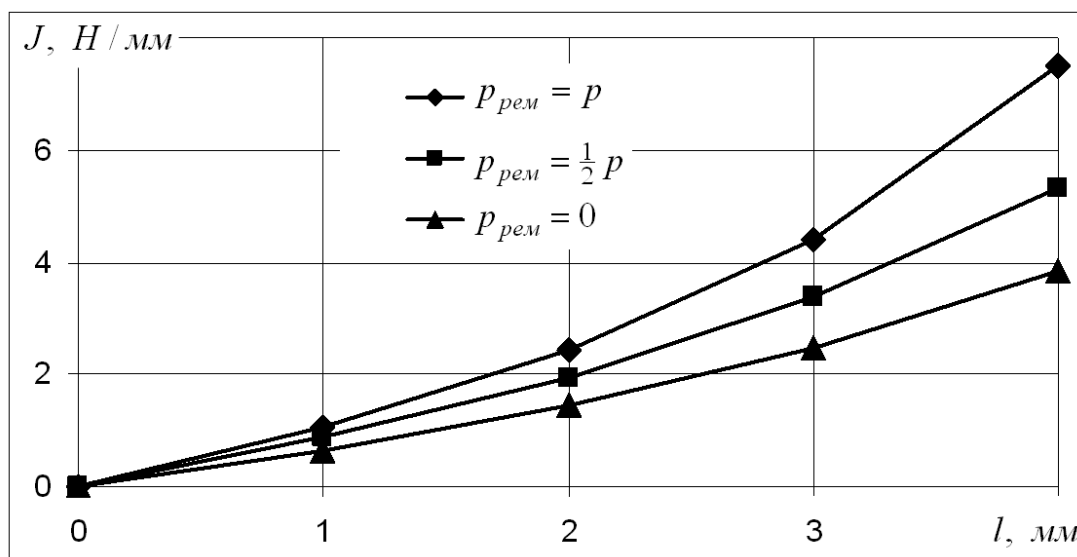


Рисунок 4 – Залежність J -інтеграла від глибини дефекту

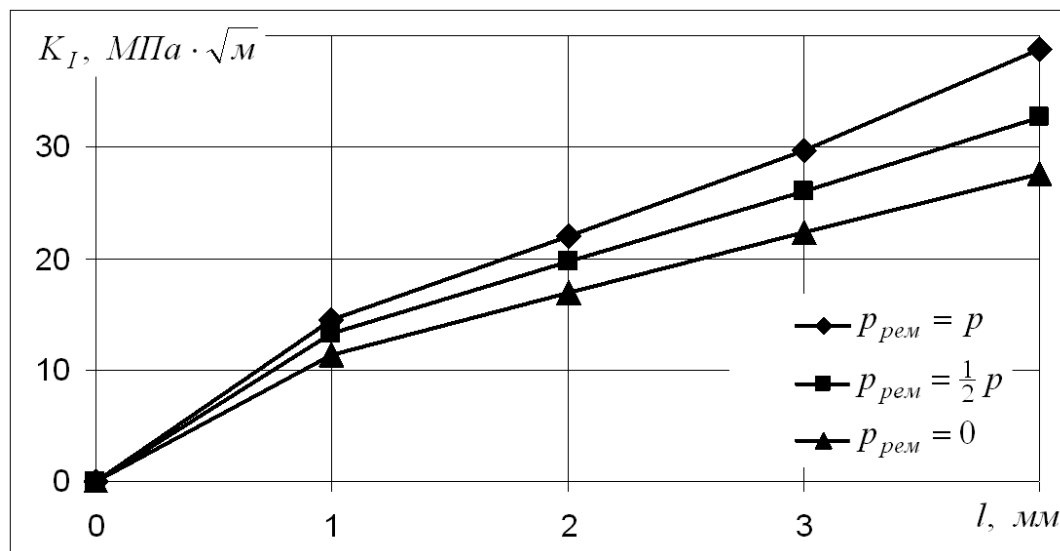


Рисунок 5 – Залежність коефіцієнта інтенсивності напружень від глибини дефекту

3 Патент України 89709. Спосіб протикорозійного захисту підземних нафтогазопроводів, прокладених в болотних, замулених ґрунтах які містять сульфатредуючі бактерії / Крижанівський Є. І., Федорович Я. Т., Полутренко М.С. та ін.; заявник ІФНТУНГ; заявка № а200807330, заявл. 27.05.2008; опубл. 25.02.2010., Бюл. № 4.

4 Патент України 84769. Спосіб ремонту сталевих трубопроводів / Крижанівський Є. І., Федорович Я. Т., Полутренко М.С. та ін.; заявник ІФНТУНГ; заявка № а200613389, заявл. 18.12.2006; опубл. 25.11.2008., Бюл. № 22.

5 Патент України 82775. Спосіб захисту підземних нафтогазопроводів від корозії / Крижанівський Є. І., Федорович Я. Т., Полутренко М.С. та ін.; заявник ІФНТУНГ; заявка № а200610/07, заявл. 21.09.2006; опубл. 12.05.2008., Бюл. № 9.

6 Копей Б.В. Застосування композиційних матеріалів в нафтовидобувному комплексі / Б.В. Копей, М.М. Архірей, Т.П. Венгринюк // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2010. – №1 (23). – С. 68-76.

7 Копей Б.В. Спосіб попередження розвитку тріщини подібних корозійних дефектів поверхні трубопроводів / Б.В.Копей, Т.П. Венгринюк // Нафтогазова енергетика. – 2011. – С. 82. – Матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. (Івано-Франківськ, 10-14 жовтня 2011 р.)

8 Венгринюк Т. Використання ізоляційних композитних покриттів "ІКП" в сучасних технологіях ізоляції та ремонту підземних сталевих нафтогазотрубопроводів / Т.Венгринюк, В.Черватюк // Матеріали XI міжнародна конференція – виставка «Проблеми корозійного захисту конструкційних матеріалів» (Львів, 4 – 6 червня 2012 р.). – Львів, 2012. – С. 693–698.

9 Конечно-элементное моделирование ремонта труб с дефектами стеклопластиковыми бандажами в SolidWorks / В.Б. Копей, Ю.Д. Петрина, Т.П. Венгрынюк // Сборник научных трудов ; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. В.К. Липского – Новополюк: Полоц. гос. ун-т, 2011. – Выпуск. – С. 199 – 201.

10 Шацький І. П. Інтегральне рівняння задачі про тріщину в пологій оболонці з гнучким покриттям / І. П. Шацький // Доп. АН України. – 1992. – №1. – С. 46–48.

11 Шацький І. П. Задача о трещине в пологой оболочке с гибким покрытием / И. П. Шацкий // Прикл. механика и техн. физика. – 1996. – 37, № 2. – С. 131–138.

12 Шацький І. П. Вплив гнучкого покриття на міцність пологої оболонки з тріщиною вздовж лінії кривини / І. П. Шацький, А. Б. Щербій // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій, в 3-х т. ; під заг. ред. Панасюка В. В. – Львів: Каменяр, 1999. – Т. 2. – С. 333–335.

13 Копей Б. В. Оптимізація товщини композитних бандажів при ремонті трубопроводів з дефектами / Б. В. Копей, В. Б. Копей, А. В. Максимук, Н. В. Щербина, А. М. Найда // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – № 2. – С. 101–107.

14 ТУ.У.26.1-02070855-003-2010. Ізоляційне композитне покриття трубопроводів. Технічні умови. – 17 с.

15 Венгрынюк Т.П. Про вплив навитого композиційного покриття на напруження біля дрібних тріщин у трубопроводі / Т.П. Венгрынюк, Т.М. Даляк, І.П. Шацький // Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу: матер. Міжнар. наук.-техн. конф. (Івано-Франківськ, 15–18 травня 2012 р.) – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – С. 197–198.

16 Амбарцумян С. А. Общая теория анизотропных оболочек / С.А. Амбарцумян. – М.: Наука, 1974. – 448 с.

17 Болотин В. В. Механика многослойных конструкций / В. В. Болотин, Ю. М. Новичков. – М.: Машиностроение, 1980. – 375 с.

18 Образцов И. Ф. Оптимальное армирование оболочек вращения из композиционных материалов / И. Ф. Образцов, В. В. Васильев, В. А. Бунаков. – М.: Машиностроение, 1977. – 144 с.

19 Скудра А. М. Структурная теория армированных пластиков / А. М. Скудра, Ф. Я. Булавс. – Рига: Зинатне, 1978. – 192 с.

20 Васильев В. В. Механика конструкций из композиционных материалов / В. В. Васильев. – М.: Машиностроение, 1988. – 272 с.

21 Кристенсен Р. Введение в механику композитов / Р. Кристенсен. – М.: Мир, 1982. – 334 с.

22 Фойс Р. Л. Неупругая микромеханика усадочных напряжений в композитах / Р. Л. Фойс // В кн.: Неупругие свойства композиционных материалов ; под. ред. Геракович К. – М.: Мир, 1978. – С. 249–294.

23 Зенкевич О. К. Метод конечных элементов в технике / О. К. Зенкевич. – М.: Мир, 1975. – 541 с.

24 Морозов Е. М. Метод конечных элементов в механике разрушения / Е. М. Морозов, Г. П. Никишков. – М.: Наука, 1980. – 256 с.

25 Вычислительные методы в механике разрушения; пер. с. англ. ; под ред. С. Алтури. – М.: Мир, 1990. – 392 с.

26 Партон В. З. Механика разрушения: От теории к практике / В. З. Партон. – М.: Наука, 1990. – 240 с.

27 Черепанов Г. П. Механика хрупкого разрушения / Г. П. Черепанов. – М.: Наука, 1974. – 640 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
26.11.12*

*Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*

ОСОБЛИВОСТІ ЗВАРЮВАЛЬНИХ РОБІТ НА ДІЮЧИХ ГАЗОПРОВОДАХ

А. В. Василюк¹, Л. С. Шлапак¹, М. Д. Степ'юк², В. Ю. Пеньківський², О. А. Рудюк¹

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 506612,
e-mail: ztk@nimg.edu.ua

² УМГ «Прикарпаттрансгаз»; 76018, м. Івано-Франківськ, вул. Незалежності, 48,
e-mail: Vpenkivskiy.ptg@naftogaz.net

Описано технологічні особливості зварювальних робіт на газопроводах під тиском газу. В рамках теорії теплопровідності при зварюванні сформульовано вихідні положення для постановки крайової задачі. Зварювальна дуга моделюється як розподілене джерело тепла з коефіцієнтом зосередженості k і плямою нагріву d_n . Наведено залежність параметрів дуги від зварювального струму. Описано порядок розрахунку коефіцієнта теплообміну на внутрішній поверхні труби за наявності в ній потоку газу, наведено теплофізичні дані газу. Побудовано математичну модель зварювання кругового шва на трубі. Наведено аналітичний розв'язок задачі. Виведено співвідношення розподілу теплової потужності дуги при зварюванні кутових швів. На прикладі розрахунку температурних полів при зварюванні кругових швів, відмічено асиметрію процесу поширення тепла в ділянці металу усередині кругового шва і за його межами. Максимуми температур на внутрішній поверхні труб послідовно зміщуються в сторону центру обертання. Процес нагрівання внутрішньої поверхні труби в зоні зварювання продовжується і після завершення кругового шва. Відзначено охолоджувальну дію потоку газу на формування температурного поля. Намічено шляхи удосконалення математичної моделі для розрахунку процесів розподілу тепла при зварюванні кругових швів.

Ключові слова: газопровід, поверхневе розподілене зварювальне джерело, круговий шов, математична модель, температурне поле, ізотерма.

Описаны технологические особенности выполнения сварочных работ на газопроводах под давлением газа. В рамках теории теплопроводности при сварке сформулированы исходные положения для постановки краевой задачи. Сварочная дуга рассматривается как распределенный источник тепла с коэффициентом сосредоточенности k и пятном нагрева d_n . Приведена зависимость параметров дуги от сварочного тока. Рассмотрен порядок расчета коэффициента теплообмена на внутренней поверхности трубы при наличии в ней потока газа, приведены тепло-физические данные газа. Построена математическая модель сварки кругового шва на трубе. Приведено аналитическое решение задачи. Выведено соотношение распределения тепловой мощности дуги при сварке угловых швов. На примере расчета температурных полей при сварке круговых швов на поверхности трубы отмечена асимметрия процесса распространения тепла на участке металла внутри кругового шва и за его пределами. Максимумы температур на внутренней поверхности труб последовательно смещаются в сторону центра вращения. Процесс нагревания внутренней поверхности трубы в зоне сварки продолжается и после завершения кругового шва. Отмечено охлаждающее действие потока газа на формирование температурного поля. Намечены пути усовершенствования математической модели для расчета процессов распределения тепла при сварке круговых швов.

Ключевые слова: газопровод, поверхностный распределенный сварочный источник, круговой шов, математическая модель, температурное поле, изотерма.

The technical specifications are described while conducting the welding works on gas-pipelines under gas pressure. In accordance with the theory of welding heat conduction the assumptions for boundary-value task setting is formulated. The welding arc is modeled as a distributed heat source with concentration coefficient k and heating spot d_n . The dependence of arc parameters from the welding current is shown. The calculation of heat transfer coefficient on the inner surface of the pipe with the gas flow is also described; the thermo-physical gas data are presented. A mathematical model of circular welding seam on the pipe is developed. The analytical solution to the problem is offered. The correlation of arc heat capacity distribution under fillet welts welding is calculated. By the example of the temperature fields calculation under circular joints welding, some asymmetry of the heat distribution process in the metal area inside the circular weld and beyond is detected. Temperatures maximum on the inner surface of the pipe is consistently shifted towards the center of rotation. The heating process on inner surface of pipes within the welding zone continues after the circular seam process is over. Cooling effect of the gas flow on the temperature field formation is observed. Some ways to improve the mathematical model of distributed heat of circular welding seam on the pipe are suggested.

Keywords: gas pipeline, welding surface source, circular seam, mathematical model, the temperature field isotherm.

Вступ. У процесі експлуатації магістральних газопроводів високого тиску можуть виникати різні дефекти, пов'язані з корозійними ураженнями металу труб, зсувами ґрунту, конструкторськими і будівельними помилками,

стороннім втручанням тощо. В останні роки часто ремонтні роботи, включно із зварювальними роботами, виконуються безпосередньо на діючих газопроводах без випорожнювання природного газу. В окремих випадках прово-

дять зварювальні роботи, пов'язані з приєднанням відводів до діючого газопроводу. Огляд існуючих способів ремонтно-відновлювальних робіт та об'рунтування застосування зварювання на газопроводах під тиском проведено в роботах [1, 2].

У ході зварювальних робіт безпосередньо на газопроводі, що знаходиться під тиском газу, виникає низка технологічних ускладнень.

По-перше, слід виключити можливість наскрізного проплавлення металу труби, а, отже, небезпеку загорання газу.

По-друге, при виконанні зварювання на зовнішній поверхні труби нерозплавлена ділянка в зоні зварювання може нагріватися до температур, при яких міцнісні характеристики матеріалу труби суттєво знижуються. Під дією внутрішнього тиску на цій ділянці труби може відбутися руйнування.

По-третє, на внутрішній поверхні труби від зварювального нагріву може досягатися температура, при якій приповерхневий шар газу буде дисоціювати, наприклад, за реакцією $\text{CH}_4 \rightarrow \text{C}_{(\text{тв.})} + 2\text{H}_2$. При підвищених температурах продукти такої дисоціації адсорбуються на поверхні труби і дифундувати в стінку. Іншими словами, при проведенні зварювальних робіт слід брати до уваги можливі процеси науглецювання і наводнювання металу, які можуть призвести до зміни механічних властивостей, зокрема, до окрихчення металу труб у зоні зварного з'єднання.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій. За результатами кількарічних програмних досліджень, проведених дослідницькими організаціями Batelle Memorial Institute (BMI) і Edison Welding Institute (EWI) [3–5], мінімальна товщина стінки труб газопроводів високого тиску, на яких виконуються зварювальні операції, може складати 4,0...4,8 мм. При цьому максимальна температура внутрішньої поверхні не повинна перевищувати 982°C.

Сучасні газопроводи високого тиску виготовляються з низьколегованих сталей підвищеної міцності, зварюваність яких значною мірою визначається видом термічного циклу зварювання. Зокрема, при високій швидкості охолодження внаслідок охолоджувальної дії потоку газу у високотемпературній ділянці зони термічного впливу (ЗТВ) може формуватися структура з високою твердістю і підвищеною схильністю до холодних тріщин, сульфідного та інших видів корозійного розтріскування.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. Таким чином, при проведенні зварювальних робіт на газопроводах, заповнених газом, слід розробляти технологічний процес з оптимальними режимами зварювання.

Не менш важливим фактором є температурна оцінка розігрітої ділянки труби під зварювальною ванною, температура якої в процесі зварювання не перевищувала б величини, при

якій метал практично втрачає пружно-пластичні властивості. В роботі [1] для розрахунку температурного поля використовувалась розрахункова схема точкового джерела на поверхні плоского шару.

Нижче розглядається математична модель наплавлення кругового шва на поверхні труби. Така модель придатна для побудови температурних полів в металі труби, до якої приварюється інша труба меншого діаметра круговим кутовим швом. Припускається, що через основну трубу транспортується природний газ.

Побудову математичної задачі здійснимо в такій послідовності.

1. Зварювальна дуга розглядається як плоске розподілене джерело. Розподіл енергії у зварювальних дугах визначається багатьма факторами (розміри і форма електродів, тип електрода (плавкий чи неплавкий), вид струму дуги (постійний чи змінний), полярність процесу тощо). Фізичні особливості горіння дуги є такими, що тепловий потік, утворюваний при цьому, розподілений на поверхні деякої плями за нормальним гаусівським законом [6] (рис. 1). Умовно прийнято вважати, що діаметр плями нагріву, через яку тепло уводиться в метал, є таким, що поверхнева густина теплового потоку, який падає на пляму, складає $0,05q_{\text{max}}$. При цьому

$$q = q_{\text{max}} \exp(-kr^2), \quad (1)$$

де q – розподіл поверхневої густини теплового потоку в напрямі радіуса r , $\text{Вт}/\text{см}^2$;

k – коефіцієнт зосередженості теплового потоку джерела, $1/\text{см}^2$;

q_{max} – максимальна поверхнева густина теплового потоку в центрі плями нагріву, $\text{Вт}/\text{см}^2$.

Якщо електрична дуга щосекундно уводить в тіло q Дж тепла, то з урахуванням (1) можна записати

$$q = \int_0^{\infty} q \cdot 2\pi r dr = 2\pi q_{\text{max}} \int_0^{\infty} \exp(-kr^2) r dr \quad (2)$$

і після інтегрування [7, інтеграл № 860.12] отримаємо

$$q = \frac{\pi q_{\text{max}}}{k}. \quad (3)$$

Використовуючи залежність (1), запишемо

$$q(r_n) = q_{\text{max}} \exp(-kr_n^2) = 0,05q_{\text{max}}, \quad (4)$$

де r_n – радіус плями нагріву.

З (4) отримаємо

$$\exp(-kr_n^2) = 0,05,$$

звідки

$$r_n^2 = \frac{3}{k}; \quad r_n = \frac{1,732}{\sqrt{k}}. \quad (5)$$

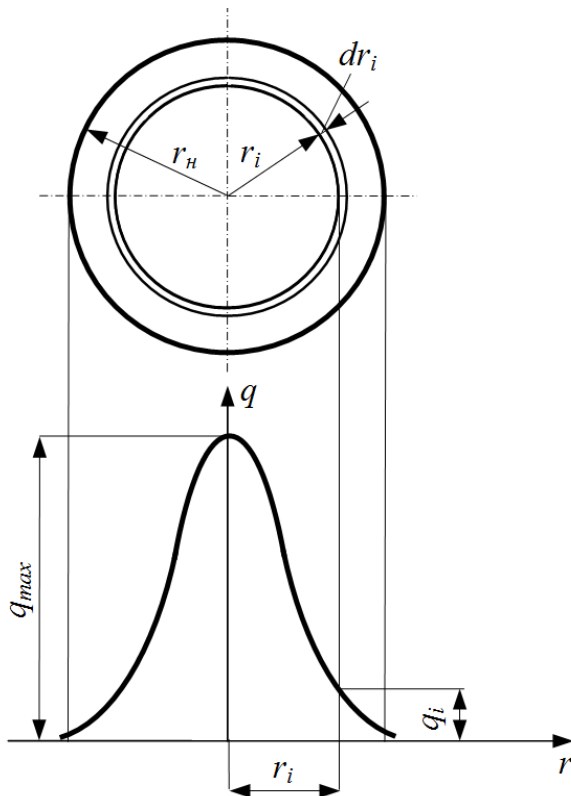


Рисунок 1– Схема розподілу питомої теплової потужності джерела за нормальним законом

За результатами експериментальних досліджень [7] зі збільшенням зварювального струму тепловий потік стає менш зосередженим при одночасному збільшенні плями нагріву (рис. 2) наведено залежність параметрів k і d_n .

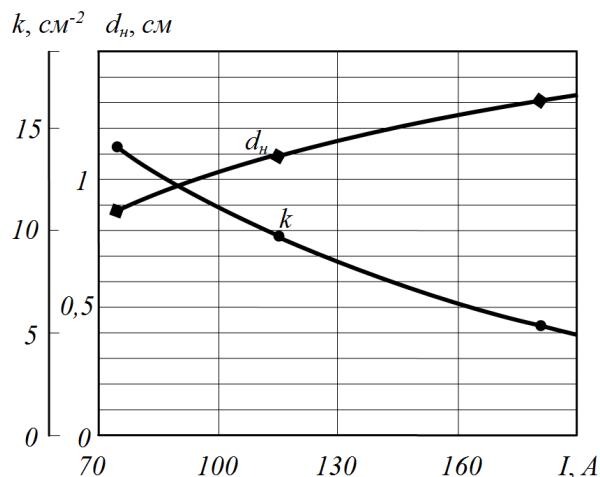


Рисунок 2– Залежність параметрів k і d_n від сили струму (аргоно-дугове зварювання плавким електродом)

2. Для виведення рівняння для розрахункової схеми миттєве розподілене джерело тепла на поверхні плоского шару за вихідне використаємо рівняння поширення тепла від дії миттєвого точкового джерела на поверхні плоского шару (рис. 3) [8]:

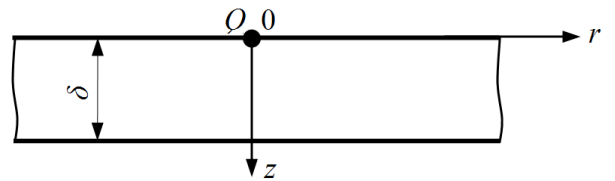


Рисунок 3 – Розрахункова схема “миттєве точкове джерело в плоскому шарі”

$$T(r, z, t) = \frac{Q}{2\pi\lambda\delta} \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\Psi_n(\mu_n z) \cdot \mu_n}{D_n} \cdot \exp\left(-\frac{r^2}{4at} - \mu_n^2 at\right). \quad (6)$$

Тут Q – тепловий імпульс (Дж), який внесено в пластину, Дж;

δ – товщина пластини, см;

λ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу пластини, Дж/(см·°C);

a – коефіцієнт температуропровідності, см²/с;

$z, r^2 = x^2 + y^2$, де x, y – координати вибраної точки в пластині, см;

В рівнянні (6)

$$\Psi_n(\mu_n z) = \mu_n \cos\left(\mu_n \frac{z}{\delta}\right) + \frac{\alpha_1}{\lambda} \delta \sin\left(\mu_n \frac{z}{\delta}\right); \quad (7)$$

$$D_n = \frac{1}{(\mu_n^2 + Bi_2^2)} \times \quad (8)$$

$$\times \left\{ (\mu_n^2 + Bi_1^2) \cdot [Bi_2 + (\mu_n^2 + Bi_2^2)] + Bi_1 (\mu_n^2 + Bi_2^2) \right\}.$$

В рівнянні (8) уведено безрозмірні величини (критерії Біо)

$$Bi_1 = \frac{\alpha_1}{\lambda} \delta; \quad Bi_2 = \frac{\alpha_2}{\lambda} \delta, \quad (9)$$

де α_1 і α_2 – відповідно коефіцієнти поверхневої тепловіддачі з верхньої і нижньої поверхні робочого тіла, Дж/(см²·с·°C).

Корені μ_n визначаються з характеристичного рівняння

$$\text{ctg} \mu = \frac{\mu^2 - Bi_1 \cdot Bi_2}{(Bi_1 + Bi_2) \cdot \mu}. \quad (10)$$

3. Розглянемо схему дії миттєвого кругового розподіленого джерела на поверхні плоского шару (рис. 4).

Розіб'ємо площину XOY , на якій діє джерело, на елементи $dF = dx'dy'$. Кількість тепла $dQ = q(r')dx'dy'dt$, яку прикладено в початковий момент часу $t = 0$ до елементу площі dF в точці $B(x', y')$ поверхні тіла, будемо розглядати, як миттєве точкове джерело.

На схемі R' – віддаль від довільної точки $A(x, y, z)$ до миттєвого точкового джерела в точці $B(x', y', 0)$

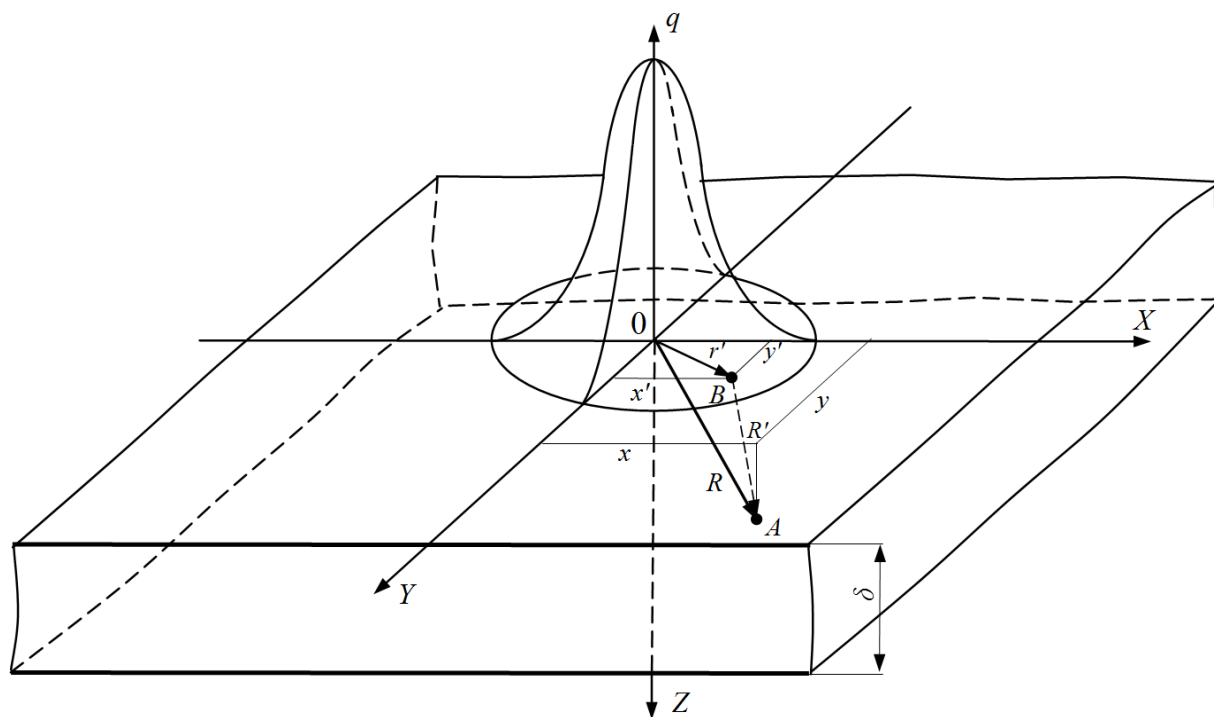


Рисунок 4 – Схема нагрівання плоского шару поверхнім нормально-круговим джерелом

$$R'^2 = (x - x')^2 + (y - y')^2 + z^2.$$

Тоді для розглядуваного випадку на основі рівняння (6) можна записати:

$$dT(r, z, t) = \frac{q_{\max}(r')dx'dy'dt}{2\pi\lambda\delta t} \times \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \frac{\psi_n(z)\mu_n}{D_n} \exp\left[-\frac{(x-x')^2 + (y-y')^2}{4at}\right] \times \exp\left[-\frac{\mu_n^2}{\delta^2}at - k(x'^2 + y'^2)\right] \right\}. \quad (11)$$

Використовуючи принцип суперпозиції, процес поширення тепла $T(x, y, z)$ від нормально-кругового джерела у плоскому шарі запишемо:

$$T(r, z, t) = \int_F dT(x, y, z, t). \quad (12)$$

Далі, поширюючи інтегрування за змінними x' і y' в межах від $-\infty$ до $+\infty$, запишемо

$$dT(x, y, z, t) = \frac{q_{\max}dt}{2\pi\lambda\delta} \cdot \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\psi_n(z)\mu_n}{D_n} \times \int_{-\infty}^{\infty} dx' \int_{-\infty}^{\infty} dy' \exp\left[-\frac{(x-x')^2 + (y-y')^2}{4at}\right] \times \exp\left[-\frac{\mu_n^2}{\delta^2}at - k(x'^2 + y'^2)\right] \right\}. \quad (13)$$

Перепишемо (13) у вигляді

$$dT(x, y, z, t) = \frac{q_{\max}dt}{2\pi\lambda\delta} \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\psi_n(z)\mu_n}{D_n} \exp\left(-\frac{\mu_n^2}{\delta^2}at\right) \times \int_{-\infty}^{\infty} \exp\left[-\frac{(x-x')^2}{4at} - kx'^2\right] dx' \times \int_{-\infty}^{\infty} \exp\left[-\frac{(y-y')^2}{4at} - ky'^2\right] dy'. \quad (14)$$

Проведемо прості перетворення в інтегралах виразу (14).

$$\int_{-\infty}^{\infty} \exp\left[-\frac{(x-x')^2}{4at} - kx'^2\right] dx' = \exp\left(-\frac{x^2}{4at}\right) \cdot \int_{-\infty}^{\infty} \exp\left[-\frac{(1+4atk)}{4at}x'^2 + \frac{x}{2at}x'\right] dx'.$$

Подібним чином перепишемо і інтеграл за змінною y' .

Після таких перетворень можна використати табличний інтеграл [9, № 3.323.2]

$$\int_{-\infty}^{\infty} \exp(-p^2x^2 \pm qx)dx = \exp\left(\frac{q^2}{4p^2}\right) \cdot \frac{\sqrt{\pi}}{p}, \quad [p > 0].$$

З урахуванням наведених перетворень та інтегрування виразу (14) отримаємо

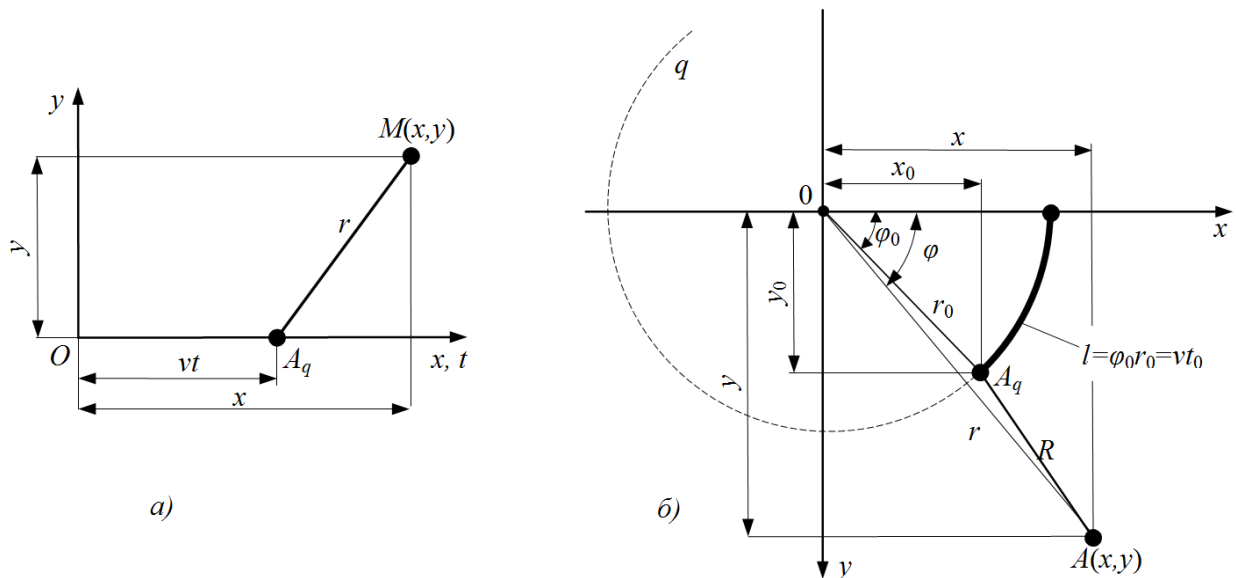


Рисунок 5 – Розрахункова схема рухомого по прямій лінії (а) і по колу (б) розподіленого джерела на поверхні листа

$$dT(x, y, z, t) = \frac{q_{\max} dt}{\lambda \delta} \cdot \frac{2a}{1 + 4atk} \cdot \exp\left(-\frac{x^2 + y^2}{4at}\right) \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\Psi_n(z) \mu_n}{D_n} \exp\left(-\frac{\mu_n^2}{\delta^2} at\right). \quad (15)$$

Враховуючи зв'язок між загальною ефективною тепловою потужністю q (Дж/с) і параметрами нормального розподілу питомого теплового потоку q_{\max} і k за співвідношенням (3), рівняння (15) зрештою набуде вигляду

$$dT(x, y, z, t) = \frac{2qakdt}{\pi\lambda\delta(1 + 4atk)} \cdot \exp\left(-\frac{x^2 + y^2}{4at}\right) \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\Psi_n(z) \mu_n}{D_n} \exp\left(-\frac{\mu_n^2}{\delta^2} at\right) \quad (16)$$

і виражатиме приріст температури в плоскому шарі від дії миттєвого розподіленого джерела в момент $t = 0$.

4. Для випадку дії нормально-кругового джерела протягом деякого кінцевого проміжку часу t_0 температуру в тілі можна представити як послідовне спрацювання нескінченно великого числа миттєвих джерел, час спрацювання яких рівномірно розподілиться на часовому відрізку $[0, t_0]$.

Тоді, використовуючи рівняння (16), можна записати:

$$T(x, y, z, t) = \int_0^{t_0} \frac{2qakd\tau}{\pi\lambda\delta[1 + 4ak(t - \tau)]} \cdot \exp\left(-\frac{x^2 + y^2}{4a(t - \tau)}\right) \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\Psi_n(z) \mu_n}{D_n} \exp\left[-\frac{\mu_n^2}{\delta^2} a(t - \tau)\right]. \quad (17)$$

Зробимо в (17) заміну змінної $t' = t - \tau$. Тоді, враховуючи $\tau = t - t'$; $d\tau = -dt'$. При $\tau = 0$ $t' = t$; при $\tau = t_0$ $t' = t - t_0$.

Остаточно вираз (17) прийме вигляд

$$T(x, y, z, t) = \frac{2qak}{\pi\lambda\delta} \cdot \left\{ \int_{t-t_0}^t \frac{dt'}{1 + 4akt'} \right\} \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\Psi_n(z) \mu_n}{D_n} \exp\left[-\frac{x^2 + y^2}{4at'} - \frac{\mu_n^2 a}{\delta^2} t'\right]. \quad (18)$$

5. Рухоме (вздовж осі x) нормально-кругове розподілене джерело тепла на поверхні плоского шару опишемо за схемою на рис. 5, а. Нехай в момент часу τ джерело знаходиться в точці O_1 на віддалі $v\tau$ від початку координат.

У відповідності з (18), температура в точці $M(x, y)$ відносно нерухомої системи координат XOY від безперервної протягом часу t_0 дії розподіленого джерела визначиться з рівняння

$$T(x, y, z, t) = \int_0^{t_0} \frac{2qakd\tau}{\pi\lambda\delta[1 + 4ak(t - \tau)]} \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\Psi_n(z) \mu_n}{D_n} \exp\left[-\frac{(x - v\tau)^2 + y^2}{4a(t - \tau)} - \frac{\mu_n^2}{\delta^2} a(t - \tau)\right]. \quad (19)$$

Рівняння (19) описує процес поширення тепла в плоскому шарі при переміщенні джерела вздовж осі x .

Необхідно відзначити, що при виведенні формули (19) припускалося, що час τ пов'язаний з дією джерела зварювального нагріву, а після припинення його дії тепло продовжує поширюватися впродовж часу t .

6. Розглянемо схему (рис. 5, б), в якій розподілене джерело постійної потужності q ру-

хається на поверхні робочого тіла рівномірно по колу радіусом r_0 .

На схемі R – віддаль від досліджуваної точки A до джерела (точка A_q), яка виразиться рівнянням

$$R^2 = (x - x_0)^2 + (y - y_0)^2. \quad (20)$$

Беручи до уваги

$$x = r \cos \varphi; \quad y = r \sin \varphi;$$

$$x_0 = r_0 \cos \varphi_0; \quad y_0 = r_0 \sin \varphi_0,$$

після простих перетворень вираз (20) набуде вигляду

$$R^2 = r^2 + r_0^2 - 2rr_0 \cos(\varphi - \varphi_0) \quad (21)$$

і далі, враховуючи, що $v\tau = \varphi_0 r_0$, рівняння (21) переписуться так:

$$R^2 = r^2 + r_0^2 - 2rr_0 \cos\left(\varphi - \frac{v\tau}{r}\right). \quad (22)$$

Тут v – швидкість переміщення джерела, см/с.

Використовуючи рівняння (19) і переходячи до циліндричних координат, отримаємо

$$T(r, z, t) = \frac{2qak}{\pi\lambda\delta} \times \left\{ \int_0^{t_0} \exp\left[-\frac{r^2 + r_0^2 - 2rr_0 \cos\left(\varphi - \frac{v\tau}{r_0}\right)}{4a(t - \tau)}\right] \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\psi_n(z)\mu_n}{D_n} \exp\left[-\frac{\mu_n^2}{\delta^2} a(t - \tau)\right] \frac{d\tau}{[1 + 4ak(t - \tau)]} \right\}, \quad (23)$$

яке є розв'язком задачі для випадку рухомого із швидкістю v по колу радіусом r_0 джерела на поверхні плоского шару.

Використовуючи співвідношення (5), розв'язок задачі (23), можна записати в іншому вигляді, а саме

$$T(r, z, t) = \frac{6qa}{\pi\lambda\delta} \times \left\{ \int_0^{t_0} \exp\left[-\frac{r^2 + r_0^2 - 2rr_0 \cos\left(\varphi - \frac{v\tau}{r_0}\right)}{4a(t - \tau)}\right] \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\psi_n(z)\mu_n}{D_n} \exp\left[-\frac{\mu_n^2}{\delta^2} a(t - \tau)\right] \frac{d\tau}{[r_n^2 + 12a(t - \tau)]} \right\}. \quad (24)$$

Відзначимо, що при розв'язанні задачі початкова температура тіла приймалась рівною нулю.

7. В розв'язку (23) або (24) величина q виражає повну ефективну потужність зварювального джерела

$$q = I_{зв} U_{\delta} \eta_u, \quad (25)$$

де $I_{зв}$ – зварювальний струм, А;

U_{δ} – напруга дуги, В;

η_u – ефективний к. к. д. зварювальної дуги.

Натомість в розглядуваній задачі ця повна теплова потужність розподіляється між основною трюбою і стінкою (рис. 7).

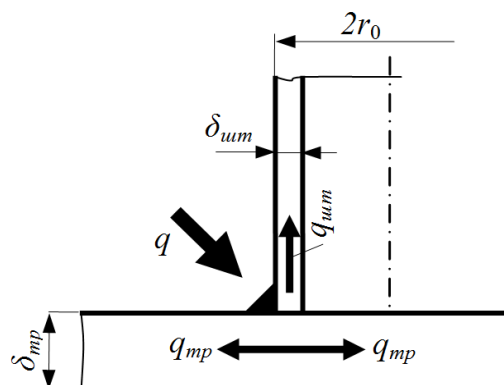


Рисунок 7 – Схема розподілу теплової потужності зварювального джерела

Розподіл тепла між стінкою штуцера і стінкою труби можна визначити, виходячи з відношення з об'ємів зварюваних елементів [10]. Припустивши

$$q = 2q_{mp} + q_{um}, \quad (26)$$

поширення тепла в стінки відповідно штуцера і труби буде визначатися співвідношенням

$$\frac{V_{um}}{2V_{mp}} = \frac{q_{um}}{2q_{mp}}. \quad (27)$$

Величини об'ємів матеріалів штуцера і труби, в яких формуються теплові потоки, в основному будуть визначатися товщинами з'єднаних елементів, тому можна записати

$$\frac{\delta_{um}}{2\delta_{mp}} = \frac{q_{um}}{2q_{mp}}, \quad (28)$$

звідки отримаємо відповідно

$$q_{um} = q \cdot \frac{\delta_{um}}{2\delta_{mp} + \delta_{um}} \quad (29)$$

$$2q_{mp} = q \cdot \frac{2\delta_{mp}}{2\delta_{mp} + \delta_{um}}. \quad (30)$$

Остаточно розрахункове рівняння для оцінки процесів поширення тепла в трубі при зварюванні кругового шва в трубі з урахуванням початкової температури тіла T_0 прийме вигляд

$$T(r, t) = \frac{2q_{mp}ak}{\pi\lambda\delta} \times \left\{ \int_0^{t_0} \exp\left[-\frac{r^2 + r_0^2 - 2rr_0 \cos\left(\varphi - \frac{v\tau}{r_0}\right)}{4a(t - \tau)}\right] \times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\psi_n(\mu_n z)\mu_n}{D_n} \exp\left[-a \frac{\mu_n^2}{\delta^2} (t - \tau)\right] \frac{d\tau}{t - \tau} \right\} + T_0. \quad (31)$$

Інтеграл у рівнянні (31) не виражається у замкнутому вигляді і може обчислюватися числовими методами.

8. В розглянутій задачі коефіцієнт α_2 повинен урахувати охолоджувальну дію природного газу через відповідний коефіцієнт теплообміну $h_{газ}$, який залежить від теплофізичних даних природного газу [5] і визначається з рівняння у безрозмірному вигляді [11]

$$\frac{h_{газ} D}{\lambda_{газ}} = 0,023 \cdot \left(\frac{\rho_{газ} v_{газ} D}{\mu_{газ}} \right)^{0,8} \left(\frac{C_{p,газ} \mu_{газ}}{\lambda_{газ}} \right)^{0,4} \quad (32)$$

Тут: $C_{p,газ}$ – питома теплоємність газу, ($C_{p,газ} = 2245,36$ Дж/кг·К);

$\rho_{газ}$ – густина газу, ($\rho_{газ} = 36,9$ кг/м³);

$\lambda_{газ}$ – коефіцієнт теплопровідності газу,

($\lambda_{газ} = 3,5354 \cdot 10^{-2}$ Вт/м·К);

$\mu_{газ}$ – в'язкість газу, ($\mu_{газ} = 1,11 \cdot 10^{-5}$ Па·с);

D – діаметр труби, м;

$v_{газ}$ – швидкість потоку газу, м/с.

На рис. 8 наведено залежність коефіцієнта теплообміну на внутрішній поверхні труби від швидкості потоку газу для двох діаметрів труб.

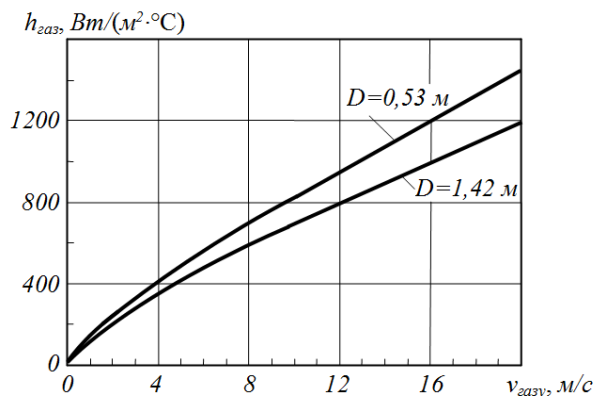


Рисунок 8 – Залежність коефіцієнта теплообміну газу від швидкості потоку газу для двох діаметрів труб

Для прикладу проведено розрахунки процесу поширення тепла в металі при виконанні кругового шва на поверхні труби. Для розрахунку приймалися такі вихідні дані:

Конструктивні розміри зварюваних елементів:

$D_{mp} = 530$ мм; $\delta_{mp} = 0,8$ см; $\delta_{шт} = 0,4$ см;
діаметр штуцера – 160 мм ($r_0 = 8$ см).

Режими зварювання:

$I_{зв} = 120$ А; $U_0 = 30$ В; $\eta_u = 0,75$;

$V_{зв} = 9$ м/год = 0,25 см/с;

Теплофізичні постійні для низьколегованої сталі:

$a = 0,075$ см²/с; $\lambda = 0,35$ Вт/см·°С;

$c_p = 4,77$ Дж/см³·°С;

Коефіцієнт тепловіддачі з зовнішньої поверхні труби α_1 0,001 Вт/см²·°С.

Коефіцієнт теплообміну на внутрішній поверхні труби:

$\alpha_2 = 0,048$ Вт/см²·°С (при $v_{газ} = 5$ м/с);

$\alpha_2 = 0,1455$ Вт/см²·°С (при $v_{газ} = 20$ м/с).

Безрозмірні параметри

$Bi_1 = 0,0023$; $Bi_2 = 0,11$ (при $v_{газ} = 5$ м/с);

$Bi_2 = 0,333$ (при $v_{газ} = 20$ м/с).

За результатами обчислень на рис. 9–12 побудовано графіки розподілу температур в трубі та ізотерми при зварюванні кругового шва.

На рис. 9 наведено графіки розподілу температури на внутрішній поверхні труби в радіальному напрямі вздовж різних променів в момент, коли було завершено повний круговий шов. Швидкість потоку газу прийнято 5 м/с. Ділянка металу, обмежена круговим швом, отримує додатковий підігрів порівняно з зовнішньою ділянкою за межами зварного шва. З рисунка видно, що максимумами температурних кривих зміщуються до центру обертання.

Залежності температур окремих точок внутрішньої поверхні труби від часу після виконання повного кругового шва наведено на рис. 10. Видно, що після завершення зварювання протягом деякого часу внутрішня поверхня труби як усередині кругового шва, так і за його межами, продовжує нагріватися. В розглядуваному випадку безпосередньо прилегли з обох сторін до зварного шва ділянки протягом кількох секунд додатково нагріваються приблизно на 100°С.

На рис. 11 і 12 наведено відповідно розподіли ізотерм у поздовжньому і поперечному перерізі повного кругового зварного шва на поверхні труби при різних швидкостях потоку газу. Видно, що швидкість потоку газу в трубі впливає на розподіл ізотерм по товщині труби.

ВИСНОВКИ І РЕКОМЕНДАЦІЇ

1. Розроблено математичну модель для розрахунку процесів поширення тепла при зварюванні кругових швів.

2. При зварюванні кругових швів спостерігається асиметрія процесу поширення тепла в ділянці металу усередині кругового шва і за його межами. Максимуми температур на внутрішній поверхні труб послідовно зміщуються в сторону центру обертання.

3. Процес нагрівання внутрішньої поверхні продовжується і після завершення повного кругового шва.

4. Чітко прослідковується охолоджувальна дія продукту на характер поширення тепла при зварюванні і формування температурного поля.

5. Розроблена математична модель дозволяє визначити максимальні температури нагрівання внутрішньої поверхні труб при виконанні зварювальних робіт на зовнішній поверхні труб, а також визначити частку товщини стінки, в якій зберігатимуться пружні властивості металу.

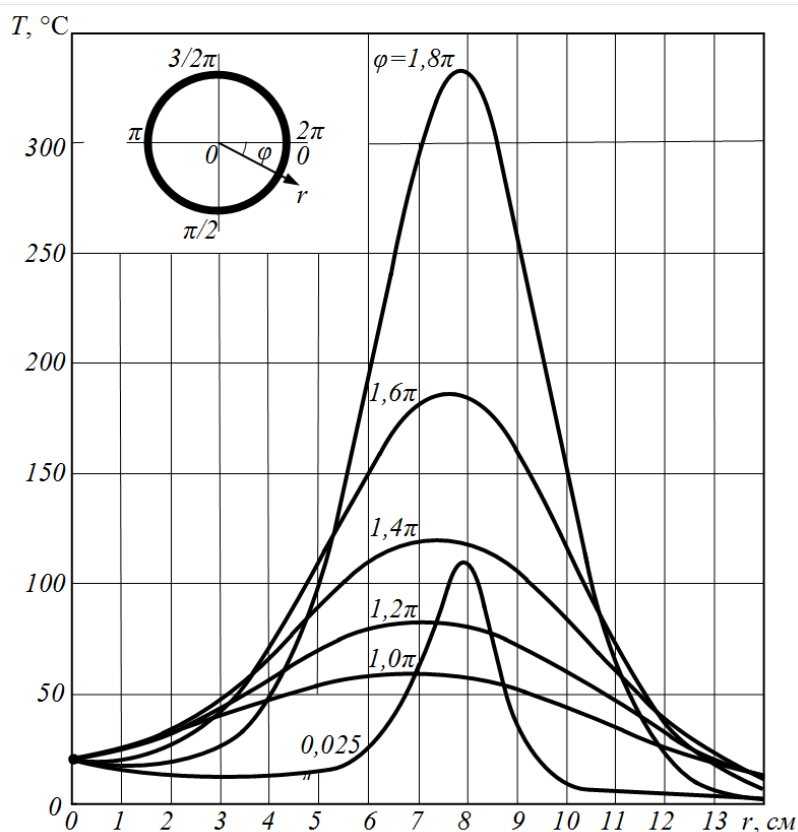


Рисунок 9 – Розподіл температур на внутрішній поверхні листа в радіальному напрямі вздовж різних променів у момент завершення повного кругового шва

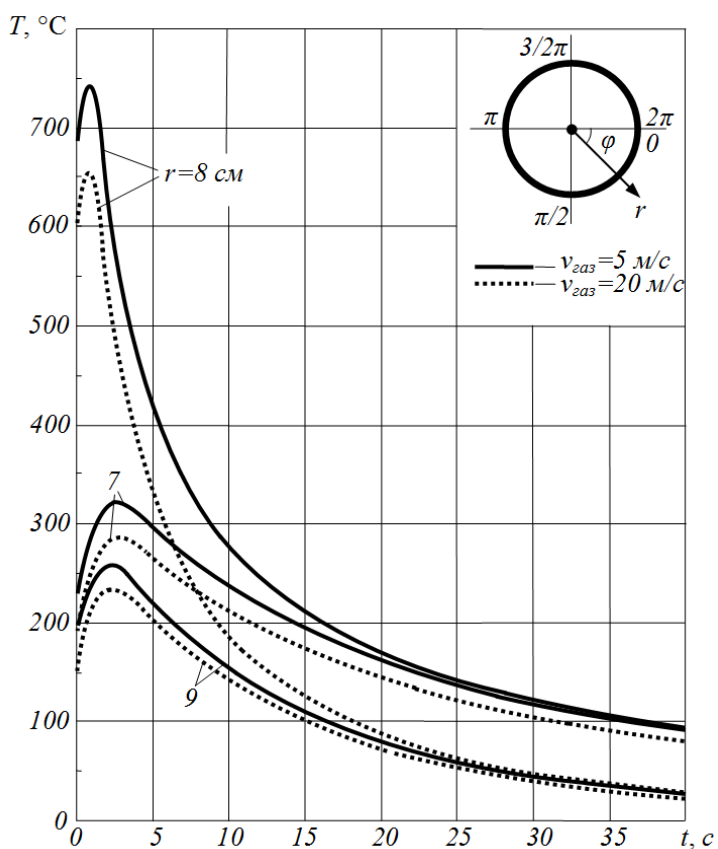
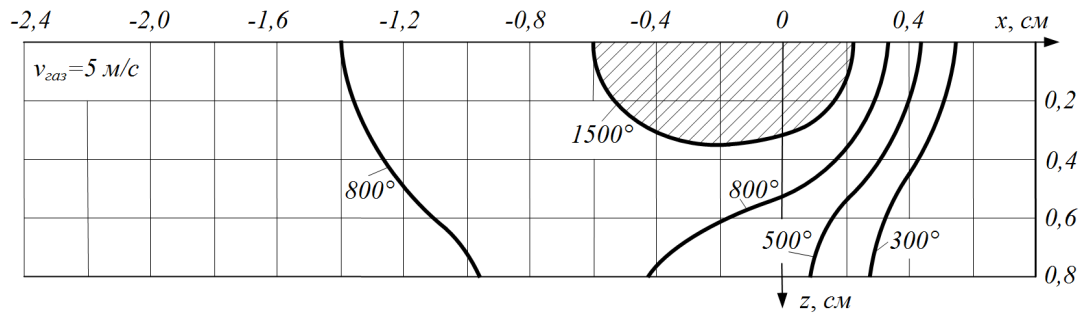
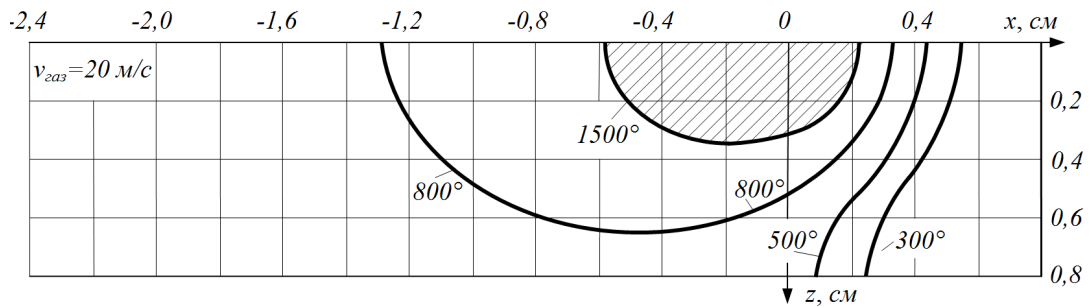


Рисунок 10 – Криві зміни температур внутрішньої поверхні листа вздовж променя $\varphi = 2,0\pi$ при різних r з моменту припинення дії джерела тепла

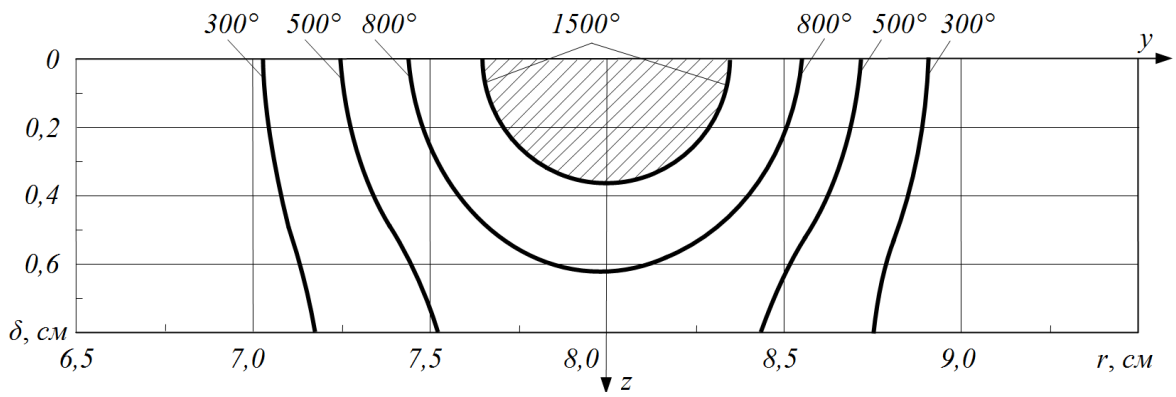


а)

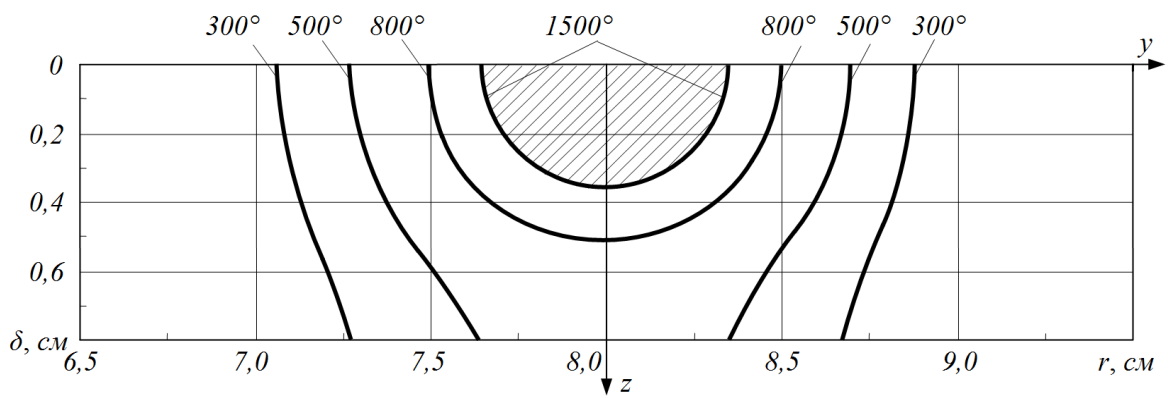


б)

Рисунок 11 – Ізотерми у поздовжньому перерізі по площині xOz при наплавленні кругового валика на поверхні листа при різних швидкостях газу у трубі



а)



б)

Рисунок 12 – Розподіл ізотерм в поперечному перерізі шва по площині Oyz при $\varphi=2\pi$ і швидкостях потоку газу $v_{газ}=5$ м/с (а) і $v_{газ}=20$ м/с (б)

Розроблена математична модель дозволяє зробити попередню оцінку температурного стану металу в зоні зварювання на поверхні труби. При подальшому удосконаленні математичної моделі доцільно враховувати залежність теплофізичних властивостей матеріалу, зокрема коефіцієнта теплопровідності від температури.

Вельми ефективним буде аналіз температурного поля в металі труби на основі розв'язання нелінійного диференціального рівняння теплопровідності за допомогою методу скінченних елементів (FEM).

Література

1 Бут В. С. Присоединение дуговой сваркой отводов к магистральным нефтепроводам под давлением / В. С. Бут. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 89 с.

2 Бут В. С. Обоснование применения дуговой сварки при ремонте магистральных трубопроводов под давлением / В. С. Бут, А. В. Щербак // Экспозиция. Нефть Газ. – 2007. – 17(37). – Август. – С. 38–40.

3 Kiefner J. F. Models aid pipeline repair welding procedures / J. F. Kiefner, R. D. Fisher // Oil & Gas Journal. – 1988. – 86(10). – P. 41–47.

4 Kiefner J. F. Effects of flowing product on line weldability/ aid pipeline repair welding procedures / J. F. Kiefner // Oil & Gas Journal. – 1988. – 86(29). – P. 49–54.

5 Cola M. J. Development of simplified weld cooling rate models for in-service gas pipelines / M.J. Cola, W.A. Bruce, J.F. Kiefner, R.D. Fisher, T.A. Bubenik, T.A. Jones, W.A. // Report Numbers AGA-93007083. – 1992. – 155 p.

6 Ерохин А. А. Основы сварки плавением. Физико-химические закономерности / А. А. Ерохин. – М.: Машиностроение, 1973. – 448 с.

7 Двайт Г. Б. Таблицы интегралов и другие математические формулы / Г. Б. Двайт. – М.: Наука, 1983. – 176 с.

8 Василик А. В. Теплові розрахунки при зварюванні: навчальний посібник [для студ. вищ. навч. закл.] / А. В. Василик, Я. М. Дрогомирецький, Я. А. Криль. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 209 с.

9 Градштейн И. С. Таблицы интегралов, сумм, рядов и произведений / И. С. Градштейн, И. М. Рыжик. – М.: Физматгиз, 1971. – 1108 с.

10 Недосека А. Я. Основы расчета и диагностики сварных конструкций / А. Я. Недосека. – К.: ИНДПРОМ, 1998. – 640 с.

11 Acadams, W. H. Heat Transmission / W. H. Acadamas.– New York, N. Y. – McGraw-Hill. – 1958. – 532 p.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
09.10.12
Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*

ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ

Я.В. Грудз

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,
e-mail: public@nimg.edu.ua

Розглядаються методи індивідуального прогнозування технічного стану газоперекачувального агрегату, в основі яких лежить положення, згідно з яким за результатами вимірювання параметрів установлюються закономірності їх зміни і робиться висновок про справність агрегату до моменту часу в майбутньому відносно моменту контролю. Заключення про справність агрегату до заданого моменту часу видається у вигляді ймовірності його безвідмовної роботи

Методи прогнозування шляхом екстраполяції результатів вимірів параметрів найповніше враховують індивідуальні особливості контрольованого об'єкта та за наявності зв'язку між послідовними вимірами дозволяють отримати кращу, порівняно з іншими методами, точність прогнозу. Практичне застосування цих методів забезпечує підвищення ефективності використання для попередження відмов всієї інформації про стан агрегату у вигляді результатів вимірів параметрів, що накопичуються при контролі під час експлуатації.

Ключові слова: газоперекачувальний агрегат, прогнозування, технічний стан

Рассматриваются методы индивидуального прогнозирования технического состояния агрегата для перекачивания газа, в основе которых лежит положение, согласно которому за результатами измерений параметров устанавливаются закономерности их изменения и делается вывод об исправности агрегата к моменту времени в будущем относительно момента контроля. Вывод об исправности агрегата к заданному моменту времени выдается в виде вероятности его безотказной работы

Методы прогнозирования путем экстраполяции результатов измерений параметров полнее всего учитывают индивидуальные особенности контролируемого объекта и при наличии связи между последовательными измерениями позволяют получить, по сравнению с другими методами лучшую точность прогноза. Практическое применение этих методов обеспечивает повышение эффективности использования для предупреждения отказов всей информации о состоянии машины в виде результатов измерений параметров, которые накапливаются при контроле во время эксплуатации.

Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, прогнозирование, техническое состояние

Based on the provision that the regularities in parameters variations are established as a result of their measurements, some methods of individual prediction of gas-compressor unit equipment performance are considered. On the same basis, the prediction concerning unit serviceability at a certain moment in the future is made, with the control measurements data in view. The conclusion as to the serviceability of the unit at a given future moment is formulated as a probability of its survival.

Employing extrapolation of measurements results as a predicting method enables utmost considering individual characteristics of the object under control. Compared with other methods, extrapolate on of the results in combination with providing connection among consecutive measurements provides better prediction accuracy. In practice, application of individual predicting methods aimed at preventing failure at the object under control enhances the efficiency of using information on the technical condition of the unit, accumulated during its operation.

Key words: gas-compressor unit, predicting, serviceability

Прогнозування стану полягає у встановленні моменту виникнення несправності та досягання газоперекачувальним агрегатом (ГПА) стану втрати працездатності. Ця інформація є базовою для планування термінів і об'ємів технічного обслуговування та ремонтів, оптимізації режимів роботи, необхідного об'єму поставки запасних частин. Дані спостереження за станом агрегату в минулому є вихідною інформацією для прогнозу і планування заходів у майбутньому. Залежно від часу попередження під час експлуатації технічних об'єктів розрізняють оперативно-календарне планування та поточне економічне планування.

Із збільшенням часу попередження потрібно розширювати інформацію про минуле. Перспективна інформація, що розробляється у ході планування, має ймовірнісний характер і певну достовірність у межах довірчого інтервалу.

Прогноз – ймовірнісне судження про стан ГПА, а процес формування прогнозу зміни стану агрегату на основі аналізу тенденцій розвитку є прогнозуванням. Метою аналізу об'єкта прогнозування є розроблення прогностичної моделі, що дає змогу отримати прогнозну інформацію. У ході аналізу обираються методи прогнозування, адекватні цілям прогнозування та об'єкта.

Прогнозування стану агрегату включає три етапи: уточнення опису ГПА; попереднє вирішення проблеми джерел інформації; попереднє вирішення проблеми вимірювання характеристик ГПА.

Сучасні прогностичні моделі об'єктів будуються здебільшого в термінах статистичних моделей, використовуються також ймовірнісні та аналітичні методи. Вибір способу прогнозування визначається методами оцінки стану і

пошуку несправностей: аналітичні методи найбільш доцільні для логічного діагностування. Основними методами індивідуального прогнозування з урахуванням передісторії зміни технічного стану ГПА є методи, засновані на екстраполяції функції, побудованої за результатами вимірів діагностичного параметра.

Для прогнозування вибираються діагностичні параметри, що містять кількісну інформацію. Суть індивідуального прогнозування полягає в тому, що за результатами вимірювання параметрів встановлюються закономірності їх зміни і робиться висновок про справність агрегату до моменту часу в майбутньому відносно моменту контролю. Якщо несправність описується декількома ознаками, то прогнозування виконується за всіма цими ознаками, причому за час появи несправності приймається час досягнення граничного значення останньою із ознак. У випадку, коли несправність описується двома або декількома незалежними ознаками, прогнозування виконується за кожною з них, причому час відмови визначається за ознакою, яка першою досягне граничного значення.

Висновок про справність агрегату до заданого моменту часу подається у вигляді ймовірності його безвідмовної роботи, тобто ймовірності, що параметр не вийде за межі поля допуску або значення очікуваного параметра.

Методи прогнозування шляхом екстраполяції результатів вимірів параметрів найповніше враховують індивідуальні особливості контрольованого об'єкта і за наявності зв'язку між послідовними вимірами дають змогу отримати більшу, в порівнянні з іншими методами, точність прогнозу. Практичне застосування методів індивідуального прогнозування з метою попередження відмов контрольованого агрегату підвищує ефективність використання накопиченої у ході експлуатації інформації про його технічний стан.

Математичний апарат прогнозування включає елементи числового аналізу і теорії випадкових функцій [1, 2].

Нехай контрольований процес, що характеризує стан об'єкта діагностування, набуває значень $y(\tau_0), y(\tau_1), \dots, y(\tau_n)$ в періоди часу $0 < \tau_n^*$, які зафіксовані вимірювальними приладами. Необхідно за відомими значеннями $y_i(\tau)$ контрольованої функції в минулому ($\tau_i \in \tau^*$) передбачити майбутні значення величин $y(\tau_{n+1}, \dots, \tau_{n+m})$, де $\tau_{n+1} \in \tau > \tau^*$. Сформульований у такий спосіб принцип прогнозування називається аналітичним.

Якщо контрольована функція змінюється монотонно, і похідна не змінює знак, то можна застосовувати аналітичне прогнозування, яке якнайкраще описує контрольовані функції на ділянці $\tau > \tau^*$. Нехай існує функція $y(\tau)$, задана дискретними значеннями $y(\tau_0), y(\tau_1), y(\tau_2), \dots, y(\tau_n)$. Необхідно підібрати такий аналітичний вираз $Y(\tau)$, щоб в моменти часу $\tau_i \in \tau^*$ виконувались умови:

$$Y(\tau_0) = y(\tau_0);$$

$$Y(\tau_1) = y(\tau_1);$$

.....

$$Y(\tau_n) = y(\tau_n),$$

а в моменти часу $\tau_j \in \tau > \tau^* -$

$$Y(\tau_{n+1}) = y(\tau_{n+1}) + \epsilon_1 /;$$

$$Y(\tau_{n+1}) = y(\tau_{n+1}) + \epsilon_1 /;$$

.....

$$Y(\tau_{n+1}) = y(\tau_{n+1}) + \epsilon_1 /;$$

при цьому $\epsilon_i = \min$ та із послідовної системи рівнянь визначаються значення $y(\tau_{n+k})$ тощо.

Величини ϵ_i можуть бути визначені експериментальним шляхом для конкретних реалізацій $y(\tau)$. Нехай за прогнозуючу функцію обрано многочлен $Y(\tau)$ у вигляді

$$Y(\tau) = \sum_{i=1}^k A_i F_i(\tau),$$

де $F_i(\tau)$ – складові функції;

A_i – вагові коефіцієнти складових функцій.

Приймаємо умови $\sum_{i=1}^m A_s = 1$, які спрощують розрахункові операції. Оскільки значення $y(\tau)$ відомі в зоні $0 - \tau_n^*$, то $F_i(\tau)$ та A_i можуть також визначатися тільки в цій зоні. Зона $0 - \tau_n^*$ розбивається на декілька ділянок. Для монотонних функцій достатньо мати дві ділянки $T_1 \in T_1$ та $T_1^{(2)} \in T_1$. На першій ділянці $T_1^{(1)}$ визначається складова функція, яка в загальному випадку може мати вигляд

$$F(\tau) = \sum_{i=0}^k \alpha_i \varphi_i(\tau),$$

де $\varphi_i(\tau)$ – функція найпростішого вигляду;

α_i – невідомі коефіцієнти.

Коли $\varphi_0(\tau) = 1, \varphi_1(\tau) = \tau, \dots, \varphi_k(\tau) = \tau^k$, тоді рівняння набуде вигляду

$$F(\tau) = \sum_{i=0}^k \alpha_i \tau^i.$$

В результаті задача зводиться до визначення коефіцієнтів поліному $\alpha_i = f[y(\tau_i)]$. На ділянці $T_1^{(2)}$ визначаються вагові коефіцієнти A_i . З огляду на те, що складові функції $F_i(\tau)$ знайдені як функції від поточного часу, значення A_i можуть бути знайдені на ділянці $T_1^{(2)}$. Тоді значення вагових коефіцієнтів A_i визначаються із такої системи рівнянь:

Таблиця 1 – Вибірка вимірів значень потужності

τ, тис. г.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
N _{e1} , кВт	9600	9700	10000	9800	9800	9700	0600	9700	9650	9600	9550
N _{e2} , кВт	9600	9800	10000	10100	10100	10000	10000	9800	9800	9750	9700

$$y(\tau_{r+1}) = \sum_{i=1}^m A_i F_i(\tau_{r+1})$$

$$y(\tau_{r+2}) = \sum_{i=1}^m A_i F_i(\tau_{r+2})$$

.....

$$y(\tau_n) = \sum_{i=1}^m A_i F_i(\tau_n)$$

$$\tau_0, \tau_1, \dots, \tau_r \in T_1^{(1)}; \quad \tau_{r+1}, \tau_{r+2}, \dots, \tau_n \in T_1^{(2)}.$$

Таким чином, прогнозний многочлен визначається розв’язком одержаної системи рівнянь. Перевагою прогнозного многочлена є те, що в нього можна підставляти деякі стандартні базові поліноми, а ваговими коефіцієнтами коректувати їх та підвищувати точність прогнозування.

Як прогнозні функції застосовуються стандартні базові поліноми Лагранжа та Ньютона. Аналіз кривих змін параметрів окремих елементів ГПА вказує на можливість їх апроксимації порівняно простими виразами. У разі зміни параметрів цих елементів переважає необоротна складова, яка в основному визначає закон зміни параметра і має майже детермінований характер. При розв’язанні багатьох практичних задач успішно застосовуються елементарні математичні функції.

Математичний опис аналітичними залежностями зміни роботоздатності виробів здійснюється здебільшого експериментально-статистичними методами. Успішна побудова математичної моделі одного-двох факторів у багатьох практичних випадках дозволяють вирішити задачу прогнозування.

Коефіцієнти прогнозних поліномів знаходяться на основі обробки диспетчерської інформації за контрольованими робочими параметрами, тобто неперервна функція $y(\tau)$ замінюється її оцінкою $\hat{y}(\tau)$, де A_i – коефіцієнти розкладу $y(\tau)$ в ряд за відомими базисними функціями. Робочі параметри на компресорних станціях замірюються щогодини. Якщо зафіксовано відхилення робочого параметра від номінального значення, виконується обробка результатів вимірів з метою оцінки зміни технічного стану ГПА компресорних станцій магістральних газопроводів, а також для прогнозування значень параметрів.

Загалом вибір екстраполяційних поліномів здійснюється після згладжування результатів вимірів з метою мінімізації випадкових відхилень результатів вимірів від кривої допустимого тренда процесів. В найпростішому випадку функція згладжування лінійна і проходить че-

рез попередню і наступну за аналізовану точки, в більш складному випадку нелінійної функції використовується група з довільного числа точок, причому ступінь складності апроксимуючого поліному залежить від характеру відхилення результатів вимірів.

Вигляд екстраполяційної функції апріорно визначається для кожного робочого параметра і залежить від характеру технологічного процесу, який він кількісно визначає. Для процесів накопичування втоми і термічних пошкоджень, зносу найбільш відповідає експоненціальна функція [3], також для прогнозування параметрів використовуються лінійні та параболічні залежності. Зміна вигляду апроксимуючої функції є ознакою появи несправності.

Оцінка частоти опитування робочих параметрів проведена на основі апріорних даних про надійність системи. Період опитування температури вибирається так, щоб знизити ймовірність появи відмови газоперекачувального обладнання.

Для експоненціальної залежності розподіл напрацювання T на одну відмову, ймовірність появи відмови дорівнює:

$$P(T) = 1 - \exp\left(-\frac{t}{t_0}\right);$$

після розкладання в ряд:

$$P(T) \approx \frac{t_0}{t};$$

звідси частота опитувань

$$n \geq (1/t_0).$$

Критерієм оцінки технічного стану агрегату є коефіцієнт відношення потужності.

$$K_{Ne} = \frac{N_{enp}^t}{N_e^0} \geq 0,95.$$

Як зазначалось вище, процеси зносу, накопичення втоми і термічних пошкоджень найкраще описуються експоненціальною функцією [3]. Експоненціальна модель показує, що процеси швидкості накопичення uszkodжень є функцією накопичення uszkodжень. Цій залежності добре відповідає зміна потужності ГПА на КС у міжремонтний період, а також залежність зміни ККД елементів агрегату. Вибірку вимірів значень потужності наведено в таблиці 1.

Оскільки зміна потужності досить добре узгоджується з нормальним законом розподілу випадкових величин, оцінку значення знаходимо за формулою:

$$\bar{y}_1 = \frac{1}{10 \sum_{i=1}^{10} y_i} = 9700 \quad \bar{y}_2 = 9900.$$

N, кВт											
9500		x	x		x	x					
	x		.						x		
	.			.			x			x	
				.		.	.				
	x						
9000										x	
										.	
		2	4	6	8	10	12			τ	

... – до очищення агрегату; xxx – після очищення агрегату

Рисунок 1 – Прогнозування зміни потужності

Наявність грубої помилки у вибірці перевіряється за гіпотезою:

$$S_{1y} = \sqrt{\frac{1}{10} \sum_{i=1}^{10} (y_i - \bar{y})^2} = 120, \quad S_{2y} = 150.$$

З рівень значущості критерію перевірки гіпотези для $q = 10\%$, $n = 10$, $q_{pn} = 3$, тоді

$$\bar{U}_{pn}^- = \bar{y} - Sq_{pn};$$

$$\bar{U}_{pnq}^- = 9700 - 120 \cdot 3 = 9340;$$

$$\bar{U}_{pn1}^+ = 10060; \quad \bar{U}_{pn2}^+ = 12000; \quad \bar{U}_{pn2}^- = 9450.$$

Оскільки $y_{\min} > U_{pn}^-$, $y_{\max} < U_{pn}^+$, то грубих помилок немає.

Довірчий інтервал для оцінюваного параметра – це такий інтервал, який утримує з заданою близькою до одиниці ймовірністю Р параметру, що оцінюється \hat{y} . При $P = 0,95$ будемо довірчий інтервал. При $q = 5$, $n = 1$ за таблицями розподілу Стьюдента визначається параметр t_q , тоді верхня межа довірчого інтервалу $I_y(y_+, y_+) -$

$$y_+ = \bar{y} + \frac{S_y t_q (n-1)}{\sqrt{n-1}} = 10400;$$

нижня межа –

$$y_- = \bar{y} - \frac{S_y t_q (n-1)}{\sqrt{n-1}} = 9600;$$

I_y – утримує параметр y , що оцінюється, із ймовірністю $Z = 0,95$ та I_y є мірою надійності оцінки параметра y . Для оцінки значення потужності на майбутній момент контролю будуватиметься апроксимуюча функція у вигляді:

$$y = ay^{-bx}.$$

Коефіцієнти функції відповідно визначаються за формулами

$$b = (\ln y - \ln a)/x \quad a = ye^{-(\ln y - \ln a)},$$

значення потужності при $\tau = 11$, розраховане за моделлю, дорівнює відповідно:

$$N_{e1} = 9580 < N_e^-; \quad N_{e2} = 9600 > N_e^-,$$

точність прогнозування оцінюється за відношенням середньоквадратичної похибки прогнозу до середньоквадратичного відхилення параметра: $\tilde{\sigma} = \sigma/\bar{\sigma}$. За цим критерієм порівнюються точності розглянутих методів прогнозування.

Оскільки вимірювання робочих параметрів на компресорних станціях проводиться через невеликі проміжки часу (щогодини), то короткострокове прогнозування діагностичних параметрів досить добре описується лінійними моделями (рис. 1 – 2) у вигляді:

$$y = a + bt.$$

Коефіцієнти a та b визначаються під час обробки даних контролю робочих параметрів за методом найменших квадратів з використанням стандартних комп'ютерних програм.

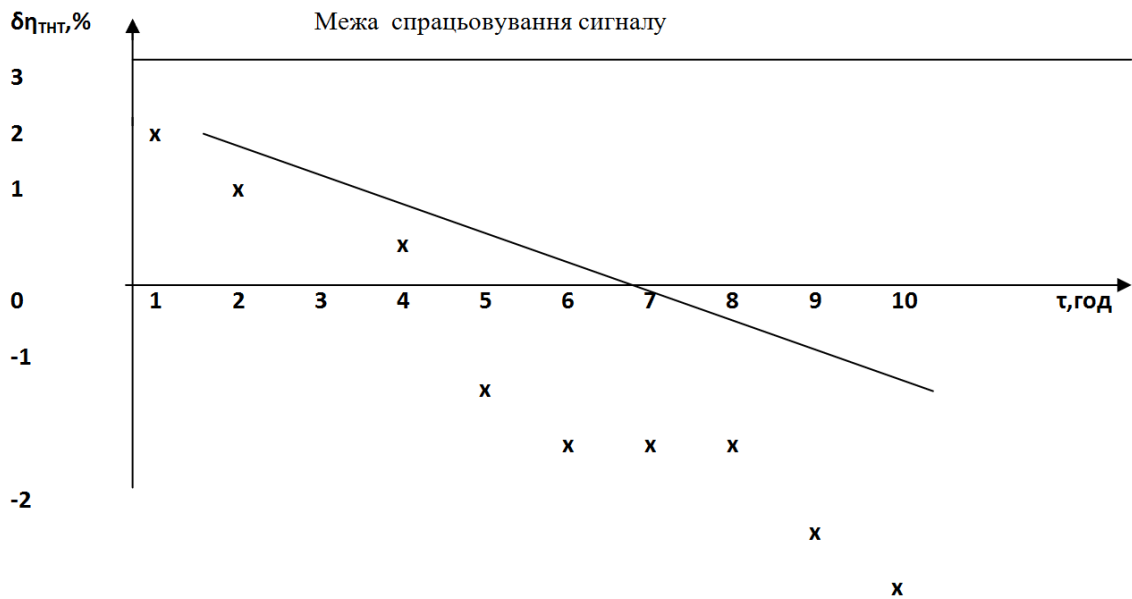


Рисунок 2 – Прогнозування зміни швидкості ТНТ

Висновок про справність агрегату в майбутньому по відношенню до моменту контролю робиться на підставі значення очікуваного робочого параметра. Це виявляється краще, ніж інформація про ймовірність безвідмовної роботи, бо дозволяє, по-перше, розрахувати значення функціонально пов'язаних параметрів та значення комплексних параметрів для оцінки працездатності вузлів агрегату, по-друге, за зміною стану робочих параметрів до моменту контролю ідентифікувати можливу несправність, причому зміна вигляду кривої прогнозування може бути ознакою виникнення несправності.

Література

- 1 Волков Е.Б. Основы теории надежности ракетных двигателей / Е.Б. Волков, Р.С. Судачков, Т.А. Сырицын. – М.: Машиностроение, 1974. – 476 с.
- 2 Мозгалевский А.В. Техническая диагностика / А.В. Мозгалевский, Р.Д. Гаскаров. – М.: Выс. школа, 1975. – 205 с.
- 3 Глезер Б.И. Современные методы диагностики конструктивной прочности и технического состояния деталей газотурбинных установок на компрессорных станциях / Б.И. Глезер. – М.: Транспорт и хранение газа, 1974. – 65 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
09.10.12
Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.

Наука — виробництву

УДК 550.830

АПРІОРНА ПРОСТОРОВА ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА МОДЕЛЬ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ КАРПАТСЬКОЇ НГП — ПЕРШИЙ КРОК ДО РОЗУМІННЯ ГЛИБИННОЇ БУДОВИ

¹ О.М. Онищук, ² Т.О. Федченко, ² О.П. Петровський

¹НТК «Депроіл лтд.», 76018, м. Івано-Франківськ, вул. Шевченка 3, тел. (0342) 744909,
e-mail: ntk.deproil.ltd@gmail.com

²ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (0342) 501041,
e-mail: geobip@optima.com.ua

Для забезпечення нарощування ресурсної бази вуглеводнів проведено аналіз та узагальнення існуючих геолого-геофізичних відомостей щодо будови північно-західної частини Карпатської НГП, які стали основою для створення апріорної просторової інтегральної геолого-геофізичної моделі. Для перевірки якості створеної моделі проведено розрахунок прямої просторової задачі гравірозвідки та зіставлення отриманих результатів зі спостереженим гравітаційним полем. В межах окремих тектонічних зон характер розподілу по площі отриманого відхилення вказує на неповну відповідність апріорної моделі глибинній будові території. З метою приведення у відповідність параметрів моделі пропонується провести її уточнення на основі розв'язку оберненої просторової задачі інтегральної інтерпретації гравіметричних та інших геолого-геофізичних даних.

Ключові слова: північно-західна частина Карпатської НГП, апріорна геогустинна модель, геологічний розріз, колектор, гравітаційне поле, пряма задача гравірозвідки.

Для обеспечения наращивания ресурсной базы углеводородов проведен анализ и обобщение существующих геолого-геофизических сведений о строении северо-западной части Карпатской НГП, которые стали основой для создания априорной пространственной интегральной геолого-геофизической модели. Для проверки качества созданной модели проведен расчет прямой пространственной задачи гравиразведки и сопоставление полученных результатов с наблюдаемым гравитационным полем. В пределах отдельных тектонических зон характер распределения по площади полученного отклонения указывает на неполное соответствие априорной модели глубинному строению территории. С целью приведения в соответствие параметров модели предлагается произвести ее уточнения на основе решения обратной пространственной задачи интегральной интерпретации гравиметрических и других геолого-геофизических данных.

Ключевые слова: северо-западная часть Карпатской НГП, априорная геоплотностная модель, геологический разрез, коллектор, гравитационное поле, прямая задача гравиразведки.

The analysis and generalization of all available geological and geophysical information about deep geological structure within the north-western part of the Carpathian oil-and-gas bearing province were conducted. The results were used as a basis for creating an initial spatial integral geological and geophysical model. To test the quality of created model a direct spatial task of the gravimetric was calculated and its results were compared to the observed gravity field. Distribution of the deviation over the field indicates an incomplete adequacy of created initial model to an actual deep geological structure of the territory. In order to adjust model parameters it is suggested to specify this model by means of solving an inverse spatial issue of gravity data integral interpretation as well as other geological and geophysical data.

Key words: north-western part of the Carpathian oil-and-gas bearing province, initial geodensity model, geological cross-section, reservoir, gravity field, direct problem of gravimetry.

Вступ. Геолого-геофізична розвідка Карпатської нафтогазоносною провінції загалом та її північно-західної частини зокрема на сьогоднішній день залишається одним із стратегіч-

них напрямків нарощування ресурсної бази вуглеводнів України. Попри те, що промисловий видобуток вуглеводнів тут розпочався ще на початку ХХ століття, за оцінками фахівців [1]

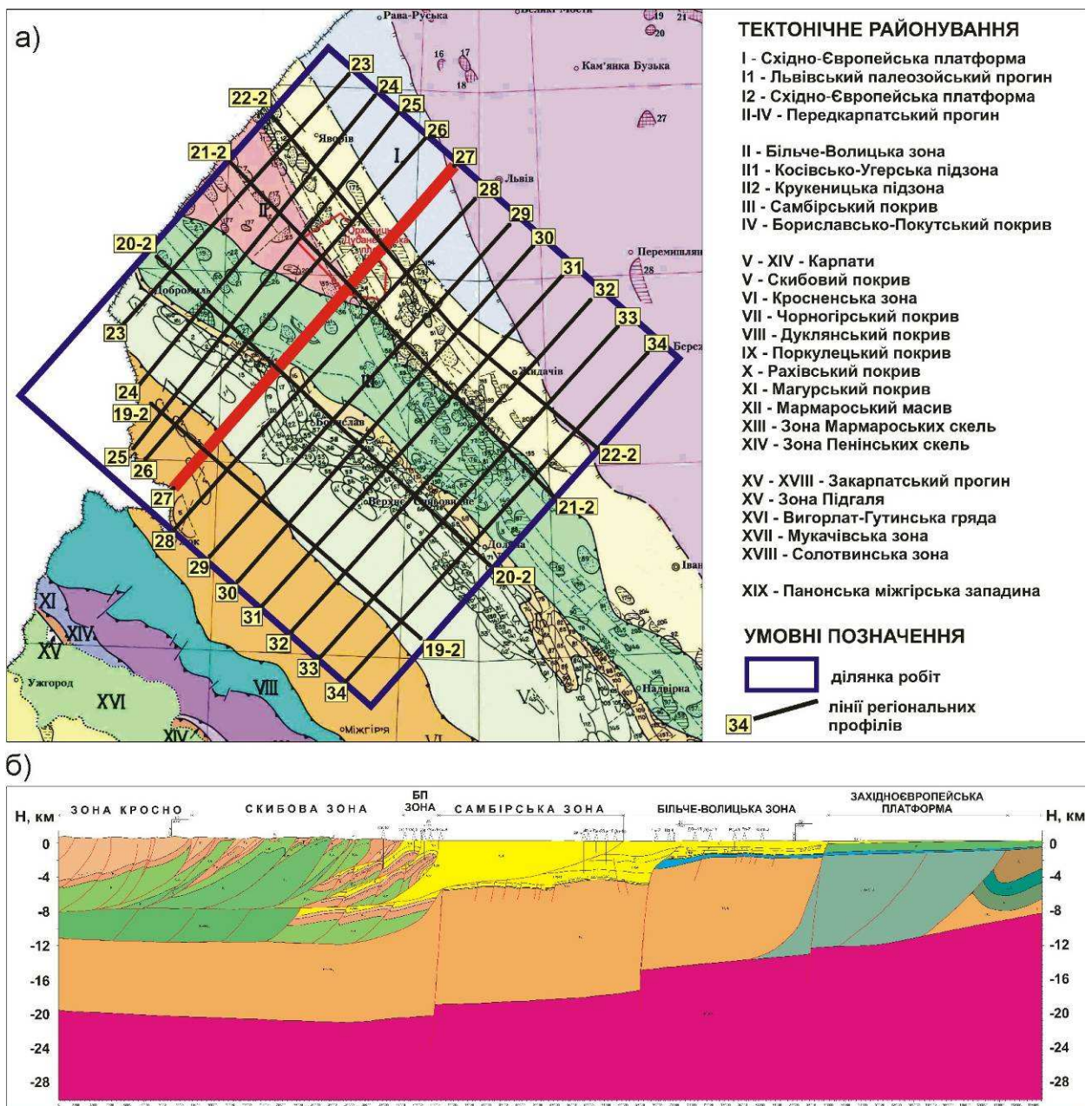


Рисунок 1 – Регіональні геологічні профілі: схема розташування профілів на тектонічній основі (ЗУГРЕ, 2008) (а), геологічний розріз вздовж лінії розвідувального профілю 27

у західному регіоні України зосереджено 1755,9 млн.т початкових видобувних ресурсів, що становить 20,9% від загальних ресурсів України; при цьому ступінь освоєння зазначених ресурсів знаходиться на рівні не вище 45%. Із врахуванням цього, актуальним є питання нарощування ресурсної бази вуглеводнів завдяки спрямуванню пошуково-розвідувальних робіт на території та об'єкти, які в силу складних геологічних та поверхневих умов на даний час залишаються недостатньо вивченими і потребують нових досліджень.

Сучасний стан вивченості. У структурно-тектонічному відношенні північно-західна частина Карпатської НГП охоплює такі тектонічні зони, як південно-західна окраїна древньої Східноєвропейської платформи, Рава-Руська

зона Західноєвропейської платформи, Передкарпатський крайовий прогин та частина Складчастих Карпат (Скибовий та Кросненський покриви) (рис. 1).

Зважаючи на складність та неоднозначність поглядів на глибинну будову Карпатського регіону [1], проведення пошуково-розвідувальних робіт з метою виявлення нових нафтогазоперспективних об'єктів вимагає перегляду та уточнення відомих концепцій геологічного розвитку території, дослідження нових умов формування потенційних родовищ, зокрема розташованих на великих глибинах [2], що, в свою чергу, повинно здійснюватися з використанням комплексу наявних геолого-геофізичних матеріалів із залученням нових науково-технологічних інтерпретацій геолого-геофізичних даних. Однією із таких високоефектив-

Таблиця 1 – Регіональні сейсмогеологічні профілі, використані для створення апріорної просторової геолого-геофізичної моделі

№ профілю	Тип профілю	Напрямок	Тектонічна зона
23	розвідувальний	з південного заходу на північний схід	Скибова, Бориславсько-Покутська, Самбірська, Більче-Волицька, Рава-Руська зони
24 – 26	розвідувальні	з південного заходу на північний схід	Кросненська, Скибова, Бориславсько-Покутська, Самбірська, Більче-Волицька, Рава-Руська зони
27 – 31	розвідувальні	з південного заходу на північний схід	Кросненська, Скибова, Бориславсько-Покутська, Самбірська, Більче-Волицька, Рава-Руська зони, Східноєвропейська платформа
32 – 34	розвідувальні	з південного заходу на північний схід	Кросненська, Скибова, Бориславсько-Покутська, Самбірська, Більче-Волицька зони, Східноєвропейська платформа
19-2	сполучний	з північного заходу на південний схід	Кросненська та Скибова зони
20-2	сполучний	з північного заходу на південний схід	Самбірська, Бориславсько-Покутська, Скибова зони
21-2	сполучний	з північного заходу на південний схід	Більче-Волицька зона
22-2	сполучний	з північного заходу на південний схід	Більче-Волицька зона, Східноєвропейська платформа

них є «Технологія інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних для пошуків та розвідки нафтових і газових родовищ» [3], що базується на сучасних розробках у галузі розв'язку прямих та обернених задач геофізики та кількісної комплексної інтерпретації геолого-геофізичних даних для складнопобудованих моделей середовища.

Завдання досліджень. Метою проведення досліджень був аналіз та узагальнення наявних геолого-геофізичних матеріалів та створення на їх основі апріорної просторової інтегральної геогустинної моделі північно-західної частини Карпатської НГП, яка в рамках існуючих геологічних уявлень щодо глибинної будови регіону поєднала у собі всі наявні геолого-геофізичні дані. Згідно із [4], процес створення такої моделі є одним із ключових етапів застосування технології інтегрального геолого-геофізичного моделювання, адже детальність та повнота комплексу вихідної геолого-геофізичної інформації визначають детальність та геологічну змістовність результуючої моделі.

Зважаючи на це, для створення апріорної моделі були використані сейсмогеологічні побудови по 16 лініях регіональних профілів [ЗУ-ГРЕ, 2008], результати буріння 457 свердловин; петрофізичні характеристики порід (17421 зразків), які складають геогустинний розріз досліджуваної території; дані щодо регіональної нафтогазонасності та нафтогазоперспективності [5]; аномальне гравітаційне поле в редукції Буге (масштаб 1: 50 000); довідникова та бібліографічна інформація.

Послідовність створення моделі. Зважаючи на характер просторової інформативності комплексу геолого-геофізичних даних, була

обрана схема побудови апріорної моделі на основі алгоритму для просторово низькоінформативних геолого-геофізичних даних [4]. Згідно з цим алгоритм процесу створення апріорної просторової геогустинної моделі включав такі етапи:

I етап. Формування 2D структурних моделей по лініях регіональних геологічних профілів (табл. 1, рис. 1).

Технологічно процес побудови структурних моделей по профілях виконувався шляхом напівавтоматичної векторизації геометрії геологічних границь, тектонічних елементів та геометрії стовбура свердловин, а також стратифікації всіх виділених у геологічній моделі горизонтів за допомогою програми перетворення растрових зображень у векторні. Далі виконувалася формування блоку геометрії моделі в «Автоматизованій системі кількісної комплексної інтегральної інтерпретації геолого-геофізичних даних GCIS» [6] В місцях перетину розвідувальних та сполучних профілів була проведена ув'язка всіх стратиграфічних границь по глибині.

Наступним кроком була деталізація отриманої структурної моделі шляхом побудови основних структурних поверхонь, які простежуються в межах всієї досліджуваної території, а саме: поверхня автохтону, поверхня домезозойських відкладів та поверхня архей-протерозойського фундаменту (рис. 2). Побудова зазначених границь виконувалася шляхом автоматичної інтерполяції (екстраполяції) профільної інформації про глибини їх залягання на всю площу досліджень.

Таким чином, в межах північно-західної частини Карпатської НГП було сформовано 36 структурних горизонтів, що відповідають границям відкладів з різними геогустинними характеристиками (табл. 2).

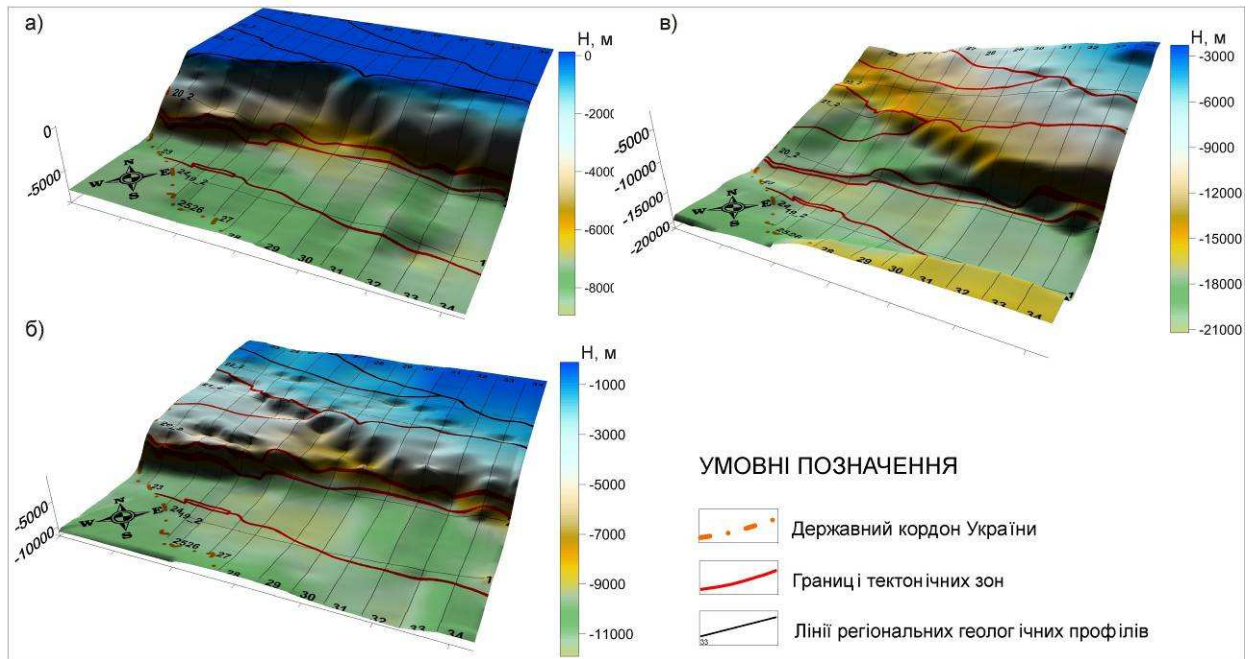


Рисунок 2 – Структурні границі по поверхні автохтонних відкладів (а), домезозойських відкладів (б) та відкладів архей-протерозойського фундаменту (в)

Таблиця 2 – Вивченість території північно-західної частини Карпатської НГП денситометричними дослідженнями

№	Тектонічна зона	Кількість зразків	Ступінь вивченості
1	Волино-Подільська плита Східноєвропейської платформи	3233	середня
2	Рава-Руська зона Західноєвропейської платформи	-	немає даних
3	Більче-Волицька зона Передкарпатського прогину	9863	висока
4	Самбірська зона Передкарпатського прогину	187	низька
5	Бориславська-Покутська зона Передкарпатського прогину	2247	середня
6	Скибова зона Складчастих Карпат	1891	середня
7	Кросненська зона Складчастих Карпат	242	низька

II етап. Формування 2D моделей розподілу густини по лініях регіональних геологічних профілів, що здійснювалося на основі задання апріорних попластових геогустинних властивостей.

Як вже було вказано, основним джерелом інформації про геогустинні властивості порід є дані денситометричних досліджень керна матеріалу. В Карпатському регіоні такі дослідження проводилися з середини минулого століття Західноукраїнською геофізичною розвідувальною експедицією (ЗУГРЕ), Карпатською геофізичною експедицією, Інститутом геології корисних копалин АН УРСР та ін. (С. Я. Шерешевська, С. У. Суботін, У. З. Гонтов, Г. У. Петкевич та ін.). Тож є підстави стверджувати, що на даний час густина гірських порід є одним з найбільш детально досліджених фізичних параметрів розрізу в північно-західній частині Карпатської НГП.

Попри високий ступінь загальної вивченості Карпатського регіону бурінням, слід вказати на її нерівномірність по площі в межах окремих

тектонічних зон. Так, максимально вивченими глибоким бурінням є найбільш розвідані Бориславсько-Покутська та Більче-Волицька зони Передкарпатського прогину, тоді як Складчасті Карпати вивчені значно менше. Така ж ситуація з дослідженнями керна матеріалу: у відсотковому відношенні більше 50% досліджених зразків (9863) були відібрані в межах Більче-Волицької зони, значно менше – з території Східноєвропейської платформи, Бориславсько-Покутської та Скибової зони Складчастих Карпат. Найменшою кількістю зразків охарактеризовані Самбірська та Кросненська зони.

Результати вивчення геогустинних властивостей гірських порід (рис. 3, 4) доводять досить складний характер їх просторової мінливості, що може бути пов'язане із сукупністю складних коливальних рухів Земної кори, які відбувалися на даній території протягом багатьох геологічних епох. Загалом на основі аналізу зібраних даних можна виділити наступні особливості зміни густини порід:

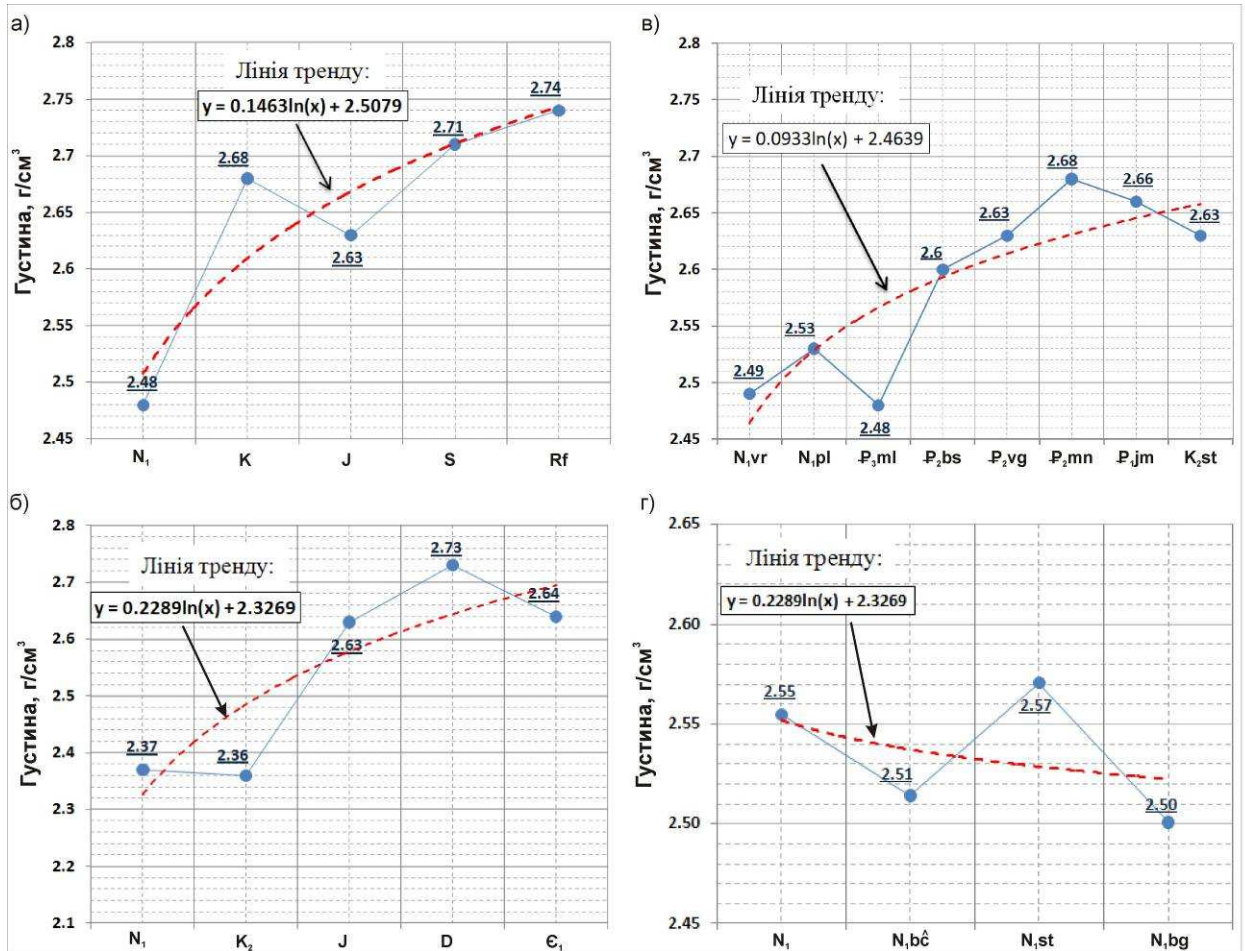


Рисунок 3 – Зміна густини порід Волино-Подільської (а), Більче-Волицької (б), Самбірської (в) та Бориславсько-Покутської (г) зон північно-західної частини Карпатської НГП

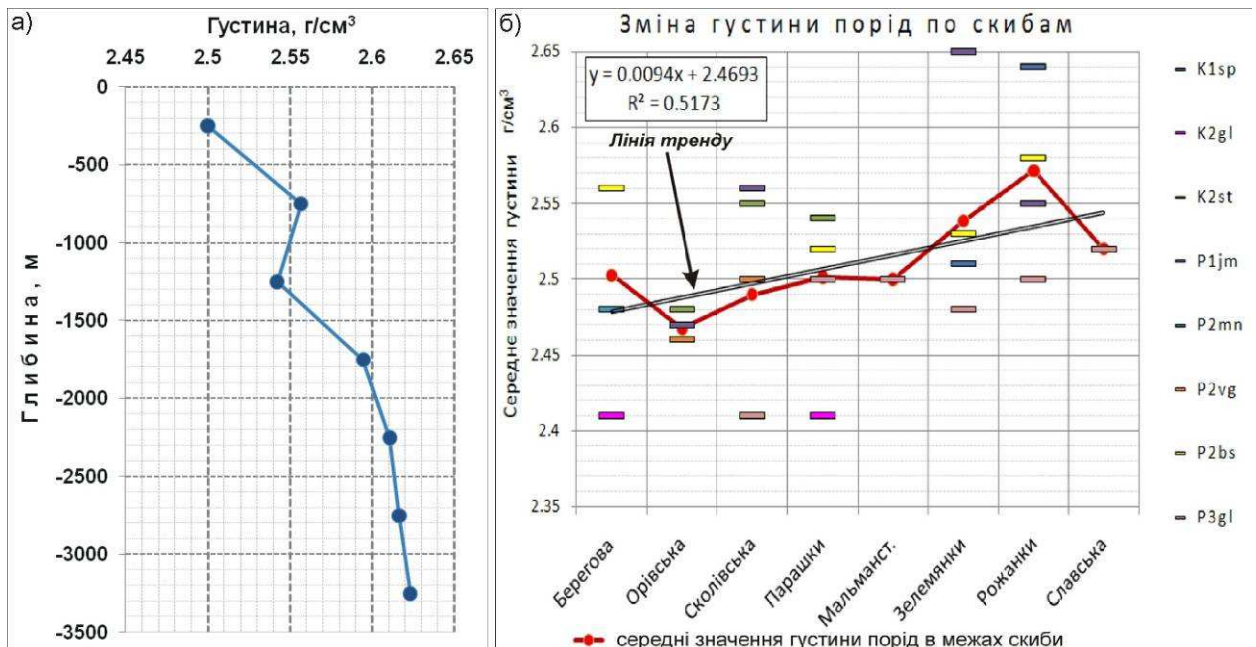


Рисунок 4 – Зміна густини порід північно-західної частини Скибової зони Складчастих Карпат з глибиною (а) та по латералі в південно-західному напрямку при переході від скиби до скиби (б)

Таблиця 3 – Зведений геолого-геофізичний розріз північно-західної частини Карпатської НГП за результатами денситометричних досліджень

№	Вік	Літологічна характеристика відкладів	Густина, г/см ³	
			Покрівля	Підошва
1	2	3	4	5
Рава-Руська зона Західноєвропейської платформи				
1	N ₁	Піски і пісковики в нижній частині розрізу, вапняки – у верхній	2.46	2.51
2	K	Мергелі піскуваті та місцями глинисті, вапняки, вапнисті пісковики	2.54	2.59
3	J	Вапняки, доломіти та ангідрити. Прошарки аргілітів та алевролітів	2.62	2.67
4	D	Аргіліти з рідкісними прошарками алевролітів та пелітоморфних вапняків	2.67	2.71
5	Є+O+S+D ₁		2.67	2.71
Волино-Подільська плита Східноєвропейської платформи				
6	N ₁	Вапняки та крупнозернисті кварцеві пісковики	2.46	2.51
7	K	Вапняки, мергелі та пісковики. Зустрічаються конкреції кременів	2.54	2.59
8	J	Чергування аргілітів, пісковиків та алевролітів. Прошарки вапняків та брекчій, гравелітів та конгломератів. Доломіти та ангідрити (верхня юра)	2.62	2.67
9	D	Чергування пісковиків, алевролітів, аргілітів та глин	2.67	2.71
10	O+S	Пісковики різнозернисті з прошарками глин та алевролітів	2.66	2.71
11	Є	Дрібнозернисті пісковики з прошарками алевролітів та аргілітів	2.63	2.66
12	PR ₃	Вулканогенно-осадові утворення. Філіти та філітизовані сланці	2.69	2.73
Більче-Волицька зона Передкарпатського прогину				
13	N ₁	Глини, аргіліти, пісковики. Гіпси та ангідрити (тиранська світа)	2.46	2.51
14	N ₁ ds (НД-3)	Глини, алевроліти і пісковики сірі, слюдисті, вапнисті	2.4	2.45
15	N ₁ ds (НД-9)		2.46	2.53
16	N ₁ ds(НД-15)		2.53	2.59
17	K	Пісковики, мергелі, глини. Глинисті вапняки та мергелі. Вапняки	2.54	2.59
18	J	Вапняки, пісковики, доломіти. Пісковики, гравеліти, алевроліти	2.62	2.67
19	PR ₃ +Є	Пісковики, аргіліти, алевроліти		
Самбірська зона Передкарпатського прогину				
20	N ₁ vr	Вапнисті та невапнисті засолені глини з малопотужними прошарками слюдистих пісковиків	2.54	2.58
21	N ₁ st	Вапнисті глини з прошарками слюдистих пісковиків та алевролітів	2.49	2.54
Бориславсько-Покутська зона Передкарпатського прогину				
22	N ₁ vr	Глини, пісковики, лінзи кам'яної та калійної солей. Конгломерати та гравеліти	2.54	2.57
23	N ₁ pl	Піщано-глиниста флішева товща з пластами конгломератів. Вапнякові аргіліти, сильно слюдисті пісковики	2.51	2.55
24	P ₃	Аргіліти, алевроліти, прошарки пісковиків та вапняків	2.48	2.52

Продовження таблиці 3

1	2	3	4	5
25	P ₁₊₂	Тонкошарувате чергування аргілітів і алевролітів, пісковики грубозернисті, масивні, аргіліти	2.51	2.56
26	K _{2st}	Ритмічне чергування пісковиків і сірих аргілітів, іноді з прошарками мергелів та вапняків	2.57	2.62
Скибова зона Складчастих Карпат				
27	N _{1pl}	Чергування вапнистих аргілітів з сильно слюдистими пісковиками	2.51	2.55
28	P ₃	Чергування аргілітів з прошарками пісковиків та алевролітів. Масивні пісковики	2.44	2.48
29	P ₁₊₂	Ритмічне чергування аргілітів, алевролітів та пісковиків. Грубошаруваті масивні пісковики (вигодська світа)	2.51	2.56
30	K ₂	Чергування пісковиків, алевролітів і аргілітів. Прошарки мергелів	2.52	2.56
31	K ₁	Грубошаруваті пісковики, алевроліти, чорні аргіліти та кремені	2.49	2.53
Кросненська зона Складчастих Карпат				
32	P ₃	Тонкоритмічне чергування аргілітів, пісковиків, алевролітів і мергелів. Пачки грубозернистих пісковиків	2.52	2.56
33	P ₁₊₂	Пісковики середньо- та грубозернисті з прошарками аргілітів, іноді – пачки ритмічного чергування аргілітів та алевролітів	2.55	2.6
34	K ₂	Ритмічне чергування пісковиків з темно-сірими аргілітами	2.58	2.62
35	K ₁	Ритмічне чергування грубошаруватих пісковиків, алевролітів, аргілітів і кременів	2.58	2.62
Древній фундамент				
36	AR+PR	Граніти, гранодіорити, габро, порфірити, гнейси, кварцити, сланці	2,72	2,75

– густина порід, якими складений розріз північно-західної частини Карпатської НГП, в осадовому комплексі змінюється в діапазоні від 2,33 до 2,68 г/см³, в фундаменті – від 2,72 до 2,75 г/см³;

– геогустинні границі розділу не завжди співпадають із стратиграфічними границями, а часто проходять всередині одновікових товщ відкладів і приурочені до границь тривалих перерв осадо накопичення та до тектонічних порушень;

– у більшості тектонічних зон відсутня лінійна залежність густини від глибини залягання порід. При цьому часто спостерігається стрибкоподібна зміна густини з глибиною;

– ідентичні літотики порід одновікових відкладів характеризуються різними значеннями густини в межах різних тектонічних зон;

– найбільш складний характер просторової поведінки густини спостерігається в межах Бориславсько-Покутської зони, де через складну багатоярусну геологічну будову розрізу немає чітких протяжних у плані геогустинних границь;

– в межах Складчастих Карпат при переході від скиби до скиби вглиб Карпат в південно-західному напрямку спостерігається поступове ущільнення пісковиків Скибового покриву; при

цьому пористість порід зменшується (особливо в стрийській та ямненській світах), що ймовірно, пов'язано зі збільшенням ступеня цементації в скибах, розміщених південніше.

Отримані результати статистичного аналізу даних денситометричних досліджень кернавого матеріалу дозволили визначити середні значення густини порід та геологічно обґрунтовані обмеження на величину варіацій густини у вигляді мінімально та максимально допустимих значень та відносної оцінки ймовірності варіації густинних параметрів, яка змінюється в діапазоні від 0 для порід-неколекторів та 1 для порід з найкращими колекторськими властивостями.

Присвоєння густинних характеристик моделі в межах кожного стратиграфічного горизонту проводилося пропорційно його потужності вздовж інтерпольованої поверхні, розташованої між поверхнею покрівлі та поверхнею підосви пласта [4]:

$$\varphi_q(x, y) = (1 - q) \cdot f_k(x, y) + q \cdot f_{II}(x, y), \quad (1)$$

де $f_k(x, y)$ – глибина залягання точок покрівлі пласта;

$f_{II}(x, y)$ – глибина залягання точок підосви пласта;

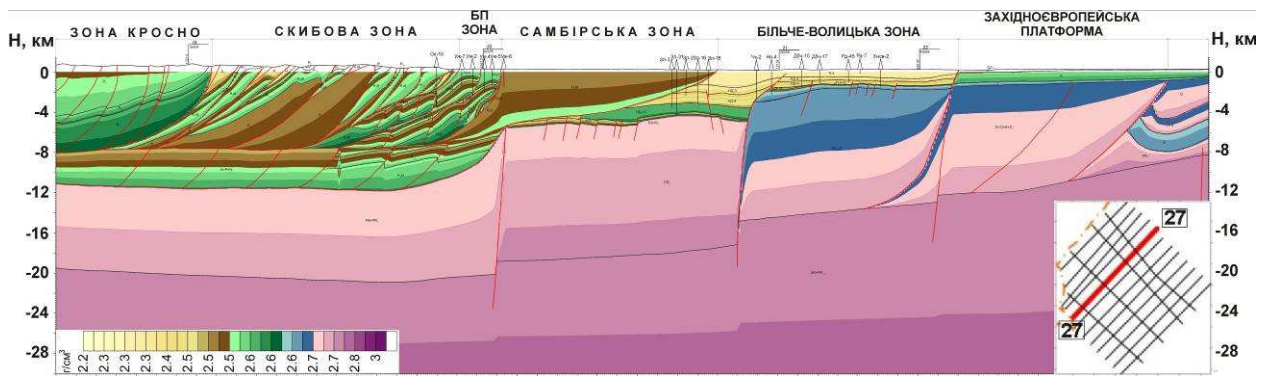


Рисунок 5 – 2D модель неоднорідного розподілу густини по лінії профілю 27

Таблиця 4 – Параметри апроксимації 3D геогустинної моделі північно-західної частини Карпатської НГП

№	Назва параметра	Значення, м
1	Кількість елементарних комірок 3D моделі	9 450 000
2	Крок між точками визначення площинного гравітаційного поля XxY	1 000x1 000
3	Розмір елементарної комірки при апроксимації геогустинної моделі в плані	1 000x1 000
4	Розмір елементарної комірки при апроксимації геогустинної моделі по глибині	50
5	Абсолютний мінімальний рівень геогустинної моделі, м	100
6	Абсолютний максимальний рівень геогустинної моделі, м	-29 975
7	Абсолютний рівень лінії приведення для розрахунку гравітаційного поля	130

$\varphi_q(x, y)$ – глибина залягання точок рівних значень фізичних властивостей;

q – інтерполяційний коефіцієнт, що змінюється в діапазоні від 0 до 1 та відповідає положенню поверхні $\varphi_q(x, y)$.

Даний підхід припускає безперервне згідне й витримане по латералі нашарування порід (рис. 5).

III етап. Створення 3D апіорної моделі неперервного розподілу геолого-геофізичних властивостей. Із врахуванням специфіки використання алгоритму для низькоінформативних геолого-геофізичних даних, просторовий розподіл властивостей формується шляхом міжпрофільної інтерполяції геогустинних даних з ліній регіональних профілів на регулярну декартову сітку (табл. 4).

Таким чином, створена апіорна просторова геогустинна модель північно-західної частини Карпатського регіону охопила геологічний розріз до глибини 30 км, включаючи доальпійський та архей-протерозойський фундамент та осадовий чохол (алохтонні та автохтонні відклади) та (рис. 6).

IV етап. Гравітаційна верифікація якості апіорної просторової геогустинної моделі полягає у зіставленні спостереженого гравітаційного поля (рис. 7а) з результатами розв'язання прямої просторової задачі гравірозвідки для створеної апіорної геогустинної моделі (рис. 7б). Візуальне порівняння просторової поведінки розрахованого та спостереженого гравітаційних полів свідчить про їх принципову

відповідність, що вказує на правильне відображення основних тектонічних елементів регіону в апіорній геогустинній моделі. Водночас, кількісна оцінка відхилення спостереженого та розрахованого гравітаційних полів, величина якого склала 29.527 мГал, вказує на необхідність уточнення особливостей глибинної будови північно-західної частини Карпатської НГП. Детальний аналіз розподілу величини відхилення полів у плані дав змогу виділити такі особливості його поведінки та зробити відповідні висновки:

1. Північна, західна та південно-західна частини досліджуваної території характеризуються подібною поведінкою вимірюного та розрахованого полів, на тлі якого спостерігається деяка відмінність між абсолютними значеннями, що знаходить своє відображення у величині відхилення між полями. Це можна пояснити достатньо високим ступенем вивченості Більче-Волицького та Волино-Подільського НГР та порівняно незначними потужностями осадового комплексу в межах даних тектонічних елементів. Можна зробити висновок про принципову достовірність створеної моделі для даної частини досліджуваної території.

2. В розрахованому гравітаційному полі від апіорної моделі в межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину відсутній так званий Карпатський гравітаційний мінімум. Це можна пояснити тим, що:

– глибина занурення відкладів Бориславсько-Покутської зони є більшою, ніж це уявляється на теперішній час, що, в свою чергу, по-

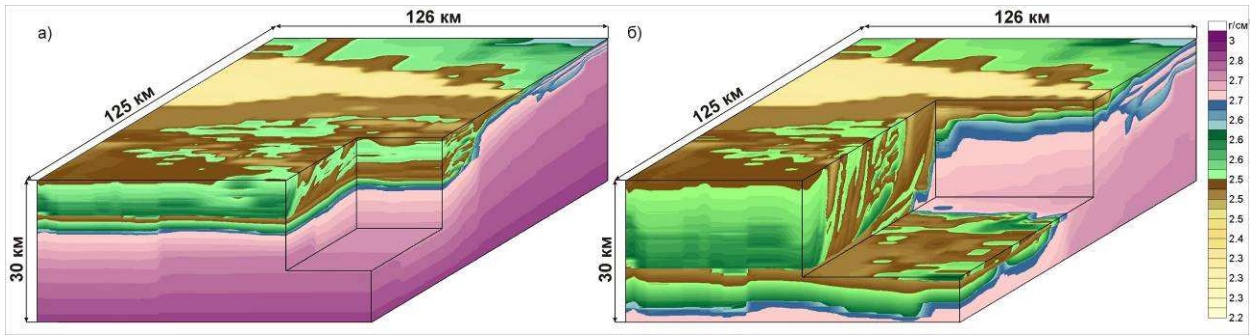


Рисунок 6 – Априорна просторова інтегральна геогустинна модель північно-західної частини Карпатської НГП до глибини 30 км (а) та її деталізація до глибини 12 км (б)

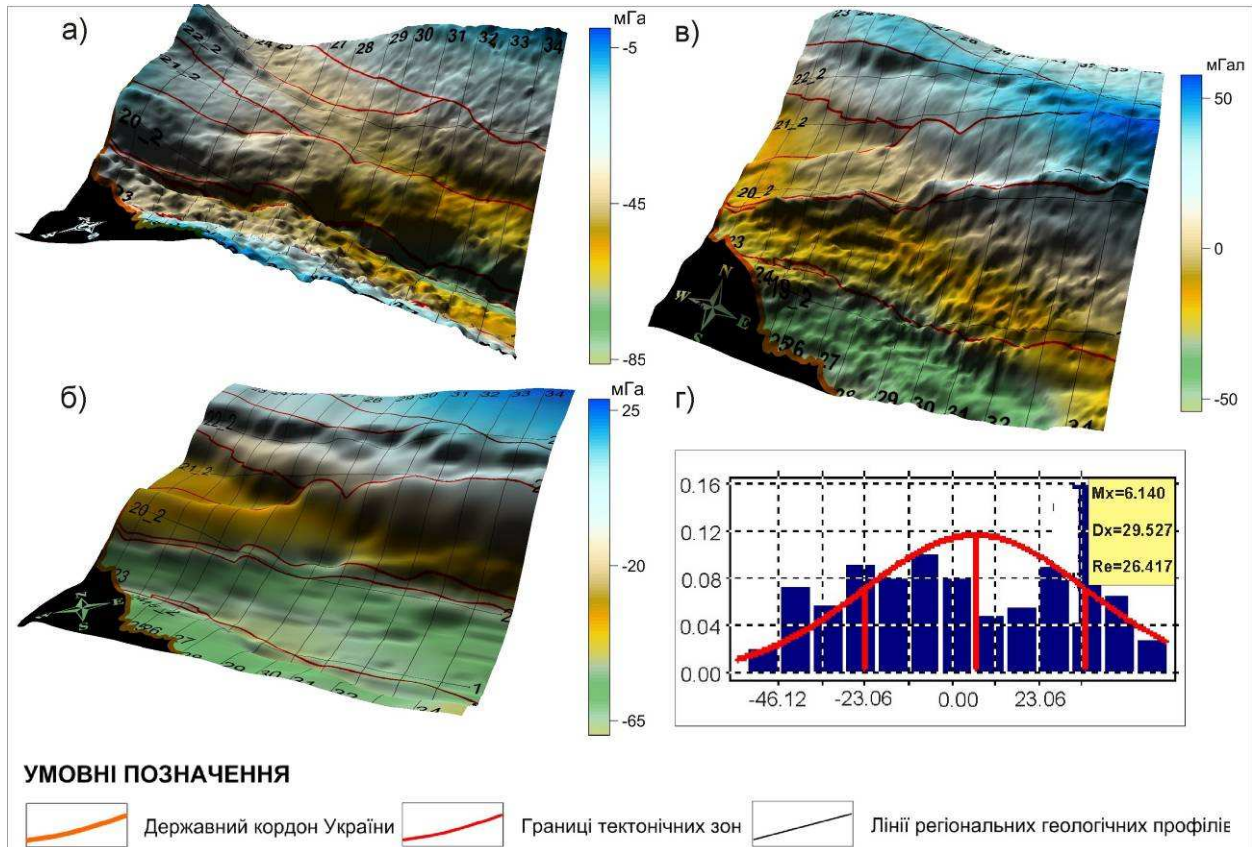


Рисунок 7 – Зіставлення спостереженого (М:50 000) (а) та розрахованого від априорної геогустинної моделі гравітаційних полів (б), відхилення між ними (в) та гістограма розподілу величин відхилення між гравітаційними полями (г)

яснюється недостатньою вивченістю глибоко-занурених ярусів складок;

– існуючі уявлення щодо поширення відкладів платформового автохтону не відповідають їх можливому фактичному положенню, що зумовлено недостатньою вивченістю геологічної будови території на південно-західному напрямку від північно-західної границі Більче-Волицької зони.

3. Найбільші відхилення між спостереженим та розрахованим гравітаційними полями спостерігаються в межах Кросненського та Скибового покривів Складчастих Карпат. Це пов'язано з тим, що глибинна будова даних тектонічних зон є найменш вивченою як сейсморозвідкою, так і бурінням.

Висновки. Отже, в результаті інтеграції наявної сейсмогеологічної та петрофізичної інформації була створена априорна просторова геогустинна модель північно-західної частини Карпатської НГП, яка охопила доальпійський та архей-протерозойський фундамент до глибини 30 км і осадовий комплекс (алохтонні та автохтонні відклади). Якісний та кількісний аналізи отриманої геогустинної моделі з точки зору фактичного розподілу мас, вказують на часткову невідповідність априорної просторової моделі спостереженому гравітаційному полю та, відповідно, реальним особливостям глибинної будови території в межах окремих тектонічних зон. Для подальшого вивчення особливостей геологічної будови і визначення нових пер-

спектив нафтогазоносності північно-західної частини Карпатської НГП необхідно привести параметри геогустинної моделі у відповідність з наявними геолого-геофізичними даними та спостереженого гравітаційного поля на основі розв'язку просторової оберненої задачі інтегральної інтерпретації комплексу гравіметричних та геолого-геофізичних даних.

Література

- 1 Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України / Ю.З. Крупський. – К.: УкрДГРІ, 2001. – С. 144. – ISBN 966-7896-00-5.
- 2 Хомин В.Р. Геологічна будова центральної та північно-західної частини Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км / В.Р. Хомин, Б.Й. Маєвський // Зб. наук. праць за матеріалами наук.-практ. конф. [«Перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів осадових басейнів України»]. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – С. 66-73.
- 3 Петровский А.П. Математические модели и информационные технологии интегральной интерпретации комплекса геолого-геофизических данных (на примере нефтегазопойсковых задач): дис. доктора физ.-мат. наук: 04.00.22 / Петровский Александр Павлович. – Івано-Франковск, 2004. – 367 с.
- 4 Федченко Т.О. Пространственная информативность априорных геолого-геофизических данных и геологическая эффективность результатов интегрального геолого-геофизического моделирования нефтегазоперспективных объектов / Т.О. Федченко, О.П. Петровский // Геофизический журнал. – 2010. – Т. 32 №3. – С. 125-135.
- 5 Атлас родовищ нафти і газу України. Зх. Регіон. / М.Я. Вуль, С.В. Гошовський, Б.І. Деніга та ін. – Львів : Центр Європи, 1998. – С. 25-33. – ISBN 966-7022-04-8.
- 6 Петровський О.П. Автоматизована система кількісної комплексної інтерпретації геофізичних даних GCIS як основа технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичної інформації для пошуків нафти і газу / О.П. Петровський, В.М. Суятінов, О.І. Кобрунов, Н.С. Ганженко // Геоінформатика. – 2003. – №2. – С. 25-34

Стаття надійшла до редакційної колегії

16.10.12

Рекомендована до друку професором

Маєвським Б.Й.

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН ТА РОБОТИ СИСТЕМИ ЗБОРУ І ПІДГОТОВКИ СВЕРДЛОВИННОЇ ПРОДУКЦІЇ ЗІ ЗНАЧНИМ ВМІСТОМ РІДИНИ

О.Р. Кондрат, Н.М. Гедзик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@tvnet.if.ua, nazarii.hedzyk@gmail.com

Експлуатація газових свердловин на завершальній стадії розробки в умовах обводнення є надзвичайно актуальною в даний час. Тому розробка нової методики обрахунку оптимальних параметрів роботи свердловин та системи збору і підготовки газопромислової продукції дасть змогу швидше приймати рішення про стабілізацію їх роботи. У даній статті розглянуто питання винесення крапельної рідини з вибою на поверхню. Також розроблена нова методика підрахунку стабільності роботи свердловин. Отримані результати були підтверджені моделюванням у програмному середовищі PIPESIM компанії Schlumberger. За результатами проведених досліджень встановлено, що після впровадження всіх заходів з оптимізації роботи свердловин та системи збору і підготовки газу можна забезпечити повне винесення рідини з вибою свердловин. При цьому дебіт свердловин по родовищу збільшиться на 50% у порівнянні з попереднім його значенням.

Розроблена методика показала можливість свого практичного застосування на родовищах, оскільки вона також вирізняється своєю універсальністю для різних умов.

Ключові слова: природний газ, обводнення, стабілізація, винесення рідини

Експлуатація скважин в на завершающей стадии разработки в условиях обводнения является чрезвычайно актуальной в настоящее время. Поэтому разработка новой методики расчета оптимальных параметров работы скважин и системы сбора и подготовки газопромышленной продукции позволит быстрее принимать решения по стабилизации их работы. В данной статье рассмотрен вопрос выноса капельной жидкости с забоя на поверхность. Также разработана новая методика подсчета стабильности работы скважин. Полученные результаты были подтверждены моделированием в программной среде PIPESIM компании Schlumberger. По результатам проведенных исследований установлено, что после внедрения всех мероприятий по оптимизации работы скважин и системы сбора и подготовки газа, обеспечивается полный вынос жидкости из забоя скважин. При этом дебит скважин по месторождению увеличится на 50%.

Разработанная методика показала возможность своего практического применения на месторождениях, так как она отличается своей универсальностью для различных условий.

Ключевые слова: природный газ, обводнение, стабилизация, вынос жидкости

Gas wells operation in case of their watering and during final stage of their development is extremely important at this time. Therefore, developing a new method of calculating the optimal parameters of wells and gas collection and conditioning system will help engineers to make good decision. This article was considered in removal of fluid drops from the bottomhole to the surface. Also, a new method of calculating of wells parameters was developed. The results were confirmed by simulation in software PIPESIM Schlumberger company. As a result of calculations it should be noted that after introduction all of the methods wells stabilization was reached. It should be add that flow rate of the deposit increased by 50% over the previous value.

The technique has shown the possibility of its practical application in fields as it also noted their universality for different conditions.

Keywords: natural gas, watering, stabilization, deliquification

Безаварійна експлуатація газових свердловин є надзвичайно важливим питанням, яке постає перед інженерами у процесі видобування газу. Це зумовлено, зокрема, переходом більшості родовищ на завершальну стадію розробки. Тому саме вибір оптимального режиму експлуатації свердловин та системи збору і підготовки газопромислової продукції може забезпечити стабільну роботу системи "пласт-свердловина-шлейф-установка підготовки газу". Найбільш значним фактором, який ускладнює експлуатацію свердловини в таких умовах, є скупчення рідини на вибої свердловини і в понижених ділянках шлейфів [1-5]. Саме тому забезпечення винесення рідини з вибою свердловини на поверхню може значно покращити експлуатаційні характеристики свердловин на забезпечити її стабільну роботу.

Стосовно питань експлуатації свердловин в умовах скупчення рідини на вибоях свердловин розроблена ціла низка винаходів. Найбільш ефективні з них і широко впроваджені на практиці описані нижче.

Суть винаходу, викладеного в патенті №2017941 «Спосіб удалення жидкости из газовых скважин и шлейфов» [11] полягає в тому, що видобуток газу ведуть з періодичним видавленням рідини з вибою свердловини видобувним газом. На відміну від експлуатації свердловин з періодичною зупинкою та продуванням, рідина з вибою свердловини видаляється шляхом продування шлейфів через газовий ежектор; кожен свердловину періодично підключають до камери змішування ежектора. На вхід ежектора подають високонапірний газ з дотискувальної компресорної станції (ДКС), а

змішаний потік направляють на вхід ДКС. Період продування кожної свердловини визначають за стабілізацією її температури.

Автори патенту №2110673 «Способ эксплуатации кустовых газовых скважин и эжектирующее устройство для его осуществления» Чугунов Л.С., Березняков А.И. та Шадрин В.И. у своїй роботі описують відомий спосіб експлуатації кушових свердловин, який здійснюється за режимом регулювання тиску газу на гирлі свердловин при їх номінальних витратах за допомогою кутових штуцерів [12]. Неefективність цього способу полягає в тому, що при одночасній роботі двох і більше свердловин на один загальний шлейф внаслідок відмінності їх технічних характеристик при коливанні тиску в системі відбувається перерозподіл витрат свердловин із зменшенням для малодобітних свердловин, що, відповідно, веде до скорочення швидкості потоку газу в ліфті свердловини до критичних значень, коли швидкості потоку не вистачає для винесення краплинної вологи, яка починає накопичуватися на вибої.

Відомий також спосіб для інтенсифікації припливу газу до вибою свердловини з використанням ефекту ежекції низьконапірного газу високонапірним і газовий ежектор, що містить оребрену зовні камеру зсуву та вогневий підігрівач [13]. Недоліками цього способу і пристрою є те, що в основу роботи газового ежектора покладено співвідношення тисків, якому відповідають висока швидкість витікання газу через сопло ежектора і, відповідно, низький коефіцієнт корисної дії. Крім того, недоліком є різке зниження температури газу за ежектором, наслідком чого є гідратуутворення, що вимагає додаткових витрат на ліквідацію цього недоліку.

Використання даного способу і пристрою дозволяє підвищити обсяги видобутого газу, не збільшуючи кількості свердловин, а також скоротити втрати газу від продування свердловин, що призводить до зниження собівартості видобутого газу, а також знижує кількість свердловинної продукції, яка потрапляє в атмосферу в процесі експлуатації.

Технічним результатом винаходу, описаного у патенті №2305769 «Система автоматического регулирования дебита газовой скважины, вскрывшей пласт с подошвенной водой» (автори Коновалов Илья Леонидович, Корженко Михаил Александрович, Липко Александр Николаевич, Пась Галина Борисовна, Тараненко Борис Федорович), є автоматична підтримка граничного безводного дебіту газової свердловини (ГС), що розкрила пласт з подошовної водою, в умовах неоднорідності пласта та невизначеності його проникності. Для цього система містить у внутрішньому контурі регулювання давач дебіту, встановлений на лінії виходу газу з ліфтової труби ГС, автоматичний регулятор дебіту ГС і регулюючий штуцер, встановлений на лінії виходу газу з ліфтової труби ГС. При цьому до першого входу автоматичного регулятора дебіту ГС підключений давач дебіту свердловини. Вихід автоматичного регулятора дебіту ГС підключений до регулюючого шту-

цера. Додатково система містить у зовнішньому контурі регулювання давач рівня вершини конуса подошовної води, автоматичний регулятор рівня і задавач рівня. При цьому до першого входу автоматичного регулятора рівня підключений давач рівня вершини конуса подошовної води, до другого – задавач рівня. Вихід автоматичного регулятора рівня підключений до другого автоматичного регулятора дебіту ГС. Пропонована система підтримує заданий гранично допустимий рівень конуса подошовної води шляхом зміни дебіту ГС.

Деякі інші погляди стосовно даного питання викладені авторами Тер-Саркисов Р.М., Илатовский Ю.В., Бузинов С.Н. (ВНИИГАЗ), Медко В.В. (Надымгазпром), Харитонов А.Н., Нифантов В.И., Казарян В.П., Серегина Н.В. (ВНИИГАЗ) у статті 14.

У міру переходу родовищ в період спадного видобутку зменшуються енергетичні можливості продуктивного пласта та дебіти свердловин, а також загострюються проблеми, пов'язані з обводненням покладів. Уведення додаткових потужностей дотискуючих компресорних станцій (ДКС) потребує значних капіталовкладень. Видобуток природного газу із свердловин з низьким пластовим тиском супроводжується наступними негативними наслідками:

- накопиченням рідини в стовбурі свердловин при дебіті газу, меншому від мінімально необхідного для винесення рідини, що є причиною довготривалих неконтрольованих періодів експлуатації свердловин з пониженими робочими дебітами газу;

- руйнуванням привибійної зони продуктивного пласта (ПЗП), накопиченням піску на вибоях свердловин, утворенням піщаних пробок, скупченням піску в технологічних трубопроводах і апаратах, що викликає абразивне зношування внутрішньосвердловинного обладнання, гирлової арматури, вузлів установок збору і підготовки газу, зупинку свердловин та інші аварійні ситуації;

- необхідністю частих капітальних ремонтів свердловин (КРС), зниженням ефективності їх проведення в умовах аномально низьких пластових тисків (АНПТ).

Для вирішення даних проблем потрібно провести відповідні фундаментальні дослідження, оскільки до кінця не зрозумілий фізичний зміст багатьох технологічних процесів експлуатації свердловин.

Як свідчить досвід, однією із найбільш вивчених областей, де можна за відносно короткі строки отримати наукові результати і застосувати їх для вирішення конкретних промислових завдань, є динаміка двофазних потоків у вертикальних трубах (свердловинах). Це пояснюється значним науковим доробком, який був створений ще в 30-40-х роках минулого століття радянськими вченими І.І.Муравйовим, А.П. Криловим, В.Т. Багдасаровим та іншими. Фундаментальні роботи проводились у ВНДІ-ГАЗ (В.А. Мамаєв, О.В. Клапчук, Г.Э. Одішарія та ін.). Можна з впевненістю сказати, що була створена наукова школа в цьому напрямку

досліджень, розробки якої необхідно продовжити.

Відомо, що деякі західні фірми також займаються проблемами експлуатації низько-напірних свердловин. Розробляються технології експлуатації з використанням гирлових і вибійних компресорних установок, з допомогою яких здійснюється зниження тиску та гирлі свердловин або на вибоях для збільшення їх дебіту. Розрахунки, проведені цими фірмами, свідчать про ефективність даного процесу.

Перспективним також є розроблений у ВНДГаз спосіб експлуатації свердловин за концентричного дворядного ліфта (труба в трубі). Якщо експлуатація свердловини тільки по ліфтових трубах стає неможливою через її самоглушіння рідиною, пропонується опускати в ліфтові труби додатково труби меншого діаметру, в тому числі з використанням колтубінгових технологій без глушіння свердловини. У випадку накопичення рідини в стовбурі свердловини кільцевий простір між трубою меншого діаметру та основним ліфтом тимчасово перекривають, забезпечуючи збільшення швидкості руху газу центральною трубою до значення, достатнього для винесення рідини. Потім свердловину переключають в режим роботи по цільній ліфтовій колоні. Діаметр центральної трубки вибирається таким чином, щоб видалення рідини відбувалося достатньо швидко і довший час свердловина експлуатувалася по всій ліфтовій системі з високим дебітом. Для збільшення ефективності даної технології розроблені спеціальні технічні засоби, які дозволяють керувати роботою свердловини в автоматичному режимі.

Так, наприклад, згідно з патентом United States Patent #5,363,693 [15] під назвою "Gas well tubing flow rate control" (Контроль дебіту газових свердловин) автора William G. Elmer запропоновано схему автоматичного контролю дебіту свердловини в умовах поступлення рідини на вибій.

Також варто зазначити, що в процесі експлуатації газових свердловин в умовах обводнення після винесення рідини на поверхню двофазна суміш потрапляє у шлейфи свердловин, що викликає певні ускладнення в роботі системи збору газу [16]. При цьому шлейфами рухається складна, багатокомпонентна суміш, до складу якої входять пластова та конденсаційна вода, вуглеводневий конденсат, механічні домішки, солі, метанол та ін. Внаслідок цього знижується дебіт свердловин, здійснюється суттєвий негативний вплив на технологічний режим роботи свердловин, а також може відбутись зупинка свердловини.

Основними проблемами, які ускладнюють рух газу шлейфом свердловини, є накопичення рідини у пониженних ділянках та гідратоутворення. Понижені ділянки внаслідок нерівностей рельєфу та проходження шлейфів свердловин через водоймища ведуть до додаткових втрат тиску по довжині шлейфу свердловин. Важливим фактором, який впливає на відкладення гідратів вздовж шлейфу, є місцеві опори (засув-

ки, відводи, переходи, трійники, зварювальні стики тощо). Це є першопричиною виникнення додаткового гідравлічного опору. Величина цього опору істотно залежить від особливостей місцевості, якою прокладений шлейф, кількості місцевих опорів та тривалості його експлуатації без очищення. Згадані ускладнення негативно впливають на технологічний режим роботи свердловин та призводять до додаткових втрат тиску.

В газопромисловій практиці найбільш поширеними критеріями оцінки стабільності роботи газової свердловини є критерії Фруда та мінімально-необхідного дебіту газу. Проте не завжди існує можливість визначити їх з необхідною швидкістю і точністю. Також залежності для мінімально-необхідного дебіту газу, необхідного для винесення рідини з вибою на поверхню, отримані вченими для умов певних родовищ, що, в свою чергу, може призвести до неточності визначення даної величини для умов іншого родовища.

Тому дуже часто виникає певна невідповідність між розрахованими і фактичними параметрами, що може стати причиною прийняття хибного рішення в процесі експлуатації свердловини.

Метою даної статті була розробка універсальної методики визначення стабільності роботи свердловини та адаптація використання даної методики для оптимізації роботи свердловин та системи збору і підготовки свердловинної продукції.

Задля стабілізації роботи свердловини необхідно забезпечити повне і своєчасне видалення рідини з її вибою на поверхню. Це може бути досягнуто збільшенням швидкості руху газу на вибої вище критичної швидкості. Для підтвердження величини критичної швидкості руху газу, необхідної для винесення крапель рідини з вибою на поверхню, розглянуто баланс сил, які діють на краплину рідини в потоці газу у стовбурі свердловини [9].

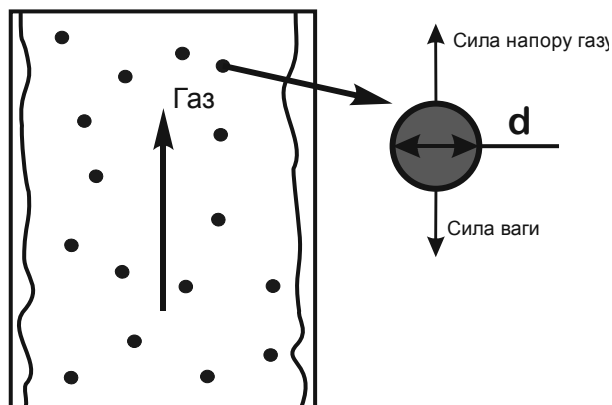


Рисунок 1 – Схема сил, які діють на краплину рідини в газовому потоці у стовбурі свердловини

Крапля перебуватиме у зрівноваженому стані, якщо сили будуть рівні між собою [9, 26].

$$F_{тяж} = F_{напор} ; \quad (1)$$

$$g(\rho_p - \rho_z) \frac{\pi d^3}{6} = \frac{1}{2} \rho_z \cdot \varphi \cdot A \cdot V_{кр}^2. \quad (2)$$

де ρ_p, ρ_z – відповідно густина рідини і газу, кг/м³;
 $g=9,81$ – прискорення вільного падіння, м/с²;

φ – аеродинамічний коефіцієнт, для води $\varphi = 0,44$;

$$A = \frac{\pi d^2}{4} \text{ – площа краплі, м}^2;$$

$V_{кр}$ – критична швидкість газу, м/с.

Отже, зробивши прості перетворення, можна отримати:

$$V_{кр}^2 = \frac{4g(\rho_p - \rho_z)d}{3\varphi \cdot \rho_z}. \quad (3)$$

Число Вебера (We) – критерій подібності в гідродинаміці, що визначає відношення інерції рідини до поверхневого натягу. Воно може бути визначене з виразу:

$$We = \frac{V_{кр}^2 \rho_z d}{\sigma} = 30; \quad (4)$$

де σ – поверхневий натяг для рідини, Н/м;

$$d = 30 \frac{\sigma}{V_{кр}^2 \rho_z}. \quad (5)$$

Отже,

$$V_{кр}^2 = \frac{4g(\rho_p - \rho_z)}{3\varphi \cdot \rho_z} 30 \frac{\sigma}{V_{кр}^2 \rho_z}; \quad (6)$$

$$V_{кр} = \sqrt[4]{\frac{40g\sigma(\rho_p - \rho_z)}{\varphi \cdot \rho_z^2}}; \quad (7)$$

$$V_{кр} = 2,7046 \cdot \sqrt[4]{\frac{(\rho_p - \rho_z)}{\rho_z^2}}. \quad (8)$$

Густина газу у вибійних умовах можна розрахувати за формулою:

$$\rho_z = \rho_0 \frac{P_{виб} T_{ст}}{z P_{ат} T_{виб}}. \quad (9)$$

Підставивши значення атмосферного тиску, густини і стандартної температури, отримаємо:

$$\rho_z = 0,72279 \frac{P_{виб} \cdot 293}{z \cdot 0,1013 \cdot 300} = 6,969 \frac{P_{виб}}{z}; \quad (10)$$

$$V_{кр} = 2,7046 \cdot \sqrt[4]{\frac{\left(\rho_p - 6,969 \frac{P_{виб}}{z}\right)}{\left(6,969 \frac{P_{виб}}{z}\right)^2}}. \quad (11)$$

Прийнявши, що густина рідини рівна 1100 кг/м³, отримаємо рівняння для критичної швидкості:

$$V_{кр} = 2,7046 \cdot \sqrt[4]{\frac{\left(1100 - 6,969 \frac{P_{виб}}{z}\right)}{\left(6,969 \frac{P_{виб}}{z}\right)^2}} = 4,3942 \sqrt[4]{\frac{157,864 - \frac{P_{виб}}{z}}{6,968 \cdot \left(\frac{P_{виб}}{z}\right)^2}}}. \quad (12)$$

Подібними до залежності 12 є рівняння Тернера (13) та Коулмана (14):

$$V_{води} = 5,321 \frac{(67 - 0,0031P)^{1/4}}{(0,0031P)^{1/2}}, \text{ фунтів/с}; \quad (13)$$

$$V_{води} = 4,434 \frac{(67 - 0,0031P)^{1/4}}{(0,0031P)^{1/2}}, \text{ фунтів/с}. \quad (14)$$

Залежності (13) і (14) були отримані для умов певних родовищ та набули поширення у світовій практиці.

У ВНДГаз розроблено комп'ютерні програми для розрахунку процесу керування параметрів свердловини і пласта. Подальші розробки спрямовані на визначення коефіцієнта гідравлічного опору двофазних потоків за різних діаметрів ліфтових труб, а також використовуються для вивчення процесу підймання рідини і твердих частинок потоком газу.

Існує також низка комп'ютерних програм зарубіжних компаній, які дозволяють моделювати процес експлуатації свердловин і визначати основні параметри їх роботи, що дає змогу регулювати режим роботи свердловин і в короткі терміни приймати рішення щодо покращення умов їх експлуатації.

Однією з таких програм є програма PipeSim компанії Schlumberger. З використанням зазначеної програми проведені деякі розрахунки експлуатаційних параметрів свердловин та запроєктовано низку заходів для покращення умов експлуатації видобувних свердловин на Любешівському газовому родовищі.

З допомогою програми PipeSim компанії Schlumberger побудована експлуатаційна модель Любешівського ГР (рисунок 2), яка включає свердловини (їх продуктивну характеристику та конструкцію) та систему збору газу з входом в УКПГ (гребінки високого та низького тисків).

За результатами проведених розрахунків отримано основні експлуатаційні характеристики свердловин, які після адаптації моделі відрізняються від реальних у межах похибки. Результати розрахунків зведені до таблиці 1.

Програма також уможливує побудову графічних залежностей як для моделі загалом, так і для кожної свердловини зокрема.

Що стосується методик розрахунку, то для однофазного потоку обрана методика Moody, для багатфазного горизонтального потоку – Beggs & Brill Revised, Orkiszewski, для верти-

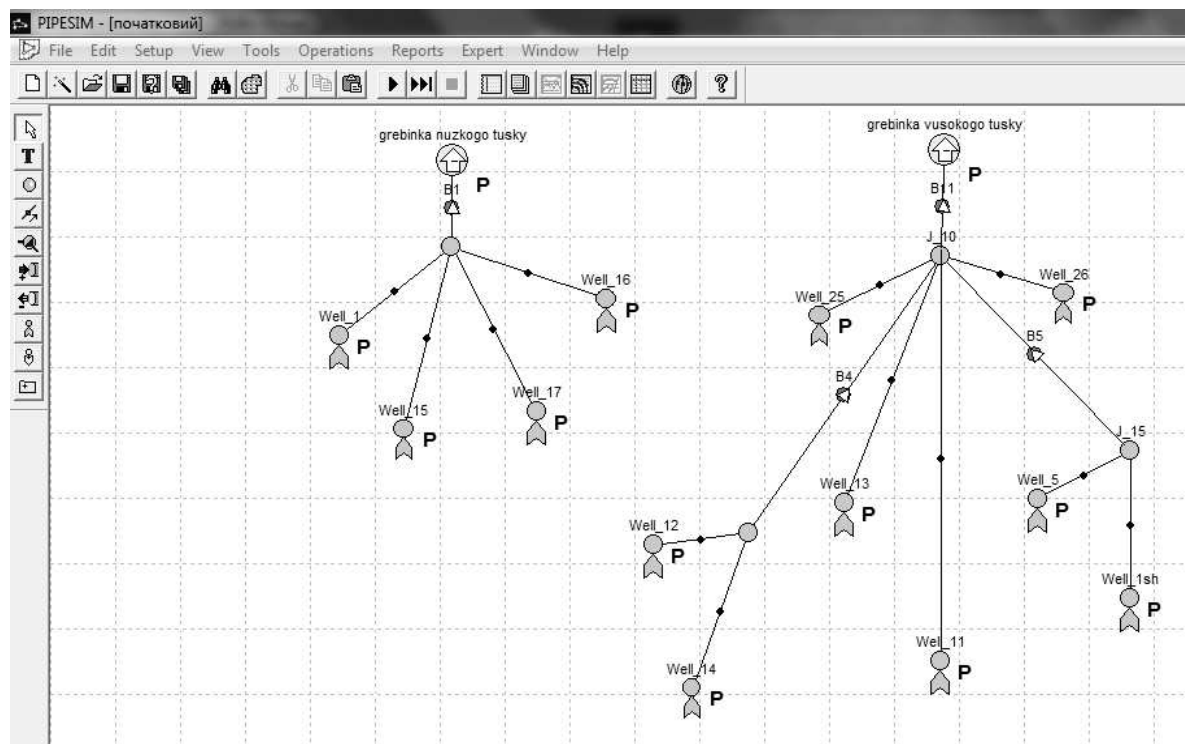


Рисунок 2 – Загальний вигляд моделі

Таблиця 1 – Результати отриманих основних експлуатаційних параметрів

	Тиск, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д
Гребінка низького тиску	0,56	45,76
Гребінка високого тиску	1,5	169,58
Св.1	0,98	8,52
Св.11	2,71	53,48
Св.12	2,7	19,12
Св.13	2,67	48,73
Св.14	2,65	19,03
Св.15	1,05	19,48
Св.16	1,07	16,24
Св.17	1,25	1,53
Св.1Сх.Лб.	4,53	2,72
Св.25	4,9	23,15
Св.26	4,9	2,91
Св.5	3,52	0,44
Загальний дебіт		215,34

кального багатофазного потоку – Hagedorn & Brown. Всі методика базуються на розрахунку втрат тиску та затримки (тертя).

Найбільшу увагу було приділено основному ускладненню в процесі експлуатації Любешівського ГР – поступлення пластової води на вибій свердловин. Для контролю за скупченням рідини у свердловині програма PipeSim використовує коефіцієнт розвантаження рідини – відношення мінімальної швидкості, необхідної для підняття крапель рідини до швидкості руху газу. Якщо значення даного коефіцієнта менше одиниці, значить проблем з винесенням рідини у свердловині немає. У вітчизняній практиці

використовують поняття критична швидкість – це швидкість руху газу, при якій краплинки рідини чи піску знаходяться у зваженому стані. Винесення ж частинок на поверхню відбувається при значенні швидкості руху газу, дещо більшому за критичну швидкість. Також для контролю за стабільністю роботи свердловин використовують формули мінімально необхідного дебіту газу. Проте ці значення є взаємопов'язаними, оскільки, знаючи швидкість, необхідну для підйому крапель рідини, і конструкцію ліфта свердловини, ми можемо визначити дебіт газу, необхідний для винесення рідини з вибою на поверхню.

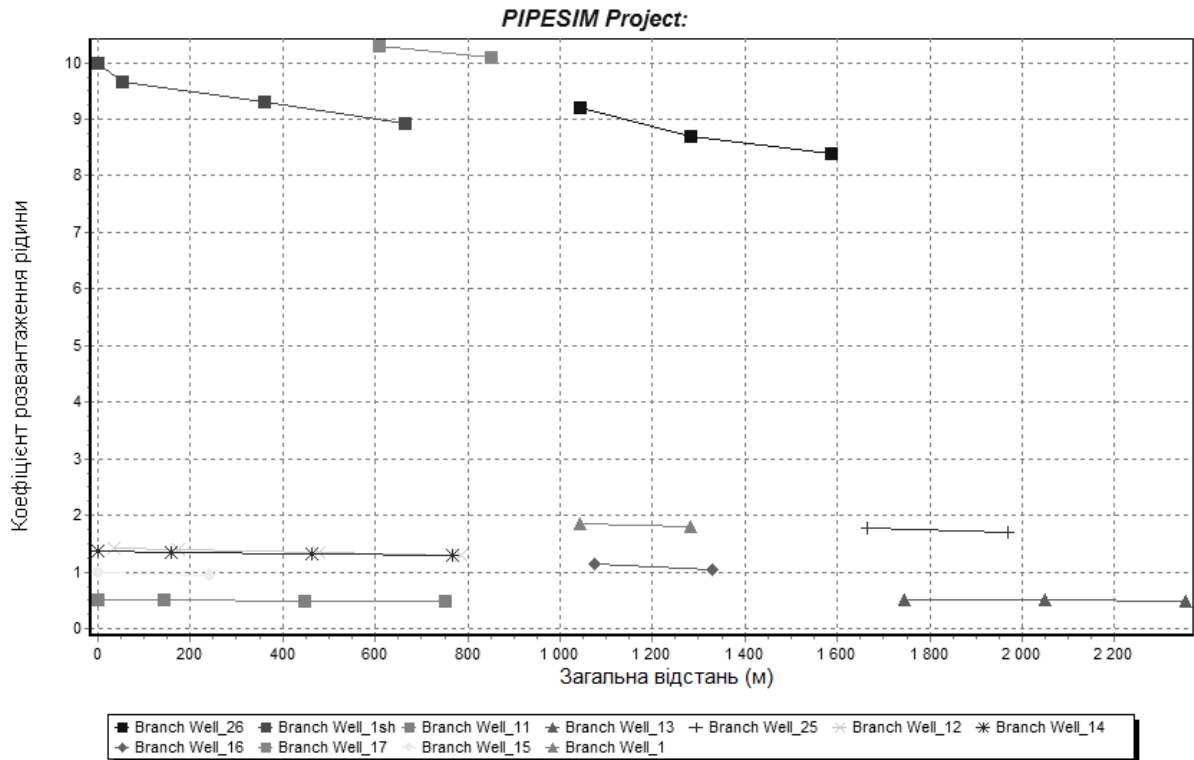


Рисунок 3 – Графічна залежність коефіцієнту розвантаження рідини для Любешівського ГР

Таблиця 2 – Результати розрахунку критичної швидкості

№ св-ни	Критична швидкість, розрахована за отриманою залежністю, м/с	Критична швидкість, розрахована у програмі PipeSim, м/с
1	11,504	9,0
5	6,134	5,49
11	6,36	5,3
12	6,757	5,23
13	6,931	5,6
14	6,664	5,3
15	9,946	7,6
16	11,27	8,3
17	10,101	9,0
1-Сх.Лб.	6,254	5,75
25	3,955	3,54
26	3,56	3,2

На рис. 3 відображено результати розрахунків стосовно коефіцієнта розвантаження рідини проведених для початкової моделі.

Як видно з наведених результатів, у більшості свердловин існують проблеми з винесенням рідини. Як відомо, накопичення рідини на вибої свердловини призводить до багатьох негативних наслідків, в тому числі і до самоглушіння свердловини. Тому слід розглянути основні методи боротьби з цим ускладненням.

Для перевірки отриманої формули проведено розрахунок критичної швидкості, тобто швидкості, необхідної для підняття крапель з вибою і винесення їх на поверхню. Для перевірки виконано розрахунок критичної швидкості

у програмному середовищі PipeSim. Результати проведених розрахунків наведено в табл. 2.

Для покращення винесення крапель рідини необхідно збільшити швидкість висхідного потоку газу, чого можна досягти шляхом зменшення внутрішнього діаметру ліфтових труб на НКТ меншого діаметру. Наведемо приклади розрахунку необхідного внутрішнього діаметру НКТ для свердловин родовища за кількома методиками і порівняємо отримані результати.

Так, наприклад, за відомим значенням критичної швидкості можна розрахувати діаметр труб, необхідний для забезпечення винесення рідини при існуючому дебіті свердловини:

Таблиця 3 – Результати розрахунку внутрішнього діаметру НКТ для свердловин Любешівського ГР

№ св-ни	Внутрішній діаметр НКТ, см					
	За виведеною залежністю	Формула Адамова	Формула ПівнКавНДІ газу	Формула ВНДІгазу	Формула ІФНТУНГ	Формула Ріттенгера
1	3,571	3,153	3,715	4,56	5,756	8,995
1-сх.лб	1,505	1,58	1,549	2,28	1,838	3,793
5	0,585	0,74	0,602	1,1	0,784	1,474
11	6,825	6,224	7	7,6	9,9	17,2
12	4,443	4,369	4,586	5,4	5,468	11,205
13	6,901	6,989	7,126	7,71	9,995	17,399
14	4,307	4,198	4,44	5,29	6,969	10,852
15	5,239	4,016	5,451	6,2	8,559	13,222
16	5,228	4,187	5,433	6,18	8,52	13,159
17	1,058	1,14	1,09	1,72	1,642	2,665
25	3,548	3,154	3,593	4,52	5,689	8,967
26	4,351	3,503	4,519	5,33	7,309	10,953

Таблиця 4 – Результати розрахунку мінімально необхідного дебіту

№ св-ни	Мінімально-необхідний дебіт газу, тис.м ³ /д				
	За виведеною залежністю	Формула ПівнКав НДІгазу	Формула ВНДІгаз	Формула ІФНТУНГ (Оренбурзьке ГКР)	Формула ІФНТУНГ
1	20,044	22,287	17,279	9,049	19,607
5	37,383	42,455	32,341	17,011	36,923
11	36,073	40,921	31,221	21,311	37,801
12	33,984	38,377	29,353	27,185	38,062
13	33,141	37,39	28,626	19,559	34,63
14	34,449	38,917	29,75	16,112	34,154
15	23,166	25,873	20,007	10,523	22,741
16	20,457	22,839	17,7	9,31	20,106
17	22,812	25,47	19,701	10,362	22,391
1-Сх.Лб.	36,677	41,642	31,748	27,713	40,658
25	57,352	67,225	49,879	22,427	55,489
26	21,94	24,475	18,946	9,965	21,528

$$v = \frac{Q}{F} \cdot \frac{z \cdot P_{ат} \cdot T_{воб}}{P_{воб} \cdot T_{ст}} = \frac{4 \cdot Q \cdot z \cdot P_{ат} \cdot T_{воб}}{\pi \cdot d^2 \cdot P_{воб} \cdot T_{ст} \cdot 86400}; \quad (15)$$

$$v = 14,74 \cdot 10^{-6} \frac{Q \cdot z \cdot P_{ат} \cdot T_{воб}}{d^2 \cdot P_{воб} \cdot T_{ст}}. \quad (16)$$

Тоді внутрішній діаметр НКТ становитиме:

$$d_{вн} = 3,5 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{\frac{q \cdot 10^3 \cdot z_{воб} \cdot P_{ат} \cdot T_{воб}}{\omega_{кр} \cdot P_{воб} \cdot T_{ст}}}. \quad (17)$$

Також для обрахунку внутрішнього діаметру НКТ використовували формули Адамова, мінімально-необхідного дебіту та формулу Ріттенгера. Результати зведені до табл. 3.

Як видно з результатів розрахунку для стабілізації роботи свердловини, для покращення винесення рідини з вибою на поверхню потрібно провести заміну НКТ у всіх свердловинах. Причому у більшості випадків необхідно зменшити діаметр фонтанних труб, що призведе до зменшення дебіту свердловин. Також, як відомо,

заміна НКТ потребує глушіння свердловини з подальшим її освоєнням, що може спричинити забруднення ПЗП і, як наслідок, погіршення фільтраційних властивостей ПЗП.

Ще одним параметром, за яким можна судити про стабільність роботи свердловини, є мінімально необхідний дебіт. Знаючи конструкцію свердловини та критичну швидкість для винесення рідини, можна також запропонувати іншу методику розрахунку мінімально необхідного дебіту газу і порівняти отримані значення з розрахунками за іншими відомими формулами. Отож, з формули 16, знаючи конструкцію колони ліфтових труб, мінімально необхідний дебіт газу буде становити:

$$q = \frac{d_{вн}^2 \cdot \omega_{кр} \cdot P_{воб} \cdot T_{ст}}{14,74 \cdot 10^{-3} \cdot z_{воб} \cdot P_{ат} \cdot T_{воб}}. \quad (18)$$

Результати розрахунків наведено в таблиці 4.

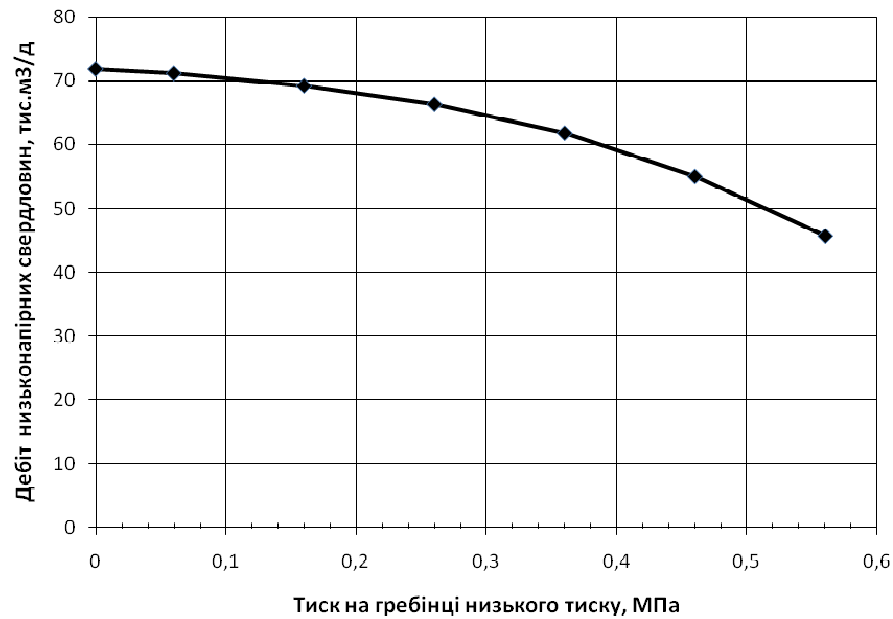


Рисунок 4 – Графічна залежність дебіту низьконапірних свердловин від тиску на гребінці низького тиску

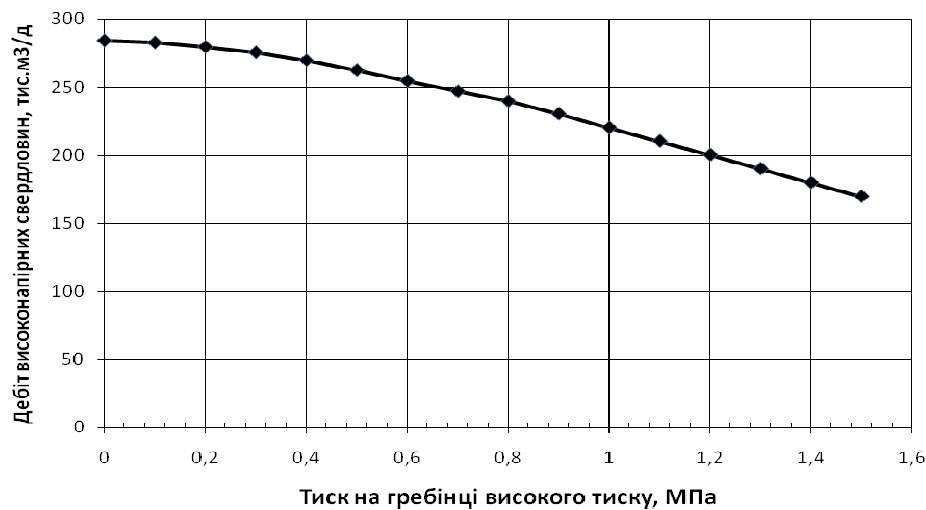


Рисунок 5 – Графічна залежність дебіту високонапірних свердловин від тиску на гребінці високого тиску

Як видно з результатів розрахунків, наведених в таблиці 4, значення мінімально необхідного дебіту газу, отримані за різними залежностями, не надто відрізняються. Розбіжність може бути пояснена тим, що окремі формули не зовсім підходять для умов Любешівського ГР.

Ще одним способом збільшення дебіту газу та збільшення швидкості його руху, необхідної для винесення рідини, є зниження тиску на гирлі свердловин. На Любешівському ГР всі свердловини відкриті, тобто не штуцеровані. Їх тиск на гирлі визначається тиском на вході в УКПГ. Як було зазначено вище, на родовищі є високонапірні та низьконапірні свердловини, а, відповідно, на вході в УКПГ є гребінки високого і низького тисків. На даний час тиск на гребінці високого тиску становить близько

1,5 МПа, а на гребінці низького тиску – 0,56 МПа. Розглянемо вплив зниження цих тисків на роботу свердловин та системи збору газу.

У процесі розрахунку знижували тиск на вході в УКПГ на кожні 0,1 МПа і отримували значення дебіту свердловин (рис. 4 та 5).

Для визначення оптимального значення зниження тиску на гребінках були побудовані графіки абсолютного збільшення дебіту на гребінках від тиску (рис. 6, 7). Дані графічні залежності мають характерний злам, координати якого відповідають оптимальному значенню тиску та відповідному йому дебіту на гребінках.

Точки на графіках можна подати у вигляді двох прямих, які перетинаються. Отож, спільно розв'язавши систему рівнянь отримаємо шукане значення оптимального зниження тиску на гребінках та їх дебіти.

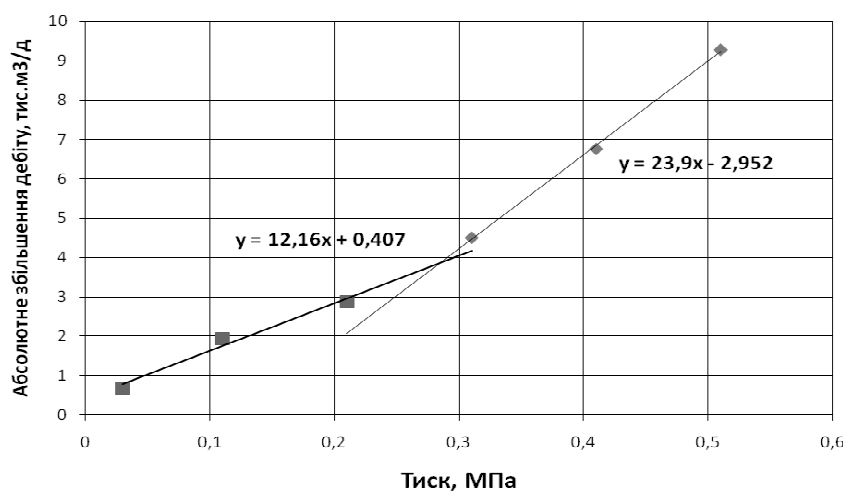


Рисунок 6 – Графічна залежність абсолютного збільшення дебіту на гребінці низького тиску від значення тиску на цій гребінці

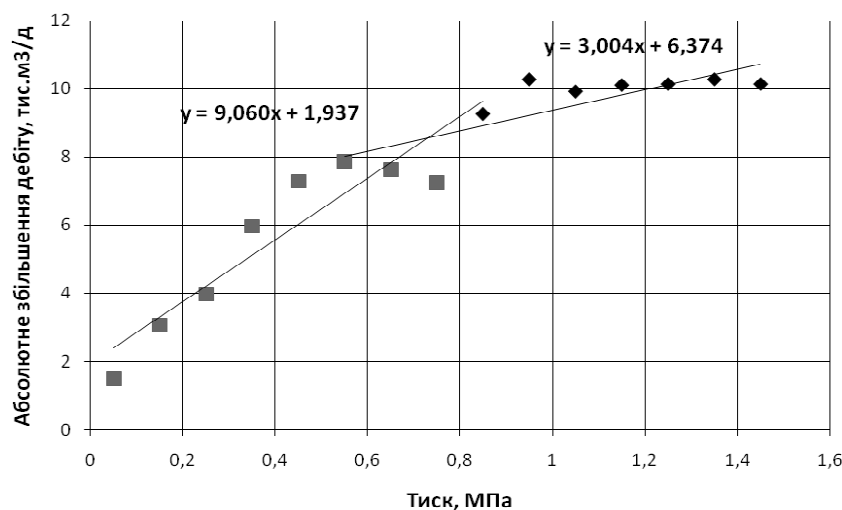


Рисунок 7 – Графічна залежність абсолютного збільшення дебіту на гребінці високого тиску від значення тиску на цій гребінці

Так, для гребінки низького тиску:

$$\begin{cases} y = 12,16x + 0,407; \\ y = 23,9x - 2,952. \end{cases}$$

$$12,16x + 0,407 = 23,9x - 2,952;$$

$$11,74x - 3,359 = 0;$$

$$11,74x = 3,359;$$

$$x = 0,286.$$

$$y = 12,16 \cdot 0,286 + 0,407 = 3,88.$$

Отже, для гребінки низького тиску оптимальна величина тиску, до якої доцільно його знижувати, становить 0,286 МПа. При цьому дебіт свердловин збільшиться на 21,24 тис.м³/д порівняно з теперішнім значенням. Нижче цього значення знижувати тиск недоцільно, оскільки це не призведе до суттєвого збільшення дебіту.

Для гребінки високого тиску:

$$\begin{cases} y = 9,060x + 1,937; \\ y = 3,004x + 6,374. \end{cases}$$

$$9,060x + 1,937 = 3,004x + 6,374;$$

$$6,056x = 4,437;$$

$$x = 0,7326.$$

$$y = 9,060 \cdot 0,7326 + 1,937 = 8,57.$$

Отже, для гребінки високого тиску оптимальна величина тиску, до якої доцільно його знижувати, становить 0,7326 МПа. При цьому дебіт свердловин збільшиться на 73,42 тис.м³/д порівняно з теперішнім значенням.

Підводячи підсумок, варто зауважити, що зниження тиску на гребінках дасть змогу збільшити дебіт на 106,21 тис.м³/д у порівнянні з теперішнім значенням. Зниження тиску на даному етапі розробки родовища є обґрунтованим, оскільки у 2011 році в експлуатацію повинна була увійти установка компримування газу.

Зниження тиску на вході в УКПГ також дозволить покращити умови винесення рідини з вибою на поверхню. З метою перевірки даного твердження, задавшись значеннями тиску на гребінках рівних їх оптимальному значенню, проведено розрахунки на раніше отриманій моделі в PIPESIM.

Таблиця 5 – Результати збільшення дебіту після зниження тиску

№ св-ни	Початковий дебіт, тис.м ³ /д	Дебіт газу після зниження тиску, тис.м ³ /д
1	8,52	12,04
11	53,48	77,47
12	19,12	29,93
13	48,73	71,46
14	19,03	34,22
15	19,48	28,33
16	16,24	23,06
17	1,53	1,88
1Сх.Лб.	2,72	3,1
25	23,15	24,51
26	2,91	14,91
5	0,44	0,63
Гребінка низького тиску	45,76	65,31
Гребінка високого тиску	169,58	256,24
ВСЬОГО	215,34	321,55

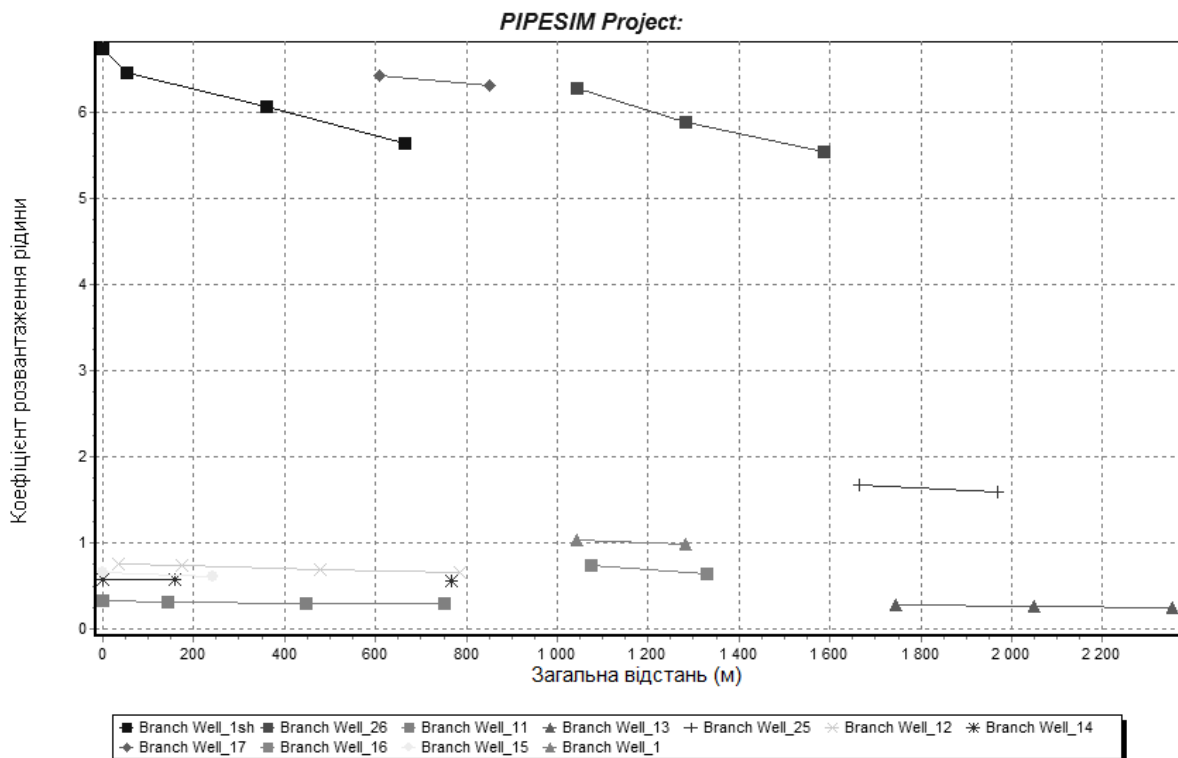


Рисунок 8 – Графічна залежність коефіцієнта розвантаження рідини для свердловин родовища

Як видно з рисунка 8, запропоновані заходи дозволяють майже вдвічі покращити умови винесення рідини з вибою свердловин. Проте для свердловин 1Сх.Лб, 17, 25 та 26 дана проблема все ще залишається актуальною.

Також буде цікаво прослідкувати, як зміняться критична швидкість, внутрішній діаметр НКТ та мінімально-необхідний дебіт газу після зниження тиску на вході в УКПГ до оптимального значення.

Отже, як видно з результатів, зміна тиску на вході в УКПГ, а, значить, і зменшення гирлового тиску до оптимального значення, не дозволяє підняти рідину з вибою всіх свердловин на поверхню.

З рисунку 8 видно, що на свердловинах 25, 26, 17 і 1-Сх.Лб. все ще накопичується рідина на вибоях. Тому для цих свердловин пропонується провести заміну НКТ на труби з меншим діаметром (значення наведено вище).

Таблиця 6 – Результати розрахунку параметрів до та після зниження тиску

№ св-ни	Критична швидкість, м/с		Внутрішній діаметр НКТ, см		Мінімально необхідний дебіт газу, тис.м ³ /д	
	до	після	до	після	до	після
1	11,504	16,743	3,571	5,282	20,044	13,788
5	6,134	10,29	1,505	0,948	37,383	22,396
11	6,36	7,199	0,585	8,805	36,073	31,921
12	6,757	8,25	6,825	5,855	33,984	27,892
13	6,931	9,013	4,443	9,453	33,141	25,547
14	6,664	9,147	6,901	6,59	34,449	25,177
15	9,946	10,184	4,307	6,324	23,166	22,627
16	11,27	11,547	5,239	6,074	20,457	19,969
17	10,101	17,288	5,228	2,121	22,812	13,354
1-Сх.Лб.	6,254	9,254	1,058	1,995	36,677	24,886
25	3,955	4,143	3,548	3,779	57,352	54,837
26	3,56	4,088	4,351	2,928	21,94	55,552

Варто також розглянути можливість встановлення двоступінчастої колони на цих свердловинах (рис. 9). З цією метою проведено відповідні розрахунки таких колон на свердловинах (табл. 7).

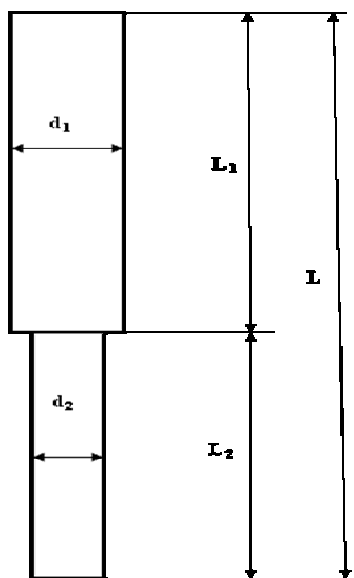


Рисунок 9 – Схема конструкції двоступінчастої колони насосно-компресорних труб

Таблиця 7 – Результати розрахунку двосекційної колони ліфтових труб

№ св-ни	L ₁ ,м	L ₂ ,м	d ₁ ,м	d ₂ ,м
1-Сх.Лб.	51,692	188,308	0,062	0,0503
25	289,445	280,505	0,0403	0,0352
26	86,842	178,508	0,0352	0,0264

В результаті зниження тиску на гирлах свердловин та встановлення двоступінчастої колони на окремих свердловинах отримано значний приріст дебіту та значно стабілізовано їх роботу, про що свідчать дані, наведені в таб-

лиці 8. Для свердловини 17 значення ефективного діаметру занадто мале для розрахунку двосекційної колони, тому пропонується використання у ній спінуючих ПАР або сильфонних трубок.

Таблиця 8 – Результати розрахунку

№ свердловини	Дебіт газу, тис.м ³ /д
1	11,77
11	77,59
12	29,87
13	71,47
14	34,15
15	28,34
16	23,06
17	1,88
1-Сх.Лб.	3,1
25	20,26
26	15,28
5	0,63
Гребінка високого тиску	65,05
Гребінка низького тиску	252,36
ВСЬОГО	317,41

Також запропоновано розглянути варіант зміни технологічного режиму експлуатації для свердловин Любешівського родовища. Зокрема, проведено перевірку умови фонтанування свердловин і можливість застосування режиму $W_{\text{виб}} = \text{const}$.

З цією метою визначено вибійний тиск, при якому робочий і мінімально-необхідний дебіти свердловин зрівнюються. Шляхом задання рядом значень вибійного тиску знаходили мінімально-необхідний дебіт газу для заданих значень вибійного тиску за формулою

Таблиця 9 – Результати розрахунку можливості застосування режиму $W_{\text{виб}}=\text{const}$

№ св-ни	Тиск на вибої, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д	Тиск на усті, МПа	Швидкість газу на вибої, м/с	Параметр N, (МПа·д)/тис.м ³
5	3,232	38,91	2,997	4,468	0,089
11	2,31	32,447	2,127	5,309	0,075
12	2,3038	32,207	2,122	5,284	0,075
13	2,2751	31,835	2,088	5,292	0,075
14	2,2464	31,649	2,064	5,332	0,075
25	4,7249	46,915	4,447	3,588	0,111
1-Сх.Лб.	4,3421	44,681	4,084	3,743	0,106

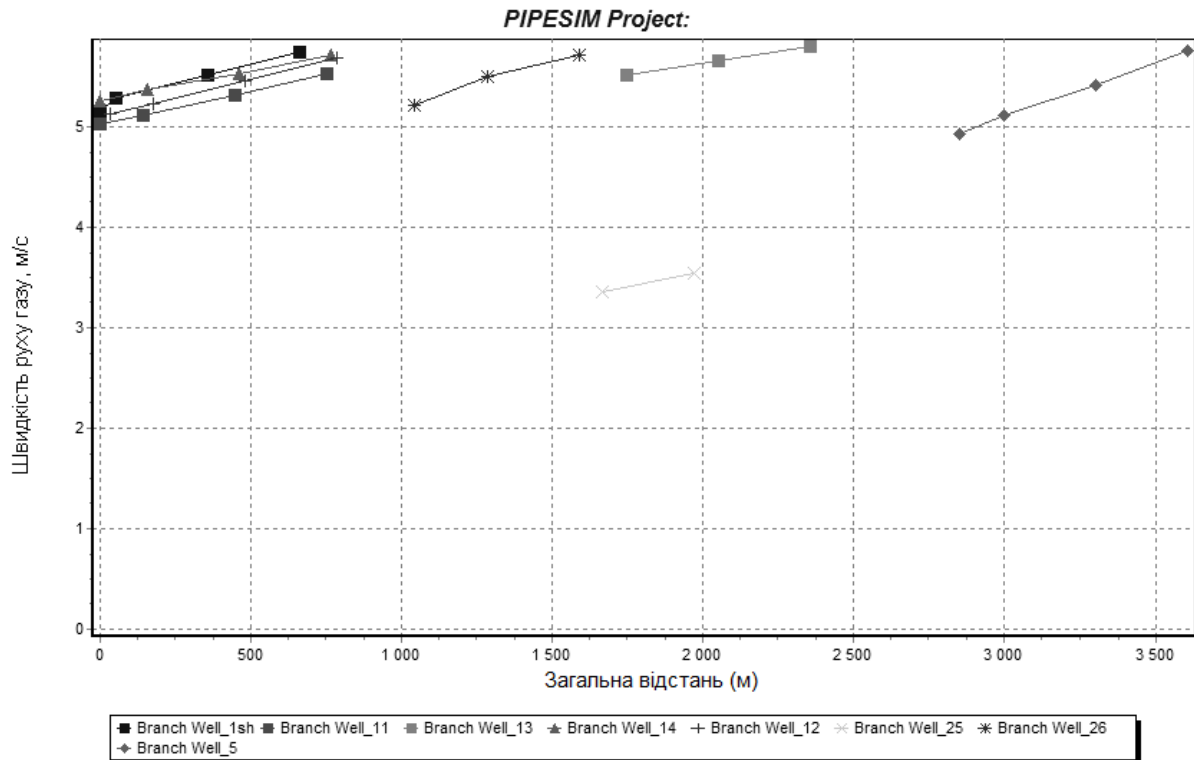


Рисунок 10 – Результати розрахунку необхідної швидкості на вибої свердловин для винесення рідини на поверхню

$$q_{\text{м.н.}} = 8480 \sqrt{\frac{P_{\text{виб}}(t) \cdot \rho_p \cdot d_{\text{вн}}^5}{\bar{\rho}_z \cdot z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}}, \quad (19)$$

де ρ_p — густина пластової рідини, кг/м³.
Потім, для тих самих значень вибійного тиску знаходили дебіт газу, виходячи з двочленної формули припливу газу до вибою свердловини

$$q(t) = -\frac{A^*(\mu z)_{cp}}{2 \cdot [B^* \cdot z_{cp}]} + \sqrt{\left[\frac{A^*(\mu z)_{cp}}{2 \cdot [B^* \cdot z_{cp}]} \right]^2 + \frac{P_{\text{нл}}^2(t) - P_{\text{виб}}^2(t)}{B^* \cdot z_{cp}}}. \quad (20)$$

За результатами розрахунку побудовано графічну залежність дебіту газу і мінімально-необхідного дебіту газу від вибійного тиску. Точка перетину даних залежностей дає значення дебіту газу і вибійного тиску, при яких за-

безпечується винесення рідини з вибою на поверхню.

Отримані розрахункові значення наведено в таблиці 9.

Результати розрахунків свідчать, що режим $W_{\text{виб}}=\text{const}$ можна застосовувати на високонапірних свердловинах (гребінка високого тиску), оскільки для них $P_y > P_{\text{у.факт}}$, окрім свердловини 26. Для свердловин 1, 15, 16, 17, 26 даний режим не підходить, оскільки вищезазначена умова не виконується.

Отже для високонапірної частини родовища пропонується ввести режим експлуатації $W_{\text{виб}}=5,4 \text{ м/с}=\text{const}$. Це дозволить стабілізувати роботу високонапірних експлуатаційних свердловин. Отриманий результат підтверджено розрахунками в програмному середовищі PipeSim (рис. 10).

Отже, як вказують результати проведених розрахунків, найоптимальнішим шляхом стабілізації роботи свердловин Любешівського газового родовища є зменшення тиску на вході в

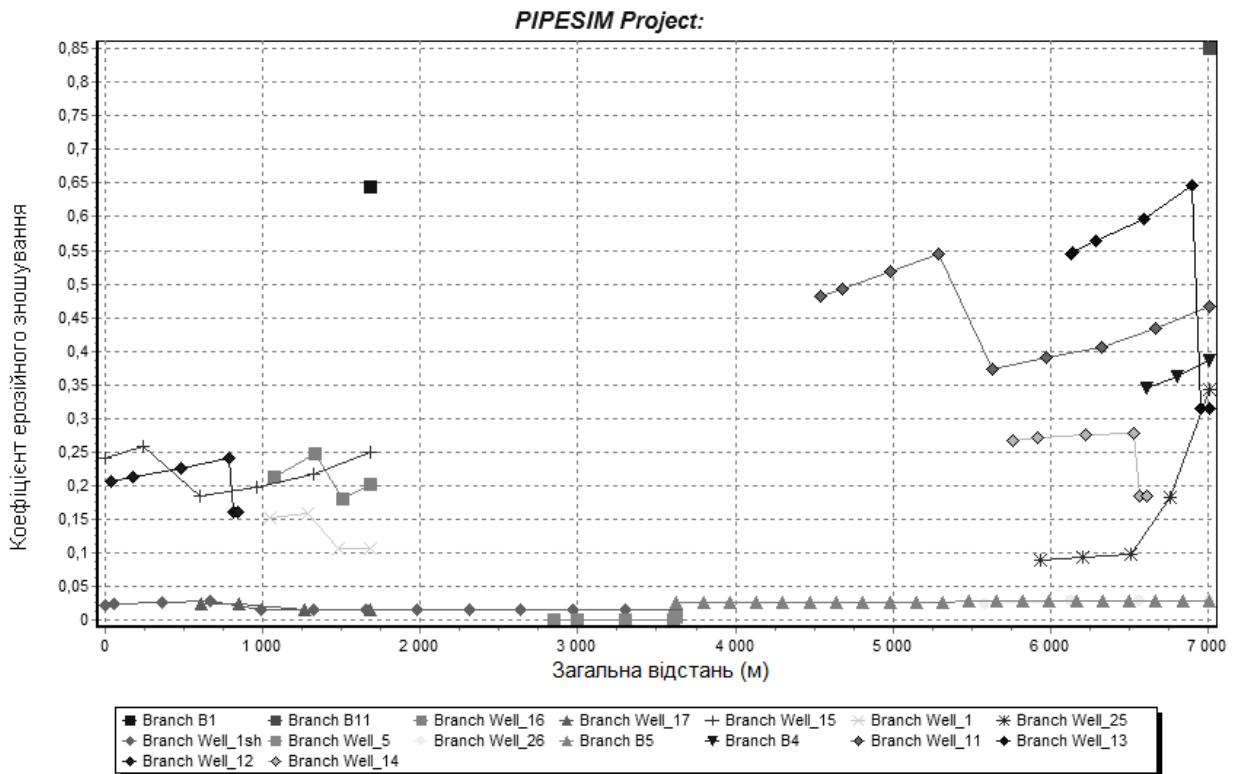


Рисунок 11 – Значення коефіцієнта ерозійного зношування для свердловин родовища

УКПГ до значень 0,7326 та 0,286 МПа відповідно на гребінках високого та низького тисків. Також, можливий варіант впровадження технологічного режиму експлуатації свердловин з постійною швидкістю на вибої $W_{\text{виб}}=5,5 \text{ м/с}=\text{const}$ на тих свердловинах родовища, газ з яких подається на гребінку високого тиску (11, 12, 13, 14, 25, 26, 1–Сх.ЛБ). Тоді для забезпечення винесення рідини на решті свердловин пропонується провести заміну колони насосно-компресорних труб.

Як відомо, підвищення швидкості руху газу також призводить до збільшення ерозійного зношення свердловинного та поверхневого обладнання, що може стати причиною аварій. Для контролювання цього процесу у програмі PipeSim існує коефіцієнт ерозійного зношення. Враховуючи максимально-необхідне для винесення рідини збільшення швидкості руху газорідинної суміші, коефіцієнт ерозійного зношення не перевищував 1 (рис. 11), що свідчить про відсутність небезпеки ерозійного зношення.

Враховуючи особливість покладів газу Любешівського ГР, а саме їх водоплаваючий характер, актуальним є питання забезпечення стабільної роботи свердловин та системи збору свердловинної продукції.

За результатами проведених досліджень було отримано формулу для визначення критичної швидкості руху газу, необхідної для винесення крапель рідини з вибою на поверхню адаптованої до умов розробки та експлуатації свердловин Любешівського ГР. Розроблено алгоритм визначення мінімально-необхідного дебіту газу та внутрішнього діаметру ліфтових

труб, які також будуть забезпечувати винесення рідини на поверхню, тим самим стабілізуючи роботу експлуатаційних свердловин.

Результати, отримані шляхом розрахунку, були підтверджені моделюванням процесів експлуатації свердловин та системи збору газу у програмному середовищі PipeSim компанії Schlumberger. З використанням даного програмного забезпечення визначено оптимальну величину зниження гирлового тиску свердловин, що веде до збільшення дебіту та покращення процесу винесення рідини.

На тих свердловинах, де вищезазначені заходи не дали очікуваного ефекту, було запропоновано встановити двоступінчасті колони НКТ. Проте на двох свердловинах і це не дало позитивного результату. Вода не повністю виноситься з вибоїв цих свердловин. Тому для умов даних свердловин запропоновано використовувати розчини спінюючих ПАР або інші методи боротьби з накопиченням рідини на вибоях свердловин.

Щодо системи збору газу, було встановлено, що роз'єднання шлейфів свердловин 12 та 14 і їх експлуатація по індивідуальних шлейфах дає змогу збільшити дебіт на 4 тис.м³/д. Отож пропонується залишити даний трубопровід як шлейф свердловини 14, а для 12 свердловини прокласти новий шлейф.

Саме використання комплексного підходу у боротьбі з накопиченням рідини дає найкращий результат. Так, наприклад, після впровадження усіх вищезазначених заходів дебіт газу загалом по родовищу збільшився з 215,34 тис.м³/д до 317,41 тис.м³/д (на 102,07 тис.м³/д). При цьому стабілізувалась ро-

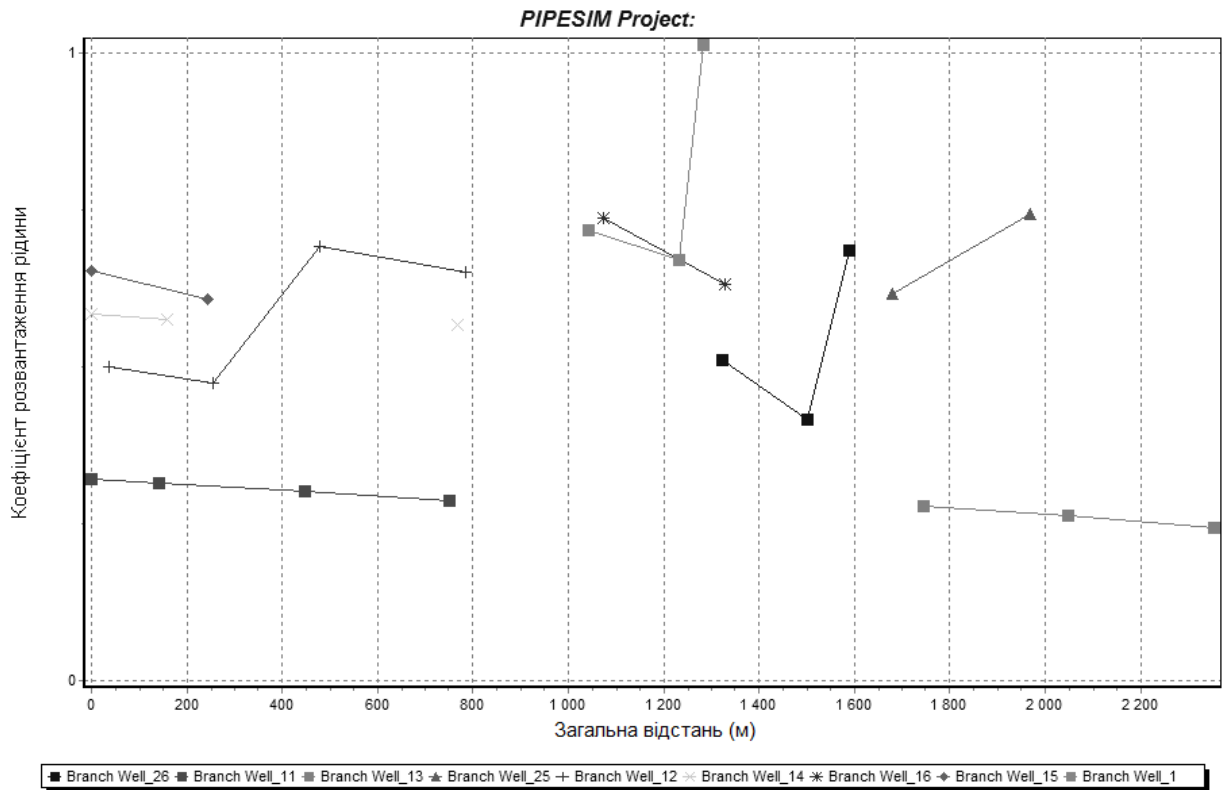


Рисунок 12 – Значення коефіцієнта розвантаження рідини для свердловин родовища

бота свердловин, зокрема було забезпечено винесення рідини з вибою на поверхню. Для попередження накопичення уже піднятої рідини в понижених ділянках трубопроводів пропонується встановити біля свердловин розширювальні камери.

Література

1 Основы технологии добычи газа / [Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С.]. – М.: ОАО "Издательство "Недра", 2003. – 880 с.: ил. – ISBN: 5-247-03885-1.

2 Технологический режим работы газовых скважин / З.С.Алиев, С.А.Андреев, А.П.Власенко, Ю.П.Коротаев. – М.: Недра, 1978. – 276с.

3 Кондрат Р. Нові технології видобування газу і конденсату [Текст] / Роман Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 4. – С. 20-23.

4 Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов [Текст] / Р. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с. – ISBN 5-247-02154-1.

5 Косачук Г.П. Оценка характера внедрения пластовых вод в залежь АГКМ [Текст] / Г.П.Косачук, Ф.Р.Биланов, Е.В.Нифантова, С.А.Мельников // Газовая промышленность. – 2006. – № 11. – С. 29-33.

6 Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов [Текст] / И.П. Чоловский., М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин. – М.: Нефть и газ, 2002.

7 Серебряков О. Анализ внедрения воды в продуктивную залежь Астраханского ГКМ [Текст] / О.И.Серебряков // Газовая промышленность. – 1997. – № 8. – С. 57-58.

8 Севастьянов О. Особенности обводнения скважин и газоконденсатной залежи ОНГКМ [Текст] / О.М. Севастьянов, Е.Е. Захарова // Газовая промышленность. – 2004. – № 10. – С. 80-82.

9 James F. Lea Gas well deliquification/ James F. Lea, Henry V. Nickens, Mike R. Wells/ Elsevier Inc., Second Edition, 2008. – ISBN: 9780080569406.

10 Two-Phase Flow in Pipes/Dr. James P. Brill, Dr. H. Dale Beggs, 6th Edition, 1991.

11 Патент РФ №2017941. Способ удаления жидкости из газовых скважин и шлейфов / Минигулов Р.М. та Шадрин В.И., клас патенту E21B43/00, номер заявки 4882642/03, дата публікації 15.08.1994, патентовласник Минигулов Рафаил Минигулович.

12 Эксплуатация нефтяных и газовых свердловин / Лаврушко П. М. та ін.. – М.: Недра, 1974. – 367 с.

13 Коротаев Ю. П. Видобуток, транспорт та підземне зберігання газу / Коротаев Ю. П. та ін. – М.: Недра, 1984. – 218 с.

14 Особенности добычи низконапорного газа / Р.М. Тер-Саркисов, Ю.В.Илатовский, С.Н. Бузинов (ВНИИГАЗ), В.В.Медко (Надымгазпром), А.Н.Харитонов, В.И.Нифантов, В.П.Казарян, Н.В.Сергина (ВНИИГАЗ) // Газовая промышленность. – 2005. – № 11.

15 United States Patent #5,363,693 William G. Elmer, Gas well tubing flow rate control. – 1997, June 10.

16 Воловецький В.Б. Попередження відкладання гідратів та збирання рідини під час продування свердловини та шлейфу / В.Б.Воловецький, О.Ю.Витязь, О.М.Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 1(34). – С. 160-164.

17 Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах / И.И. Капцов. – М.: Недра, 1988. – 160 с.

18 Одишария Г.Э. Гидравлический расчёт рельефных трубопроводов при незначительном содержании жидкости в потоке газа / Г.Э.Одишария, А.В. Катусенко // Газовая промышленность. – 1976. – С. 42-43.

19 V. Goldberg, FMc Kee. Model predicts liquid accumulation severe terrain induced slugging for two-phase lines // Oil&Gas Journal. – 1985, 19 Aug.

20 Mahmood Moshfeghian, Arland H. Johannes, Robert N. Maddox Thermodynamic properties are important in predicting pipeline operations accurately // Oil&Gas Journal, 04 Feb, 2002. – p.58-61.

21 Шагапов В.Ш. Распространение малых возмущений в жидкости с пузырьками // Прикладная механика и техническая физика. – 1977. – № 1. – С. 90-101.

22 Нигматулин Р.И. Проявление сжимаемости несущей фазы при распространении волн в пузырьковой бресе / Р.И. Нигматулин, Н.К. Вахитова // ДАН СССР. – 1989. – Т. 304. – № 5. – С. 1077- 1081.

23 Пат. України №49762. Спосіб контролю утворення гідратів в газопроводах / Беккер М.В. та ін.; Заявл. 05.06.02; опубл. 16.09.02; Бюл. № 9.

24 Пат. України № 49764. Спосіб контролю утворення гідратів в газопроводах / Руднік А.А. та ін.; Заявл. 05.06.02; Опубл. 16.09.02, бюл. № 9.

25 Розробляння заходів щодо підвищення ефективності роботи шлейфів свердловин за результатами оцінювання режимів їх роботи / М.І.Братах, В.Г.Топоров, З.В.Шейна, В.С.Блізняков, Р.Т.Ільчишин, В.М.Шикиринець // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 2(35). – С. 101-106.

26 Вяхирев Р.И. Теория и опыт добычи газа / Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1998. – 479 с.; ил. – ISBN 5-247-03801-0

Стаття надійшла до редакційної колегії

30.08.12

Рекомендована до друку професором

Кондратом Р.М.

УВЕЛИЧЕНИЕ КОНДЕНСАТОИЗВЛЕЧЕНИЯ ИЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПУТЕМ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОТБОРОВ ГАЗА

А.Ю. Калугин

Институт гидромеханики НАН Украины, 03057, Киев, ул. Желябова, 8/4,
тел. (044) 4564313, e-mail: olexiy.kalugin@gmail.com

Робота присвячена проблемі збільшення видобутку газового конденсату на газоконденсатних родовищах. Запропоновано алгоритм оптимального розподілу відборів газу з урахуванням запуску і зупинки свердловин діючого фонду при розробці родовища на виснаження. Критерієм оптимальності є максимальне значення видобутого газоконденсату. Для оцінки впливу внутрішньопластових перетоків на видобуток газового конденсату розглянуті кілька варіантів (в тому числі і оптимальний) розробки родовища для різних розподілів відборів газу на свердловинах.

Ключові слова: газоконденсат, конденсатоотдача, вилучення конденсату, видобуток на виснаження, випадіння конденсату, фільтраційні потоки, газовий конденсат, розподіл відборів газу.

Робота посвящена проблеме увеличения добычи газового конденсата на газоконденсатных месторождениях. Предложен алгоритм оптимального распределения отборов газа с учетом запуска и остановки скважин действующего фонда при разработке месторождения на истощение. Критерием оптимальности является максимальное количество извлеченного газоконденсата. Для оценки влияния внутрискважинных потоков на добычу газового конденсата рассмотрены несколько вариантов (в том числе и оптимальный) разработки месторождения для различных распределений отборов газа на скважинах.

Ключевые слова: газоконденсат, конденсатоотдача, извлечения конденсата, добыча на истощение, выпадение конденсата, фильтрационные потоки, газовый конденсат, распределение отборов газа.

The work is devoted to the increase of gas condensate in the condensate fields. The algorithm for the optimal distribution of the gas sampling taking into account the start-up and shut-in of the current fund wells the while developing of the field for depletion was proposed. The maximum amount of condensate recovery camber used as the optimality criterion. To assess the effect of the intrastate flows of gas condensate recovery several options of (including optimal) development of the field for different distributions of gas wells selections.

Key words: condensate, condensate recovery, production for depletion, condensation, filtration flows, gas condensate, the distribution of the gas sampling

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений при их разработке на истощение на базе существующего фонда добывающих скважин при неизменном суммарном дебите месторождения возможно за счет перераспределения фильтрационных потоков газа, что приводит к выравниванию давления по территории месторождения и уменьшению суммарных потерь конденсата.

Работа посвящена проблеме увеличения добычи газового конденсата на газоконденсатных месторождениях за счет регулирования дебитов действующего фонда скважин. Для того, чтобы оценить степень влияния внутрискважинных перетоков на добычу газового конденсата рассматривается три различных варианта разработки месторождения с различным количеством добывающих скважин, при которых объемы добычи газа, приходящиеся на одну скважину, различны, однако суммарная добыча газа остается неизменной. Оптимизация добычи достигается за счет уменьшения расходов в скважинах, расположенных недалеко друг от друга, и увеличения дебитов на периферийных скважинах. Для тестовой реализации предложенного метода оптимизации была использована следующая геолого-гидродинамическая модель.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Сложность процессов многофазной фильтрации, происходящих в неоднородных пластах, определяет необходимость применения гидродинамического моделирования при решении задач оптимального управления. Такое моделирование позволяет учесть слоисто-зональную неоднородность пласта, геометрическую форму залежи, характеристики пластовой водонапорной системы, изменение относительных фазовых проницаемостей и свойств флюидов, расположение скважин и их интерференцию.

Сложность поставленной оптимизационной задачи обусловлена большим количеством искомых переменных и нелинейным видом целевой функции. Для ее решения использовался метод наискорейшего спуска [1]. Очевидно что, метод решения представляет собой объединение алгоритмов оптимизации и решения уравнений многофазной фильтрации. Для реализации приведенного метода создана программа в среде Delphi.

Поведение многокомпонентной смеси в газоносной толще, при работе системы эксплуатационных можно описать следующей системой уравнений [2, 3]

$$h \frac{\partial(mz_i F_i)}{\partial t} - \text{div}(k_0 h z_i \beta_i \text{grad } p) = \sum_{j=1}^{N_w} y_j \rho_{\text{нов}} Q_j(t) \delta(x - \eta_j, y - \xi_j),$$

$$i = \overline{1, N_C}, \quad (1)$$

где $F_i = \frac{(1-S)k_i \rho_g + S \rho_w}{1+W(k_i-1)}$;

$$\beta_i = \left(\frac{\rho_g f_g k_i}{\mu_g} + \frac{\rho_w f_w}{\mu_w} \right) \frac{1}{1+W(k_i-1)}$$

$p = p(x, y, t)$ – давление;

x, y – плановые координаты области фильтрации;

t – время;

$h(x, y)$ – эффективная толщина пласта;

$k_0 = k_0(x, y), m = m(x, y)$ – абсолютная проницаемость и пористость;

z_i – мольная доля i -го компонента в смеси;

y_i, x_i – мольные доли i -го компонента в газовой и жидкой фазах соответственно;

W – мольная доля газовой фазы;

Q_j – общий расход газа на j -ой скважине;

$\rho_{\text{нов}}$ – плотность смеси газа в нормальных условиях;

$$\delta(x - \eta_0, y - \xi_0) = \begin{cases} \infty, & \text{при } x = \eta_n \text{ и } y = \xi_n; \\ 0, & \text{при } x \neq \eta_n \text{ или } y \neq \xi_n \end{cases}$$

– дельта-функция Дирака;

η_j и ξ_j – координаты расположения j -ой скважины;

N_C, N_W – количество компонентов в смеси и количество скважин соответственно;

ρ_g, ρ_w – плотности газовой и жидкой фаз;

S – насыщенность порового пространства жидкой фазы;

Искомыми функциями плановых координат x, y и времени t , в записанных выше уравнениях, являются давление p и мольные доли углеводородных компонент в смеси x_i, y_i, z_i . Более подробно постановка задачи многокомпонентной фильтрации с учетом фазовых переходов и ее решение численными методами описана в работах [4, 5, 6].

На базе вышеупомянутой физико-математической модели было проведено исследование по выбору оптимального режима добычи на истощение с целью увеличения общей добычи газового конденсата для модельного газоконденсатного месторождения. Для расчета использовался метод наискорейшего спуска [1, 4, 7, 8] с дробным шагом, что позволило получить результаты с большей точностью, чем для постоянного шага, а также достигнуть сходимости.

Оптимальные расходы на скважинах пересчитывались программно-аппаратным

комплексом каждый раз как только включалась/выключалась в работу хотя бы одна скважина или менялся общий дебит добычи газа для фонда скважин по сравнению с предыдущим месяцем разработки. В данной статье расходы действующего фонда скважин были вычислены, как аргументы максимума функции добычи конденсата n переменными, где n – количество скважин работающих на текущий момент разработки.

$$F(\bar{x}): X \rightarrow R, \quad (2)$$

где $\bar{x} = (Q_1, Q_2, \dots, Q_n)$, Q_i – расход на i -ой скважине, а допустимое множество $X = \{\bar{x} | Q_i \geq 0, i = 1, 2, \dots, n\} \subset R^n$.

Тогда задача выбора оптимального режима добычи газового конденсата на истощение приводится к виду:

$$F(\bar{x}) \rightarrow \max_{\bar{x} \in X} \quad (3)$$

и представляет собой систему n уравнений относительно искомым расходов Q_1, Q_2, \dots, Q_n добывающих скважин, для решения которой была разработана итерационная схема на основании метода наискорейшего спуска с дробным шагом:

$$\bar{x}^{[j+1]} = \bar{x}^{[j]} + \lambda^{[j]} \nabla F(\bar{x}^{[j]}), \quad (4)$$

где $\lambda^{[j]}$ – длина шага на j -ой итерации, а $\nabla F(\bar{x}^{[j]})$ – градиент функции суммарной добычи за весь период разработки месторождения.

В качестве нулевого (начального) приближения $\bar{x}^{(0)}$ был выбран расход скважины на каждый расчетный период выбирался Q_1, Q_2, \dots, Q_k с предыдущего момента времени а, $Q_{k+1} = 7$ млн.м³/мес., соответствующий общему необходимому объему добычи газа на месторождении.

Расчет выполняется с точностью $\varepsilon = 10^{-5}$ до тех пор, пока справедливо неравенство

$$|F(\bar{x}^{[j+1]}) - F(\bar{x}^{[j]})| > \varepsilon. \quad (5)$$

В противном случае $\bar{x} = \bar{x}^{[j+1]}$ и расчет считается завершенным.

Сходимость результатов достигалась в пределах 15-ти итераций, количество которых можно было бы уменьшить за счет выбора начального приближения $\bar{x}^{(0)}$, более близкого к оптимальному.

РЕЗУЛЬТАТЫ И АНАЛИЗ

Ниже приведены результаты оптимизации добычи газового конденсата при разработке модельного месторождения для различных вариантов регулирования добычи газового конденсата в режиме на истощение.

Модельная область месторождения имеет форму квадрата площадью 3×3 км², а скважи-

ны расположены также в узлах квадрата, на одинаковом расстоянии друг от друга с пятой скважиной в центре квадрата. Средняя эффективная толщина составляет 40 м, среднее значение пористости 10%, проницаемость – $11 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

Предполагается, что пластовая газоконденсатная система характеризуется высоким содержанием конденсата в пластовом газе 342 г/м^3 . Пластовая температура 401 К. Состав газа: 7.33% углеводородов C_{5+} , 66.88% метана, 14.35% этана, 6.10% пропана, 1.62% бутана, 0.54% азота и 3.17% диоксида углерода. Схема модельного газоконденсатного месторождения приведена на рис. 1.

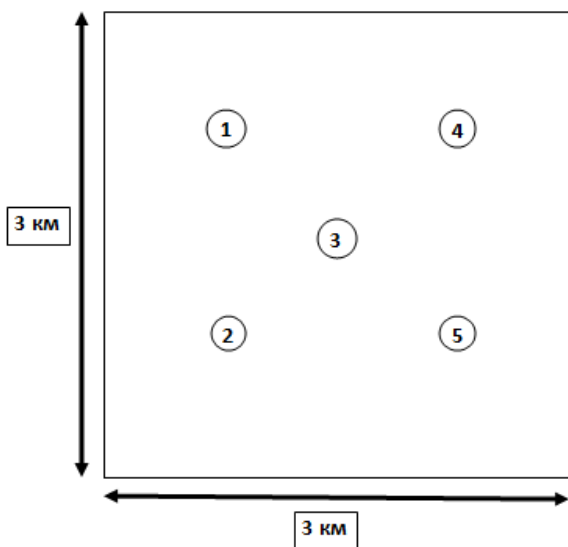


Рисунок 1 – Схема месторождения

Суммарный расчетный период составил 40 месяцев. За этот период давление по пласту снизилось с 34 МПа до 6,7 МПа. Каждые 10 месяцев в разработку месторождения включалась новая скважина таким образом, чтобы суммарный месячный дебит газа увеличивался на 7 млн. м^3 . Порядок включения скважин с указанием запланированного общего дебита газа для действующего фонда скважин представлен в таблице 1.

Таблица 1

Период разработки	Работающие скважины	Общая добыча газа, млн. $\text{м}^3/\text{мес}$.
1-10 месяца	№1-2	14.0
11-20 месяца	№1-3	21.0
21-30 месяца	№1-4	28.0
31-40 месяца	№1-5	35.0

В каждом из периодов расход по отдельно взятой скважине оставался постоянным. Было проведено три прогнозных расчета с учетом наиболее оптимального по суммарной добычи газоконденсата. В случае с выбором оптимального режима добычи на истощение, при каж-

дом новом изменении постоянной общей месячной добычи газа с помощью программно-аппаратного комплекса проводился расчет оптимального распределения расходов для действующего фонда скважин. Блок схема алгоритма представлена на рис. 2

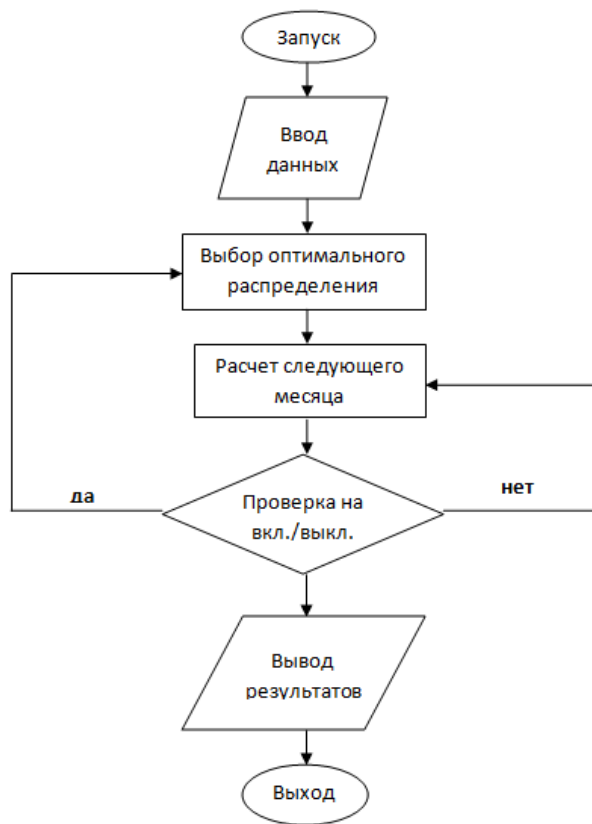


Рисунок 2 – Блок-схема алгоритма

Вариант 1. Разработка совершается пятью скважинами согласно порядку, представленному в таблице 1 с постоянным дебитом до момента включения новой скважины в разработку. Причем дебиты скважин на протяжении каждого периода выбраны таким образом, чтобы обеспечить большие внутрипластовые перетоки, которые приводят к увеличению выпадения конденсата. В таблице 2 приведён порядок включения скважин в разработку, расходы на каждую скважину, а также количество добытого газового конденсата за указанный период разработки.

Вариант 2. Разработка осуществляется пятью скважинами, согласно порядку, представленному в таблице 1 с постоянными дебитами на весь период разработки газоконденсатного месторождения. Таким образом, каждая работающая скважина добывает по 7 млн. м^3 газоконденсата ежемесячно.

В этом случае пластовые перетоки существенно уменьшаются, однако они не будут оптимальными.

Вариант 3. Последний вариант расчета является оптимальным с точки зрения максимизации извлечения добываемого конденсата. Добыча осуществляется также пятью скважинами согласно описанному порядку в таблице 1. На

Таблица 2

Период разработки	Дебит скважины (млн. м ³)					Суммарная добыча (тыс. т.)
	№1	№2	№3	№4	№5	
с 1-го по 10-ый месяц	6.0000	8.0000	-	-	-	25.01761
с 11-го по 20-ый месяц	8.0000	9.0000	4.0000	-	-	55.37120
с 21-го по 30-ый месяц	7.0000	6.0000	10.0000	5.0000	-	89.08019
с 31-го по 40-ый месяц	9.0000	9.0000	7.0000	5.0000	5.0000	115.57477

Таблица 3

Период разработки	Дебит скважины (млн. м ³)					Суммарная добыча (тыс. т.)
	№1	№2	№3	№4	№5	
с 1-го по 10-ый месяц	7.0000	7.0000	-	-	-	25.17550
с 11-го по 20-ый месяц	7.0000	7.0000	7.0000	-	-	57.79102
с 21-го по 30-ый месяц	7.0000	7.0000	7.0000	7.0000	-	91.84321
с 31-го по 40-ый месяц	7.0000	7.0000	7.0000	7.0000	7.0000	118.26559

Таблица 4

Период разработки	Дебит скважины (млн. м ³)					Суммарная добыча (тыс. т.)
	№1	№2	№3	№4	№5	
с 1-го по 10-ый месяц	7.0000	7.0000	-	-	-	25.17550
с 11-го по 20-ый месяц	5.2052	5.2053	10.5895	-	-	58.36081
с 21-го по 30-ый месяц	5.0351	5.0350	7.6415	10.2884	-	92.48941
с 31-го по 40-ый месяц	5.6015	6.4304	8.3853	3.6506	10.9322	119.03186

этапе включения новой скважин производится перерасчет оптимальных расходов с сохранением общего объема добычи согласно блок-схемы (рис. 2). В таблице 4 приведены оптимальные расходы для добычи газоконденсата с точностью 10⁻⁴.

Из таблицы 4 следует, что наиболее оптимальный вариант - это увеличить нагрузку на новую скважину и, наоборот, уменьшить нагрузку для действующих до момента включения скважин. Следует заметить также, что в связи симметричностью области месторождения и симметричностью расположения скважин до 31-го месяца разработки для скважин №1 и №2 (рис. 1) самым выгодным оставался режим, при котором добыча на этих скважинах оставалась одинаковой. После 10-месячной работы скважины №4 симметричность поля давлений, влияющего на выпадение конденсата в жидкую фазу, была нарушена. Таким образом, последовало увеличение нагрузки на скважину №2.

Примечательно, что даже для симметричной области и при симметричном распределении расходов удалось достигнуть некоторого увеличения количества извлекаемого газоконденсата за счет выбора оптимального режима разработки действующего фонда скважин, по сравнению с вариантом 2.

Для несимметричной области результаты применения оптимизации могут быть более значительными [4] и достигать увеличения годовой добычи конденсата на 10% общего объема.

Сравнительная таблица общей добычи газоконденсата по каждому 10-месячному периоду разработки месторождения на истощение выглядит следующим образом (таблица 5).

Таким образом, вариант 3 (оптимальный) по сравнению с вариантами расчета 1 и 2 за весь расчетный период позволил увеличить добычу конденсата на 2,99% и 0,65% соответственно.

Таблица 5

Период разработки	Суммарная добыча (тыс. т.)		
	Вариант 1.	Вариант 2.	Вариант 3.
с 1-го по 10-ый месяц	25.01761 (-0,61%)	25.17550 (0%)	25.17550
с 11-го по 20-ый месяц	55.37120 (-5,12%)	57.79102 (-0,97%)	58.36081
с 21-го по 30-ый месяц	89.08019 (-3,68%)	91.84321 (-0,69%)	92.48941
с 31-го по 40-ый месяц	115.57477 (-2,91%)	118.26559 (-0,64%)	119.03186

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ

Результаты численного моделирования показывают возможность использования разработанной модели и программ оптимизации для решения задач управления разработкой газоконденсатного месторождения с целью увеличения добычи газового конденсата.

За счет уменьшения внутрипластовых петреков и предотвращения дополнительного выпадения конденсата, даже для симметричного однородного месторождения с симметричным расположением скважин возможен выбор оптимального варианта, учитывающий включение и выключение скважин в процессе добычи на истощение.

Литература

1 Гилл Ф. Практическая оптимизация / Ф.Гилл, У.Мюррей, М.Райт. – М.: Мир, 1985. – 509 с.
 2 Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Саркисов. — М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 659 с.
 3 Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1989. – 331 с.
 4 Калугин А.Ю. Повышение конденсатоизвлечения из газоконденсатных месторождения путем регулирования разработки разработки на истощение // Прикладная гидромеханика. – 2012 – 14, № 2. – С. 17-22.
 5 Калугин А.Ю. Сравнительный анализ некоторых основных режимов разработки газоконденсатных месторождений относительно увеличения коэффициента конденсатоизвлечения на основании математического моделирования / А.Ю. Калугин, В.В. Яковлев // Проблемы нефтегазовой промышленности. – 2011. – 13, № 10.

6 Калугин Ю.И. Математическое моделирование фильтрационных процессов при разработке газоконденсатных месторождений / Ю.И. Калугин, В.С.Кремез, В.В.Яковлев // Прикладная гидромеханика. – 2007. – 9, №2-3. – С. 69-85.

7 Максимов Ю.А. Алгоритмы линейного и дискретного программирования / Ю.А. Максимов. – М.: МИФИ, 1980. – 332 с.

8 Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров / Г.Корн, Т.Корн. – М.: Наука, 1970. – 576 с.

9 Шадрина Е.М. Термодинамические процессы идеальных газов: учебное пособие / Е.М. Шадрина, А.С. Кувшинова. – Иваново: Издат. Иван. гос. хим.-технол. ун-та., 2011. – 84 с.

10 Гуревич Г.Р. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей / Г.Р. Гуревич, А.И.Брусилковский. – М.: Недра, 1984. – 264 с.

11 Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х.Азиз, Э.Сеттари. – М.: Недра, 1982. – 407 с.

12 Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие / С.Н. Закиров, Б.Е. Сомов, В.Я. Гордон [и др.] – М.: Недра, 1988. – 335 с.

13 Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа / М.Д.Розенберг, С.А.Кундин. – М.: Недра, 1973. – 335 с.

14 Оптимізація процесів конденсатовилучення при розробці газоконденсатних родовищ на виснаження / І.Й. Рибчич, В.С. Кремез, Ю.І. Калугін [и др.] // Матеріали 8-ї Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2004». – Київ, 2004.

Стаття надійшла до редакційної колегії
 09.10.12
 Рекомендована до друку професором
Яковлєвим В.В.

МІКРОБІОЛОГІЧНА КОРОЗІЯ ПІДЗЕМНИХ МЕТАЛОКОНСТРУКЦІЙ ТА СПОСОБИ ЇХ ЗАХИСТУ

М.С. Полутренко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: no@nimg.edu.ua

Показано, що корозійним руйнуванням під дією мікроорганізмів (мікробіологічній корозії) піддаються підземні, наземні та підводні споруди. Корозію металів і металокопункцій в підземному середовищі зумовлюють сульфатвідновлювальні бактерії (СВБ) родів *Desulfovibrio* та *Desulfotomaculum* і тионові бактерії роду *Tiobacillus*. Мікроорганізми руйнують не тільки безпосередньо метал, але й захисні ізоляційні покриття копункцій труб, прокладених в глинистих та болотистих ґрунтах, що містять сірководень.

Розкрито основну причину виникнення біокорозійних руйнувань на нафтопромислах. Наведено основні заходи для запобігання розвитку мікробіологічної корозії. Розроблено інноваційні модифіковані мастики з підвищеними гідрофобними властивостями та біостійкістю до дії ВОБ та СВБ бактерій.

Ключові слова: мікробіологічна корозія, металокопункції, інгібітори

Показано, что коррозионным разрушением под влиянием микроорганизмов (микробиологической коррозии) подвергаются подземные, наземные и подводные сооружения. Коррозию металлов и металлокопункций в подземной среде вызывают сульфатредуцирующие бактерии (СВБ) родов *Desulfovibrio* и *Desulfotomaculum* и тионовые бактерии рода *Tiobacillus*. Микроорганизмы разрушают не только непосредственно металл, но и защитные изоляционные покрытия копункций труб, находящихся в глинистых, болотных почвах, содержащих сероводород.

Раскрыто основную причину возникновения биокоррозионных разрушений на нефтепромыслах. Приведены основные меры для предотвращения развития микробиологической коррозии. Разработаны инновационные модифицированные мастики с повышенными гидрофобными свойствами и биостойкостью к действию ВОБ и СВБ бактерий.

Ключевые слова: микробиологическая коррозия, металлокопункции, ингибиторы

It is shown that corrosion by microorganisms (microbiological corrosion) damages underground, surface and underwater structures. Corrosion of metals and metal constructions in underground environment is caused by sulfate-reducing bacteria (SRB) of *Desulfovibrio* and *Desulfotomaculum* genera and thiobacteria of *Tiobacillus* kind. Microorganisms destroy not only metal, but also the protective insulating coating of pipe constructions which are located in clay and peat soils containing hydrogen sulphide.

The main cause of biocorrosional destructions at oil industry facilities has been revealed. The basic steps to prevent the development of microbiological corrosion have been developed. Innovative modified mastics with high hydrophobic properties and bioresistance to PSA and SRB bacteria influence have been developed

Keywords: microbiological corrosion, metal constructions, inhibitors.

Від надійної та ефективної роботи підземних металокопункцій, основними з яких є трубопроводи, залежить енергетична та екологічна безпека нашої держави.

Інтенсифікація процесів ґрунтової корозії підземних металокопункцій під впливом мікроорганізмів є наочним проявом антропогенного навантаження на довкілля.

Мікробіологічна або біокорозія корозія (від грецького *bios* – життя і латинського *corrosio* – роз'їдання) – це процес руйнування копункційних матеріалів та протикорозійного захисного покриття під дією наявних у середовищі мікроорганізмів (бактерій, грибів, водоростей, дріжджів). Найперші відомості про участь мікроорганізмів у корозії матеріалів з'явилися наприкінці ІХ ст. Біокорозію можна розглядати як самостійний процес, однак в більшості випадків вона проходить в сукупності з атмосферною або ґрунтовою корозією, у водних розчинах електrolітів, ініціюючи та інтенсифікуючи їх [1-2]. Особлива увага приділяється корозійним руйнуванням під дією мікроорганізмів (се-

ред всіх біодеструкторів на частку мікроорганізмів припадає 80%), внаслідок мікробіологічної корозії, яким піддаються підземні, наземні та підводні споруди (газопроводи, нафтопроводи, бензобаки, кабелі, резервуари для палива, насосні труби, корпуси суден тощо.) [3-5].

У присутності мікроорганізмів корозійні процеси металів та металокопункцій набувають специфічного характеру. Мікроорганізми не тільки безпосередньо самі руйнують метал, але часто впливають і на хімічні, електрохімічні та інші процеси, підсилюючи або послаблюючи той чи інший вид корозії [6].

Вплив мікроорганізмів на корозію сталі підземних металокопункцій може здійснюватися декількома шляхами:

1) Абсорбція живильних речовин (включаючи кисень) мікроорганізмами, що ростуть, прикріпившись до металевої поверхні. Це сприяє створенню елементів диференціальної аерації і концентраційних елементів іншого типу, які виникають між внутрішньою стороною продуктів росту і вологою поверхнею. У елект-

рохімічних елементах такого роду анодна поверхня лежить під продуктами мікробіологічного росту і на ній відбувається утворення піттингів. Всі типи мікроорганізмів, які розвиваються колоніями, в такій ситуації є потенційно небезпечними.

2) Утворення певних кінцевих і проміжних продуктів росту. Ця категорія може бути умовно поділена наступним чином:

– утворення високомолекулярних поверхнево-активних речовин. Наприклад, мікроорганізми у процесі росту в системах мастил, що містять сліди води, сприяють утворенню емульсії вода-мастило. Зміна у властивостях мастил може стати причиною корозії. Мастило може застосовуватися в композиції покриття як пластифікатор;

– утворення сульфатної кислоти в результаті життєдіяльності сіркобактерій. Деякі види тіонових бактерій виробляють сульфатну кислоту в таких кількостях, що рН середовища може знизитися до 0,5, внаслідок чого різко прискорюється процес руйнування металу;

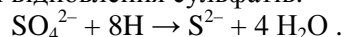
– утворення органічних кислот. Карбонові кислоти, що виділяються багатьма бактеріями в навколишнє середовище, найбільш небезпечні для трубопроводів у ґрунті за умови, що відбувається локальне зростання концентрації під шаром грибка;

– утворення йонів сульфідів під дією сульфатвідновлювальних бактерій, що сприяють катодній деполіризації.

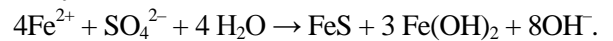
Багато мікроорганізмів викликають кислотну корозію за рахунок окислення протикорозійних покриттів трубопроводу. Зокрема, бактерії, що руйнують целюлозу, можуть розвиватися на покриттях підземних трубопроводів. При недостатній аерації кінцевим продуктом окислення органічних речовин є CO_2 . При недостатній аерації в результаті окислення утворюються органічні кислоти. На виникнення анаеробної сульфідної корозії вказує наявність піттингів, поява чорних продуктів корозії, а також характерний запах сірководню. Бактерії, здатні відновлювати сульфати, присутні майже у всіх природних ґрунтах і водах: сильно забруднені води містять від 10^5 до 10^6 бактерій на 1 см^3 , при вмісті їх менше 100 на 1 см^3 вода вважається некорозійноагресивною.

Корозію металів і металокопункцій в підземному середовищі найчастіше пов'язують з життєдіяльністю сульфатвідновлювальних бактерій (СВБ) родів *Desulfovibrio* та *Desulfotomaculum* і тіонових бактерій роду *Tiobacillus*, здатних окислювати сірку та її сполуки до сульфатної кислоти, різко знижуючи рН середовища. Випадки анаеробної корозії найбільш характерні для підземних споруд і металокопункцій (нафтове обладнання, трубопроводи, нафтобази та ін.), що знаходяться в глинистих і водонесних шарах ґрунту.

Корозія металів під дією СВБ пов'язана з утворенням бігенного сірководню і сульфідів в результаті відновлення сульфатів:



Видалення водню з поверхні металу призводить до утворення сульфідів заліза і гідроксиду заліза:



Сульфід заліза по відношенню до заліза є ефективним катодом, і є причиною інтенсифікації його розчинення.

Механізм біокорозії під дією СВБ є складним і багатограним, оскільки одночасно протікає декілька багата стадійних процесів. Поряд з відновленням сульфатів, як правило, відбувається відновлення фосфатів.

Особливої актуальності набувають дослідження процесу мікробіологічної корозії під дією СВБ у нафтовій промисловості. Це пов'язано з підвищенням ефективності нафтових родовищ, широким впровадженням методу законтурного наводнення нафтоносних пластів. Однак досвід застосування даного методу на нафтопромислах вказує на часті випадки аварій, швидкий вихід з ладу нафтового обладнання та руйнування трубопроводів. Було встановлено, що корозійні руйнування мають біологічну природу і пов'язані з діяльністю СВБ. Основною причиною виникнення біокорозійних руйнувань на нафтопромислах було те, що вода, яка нагніталася під землю, не була попередньо очищена від сульфатів, в результаті чого під землею створилися сприятливі температурні, хімічні та екологічні умови для інтенсивного росту СВБ. Ще одним прикладом біокорозії під дією СВБ є корозія підземних резервуарів з нафтопродуктами. В даному випадку корозійним руйнуванням піддається донна частина резервуарів, де збирається шлам і так звана «підтоварна» вода, яка потрапляла до нафтопродуктів у процесі їх зберігання і транспортування. Через високий вміст у цій воді корозійно-активних солей і мікроорганізмів, корозія набувала виразкового характеру, що призводило навіть до наскрізних перфорацій [7].

Крім корозійного руйнування підземних металокопункцій під дією корозійно-небезпечних мікроорганізмів, практика експлуатації трубопроводів наводить приклади раннього руйнування ізоляційних покриттів у глинистих, болотистих ґрунтах, що містять сірководень.

Так, в солончакових ґрунтах Туркменії, які містять гіпс, зафіксовано руйнування бітумної ізоляції посиленого типу на трубопроводах протягом 3-4 років експлуатації, при цьому метал активно кородував. Не дивлячись на те, що для розвитку мікроорганізмів необхідне джерело живлення у вигляді органічних і неорганічних сполук, поява мікроорганізмів, що викликають корозію, не приписується окремим ґрунтам. Сукупність таких факторів, як вологість, наявність неорганічних та органічних сполук, вміст кисню і сприятлива температура ґрунту створюють умови, необхідні для розвитку того чи іншого виду бактерій.

Від дії бактерій циклу сірки – тіонових і сульфатвідновлювальних проходить руйнування копункцій трубопроводів, оскільки ці



Рисунок 1 – Дефекти бітумної ізоляції

бактерії є активними збудниками електрохімічної корозії. Найбільшої шкоди в умовах підземної корозії завдають СВБ. В умовах ґрунту, де повітрообмін затруднений, поверхня металевої конструкції стає місцем формування колоній мікроорганізмів. В ґрунті, що прилягає до металу (феросфера), корозійний процес прискорюється на 1-3 порядки. З феросфери СВБ мігрують до поверхні кородуючого металу (хемотаксис, або спрямований рух до йонів заліза та інших сполук), концентруються на ній і утворюють біоплівку, яка є місцем виникнення електрохімічних реакцій. В таких процесах СВБ безпосередньо впливають на швидкість анодної чи катодної реакції. Мікробна деструкція захисного ізоляційного покриття, під дією гетеротрофного блоку аеробних і анаеробних бакте-

рій: ВОБ (вуглеводеньокиснювальних), ЗВБ (залізо відновлювальних), ДНБ (денітрифікувальних) та СВБ, призводить до зміни фізико-механічних властивостей захисних матеріалів [8-9]: зменшується їх міцність, еластичність, адгезійні характеристики, внаслідок чого втрачається головна функція покриттів – захист металу від корозії. ВОБ бактерії, хоча не приймають безпосередньої участі в процесах корозії, проте вони окислюють вуглеводні у вуглеводи, які є джерелом живлення для СВБ і продукування ними біогенного сірководню. Денітрифікувальні бактерії, відновлюючи нітрати до нітритів і далі до газоподібних продуктів: N_2 , N_2O , викликають руйнування цілісності захисного покриття (рис. 1).

На сталевих трубопроводах під дією біокорозії з участю сульфатвідновлювальних бактерій утворюються окремі каверни або пітінги, в деяких випадках може мати місце і рівномірна корозія. Продукти корозії переважно характерного чорного кольору (включають сульфід, карбонати, гідрати оксидів заліза і численні колонії СВБ), пахнуть сірководнем, містять близько 40% двовалентного заліза і 5% сірки у вигляді сульфідів, ледь прилягають до поверхні металу, який під їхнім шаром зберігає блискучу поверхню [8].

На зовнішній поверхні труб, прокладених у вологих ґрунтах, анаеробні СВБ розвиваються тим активніше, чим більше в ґрунтах сульфатів і органічних речовин (торфу, мулу, гумусу, рослинних решток та ін.) [1]. Вони можуть рости в морській воді і розсолах з концентрацією натрій хлориду до 30% за температури від 0 до 100⁰С і тиску до 700 – 1000 кгс/см² [3, 10].

Біопшкодження стали, на жаль, неминучим супутником технічного прогресу, реакцією біосфери на діяльність людини, яка не потурбувалася завчасно про те, щоб її матеріали і виробниці вписалися в біосферні процеси безболісно для обидвох сторін. Для біопшкоджень взагалі немає перешкод і їм піддається практично все, що нас оточує [4]. Про це красномовно свідчать дані економічних втрат. В середньому втрати від корозії щорічно складають 10-15% річного бюджету середнього міста [3, 5]. Так, за даними американських експертів на 2001 р. щорічні втрати американської нафтогазової індустрії від корозії обладнання, і, в першу чергу трубопроводів, складала 13,4 млрд. доларів, з яких 2 млрд. відносяться за рахунок втрат від біологічної корозії, в Японії – до декількох мільярдів ієн, в Англії – біля 10 млн. фунтів стерлінгів [2-3].

Сьогодні не можна недооцінювати роль мікробіологічних процесів у руйнуванні підземних металевих конструкцій. Згідно з оцінкою закордонних дослідників-корозіоністів [3], понад 50% пошкоджень металевих споруд трубопроводів можна віднести на рахунок діяльності мікроорганізмів. Не зважаючи на вдосконалення методів захисту, в Англії довжина пошкоджених трубопроводів щорічно зростає на 3-4%, особливо в замулених ґрунтах, які сприяють розвиткові мікробіологічної корозії. У США біокорозія залізних труб, що розвивається внаслідок діяльності сульфатвідновлювальних бактерій, оцінена від 500 до 2000 млн. \$ на рік [2]. Дані тривалих спостережень за станом підземних споруд у Нью-Йорку показали, що активна корозія виникає, як правило, у ґрунтах, які погано аеруються і містять органічні речовини. У 81% випадків інтенсивна корозія супроводжувалася високою бактеріальною активністю сульфатвідновлювальних бактерій та підвищенням вмістом сульфідів заліза. Діяльність тіонових бактерій та сульфатвідновлювальних бактерій як збудників корозії в умовах підземного середовища чітко лімітується екологічними умовами і, в першу чергу, вмістом кисню [8].

Таким чином, корозію металу в підземному середовищі потрібно розглядати як біоелектрохімічний процес, в якому крім електрохімічної складової необхідно обов'язково враховувати біологічний фактор, тобто як біоелектрохімічний процес. Тому захист нафтогазопроводів та інших підземних споруд від корозії повинен проводитися не тільки з врахуванням результатів попереднього аналізу біокорозійної активності ґрунтів, в яких повинні будуватися і експлуатуватися підземні металокопункції, але й біостійкості покриттів. Там, де підвищена небезпека розвитку мікробіологічної корозії, рекомендується дотримуватися наступних заходів, а саме:

- при прокладанні трубопроводів уникати анаеробних умов для попередження розвитку біокорозії, зумовленої СВБ. На ділянках з підвищеною небезпекою СВБ ефективний захист забезпечують аерація, дренаж заболочених ґрунтів, засипання гравієм. У випадку небезпеки з боку тіонових бактерій, необхідно вживати всіх заходів, щоб не допустити інтенсивної аерації;
- використання лужних реагентів дозволяє запобігти росту СВБ, тому при прокладанні трубопроводів у потенційно небезпечних кислих ґрунтах доцільно проводити засипання ґрунту вапном або крейдою;
- використання біостійких захисних покриттів

Отже, проблема розроблення композицій ізоляційних покриттів для захисту підземних споруд, які б володіли підвищеними протикорозійними характеристиками та виявляли біостійкість до дії ґрунтових чи морських мікроорганізмів залишається актуальною. Комплексний підхід до процесів модифікації нафтобітумних покриттів має значні перспективи і дозволить підвищити їх надійність і тривалість експлуатації.

Оскільки основним метаболітом СВБ є сірководень – стимулятор як корозії, так і водного окислення сталей, – завданню пригнічення життєдіяльності СВБ слід приділити особливу увагу.

У ході проведення комплексних досліджень з модифікації бітумно-полімерної мастики авторами були підібрані інгібітори корозії поліфункціональної дії, які стабілізували електрохімічну ситуацію та проявляли бактерицидні властивості, пригнічуючи ріст корозійно-небезпечних мікроорганізмів [11]. З участю досліджених біоцидів отримано інноваційні модифіковані мастики з підвищеними гідрофобними властивостями та біостійкістю до дії ВОБ та СВБ бактерій [12] і рекомендовано до використання в ході переізоляції трубопроводів в трасових умовах на тих ділянках, де найбільший ризик розвитку мікробіологічної корозії.

Впровадження інноваційних біостійких модифікованих мастик з підвищеною гідрофобністю на вітчизняному ринку в теперішній практиці ізолювання нафтогазопроводів дасть змогу підвищити надійність та скоротити фінансові й трудові затрати при експлуатації підземних металокопункцій.

Література

- 1 Стрижевский И.В. Некоторые аспекты борьбы с микробиологической коррозией нефтепромыслового оборудования и трубопроводов / И.В. Стрижевский. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977 – 55 с.
- 2 Андреюк К.І. Мікробна корозія підземних споруд / К.І. Андреюк, І.П. Козлова, Ж.П. Коптева [та ін.]. – К.: Наукова думка, 2005. – 258 с.
- 3 Андреюк Е.И. Микробная коррозия и ее возбудители / Е.И. Андреюк, В.И. Билай, Э.З. Коваль [и др.]. – Киев.: Наукова думка, 1980. – 288 с.
- 4 Ильичев В.Д. Экологические основы защиты от биоповреждений / В.Д. Ильичев, Б.В. Бочаров, М.В. Горленко. – М.: Наука, 1985. – 261 с.
- 5 Благник Р. Микробиологическая коррозия / Р. Благник, В. Занова. – М.: Химия, 1985. – 224 с.
- 6 Галушка А. Бактерії циклу сірки та їхня роль у природі / А. Галушка // Вісник Львів.Унту. Серія біологічна. – 2007. – №43. – С. 61-77.
- 7 Литвиненко С.Н. Биологическое поражение нефти и нефтепродуктов и их защита при транспорте и хранении / С.Н. Литвиненко. – М.: изд. ЦНИИТЭнефтехим, 1970. – 51 с.
- 8 Андреюк К.І. Мікробна корозія підземних споруд / К.І. Андреюк, І.П. Козлова, Ж.П. Коптева [та ін.]. – К.: Наукова думка, 2005. – 258 с.
- 9 Козлова І.П. Геохімічна діяльність мікроорганізмів та її прикладні аспекти / І.П. Козлова, О.С. Радченко, Л.Г. Степура [та ін.]. – К.: Наукова думка, 2008. – 527 с.
- 10 Вигдорович В.И. Закономерности углеродистой стали в присутствии сульфатредуцирующих бактерий и ее ингибирование / В.И. Вигдорович, А.В. Рязанов, А.Н. Завершинский // Коррозия: материалы, защита. – 2004. – № 8. – С. 35-37.
- 11 Крижанівський Є.І. Підвищення ефективності протикорозійного та мікробіологічного захисту підземних нафтогазопроводів / Є. Крижанівський, М. Полутренко, Я. Федорович // Проблеми корозії та протикорозійного захисту металів: в 2-х томах. Спецвипуск журналу «Фізико-хімічна механіка матеріалів». – 2010. – №8. – С. 599-603.
- 12 Полутренко М. Мікробна стійкість модифікованих бітумно-полімерних мастик / М. Полутренко, Ж. Коптева, В. Заніна [та ін.] // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів. Спец. випуск. – 2012. – № 9. – С. 247-251.

Стаття надійшла до редакційної колегії

24.09.12

*Рекомендована до друку професором
Крижанівським Є.І.*

АСПЕКТИ МОНІТОРИНГУ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ КІЛЬЦЕВИХ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ ТРУБ ІЗ КОРОЗІЙНИМИ ДЕФЕКТАМИ

О.С. Тараєвський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,
e-mail: tznng@i.ua

Більшість газопроводів експлуатуються протягом тривалого часу, і досить багато з них відпрацювали свій амортизаційний термін. Щоб достовірно оцінити працездатність трубопроводів необхідно комплексний підхід, однією з найважливіших складових якого буде визначення впливу навколишнього середовища і концентраторів напружень при руйнуваннях газопроводів, особливо в областях, що містять різні недоліки і в зварних з'єднаннях (ЗЗ), на частку яких припадає 50-60 % всіх відмов трубопроводів, які були виявлені протягом 30 років. Особливо це стосується кільцевих зварних швів, які після зварювання, як правило, не піддаються додатковій обробці з метою зменшення залишкових напружень.

Із зазначених вище, цінну інформацію про корозійну витривалість зварних з'єднань магістральних газопроводів можуть бути отримані шляхом побудови діаграм втоми, з урахуванням робочих параметрів і впливу агресивного навколишнього середовища, а наявні дані, пов'язані з корозійною втомою газопроводів зварних з'єднань досить обмежені. Отримані дані про корозійну втому у обводненому середовищі, на поверхні концентраторів напруження в різних областях зварного шва, дозволить при проектуванні газопроводів, використовувати безпомилкові вихідні дані, які необхідні для прогнозування термін служби газопроводу.

Ключові слова: втома, наводнення, концентратор напружень, зварне з'єднання, зварний шов, газопровід, статичне навантаження, низькочастотне навантаження.

Большинство газопроводов эксплуатируются в течение длительного времени, и довольно многие из них использовали их периода амортизации. Чтобы достоверно оценить работоспособность трубопроводов необходимо комплексный подход, одной из самых важных составляющих будет определение влияния окружающей среды и концентраторов напряжений при разрушениях газопроводов, особенно в областях, содержащих различные недостатки и в сварных соединениях (СС), на долю которых приходится 50-60% всех отказов трубопроводов, которые были определены в течение 30 лет. Особенно это касается кольцевых сварных швов, которые после сварки, как правило, не подвергаются дополнительной обработке с целью уменьшения остаточных напряжений.

Из указанных выше точек зрения, ценную информацию о коррозионной выносливости возможностей магистральных газопроводов сварные соединения могут быть получены путем построения диаграмм усталости, с учетом рабочих параметров и влияние осуществляется враждебных, агрессивных окружающей среды, а имеющиеся данные, связанные с коррозионной усталости газопроводов сварных соединений весьма ограничены. Полученные данные о коррозионной усталости во враждебной обводненной среде, на поверхности концентраторов напряжений в различных областях сварного шва в том числе, позволит при проектировании газопроводов, чтобы использовать безошибочные исходные данные, которые необходимы для прогнозирования газопровода срока службы.

Ключевые слова: усталость, наводораживание, концентратор напряжений, сварной шов, газопровод, статическая нагрузка, низкочастотные нагрузки.

Most pipelines have already been operated for a long time and a lot of them have exceeded their depreciation period. In order to make a veracious evaluation of pipeline performance we need an integrated approach. One of the most important components of this approach to study the environment and stress concentrators influence, especially in areas which have various defects, especially in the welded connections. This was the cause of 50-60% of all failures of pipelines that have been discovered during the past 30 years. This particularly concerns circular welded seams which are generally not the subject for additional processing after welding, in order to reduce residual stresses.

From mentioned above, significant information about trunk pipeline welded joint corrosive fatigue may be received by drawing of stress-number of cycles charts which include processing parameters and aggressive environment influence. Available data is quite limited. Received information about corrosive fatigue in watered environment, on the surface of charge concentrates in different areas of the welding joint will allow using correct data that is necessary for pipeline operation time determination, whilst the pipeline is designing.

Key words: fatigue, watering, charge concentrator, welding joint, pipeline, static load, low-frequency load.

Вступ

Проблема забезпечення високої експлуатаційної надійності магістральних трубопроводів (МТ) має важливе значення для народного господарства України, оскільки значна їх частина експлуатується протягом тривалого часу і вже вичерпала свій нормативний ресурс. Стабільна

робота МТ і його висока економічна ефективність, у першу чергу, залежить від його технічного стану. При оцінці технічного стану трубопроводу важливим є достовірне визначення напружено-деформованого стану (НДС) його лінійної частини як одного з основних факторів, від якого залежить рівень експлуатаційної

надійності споруди. В іншому випадку трубопроводу можуть зазнавати аварійної ситуації.

Детальний аналіз причин аварій дозволив у багатьох випадках встановити безпосередній зв'язок джерела зародження руйнування з будь-яким, нехай і малопомітним, дефектом металургійного, виробничого, будівельно-монтажного або експлуатаційного характеру, який є концентратором напружень на внутрішніх і зовнішніх поверхнях труби. Заводські дефекти проявляються у вигляді вад металу труби, неметалеві включення – у вигляді сульфідних смужок, раковин, неповного зняття залишкових напружень зварного шва, дефектів механічного пошкодження внутрішньої поверхні труби. Під час монтажу трубопроводів і транспортуванні труб до місця призначення переважають механічні пошкодження у вигляді вм'ятин, вибоїн, рисок, а також дефектів поперечних стикових швів, зокрема непроварів та ін.

На даний час формуються два основних напрямки прогнозування: за нерівномірністю споживання газу в задачах проектування та розвитку (перспективне прогнозування) систем газопостачання; прогнозування графіків споживання для керування режимами в реальних системах транспорту газу (оперативне прогнозування).

Коливання робочого тиску в газопроводах газотранспортної системи протягом доби визначаються характером споживання у даному регіоні, який містить певну кількість споживачів газу. Від кількості споживачів і характеру споживання газу ними протягом доби залежить коливання витрати в газотранспортній системі, яке, в свою чергу, викликає коливання тиску. За характером газоспоживання споживачів поділяють на три групи: промислові споживачі газу, побутові споживачі та буферні. Однак цей розподіл має досить умовний характер.

Для оперативного диспетчерського керування, в основному, має значення облік коливання газоспоживання протягом доби. Для проведення таких досліджень важливо встановити причину виникнення нестационарного процесу, в більшості випадків визначає характер його протікання. Усі причини виникнення нестационарних процесів можна розділити на постійно діючі та імпульсні.

Крім того, різке збільшення або зменшення відбору газу споживачами призводить до неусталеності його течії трубопроводом, причому неусталені процеси внаслідок зміни густини газу можуть тривати годинами чи навіть добами. До аналогічних наслідків призводить зменшення або збільшення об'ємів підкачування газу, раптове включення або відключення компресорних станцій, відкриття чи закриття засувки тощо. Тому загальний процес коливання тиску в газопроводі характеризується спектром частот.

Стан проблеми

Підземні магістральні газопроводи, не зважаючи на комплексний захист від корозії, що включає пасивний захист протикорозійними

покривами та активний електрохімічний захист, все ж досить інтенсивно піддаються різним корозійним пошкодженням. Однак до теперішнього часу закономірності міцнісної поведінки корозійних дефектів досліджені не повною мірою.

Так, існуючі нормативні вимоги до безпечної і безвідмовної роботи магістральних газопроводів цілком однозначно регламентують негайне усунення наднормативних корозійних пошкоджень. Однак, розвиток корозійного дефекту на трубах підземного закладання має латентний характер і проявляється, зазвичай, раптово, у вигляді аварійної відмови різної складності. У цій ситуації залишаються недопрацьованими методи, що дозволяють оцінити темп виробітку міцнісного ресурсу газопровідної труби в процесі розвитку корозійних дефектів. З іншого боку, сучасні способи внутрішньотрубною дефектоскопії дозволяють виявити абсолютну більшість корозійних дефектів прямим вимірюванням за один цикл інспекції. При цьому фіксується картина множинності корозійних пошкоджень, усунення яких потребує наукового обґрунтування тимчасових пріоритетів, оскільки миттєва ліквідація виявлених дефектів, як того вимагають діючі нормативи, неможлива з технічних причин.

Для усунення вказаних недоліків на дослідно-промисловому стенді виконано повномасштабні гідравлічні випробування корозійно пошкоджених труб, забракованих з діючих газопроводів.

У представленій класифікаційній групі аналізуються результати випробувань восьми схильних до корозійних пошкоджень об'єктів глибиною понад 10% товщини стінки.

Слід зазначити, що корозійні дефекти були виявлені тільки на зовнішній поверхні труб в місцях наскрізних або закритих ушкоджень ізоляційного покриття. Очевидно, в місцях корозійного потоншення стінки труби виникає локальний ріст напружено-деформованого стану і зниження міцності труби. Наочно це ілюструється при зіставленні кривих деформування бездефектної і дефектних зон у ході випробувань трубних швів № 12 і 13.

Повертаючись до отриманих результатів, можна констатувати, що ряд тензометрів (№ 2, 4, 6), встановлених, як правило, в зоні непротяжних дефектів, зафіксували деформацію, зіставну з деформацією неушкодженою труби, тобто такі дефекти не викликали помітного зниження міцності

Разом з тим, зони великих корозійних дефектів (тензометри № 1, 3, 8, 9) деформувалися значно сильніше, ніж бездефектна труба, тобто ці зони мали більш високі напруги. Як показало подальше навантаження, розрив шва № 12 стався в зоні установлення тензометра № 1, де була зафіксована найбільша деформація, що перевищила в 2,52 рази деформацію непошкодженої зони. Що ж стосується вирізки № 13, то в ході випробувань на неї були нанесені штучні дефекти, які і стали осередком руйнування.

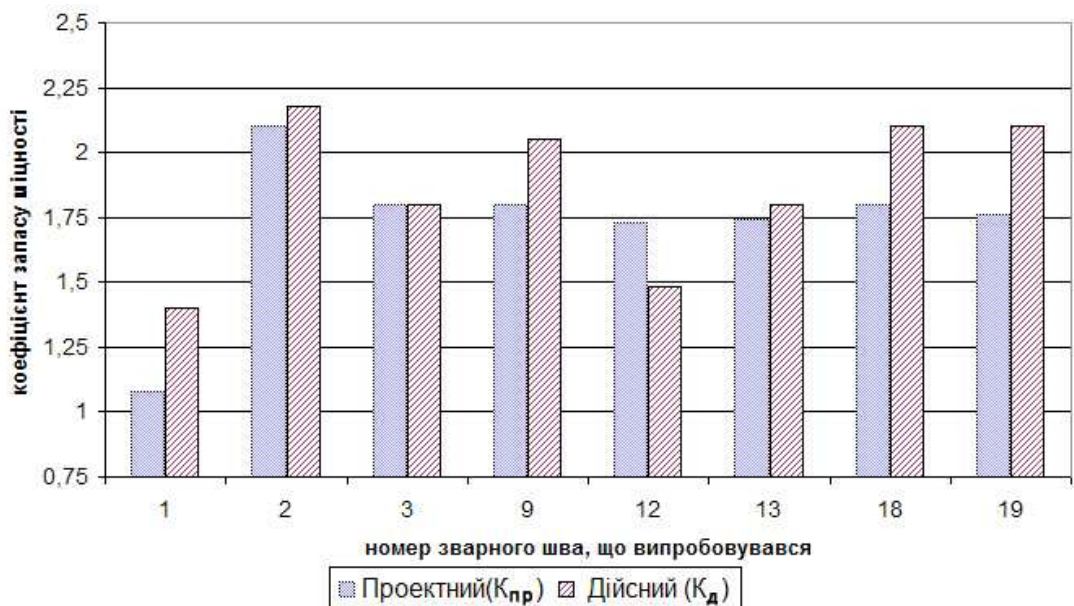


Рисунок 1 – Зіставлення проектного і дійсного коефіцієнтів запасу міцності випробовуваних труб

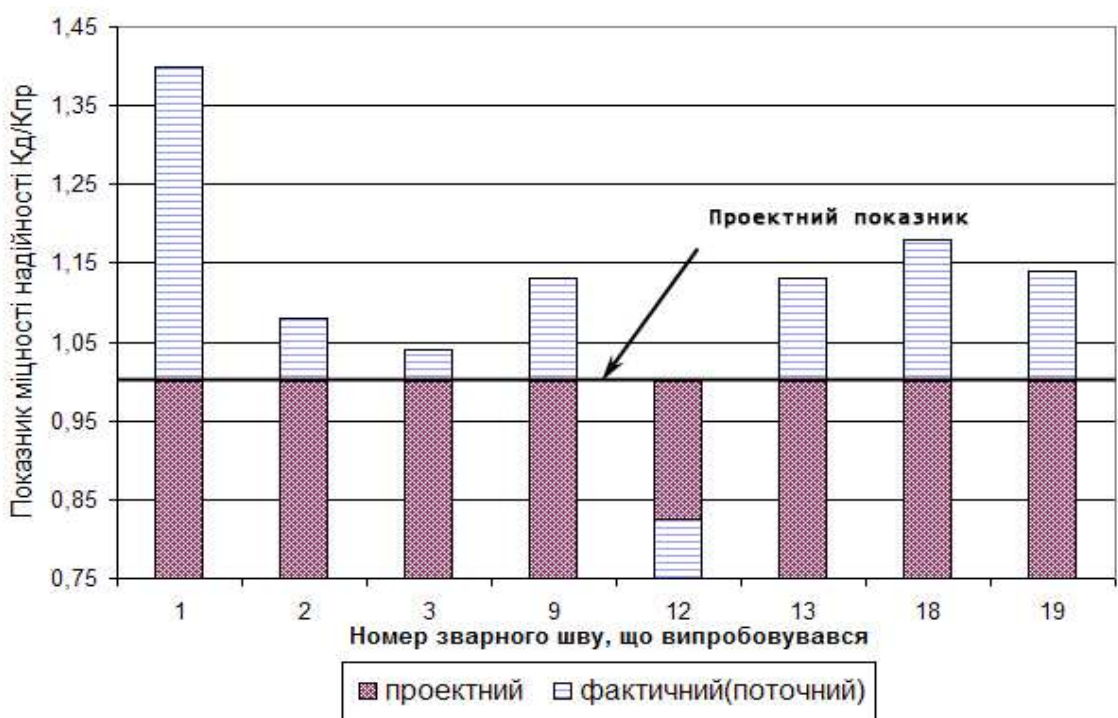


Рисунок 2 – Показники міцнісної надійності для випробовуваних зварних швів труб

Поряд з вищенаведеним, реальна інтегральна оцінка наявності і величини зниження міцності дефектної труби все ж може бути визначена тільки після її руйнування, що й було виконано на завершальних етапах випробувань трубних швів № 2; 3; 9; 13; 18; 19.

Наявність таких пошкоджень вимагає проведення ремонтних заходів з метою усунення, або щодо зниження робочого тиску до безпечної величини (на 4,3 ... 30% від проектного тиску).

При оцінці розглянутих дефектів до категорії дефектів, які потребують проведення ре-

монту, додатково потрапляють дефекти зварного шва труби № 18. При цьому рівень зниження робочого тиску на всіх випробуваних об'єктах (у разі неможливості проведення ремонту) стає ще більш істотним (на 4,3 ... 27,1% в порівнянні з первісним варіантом).

Поряд з цим, зіставлення дійсного K_д і проектного K_{пр} коефіцієнтів запасу міцності, а також їх співвідношення K_д/K_{пр} графічно представлених на рис. 1 і 2, свідчить, що тільки в одному випадку (зварний шов труби № 12) не забезпечується необхідна надійність труби.

При неможливості проведення тут ремонтних робіт необхідне зниження робочого тиску у відповідності з [5,6] величини 3,78 МПа, що становить 70% від величини проектного тиску. Крім того, з результатів гідравлічних випробувань цього зварного шва видно, що проектний коефіцієнт запасу забезпечується вже при робочому тиску, рівному $p = 8 / 1,71 = 4,68$ МПа (86,7% від проектного тиску), тобто на 23,8% більше допустимої величини.

Для інших зварних швів труб реальний запас міцності в порівнянні з проектним, крім об'єкта № 1, де труба була доведена тільки до плинності металу, становить 0,6÷16% (рис. 2), тобто фактично необхідна надійність труб забезпечується навіть у тому випадку, коли за діючими нормами потрібне проведення ремонтних або технологічних заходів з метою зниження робочого тиску (зварні шви № 2; 9; 13).

Таким чином, у результаті гідравлічних випробувань трубних зварних швів на внутрішній тиск встановлено, що за наявності корозійних пошкоджень, що перевищують нормативні значення, поточний рівень міцнісного ресурсу газопровідних труб виявляється неоднороззначним. Він може залишатися достатнім для подальшої безпечної експлуатації (трубні зварні шви № 9, 13, 18 19), бути критичним або рівноважним (трубні зварні шви № № 2, 3), невизначеним для оцінки (трубний зварний шов № 1) або реально небезпечним (трубний зварний шов № 12). Кожне з цих станів вимагає індивідуального управління рівнем експлуатаційної надійності газотранспортного об'єкту. У першому випадку – це системний моніторинг, у другому – планова профілактика, в третьому – постановка детальних досліджень, в четвертому – невідкладний ремонт тощо. Це управління повинне бути засноване на системі критеріальних пріоритетів для оцінки поточної працездатності газопровідних труб, схильних до корозії.

Залишкові напруги в трубних сталях викликають хаотично пружні руйнування кристалічних ґраток у результаті стискання або розтягання кристала на величину, приблизно рівну розміру зерна. Ці напруги виникають у межах зерна й мають дислокаційне походження, тобто є результатом суперпозиції далекодіючих полів дислокацій, певним чином розподілених усередині зерна. Середнє значення таких мікронапруг не може перевищувати межі плинності металу, й тому для металів у зміцненому (окрихченому) стані зазвичай наближається за рівнем до межі пружності.

У трубних сталях у локальних областях через наявність напруг другого роду під дією зовнішнього навантаження розвивається пластична деформація. У результаті ковзання в цих кристаликах створюються нові ансамблі дислокацій, що змінюють дислокаційну структуру. Знімаються мікронапруги, які були в металі до початку деформування, і створюються нові напруги другого роду відповідно до нової дислокаційної структури металу. Ці процеси до того ж супроводжуються старінням металу труб. Це обставина досить важлива для трубних сталей у

крихкому стані, коли умови руйнування й плинності досить близькі.

Виходячи з аналізу результатів експериментальних досліджень, залишкова міцність уражених корозією труб оцінюється показниками міцності корозійних дефектів.

Граничний стан корозійного дефекту виражається умовою досягнення максимальними кільцевими напруженнями межі міцності матеріалу:

$$\sigma_{кц}^{def} = \sigma_{\epsilon} \quad (1)$$

Величина кільцевих напружень визначається за формулою:

$$\sigma_{кц}^{def} = \sigma_{кц} \cdot \psi, \quad (2)$$

де $\sigma_{кц}$ – кільцеві напруги в стінках труби за відсутності дефекту;

ψ – коефіцієнт концентрації напружень, що враховує геометричні параметри дефекту.

Коефіцієнт вибирається, виходячи з таких міркувань.

Кожен корозійний дефект характеризується трьома геометричними параметрами: глибиною h_{max} , осьюовою протяжністю L_{oc} , і окружною протяжністю $L_{окр}$, однак на практиці окружною протяжністю $L_{окр}$ або, інакше, шириною корозійного дефекту, нехтують, не враховуючи при оцінці ступеня його небезпеки. Між тим, комп'ютерне моделювання за допомогою чисельного методу кінцевих елементів, показало, що вплив параметра $L_{окр}$ на напружено-деформований стан зони корозійного пошкодження може бути цілком співставним з впливом параметра L_{oc} , і навіть перевищувати його. Інакше кажучи, вплив довжини і ширини корозійного пошкодження на напружено-деформований стан дефектної зони слід розглядати окремо. При цьому коефіцієнт концентрації напружень ψ корозійного дефекту приймається рівним більшому із значень ψ_1 та ψ_2 , що враховують протяжність дефекту в осьовому і кільцевому напрямках відповідно, тобто:

$$\psi = \max\{\psi_1; \psi_2\}, \quad (3)$$

де ψ_1 – коефіцієнт концентрації напружень, що враховує протяжність дефекту в осьовому напрямку;

ψ_2 – коефіцієнт концентрації напружень, що враховує ширину дефекту (протяжність в кільцевому напрямку).

Виходячи з напівемпіричного рівняння поверхневих дефектів [5] і результатів виконаного моделювання [6], коефіцієнти концентрації напружень ψ_1 та ψ_2 можуть бути визначені з таких залежностей.

$$\psi_1 = \frac{1}{1 - \frac{A}{A_0}} \left[1 - \frac{A/A_0}{\sqrt{1 + 0,8 \cdot L^2 / (D_n \cdot \delta_{ст})}} \right], \quad (4)$$

$$\left. \begin{aligned} \psi_2 &= 8,2302\bar{h}_{\max}^{-3} - 7,1755\bar{h}_{\max}^{-2} + \\ &+ 1,2272\bar{h}_{\max} + 0,9909 + (374,4\bar{h}_{\max}^{-3} + \\ &+ 169,4\bar{h}_{\max}^{-2} + 75,73 - 0,2703) \frac{L_{\text{окр}}}{\pi \cdot D_H}, \\ \text{при } \frac{L_{\text{окр}}}{\pi \cdot D_H} &< 0,0556 ; \\ \psi_2 &= 32,206\bar{h}_{\max}^{-4} - 33,526\bar{h}_{\max}^{-3} + \\ &+ 12,141\bar{h}_{\max}^{-2} - 0,0592\bar{h}_{\max} + 1 + \\ &+ (0,2296\bar{h}_{\max}^{-2} + 0,467\bar{h}_{\max} - 0,0002) \frac{L_{\text{окр}}}{\pi \cdot D_H}, \\ \text{при } \frac{L_{\text{окр}}}{\pi \cdot D_H} &< 0,0556 , \end{aligned} \right\} (5)$$

де \bar{h}_{\max} – відносна глибина дефекту, яка дорівнює $h_{\max}/\delta_{\text{ст}}$

Відношення A/A_0 , яке враховує втрати металу в розрахунковому перерізі, виражається через товщину стінки труби $\delta_{\text{ст}}$ і максимальну глибину дефекту h_{\max} :

$$A_0 = \delta_{\text{ст}} L . \quad (6)$$

$$A = K_{\text{факт}} h_{\max} L , \quad (7)$$

де $K_{\text{факт}}$ – теоретичний коефіцієнт зменшення осьового перерізу стінки труби за рахунок корозійного дефекту, який визначається за формулою, отриманою за допомогою методу числового моделювання:

$$\begin{aligned} K_{\text{факт}} &= 1,28 \cdot 10^{-9} L^3 + 2,6 \cdot 10^{-6} L^2 - \\ &- 1,74 \cdot 10^{-3} L + 0,893 , \end{aligned} \quad (8)$$

тоді

$$A / A_0 = K_{\text{факт}} \cdot \frac{h_{\max}}{\delta} = K_{\text{факт}} \bar{h}_{\max} . \quad (9)$$

Корозійні дефекти розрізняються не тільки за геометричними розмірами (довжиною, шириною, глибиною), але і взаємним розташуванням. При певному поєднанні цих параметрів суміжні дефекти здійснюють адитивний вплив на створювані зони підвищених напруг. В цьому випадку кажуть про взаємодію дефектів, який проявляється в локальному зниженні міцності дефектної зони. Для оцінки впливу суміжних дефектів пропонується розглядати спільну взаємодію дефектів у кільцевому (окружному) і поздовжньому (осьовому) напрямках.

Як критерієм взаємодії суміжних дефектів доцільно оперувати граничними відстанями між ними в кожному з розглянутих напрямів (осьове, передосьове, окружне, передокружне). Спираючись на результати зарубіжних досліджень [4], приймаємо що суміжні дефекти взаємодіють в тому випадку, якщо відстань між ними в осьовому напрямку не перевищує мінімальну довжину розглянутих дефектів, а в кільцевому напрямку, якщо дефекти віддалені один від одного не більше, ніж на величину,

рівну ширині вужчого з них, тобто критерій взаємодії дефектів записується таким чином:

$$\left. \begin{aligned} L_{\text{окр}}^n &\leq \min\{L_{\text{окр}1} L_{\text{окр}2}\} \\ L_{\text{окр}}^n &\leq \min\{L_1 L_2\} \end{aligned} \right\} . \quad (10)$$

Для зручності визначення параметрів корозійної зони за наявності декількох дефектів, що взаємодіють між собою. Якщо хоча б одна з умов виразу (10) не виконується, то кожен з дефектів розглядається окремо. Слід зазначити, що за наявності більше двох дефектів, їх слід послідовно розглядати парами.

На практиці найбільш зручною та зрозумілою кількісною характеристикою фактичного технічного стану трубопроводу є величина граничного внутрішнього тиску, при якому починається граничне руйнування в зоні дефекту. Використовуючи величину граничного тиску руйнування P_p як критерій для оцінки ступеня небезпеки дефекту, дійсний запас міцності можна визначити за граничними навантаженнями. Введення такого досить точного кількісного критерію спрощує і конкретизує підхід до оцінки ступеня небезпеки дефектів.

Використовуючи формулу (2) і беручи до уваги, що $\sigma_{\text{ст}} = \frac{P D_H}{2 \delta_{\text{ст}}}$, вираз для визначення

величини граничного тиску руйнування \bar{P}_p буде мати насупний вигляд:

$$\bar{P}_p = \frac{2 \delta_{\text{ст}} \sigma_v}{D_H - 2 \delta_{\text{ст}}} \frac{1}{\psi} . \quad (11)$$

Для оцінки достовірності розрахункових значень руйнівного тиску \bar{P}_p виконано їх порівняння з експериментальними даними, отриманими в результаті гідравлічних випробувань труб з реальними корозійними дефектами та їх штучними імітаторами. Для підвищення репрезентативності висновків використано також результати стендових випробувань повномасштабних газопровідних труб, виконані іншими дослідниками [4; 5; 6]. Результати зіставлення представлені графічно на рисунку 3.

Отримані результати свідчать про досить тісний зв'язок між експериментальним P_p та розрахунковим \bar{P}_p значеннями. Слід відмітити, що деяка неоднозначність прогнозних результатів спостерігається у об'єктів з високоміцних термозміцнених сталей, однак вихід за 5%-ву похибку тут незначний. Більш суттєва похибка характерна для корозійних дефектів, розташованих в зоні біля шва або по зварному з'єднанню. У цих випадках похибка може становити більше 50%, а, отже, використання оціночного показника \bar{P}_p в цих умовах не має сенсу.

Нарешті, можлива недооцінка ступеня небезпеки дефекту за умови, коли $\bar{P}_p > P_p$. Для трубних зварних швів з нетермозміцнених сталей і за відсутності поблизу дефектів зварних швів середня відносна помилка прогнозу склала

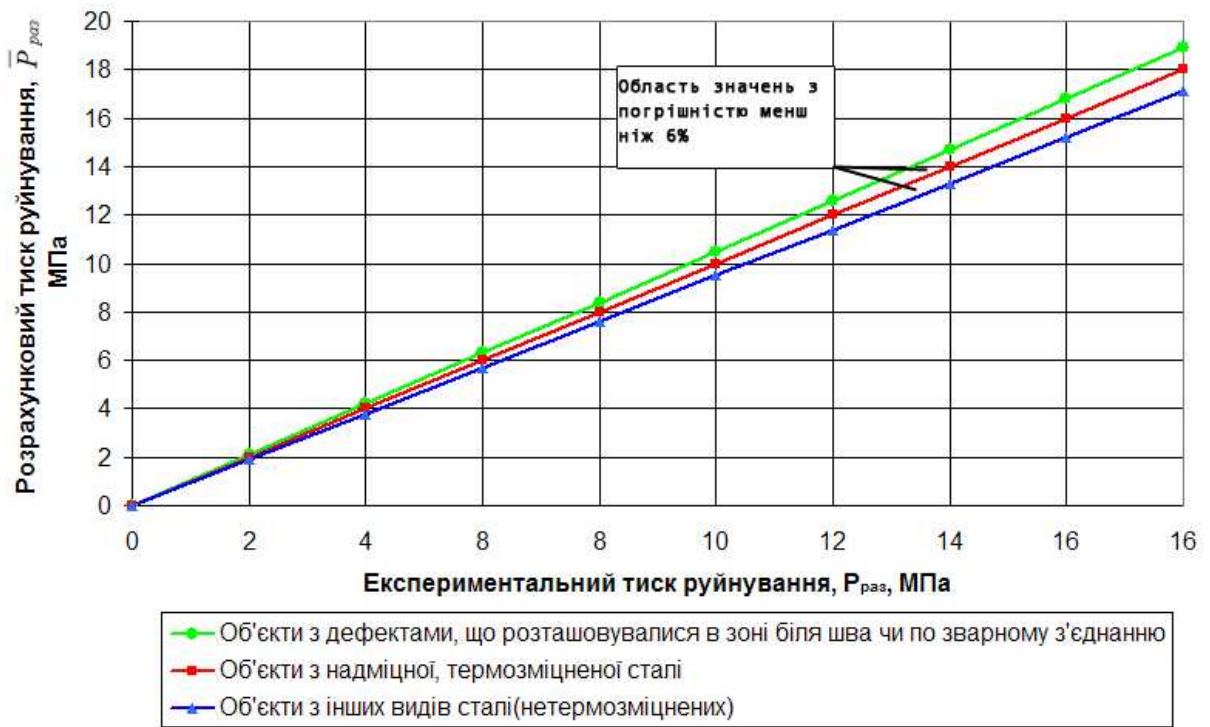


Рисунок 3 – Зіставлення експериментальної величини руйнівного тиску з розрахунковими значеннями

3,5%. При цьому у всіх випадках $\bar{P}_p < P_p$, що виключає недооцінку небезпеки дефекту.

Таким чином, напівемпірична залежність (11) дозволяє з високою точністю визначити граничний руйнівний тиск газопровідних труб з корозійними ушкодженнями, якщо труби виготовлені не з термозміцнених сталей і поблизу дефектів відсутні зварні шви.

Показник граничного руйнівного тиску \bar{P}_p використовується для оцінки поточної працездатності газопровідних труб.

За критерій оцінки поточної працездатності газопровідних труб, ускладнених корозійними дефектами, може бути прийнята величина дійсного коефіцієнта запасу міцності, збереженого за максимальними навантаженнями.

$$\bar{K}_d = \bar{P}_p / P, \quad (12)$$

де \bar{P}_p – величина граничного тиску руйнування;

P – тиск продукту в трубопроводі, що визначається за формулою:

$$P = \max\{P_\lambda; P_{cp}\}, \quad (13)$$

де P_λ – внутрішній тиск в газопроводі в місці розташування дефекту;

P_{cp} – середній тиск в газопроводі при його плановій зупинці;

$$P_\lambda = \sqrt{P_n^2 - (P_n^2 - P_k^2) \frac{\lambda_{def}}{\lambda_\Sigma}}, \quad (14)$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \frac{P_n^2 + P_k^2 + P_n P_k}{P_n + P_k}, \quad (15)$$

$P_n; P_k$ – максимально можливий тиск у газопроводі в початковій і кінцевій контрольних точках відповідно;

λ_Σ – відстань між контрольними точками;

λ_{def} – відстань від початкової контрольної точки до місця розташування дефектної ділянки.

Класифікація реального корозійного дефекту за рівнем критичного стану і ступеня небезпеки виконується шляхом порівняння дійсного коефіцієнта запасу міцності \bar{K}_{kd} з показником граничного стану корозійного дефекту $[K_d]$. Цей показник визначається з виразу (11) за умови, що граничний стан дефекту виникає при досягненні кільцевих напружень σ_{def}^{kl} 0,95 від величини міцності бездефектного металу ($0,95\sigma_b$). Тоді показник граничного стану $[K_d]$ корозійного дефекту отримає числове значення:

$$[K_d] = \frac{\sigma_b}{0,95\sigma_b} = 1,053.$$

Це означає, що при $\bar{K}_d \leq [K_d] = 1,053$ дефекти є критичними і підлягають оперативному видаленню з газопроводу або невідкладному ремонту; при $\bar{K}_d > [K_d] > 1,053$ стан дефектів є некритичним, а для уточнення його залишкового експлуатаційного ресурсу $\tau_{расч}$ необхідний прогностичний розрахунок, який враховує можливість розвитку корозійних дефектів у процесі подальшої експлуатації і визначає необхідність і строки проведення ремонтних робіт або відбракування дефектних труб.

Розрахунковий час до утворення гранично допустимого дефекту і є для дефектної труби

залишковим ресурсом, що дозволяє газотранспортним підприємствам ефективно планувати обсяги і час проведення профілактичних і ремонтних робіт.

Методика розрахунку залишкового експлуатаційного ресурсу $\tau_{расч}$ для труби, ураженої корозійними дефектами, полягає у вирішенні системи рівнянь, що описують динаміку зміни розмірів корозійних дефектів у часі:

$$L_{ос}(\tau) = L_{ос} + \frac{L_{ос}}{\tau_1 - \tau_0} \Delta\tau_{пр}, \quad (16)$$

$$L_{окр}(\tau) = L_{окр} + \frac{L_{окр}}{\tau_1 - \tau_0} \Delta\tau_{пр}, \quad (17)$$

$$h_{max}(\tau) = h_{max} + \frac{h_{max}}{\tau_1 - \tau_0} \Delta\tau_{пр}, \quad (18)$$

де τ_0 – період часу до зародження корозійного пошкодження;

τ_1 – тривалість експлуатації об'єкта до огляду дефекту;

$\Delta\tau_n$ – прогнозний відрізок часу;

h_{max} – максимальна глибина корозійного дефекту;

$L_{ос}$, $L_{окр}$ – метричний розмір корозійного дефекту відповідно в осьовому і окружному (кільцевому) напрямках.

Внаслідок одночасного збільшення геометричних розмірів дефекту за різними напрямками та їх нелінійного впливу на величину граничного тиску $\overline{P}_{раз}$, яка визначає коефіцієнт запасу міцності $\overline{K}_{кд}$, досить складно отримати аналітичний вираз $\tau_{расч} = f(L; L_{окр}; H_{max})$ для обчислення часу розвитку дефекту до граничного стану. З цієї причини для визначення значення $\tau_{расч}$ слід використовувати ітераційний метод послідовних наближень. Для цього задають довільне значення $\tau_{расч}$, визначають за формулами 16; 17 та 18 нові розміри дефекту ($L'; L'_{окр}; H'_{max}$), обчислюють граничний тиск $\overline{P}_{раз}$ (формула 11) і величину розрахункового коефіцієнта запасу міцності $\overline{K}_{кд}$ (формула 12). На наступному кроці обчислень інтервал часу $\Delta\tau_{расч}$ збільшують, якщо $\overline{K}_{кд} > 1,053$, і зменшують, якщо $\overline{K}_{кд} < 1,053$. Обчислення проводять до тих пір, поки не буде знайдений інтервал часу $\Delta\tau_{расч}$, при якому коефіцієнт запасу міцності $\overline{K}_{кд}$ стане рівним $\overline{K}_{кд} = 1,053$. Знайдена величина $\Delta\tau_{расч}$ відповідає залишковим ресурсу дефектної труби $\Delta\tau_{расч}$.

Залежно від часу ($\tau_{расч}$) розвитку корозійних дефектів до граничного стану їх доцільно класифікувати на три категорії:

- безпечні ($\tau_{расч} > 5$ років);
- потенційно небезпечні ($1 \text{ рік} < \tau_{расч} \leq 5$ років);
- небезпечні ($\tau_{расч} \leq 1$ рік).

Висновок

Показано, що причиною зниження корозійної стійкості нафтопроводів є утворення приповерхневих мікротріщин, викликаних фазовими напруженнями – результатом локального розігріву приповерхневих обсягів металу до температур аустенітизації під дією дробоструменевої обробки поверхонь труб.

Безпечні дефекти підлягають обліку для моніторингу безпеки планових діагностичних робіт і не вимагають проведення будь-яких спеціальних ремонтних робіт або оповіщень при подальшій експлуатації аж до вироблення безпечного терміну експлуатації.

Потенційно небезпечні дефекти повинні бути відремонтовані або повторно оглянуті протягом розрахункового часу $\tau_{расч}$, що становить 1 ... 5 років.

Небезпечні дефекти підлягають оперативному ремонту до вичерпання залишкового ресурсу $\tau_{расч}$, тобто не пізніше одного року після їх огляду. Методична схема прогнозування залишкового ресурсу газопровідних труб з корозійними ушкодженнями представлена на рисунку 4.

Таким чином, важливою умовою забезпечення стійкості газопроводів проти корозійно-втомних руйнувань, в перекачуючому середовищі є правильний і раціональний вибір величини допустимого напруження для даного робочого середовища та малій кількості циклів навантаження.

Наведена методика дозволяє визначити в процесі експлуатації правильний і раціональний вибір величини допустимого напруження для даного робочого середовища та малій кількості циклів навантаження. Адже втомні процеси в сталі мають імовірнісний характер. Це дозволяє в сукупності з методами неруйнівного контролю і використанням ризик-аналізу при існуючій концепції безпеки – „реалізувати та виправляти”, підтримувати трубопровід в працездатному стані. Однак, незаперечним є факт, що при таких умовах експлуатації (наголошую, сумісної дії змінних навантажень і середовища) при довготривалій експлуатації в матеріалі труб накопичуються дефекти, які в кінцевому результаті призводять до руйнування труб. Особлива небезпека існує у важкодоступних місцях (неможливо вчасно усунути небезпеку) або в ускладнених умовах експлуатації (наприклад, трубопровід потрапив до зони зсуву). Тут повинна працювати нова концепція ризик-аналізу – „передбачити і випереджувати”.

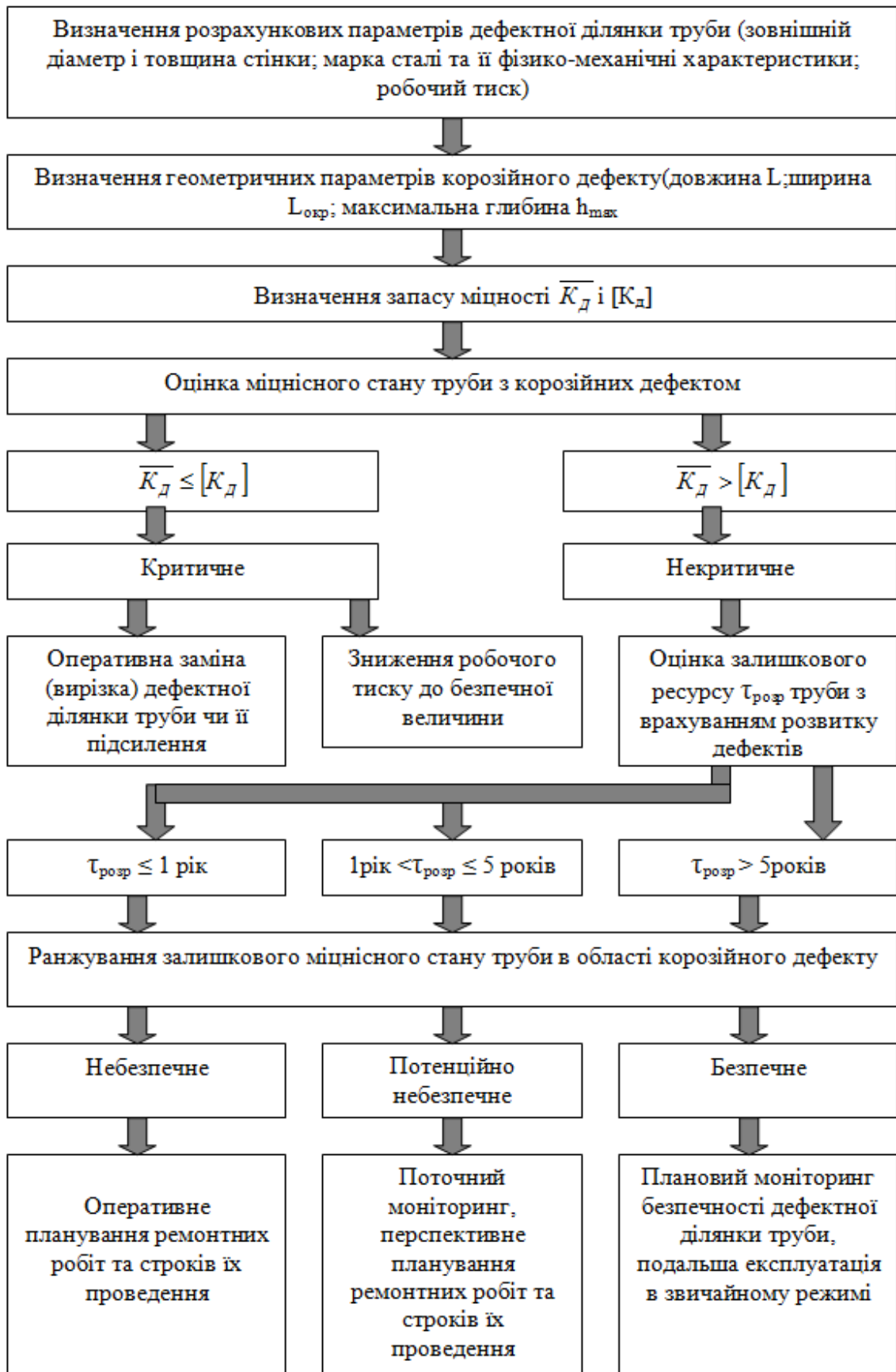


Рисунок 4 – Методична схема прогнозування залишкового ресурсу газопровідних труб з корозійними пошкодженнями

Література

- 1 Карпенко Г.В. Прочность стали в коррозионной бресе / Г.В. Карпенко. – М.: Машгиз, 1963. – 188 с.
- 2 Похмурський В.І. Корозійно механічне руйнування зварних конструкцій / В.І. Похмурський, Р.К. Мелехов. – К.: Наукова думка, 1990. – 347 с.
- 3 Похмурський В.І. Коррозионная усталость металов / В.І. Похмурський. – М.: Металургия, 1985. – 207 с.
- 4 Крижанівський Є.І. Вплив наводнення на корозійно – механічні властивості зварних швів газопроводів / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський, Д.Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – №1(14). – С.25-29.
- 5 Крижанівський Є.І. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 3(12). – С.31-34.
- 6 Крижанівський Є.І. Чутливість до водневої крихкості зварного зеднання сталі 17Г1С магістрального газопроводу / О.Т. Цирульник, Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – №6. – С. 111-114

Стаття надійшла до редакційної колегії

13.11.12

Рекомендована до друку професором

Грудзом В.Я.

ВИЗНАЧЕННЯ ПОЛОЖЕННЯ ТА СТУПЕНЯ ЗАПОВНЕННЯ САМОПЛИВНИХ ДІЛЯНОК МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

С.Я. Григорський, М.Д. Середюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: tzn g @ n u n g . e d u . u a

Розроблено методику для прогнозування кількості самопливних ділянок і місця розташування їх на трасі довільного профілю, а також для визначення довжини, ступеня заповнення перерізу труби та об'єму рідини на кожній самопливній ділянці трубопроводу. Розрахунки базуються на методі послідовних наближень з використанням рівнянь усталеного напірного та безнапірного руху рідини в трубопроводі.

Створено комп'ютерну програму, яка дає можливість для довільного профілю траси нафтопроводу визначити кількість, положення та параметри самопливних ділянок.

Методика і програмне забезпечення апробовані у ході виконання гідравлічних розрахунків нафтопроводу з пересіченим профілем траси. Доведено, що кількість самопливних ділянок, їх розташування на трасі, довжина, ступінь заповнення перерізу труби нафтою суттєво залежать від завантаженості нафтопроводу, тобто від витрати у ньому нафти. Визначено максимальну витрату рідини, за якої самопливні ділянки на трасі трубопроводу відсутні.

Побудовано графічні залежності ступеня заповнення, центрального кута перерізу, довжини та об'єму нафти на самопливних ділянках залежно від витрати. Визначено годинну витрату нафти, за якої на самопливних ділянках перебуває максимальний об'єм нафти.

Ключові слова: самопливна ділянка, ступінь заповнення перерізу труби, гідравлічний нахил, безнапірний потік рідини, аналітичний метод.

Разработана методика, позволяющая прогнозировать количество самотечных участков и место расположения их на трассе произвольного профиля, а также определять длину, степень заполнения сечения трубы и объем жидкости на каждом самотечном участке трубопровода. Расчеты базируются на методе последовательных приближений, с использованием уравнений установившегося напорного и безнапорного движения жидкости в трубопроводе.

Создана компьютерная программа, которая дает возможность для произвольного профиля трассы нефтепровода определять количество, положение и параметры самотечных участков.

Методика и программное обеспечение апробированы при гидравлическом расчете нефтепровода с пересеченным профилем трассы. Доказано, что количество самотечных участков, их расположение на трассе, длина, степень заполнения сечения трубы нефтью существенно зависят от загрузки нефтепровода, то есть от расхода в нем нефти. Определен максимальный расход жидкости, при котором самотечные участки на трассе трубопровода отсутствуют.

Построены графические зависимости степени заполнения, центрального угла продольного сечения, длины и объема нефти на самотечных участках в зависимости от расхода жидкости. Определен часовой расход нефти, при котором на самотечных участках находится максимальный объем нефти.

Ключевые слова: самотечный участок, степень заполнения сечения трубы, гидравлический наклон, безнапорный поток жидкости, аналитический метод.

There has been developed the technique which enables to predict a certain number of gravity sections and their placement on the pipeline for spontaneous profile route and to determine the length, level of infilling a tube cross-section and fluid volume at each gravity section. The calculations are made by progressive approximation using equations of the fixed pressure and free flow of the fluid inside the pipeline.

The software has been created which allows to determine a quantity, condition and characteristics of the gravity sections.

The technique and software have been used in the process of making hydraulic calculations for an oil pipeline which has a rugged relief of the route. It has been stated that the number of gravity sections, their disposition on the route, the length, level of the tube cross-section infilling with oil greatly depend on the work-load of the oil pipeline, i.e. on the consumption of oil in the pipeline. The maximum fluid consumption has been estimated when there are no gravity sections at the pipeline route.

The graphical dependences of degree of infilling, central corner of a cut, length and volume of oil at the gravity sections due to its consumption have been shown. The hourly oil consumption has been determined when there is a maximum volume of oil at the gravity sections.

Keywords: gravity section, degree of infilling of a duct cut, hydraulic bevel, free flow of fluid, analytical method.

У ході експлуатації магістральних нафтопроводів та нафтопродуктопроводів з пересіченим профілем траси нерідко реалізуються режими перекачування з так званою перевальною точкою. Від перевальної точки до кінця ділянки трубопроводу нафта або нафтопродукт можуть

бути транспортовані за заданої витрати без додаткових витрат енергії за рахунок нахилу траси, тобто різниці геодезичних позначок перевальної і кінцевої її точок.

У випадку виникнення перевальної точки за нею за ходом руху транспортованого про-

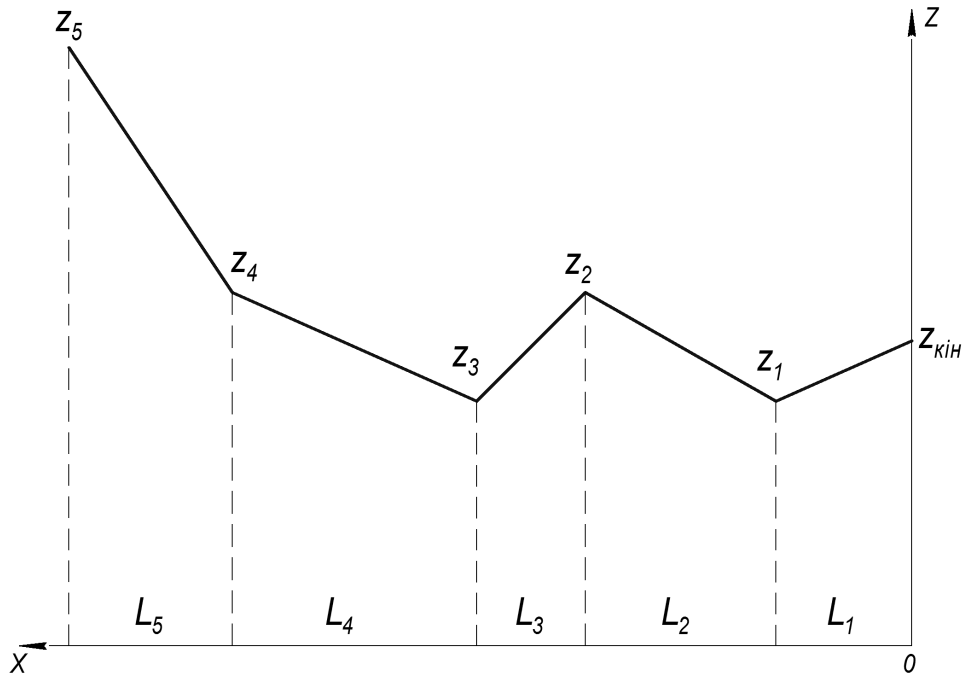


Рисунок 1 – Довільний профіль траси нафтопроводу

продукту відповідно до особливостей профілю траси і режиму роботи трубопроводу формуються самопливні ділянки. На самопливних ділянках транспортований продукт рухається неповним перерізом під дією сили тяжіння. Тиск в парогазовій порожнині залишається практично сталим і рівним пружності насиченої пари транспортованого продукту за температури перекачування. Різниця напорів між початком і кінцем самопливної ділянки дорівнює різниці геодезичних позначок цих перетинів.

Стационарні самопливні ділянки можуть існувати тільки на низхідних ділянках трубопроводу. Початок самопливної ділянки завжди збігається з однією із вершин профілю траси трубопроводу.

Лінія гідравлічного нахилу на самопливній ділянці проходить паралельно профілю траси на віддалі, що залежить від пружності насиченої пари і густини нафти або нафтопродукту.

Витрата рідини на самопливній ділянці за стаціонарного режиму дорівнює витраті на заповнених ділянках трубопроводу. Швидкість руху рідини на самопливній ділянці більша за швидкість на напірних ділянках.

Експлуатація самопливних ділянок трубопроводів має ряд особливостей. Ось чому для оперативного контролю процесу перекачування нафти або нафтопродуктів необхідно знати положення самопливних ділянок, їх довжину, а, основне, ступінь заповнення рідиною. Останнє є дуже важливим для складання матеріального балансу нафти або нафтопродуктів у кожний момент часу експлуатації трубопроводу.

На сьогодні як вітчизняними, так і зарубіжними вченими [1, 2] пропонуються графічні методи визначення кількості, місця розташування та довжини самопливних ділянок. Такі методи незручні, недостатньо точні і не можуть бути закладені у сучасні алгоритми комп'ютер-

них розрахунків режимів роботи трубопроводів. Для розрахунку ступеня заповнення перерізу самопливної ділянки здебільшого пропонуються емпіричні залежності, адекватність і сфера практичного застосування яких недостатньо обґрунтовані. Також не вказано, яку точність забезпечують ці залежності.

Нижче пропонується методика, що базується на класичних гідродинамічних підходах і дає змогу для довільного профілю траси трубопроводу (рисунок 1) аналітичним шляхом визначити кількість і положення самопливних ділянок, знайти їх довжину та ступінь заповнення перерізу трубопроводу. За допомогою даної методики можна провести дослідження кількості самопливних ділянок, їх довжини, ступеня заповнення перерізу труби від режиму руху нафти в трубопроводі.

Вихідні дані для розрахунку такі:

- розрахункова густина транспортованого продукту;
- розрахункова кінематична в'язкість транспортованого продукту;
- пружність насичених парів транспортованого продукту за температури перекачування;
- годинна витрата транспортованого продукту;
- внутрішній діаметр трубопроводу;
- абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби;
- кількість висхідних та низхідних ділянок трубопроводу;
- масив довжин висхідних та низхідних ділянок трубопроводу згідно із профілем траси;
- масив геодезичних позначок початку і кінця висхідних та низхідних ділянок трубопроводу.

У методиці та обчислювальному алгоритмі позначимо індексом i номер і параметри дові-

льної ділянки трубопроводу. Відлік ділянок виконуємо з кінця трубопроводу.

Для позначення номера і параметрів самопливних ділянок трубопроводу використаємо індекс j . Відлік самопливних ділянок також виконується з кінця трубопроводу.

Знаходимо різницю геодезичних позначок початку і кінця кожної ділянки трубопроводу

$$\Delta z_i = z_i - z_{i-1}. \quad (1)$$

де z_i – геодезична позначка початку i -ої ділянки трубопроводу;

Для першої з кінця ділянки маємо

$$z_{i-1} = z_{кин}, \quad (2)$$

де $z_{кин}$ – геодезична позначка кінця трубопроводу.

Визначаємо геометричний нахил кожної ділянки трубопроводу

$$I_{геом\ i} = \frac{\Delta z_i}{L_i}, \quad (3)$$

де L_i – довжина i -ої ділянки трубопроводу.

Виконуємо гідравлічний розрахунок напірної частини трубопроводу. Знаходимо секундну витрату Q та швидкість руху рідини w . Обчислюємо число Рейнольдса Re для напірних ділянок. Коефіцієнт гідравлічного опору нафтопроводу знаходимо за методикою, що запропонована нами у роботі [3]. Ця методика передбачає застосування модифікованої формули Колбрука за чисел Рейнольдса, що перевищують границю адекватності використання загальноприйнятої формули Блазіуса.

Визначаємо гідравлічний нахил на напірних ділянках трубопроводу за формулою

$$I = \lambda \cdot \frac{1}{D} \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g}. \quad (4)$$

де D – внутрішній діаметр трубопроводу;

g – прискорення сили тяжіння.

Знаходимо віддалі від кінця трубопроводу до початку кожної висхідної чи низхідної ділянки трубопроводу

$$L_{нк\ i} = \sum_{j=1}^i L_j. \quad (5)$$

Досліджуємо профіль траси на наявність самопливних ділянок. Для цього вводиться лінійна координата x , яка відраховується від кінця трубопроводу. Спочатку задаються значенням

$$x = \Delta x, \quad (6)$$

де Δx – крок зміни довжини трубопроводу.

Якщо для будь-якої ділянки виконується умова

$$\Delta z_i < 0, \quad (7)$$

то ця ділянка висхідна, тому на ній не може розпочинатись самопливний рух рідини. У такому випадку лінійна координата змінюється стрибкоподібно і приймаємо

$$x = L_{нк\ i}. \quad (8)$$

Далі лінійна координата змінюється відповідно до вибраного кроку

$$x = x + \Delta x. \quad (9)$$

У процесі ітерацій для кожного кроку визначаються і порівнюються між собою величини гідравлічного напору рідини H і геодезичної позначки точки траси Z .

Рисунок 2 ілюструє методику визначення місцезнаходження першої і подальших самопливних ділянок на трасі трубопроводу. До моменту знаходження першої самопливної ділянки гідравлічний напір знаходимо за формулою

$$H = z_{кин} + h_{кин} + I \cdot x, \quad (10)$$

де $h_{кин}$ – технологічно необхідний напір рідини у кінці трубопроводу.

Після знаходження положення першої самопливної ділянки гідравлічний напір з урахуванням тиску в парогазовій порожнині трубопроводу обчислюємо за формулою

$$H = z_{сн\ j} + I \cdot (x - x_{сн\ j}) + h_y, \quad (11)$$

де $z_{сн\ j}$ – геодезична позначка початку j -ої (з кінця трубопроводу) самопливної ділянки;

$x_{сн\ j}$ – відстань від кінця трубопроводу до початку j -ої самопливної ділянки;

h_y – напір рідини у порожнині самопливної ділянки,

h_y – напір рідини у порожнині самопливної ділянки,

$$h_y = \frac{P_y}{\rho \cdot g}, \quad (12)$$

P_y – пружність насиченої пари транспортованої рідини за температури перекачування;

ρ – густина транспортованої рідини за температури перекачування.

Якщо лінійна координата знаходиться у межах протяжності i -ої ділянки висхідної чи низхідної ділянки, тобто виконується умова

$$l_{нк\ i-1} < x < l_{нк\ i}, \quad (13)$$

то зведена геодезична позначка біжучої точки траси з урахуванням тиску в парогазовій порожнині трубопроводу визначається за формулою

$$Z_{зв} = z_{i-1} + \frac{z_i - z_{i-1}}{l_i} \cdot (x - L_{нк\ i-1}) + h_y. \quad (14)$$

Якщо різниця між гідравлічним напором і зведеною геодезичною позначкою точки траси перевищує задану точність розрахунків щодо напорів ε_1

$$|H - Z_{зв}| > \varepsilon_1, \quad (15)$$

то лінійна координата збільшується за умовою (9).

Якщо гідравлічний напір і геодезична позначка точки траси практично співпадають, то це свідчить про те, що кінець самопливної ділянки знайдено.

Параметри j -ої (із кінця трубопроводу) самопливної ділянки знаходимо так:

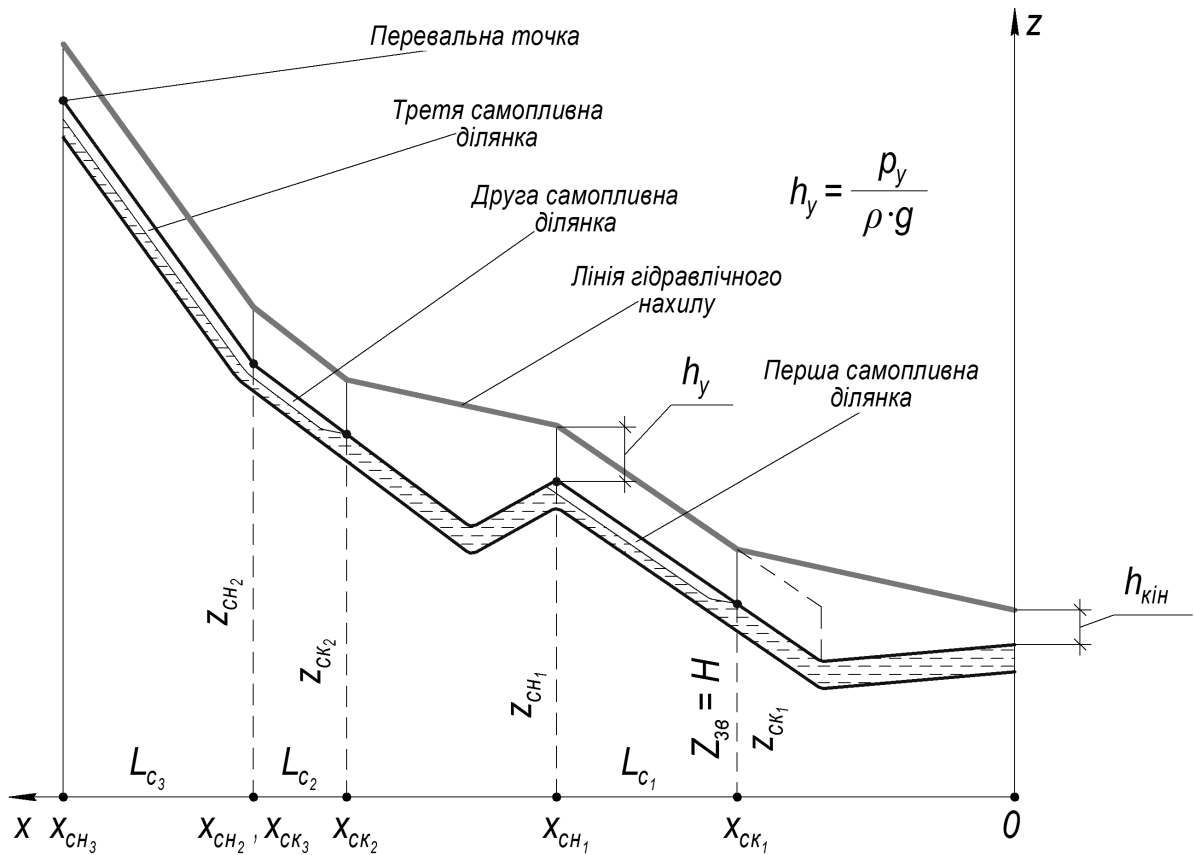


Рисунок 2 – Визначення положення самопливних ділянок на трасі нафтопроводу

– геодезична позначка початку ділянки

$$z_{ch_j} = z_i, \quad (16)$$

– геодезична позначка кінця ділянки

$$z_{ck_j} = Z_{38} - h_y, \quad (17)$$

– різниця геодезичних позначок початку і кінця ділянки

$$\Delta z_{c_j} = z_{ch_j} - z_{ck_j}, \quad (18)$$

– відстань від кінця трубопроводу до початку ділянки

$$x_{ch_j} = L_{nk_i}, \quad (19)$$

– відстань від кінця трубопроводу до кінця ділянки

$$x_{ck_j} = x, \quad (20)$$

– довжина самопливної ділянки

$$L_{c_j} = L_{nk_i} - x. \quad (21)$$

Після знаходження параметрів j -ої самопливної ділянки стрибкоподібно змінюємо лінійну координату за умовою (19).

Далі розрахунок проводиться аналогічно до тих пір, поки лінійна координата не стає рівною загальній довжині трубопроводу.

В результаті за заданої витрати рідини в трубопроводі одержуємо кількість самопливних ділянок, місце розташування їх на трасі та довжину (рисунок 2).

Наступним етапом розрахунків є визначення параметрів безнапірного руху і ступеня заповнення рідиною кожної самопливної ділян-

ки. Розрахунок виконується методом послідовних наближень. Розрахункову схему руху рідини на самопливній ділянці зображено на рисунку 3.

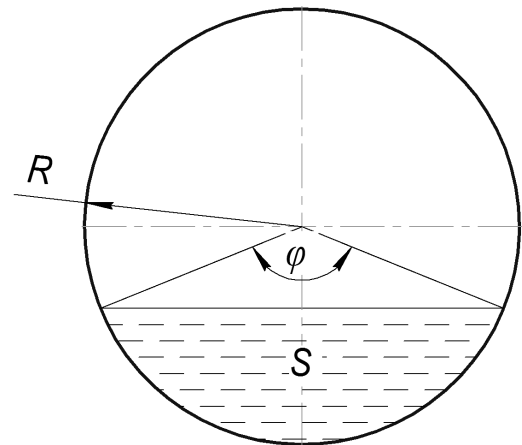


Рисунок 3 – Розрахункова схема руху рідини на самопливній ділянці трубопроводу

Задаємося величиною центрального кута φ за яким видно заповнену рідиною частину перерізу труби (рисунок 3)

$$\varphi_j = \varphi_n = 360^\circ = 2 \cdot \pi. \quad (22)$$

Знаходимо площу перерізу труби, заповнену рідиною

$$S_j = \frac{D^2}{8} \cdot (\varphi_j - \sin \varphi_j). \quad (23)$$

Обчислюємо величину гідравлічного радіуса за формулою

$$R_{e_j} = \frac{D}{4} \cdot \left(1 - \frac{\sin \varphi_j}{\varphi_j} \right). \quad (24)$$

Визначаємо швидкість руху рідини і число Рейнольдса для умов кожної самопливної ділянки

$$w_{c_j} = \frac{Q}{S_j}, \quad (25)$$

$$Re_{c_j} = \frac{4 \cdot w_{c_j} \cdot R_{e_j}}{\nu}, \quad (26)$$

де ν – розрахункова кінематична в'язкість транспортованої рідини.

Знаходимо коефіцієнт гідравлічного опору λ_{c_j} для умов самопливної ділянки. У розрахункові формули замість параметра Re підставляємо критерій Re_{c_j} , а замість діаметра D – гідравлічний радіус R_{e_j} , помножений на чотири.

Обчислюємо коефіцієнт Шезі за формулою

$$C_{ш_j} = \sqrt{\frac{8 \cdot g}{\lambda_{c_j}}}. \quad (27)$$

Визначаємо розрахункову витрату рідини на самопливної ділянці за прийнятого кута φ

$$Q_{c_j} = S_{c_j} \cdot C_{ш_j} \cdot \sqrt{R_{e_j} \cdot \frac{z_{сн_j} - z_{ск_j}}{L_{c_j}}}. \quad (28)$$

Якщо розрахункова витрата рідини на самопливної ділянці перевищує задану витрату рідини в трубопроводі більше, ніж необхідна точність розрахунку витрати ε_2 , то зменшуємо центральний кут за умовою

$$\varphi_j = \varphi_j - \Delta\varphi, \quad (29)$$

де $\Delta\varphi$ – крок зміни центрального кута.

Далі розрахунки повторюються, розпочинаючи з формули (23). У результаті виконання ітерацій за певного значення кута φ_j витрати транспортованої рідини на напірних і самопливних ділянках трубопроводу практично співпадуть. Цій ітерації відповідає знайдена площа перерізу труби, заповнена рідиною S_{c_j} на j -ій самопливної ділянці.

Знаходимо об'єм рідини на кожній самопливної ділянці за формулою

$$V_{c_j} = S_{c_j} \cdot L_{c_j}. \quad (30)$$

Сумарний об'єм транспортованої рідини на самопливних ділянках дорівнює

$$V_{сум_c} = \sum_{j=1}^k V_{c_j}, \quad (31)$$

де k – кількість самопливних ділянок на трасі за заданого режиму роботи трубопроводу.

Знаходимо сумарну довжину самопливних ділянок за заданого режиму роботи трубопроводу

$$L_{сум_c} = \sum_{j=1}^k L_{c_j}. \quad (32)$$

Довжина ділянок з напірним рухом рідини дорівнює

$$L_{сум_n} = L - L_{сум_c}, \quad (33)$$

де L – довжина трубопроводу.

Визначаємо об'єм рідини на напірній частині трубопроводу

$$V_{сум_n} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L_{сум_n}. \quad (34)$$

Загальний об'єм рідини в трубопроводі за заданого режиму перекачування нафти або нафтопродуктів становить

$$V_{mp} = V_{сум_n} + V_{сум_c}. \quad (35)$$

Описаний вище алгоритм реалізований нами у програмі Samopluv, яка дає змогу для будь-якого комплексу вихідних даних визначати кількість самопливних ділянок, їх довжину, координати (відносно профілю траси), ступінь заповнення, швидкість руху та об'єм рідини, що знаходиться у кожній із самопливних ділянок. Окрім того, програма Samopluv дає змогу знаходити продуктивності трубопроводу, за яких відбувається зміна кількості самопливних ділянок та продуктивність, за якої на трасі трубопроводу будуть відсутні самопливні ділянки.

Наведемо приклад гідравлічного розрахунку нафтопроводу з урахуванням самопливних ділянок за програмою Samopluv. Профіль траси нафтопроводу зображений на рисунку 4. Вихідні дані для розрахунку зведено в таблиці 1 та 2 відповідно.

Результати розрахунку, які містять координати, довжини, ступінь заповнення, швидкість руху та об'єм нафти, який знаходиться на кожній із самопливних ділянок для різних значень об'ємної витрати, наведено в таблиці 3. Для даних значень витрати кількість самопливних ділянок зменшується з чотирьох до однієї.

Для заданого профілю траси нафтопроводу та фізичних властивостей нафти за програмою отримано, що максимальна кількість самопливних ділянок – чотири. Інтервали продуктивності трубопроводу, за яких відбувається зміна кількості самопливних ділянок, такі:

для $Q \leq 1452 \text{ м}^3/\text{год}$ – чотири самопливні ділянки;

для $1452 < Q \leq 1569 \text{ м}^3/\text{год}$ – три самопливні ділянки;

для $1569 < Q \leq 1750 \text{ м}^3/\text{год}$ – дві самопливні ділянки;

для $1750 < Q \leq 1817 \text{ м}^3/\text{год}$ – одна самопливна ділянка.

Очевидно, що за об'ємної витрати нафти в трубопроводі $Q > 1817 \text{ м}^3/\text{год}$ самопливні ділянки відсутні, а максимальна продуктивність

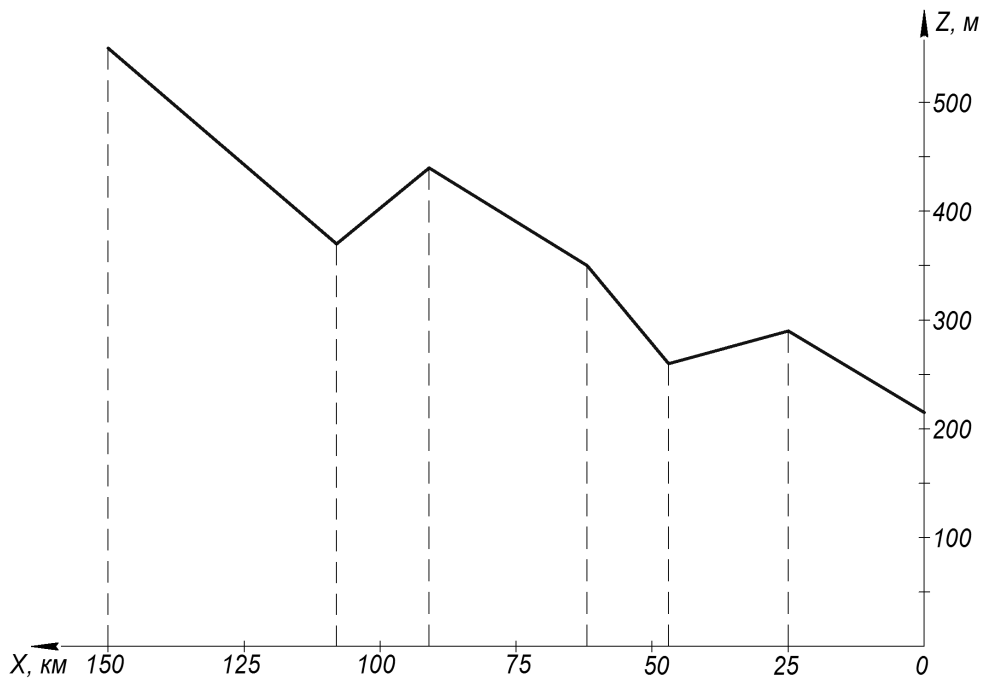


Рисунок 4 – Профіль траси нафтопроводу

Таблиця 1 – Вихідні дані для розрахунку самопливних ділянок нафтопроводу

Параметр	Значення параметра
Розрахункова густина нафти ρ , кг/м ³	870,0
Розрахункова кінематична в'язкість нафти $\nu \cdot 10^6$, м ² /с	12,0
Абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труб k_e , мм	0,2
Технологічно необхідний напір у кінці нафтопроводу $h_{кін}$, м	20
Тиск насичених парів нафти за розрахункової температури P_y , МПа	0,05
Кількість ділянок нафтопроводу n	6
Геодезична позначка кінця трубопроводу $z_{кін}$, м	215

Таблиця 2 – Масив ділянок траси нафтопроводу

Номер ділянки	Внутрішній діаметр ділянки, м	Довжина ділянки, км	Геодезична позначка початку ділянки, м
1	0,7	42	550
2	0,7	17	370
3	0,7	29	440
4	0,7	15	350
5	0,7	22	260
6	0,7	25	290

обмежується допустимим тиском нафти на виході з нафтоперекачувальної станції.

За отриманими результатами будуємо на профілі траси нафтопроводу лінію гідравлічного нахилу, нумеруємо ділянки нафтопроводу (розпочинаючи з кінцевого пункту), зображуємо самопливні ділянки та вказуємо їх довжину для різних значень об'ємної витрати нафти (рисунки 5-8).

Програма Samopluv, дає можливість методом математичного моделювання дослідити залежність параметрів самопливних ділянок від продуктивності трубопроводу. За програмою виконуємо багатоваріантні розрахунки режимів роботи нафтопроводу для діапазону витрат нафти від 10 до 1817 м³/год.

Таблиця 3 – Результати розрахунку самопливних ділянок нафтопроводу

Номер самопливної ділянки	Ділянка нафтопроводу, на якій знаходиться самопливна ділянка	Координата самопливної ділянки, км		Довжина самопливної ділянки, км	Ступінь заповнення перерізу трубопроводу, %	Швидкість руху нафти на самопливній ділянці, м/с	Об'єм нафти на самопливній ділянці, тис.м ³
		початку	кінця				
$Q = 1200 \text{ м}^3/\text{год}$							
1	1	25	7,65	17,35	56,68	1,274	3,78
2	3	62	58,42	3,58	42,69	1,686	0,59
3	4	91	62,00	29,00	55,88	1,293	6,24
4	6	150	136,60	13,40	48,91	1,475	2,52
$L_{\text{сум}} =$				63,33	$V_{\text{сум}} =$		13,13
$Q = 1520 \text{ м}^3/\text{год}$							
1	1	25	11,41	13,59	68,26	1,321	3,57
2	4	91	65,84	25,16	67,26	1,34	6,51
3	6	150	147,58	2,42	58,64	1,538	0,55
$L_{\text{сум}} =$				41,16	$V_{\text{сум}} =$		10,63
$Q = 1660 \text{ м}^3/\text{год}$							
1	1	25	15,14	9,86	73,37	1,263	2,78
2	4	91	77,85	13,15	72,27	1,268	3,66
$L_{\text{сум}} =$				23,01	$V_{\text{сум}} =$		6,44
$Q = 1780 \text{ м}^3/\text{год}$							
1	4	25	21,62	3,38	77,85	1,331	1,01

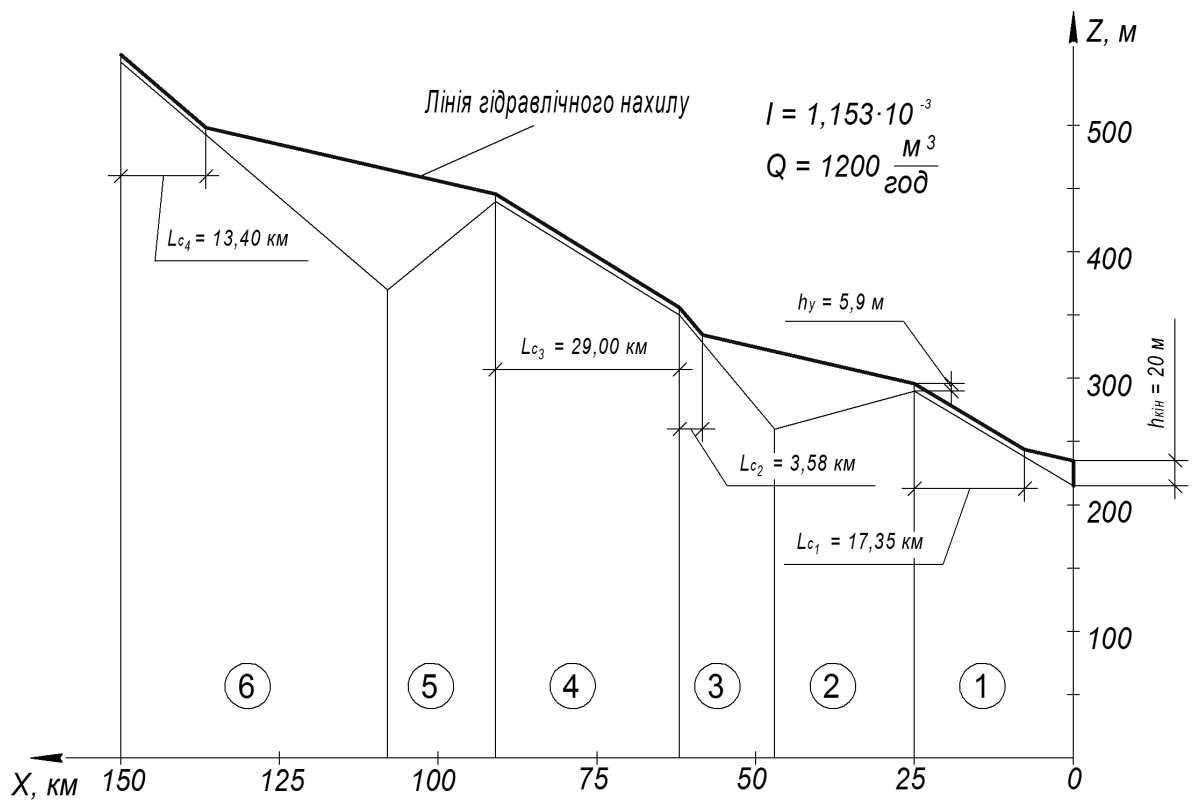


Рисунок 5 – Результати розрахунку самопливних ділянок нафтопроводу ($Q = 1200 \text{ м}^3/\text{год}$)

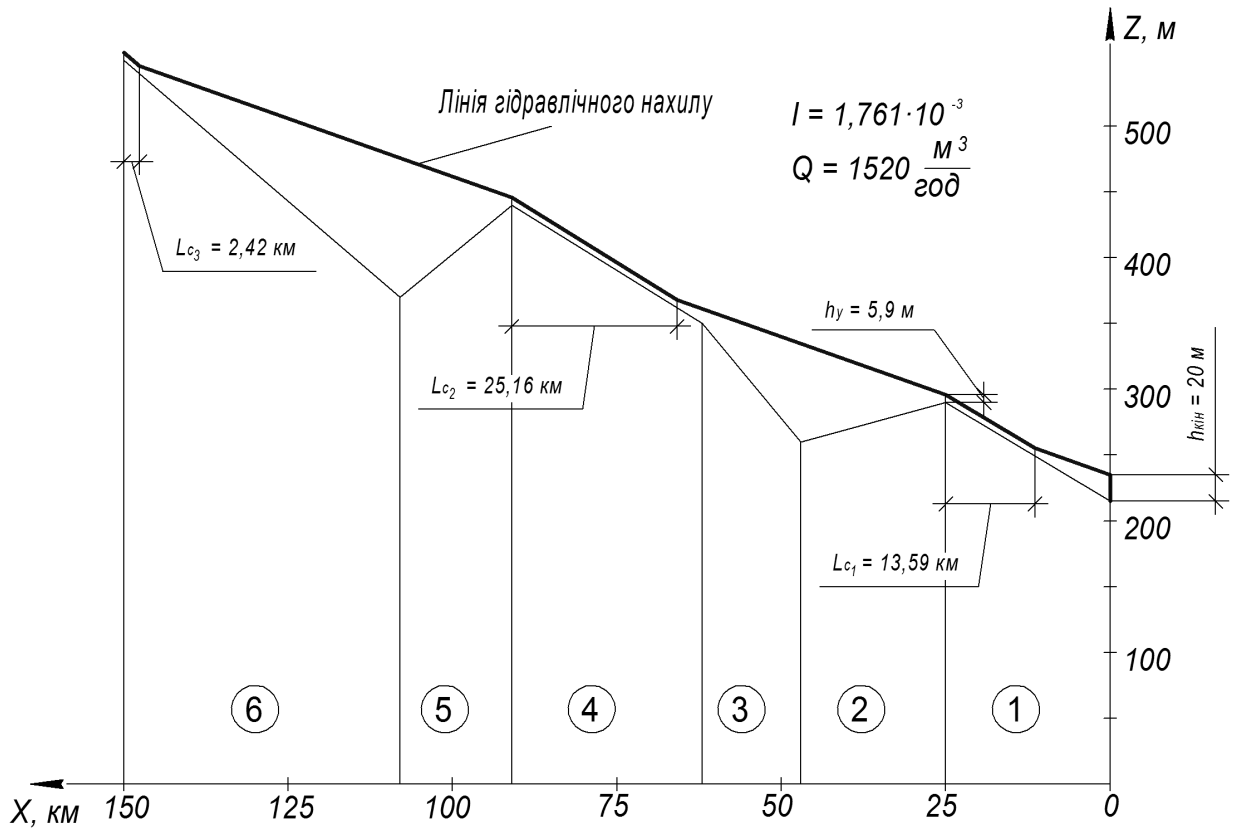


Рисунок 6 – Результати розрахунку самопливних ділянок нафтопроводу ($Q = 1520 \text{ м}^3/\text{год}$)

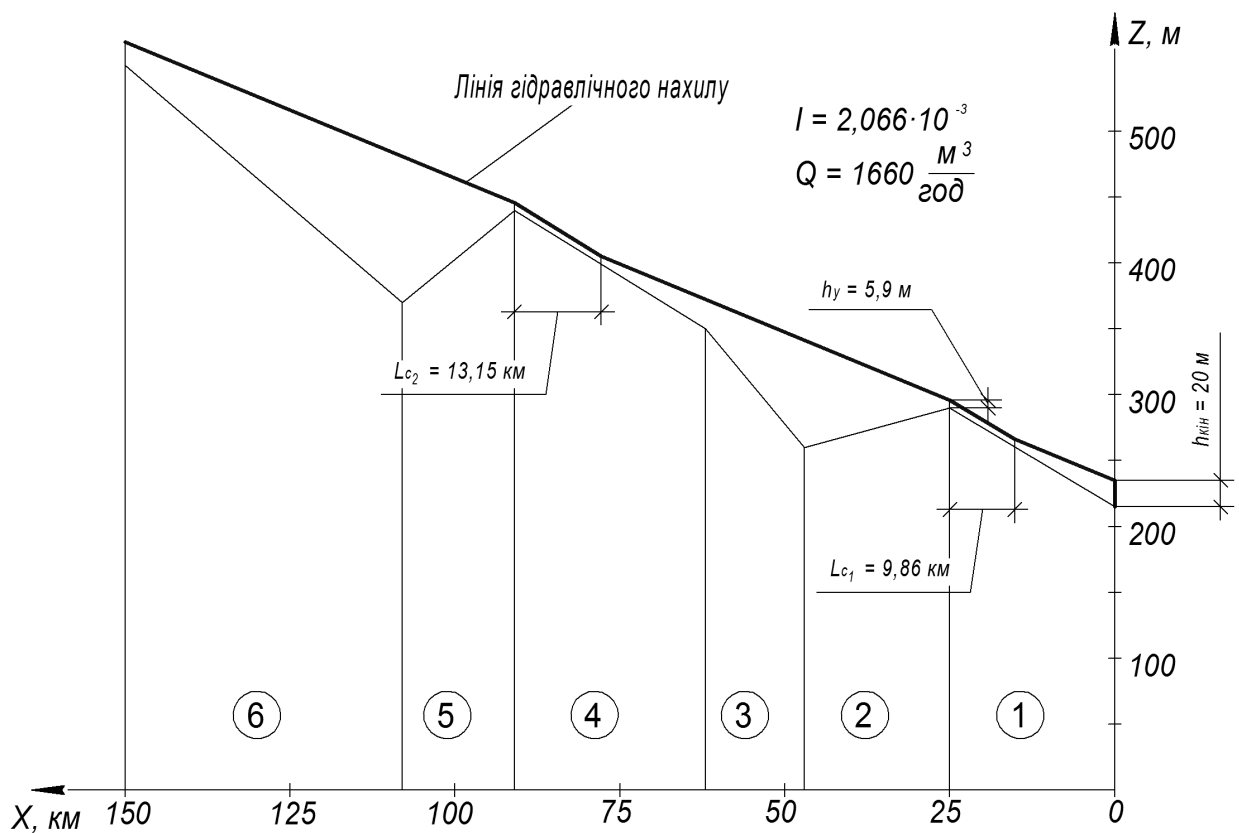


Рисунок 7 – Результати розрахунку самопливних ділянок нафтопроводу ($Q = 1660 \text{ м}^3/\text{год}$)

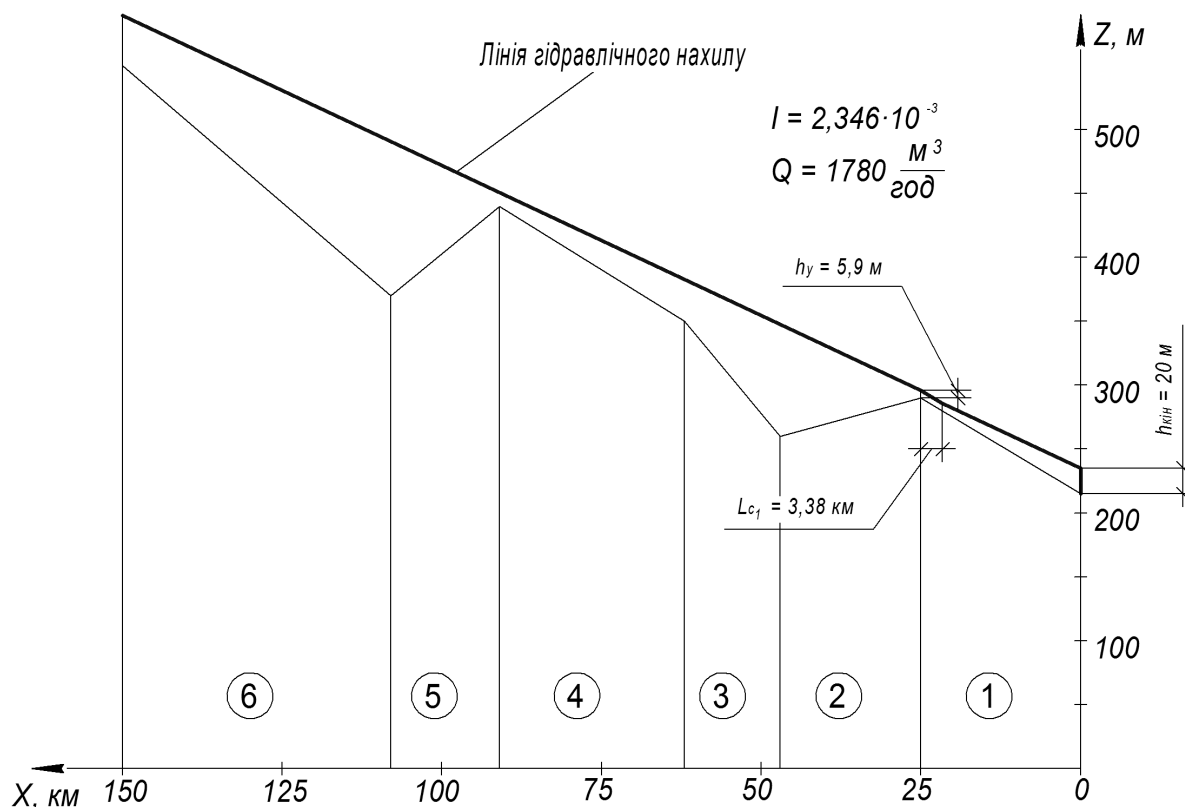


Рисунок 8 – Результати розрахунку самопливних ділянок нафтопроводу ($Q = 1780 \text{ м}^3/200\text{д}$)

За одержаними результатами будемо графічні залежності ступеня заповнення, довжини та центрального кута перерізу кожної із самопливних ділянок від витрати нафти в трубопроводі (рисунки 9-11). Також будемо графічну залежність сумарного об'єму нафти на самопливних ділянках від продуктивності трубопроводу (рисунок 12).

З графіків, які зображені на рисунках 9 і 11, видно, що за значень витрати в трубопроводі більших $500 \text{ м}^3/\text{год}$ залежності ступеня заповнення перерізу трубопроводу та центрального кута від об'ємної витрати є лінійними. Для значень витрати менших $1452 \text{ м}^3/\text{год}$ (див. рис. 10) самопливна ділянка має довжину четвертої ділянки профілю траси нафтопроводу, яка становить 29 км. Максимальний сумарний об'єм нафти на самопливних ділянках становить $13,13 \text{ тис. м}^3$ (див. рисунок 12) для значення продуктивності $1220 \text{ м}^3/\text{год}$, що становить 28,0% від загального об'єму нафти в трубопроводі за даної витрати.

Також зазначимо, що ступінь заповнення перерізу нафтопроводу більший там, де ділянка проходить більш полого (див. рисунок 10), тобто чим менший геометричний нахил ділянки, тим більший ступінь заповнення перерізу трубопроводу. Відповідно чим більший геометричний нахил ділянки тим менша швидкість руху нафти на ній і навпаки.

Використовуючи Microsoft Excel виконуємо математичне моделювання отриманих графічних залежностей. Для опису обираємо таку

математичну модель, яка забезпечує високий ступінь достовірності (із коефіцієнтом детемінації k_d близьким до одиниці).

Математичні моделі ступеня заповнення перерізу, довжини, центрального кута заповнення перерізу самопливних ділянок залежно від безрозмірного числа Рейнольдса мають вигляд:

– для першої самопливної ділянки

$$\sigma = 2,524 \cdot 10^{-2} \cdot \text{Re}^{0,7127}, \quad k_d = 0,9992;$$

$$L_c = -5,528 \cdot 10^{-9} \cdot \text{Re}^2 + 2,399 \cdot 10^{-4} \cdot \text{Re} + 18,47,$$

$$k_d = 0,9135, \quad \varphi = 7,524 \cdot \text{Re}^{0,2998}, \quad k_d = 0,9836;$$

– для другої самопливної ділянки

$$\sigma = 2,136 \cdot 10^{-2} \cdot \text{Re}^{0,7006}, \quad k_d = 0,9997;$$

$$L_c = -2,744 \cdot 10^{-9} \cdot \text{Re}^2 + 1,169 \cdot 10^{-5} \cdot \text{Re} + 9,891,$$

$$k_d = 0,9990, \quad \varphi = 8,887 \cdot \text{Re}^{0,2691}, \quad k_d = 0,9956;$$

– для третьої самопливної ділянки

$$\sigma = 2,570 \cdot 10^{-2} \cdot \text{Re}^{0,7092}, \quad k_d = 0,9994;$$

$$L_c = -1,154 \cdot 10^{-7} \cdot \text{Re}^2 + 1,333 \cdot 10^{-2} \cdot \text{Re} - 355,0,$$

$$k_d = 0,9993, \quad \varphi = 7,997 \cdot \text{Re}^{0,2924}, \quad k_d = 0,9876;$$

– для четвертої самопливної ділянки

$$\sigma = 2,377 \cdot 10^{-2} \cdot \text{Re}^{0,7036}, \quad k_d = 0,9996;$$

$$L_c = -6,854 \cdot 10^{-9} \cdot \text{Re}^2 + 1,033 \cdot 10^{-4} \cdot \text{Re} + 24,98,$$

$$k_d = 0,9948, \quad \varphi = 8,645 \cdot \text{Re}^{0,2780}, \quad k_d = 0,9933.$$

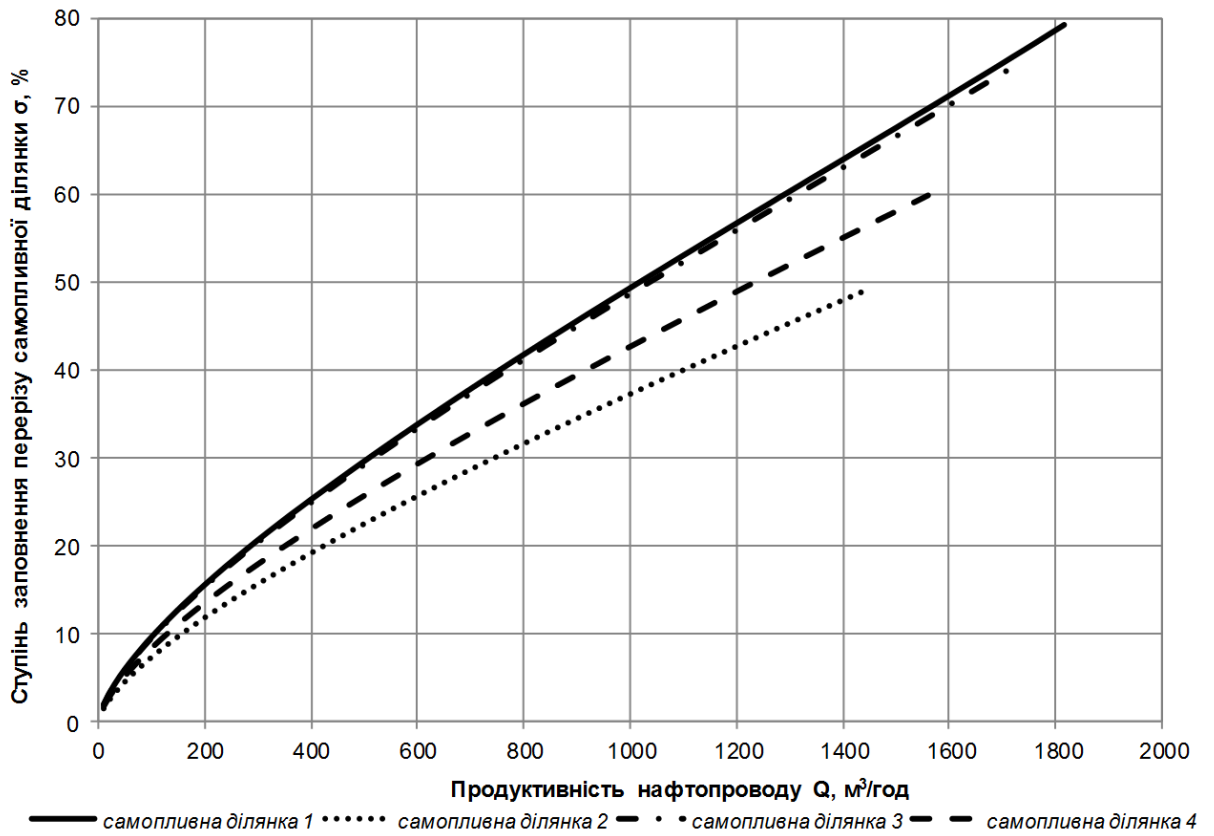


Рисунок 9 – Залежність ступеня заповнення самопливних ділянок від продуктивності трубопроводу

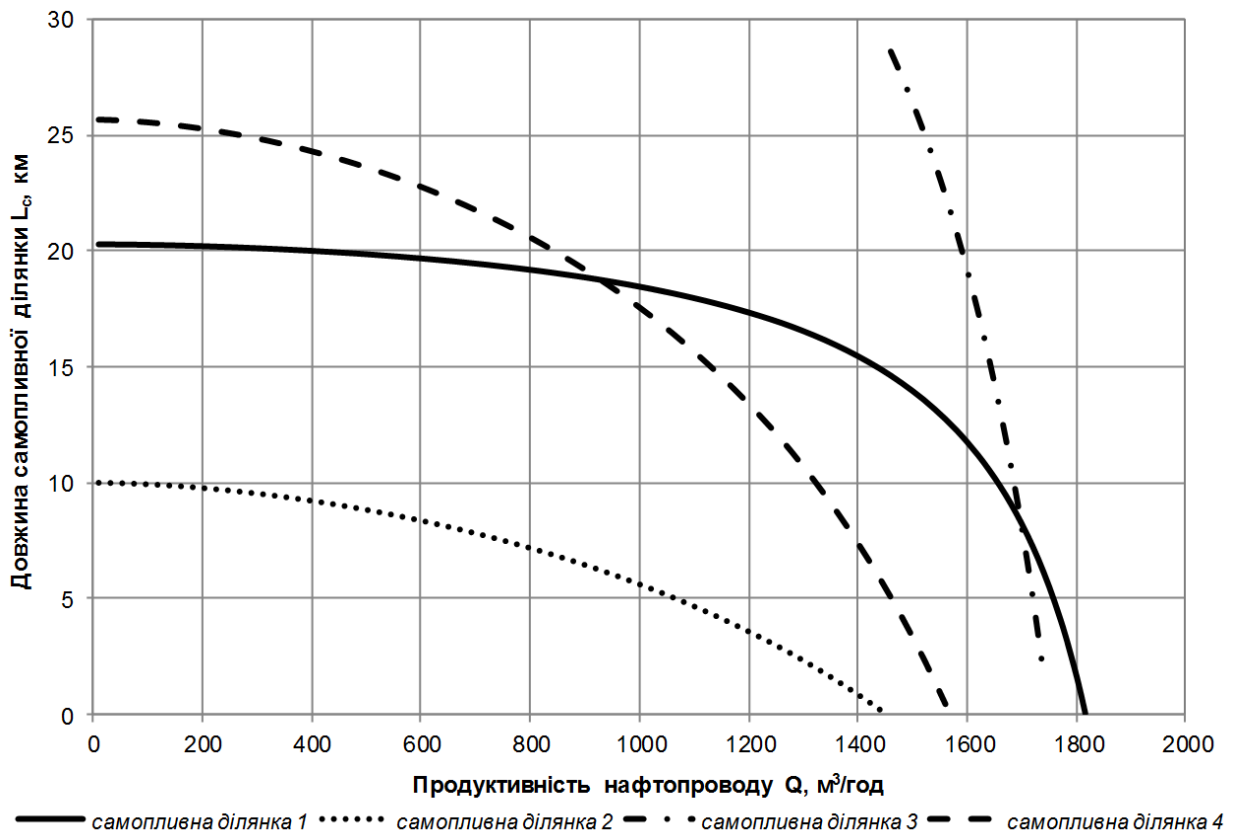


Рисунок 10 – Залежність довжини самопливних ділянок від продуктивності трубопроводу

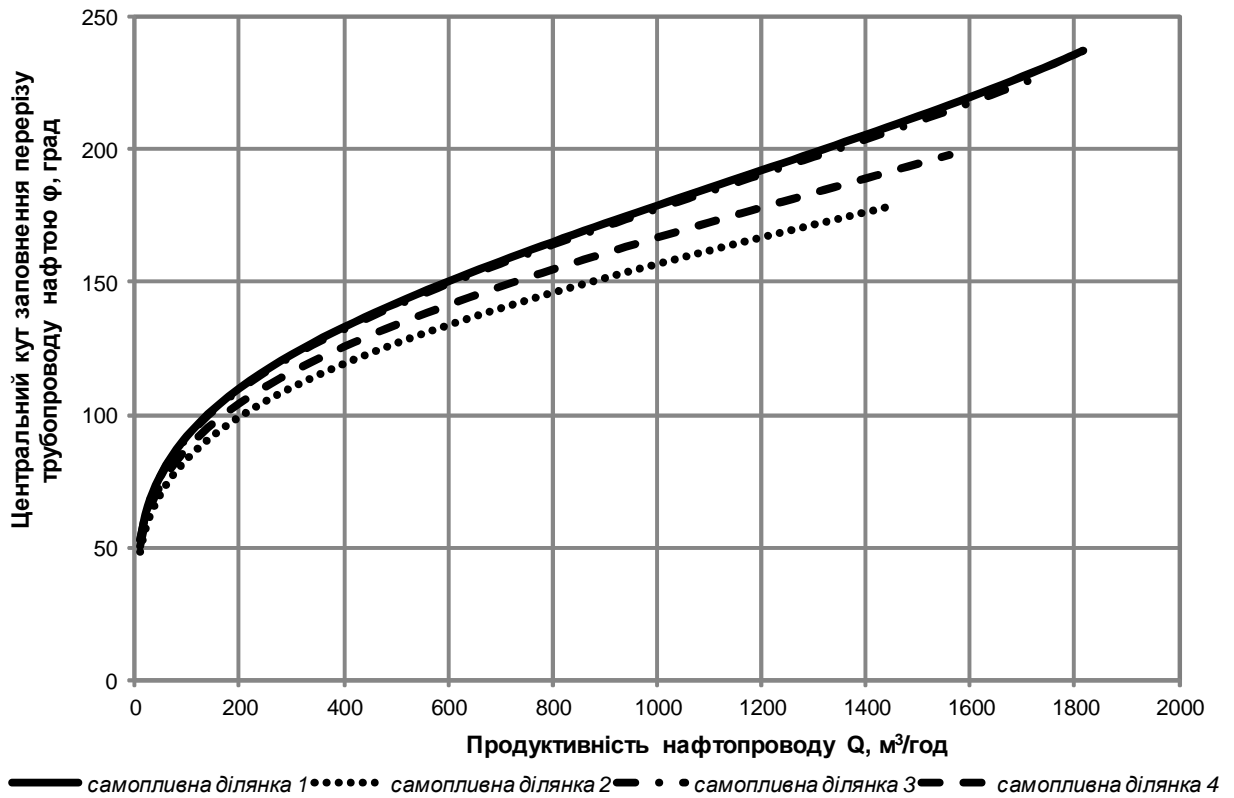


Рисунок 11 – Залежність центрального кута заповнення перерізу самопливних ділянок від продуктивності трубопроводу

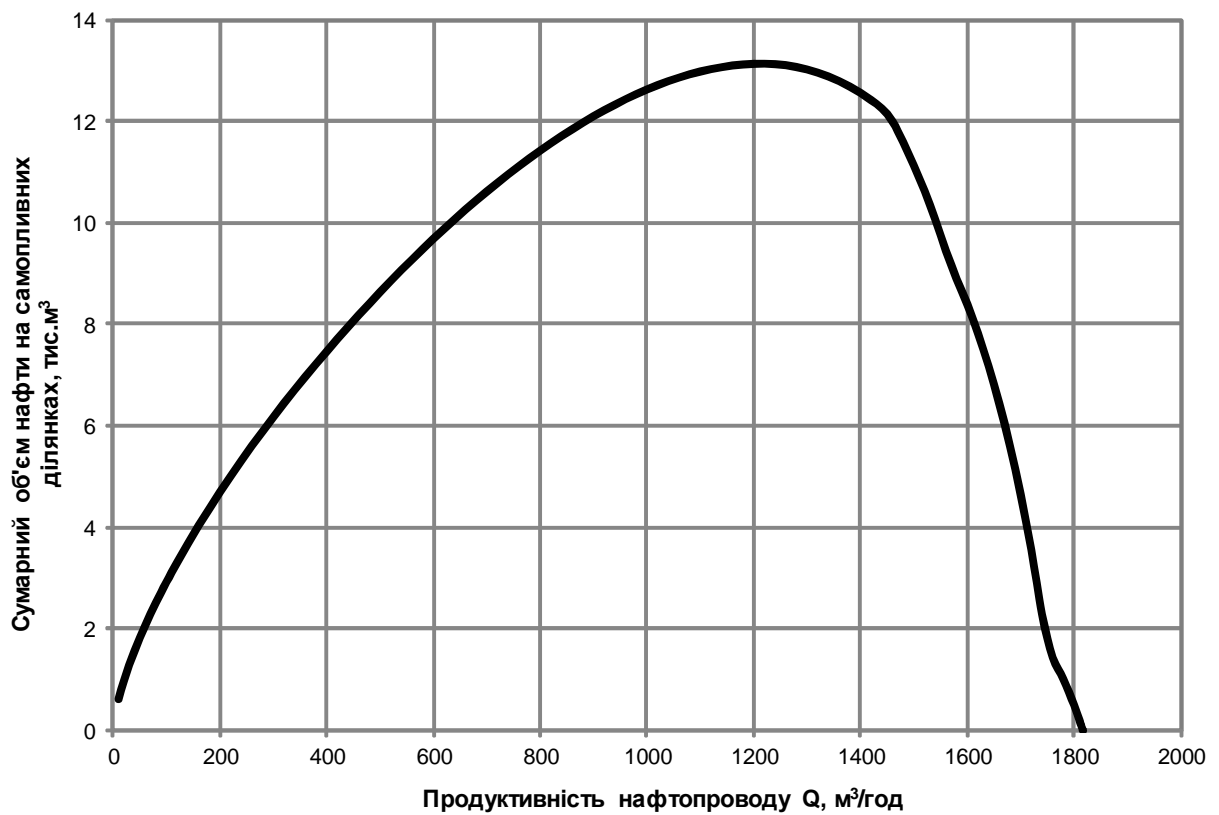


Рисунок 12 – Залежність сумарного об'єму нафти на самопливних ділянках від продуктивності трубопроводу

Математична модель сумарного об'єму нафти на самопливних ділянках залежно від числа Рейнольдса на напірній частині нафтопроводу має вигляд

$$V_{\text{сум}} = -3,060 \cdot 10^{-18} \cdot \text{Re}^4 + 3,489 \cdot 10^{-13} \cdot \text{Re}^3 - 1,701 \cdot 10^{-8} \cdot \text{Re}^2 + 6,151 \cdot 10^{-4} \cdot \text{Re} + 0,5502, \\ k_d = 0,9968.$$

Робимо висновок, що з високим ступенем достовірності (коефіцієнт детермінації $k_d > 0,9$) можна описати поліноміальними функціями ступінь та центральний кут заповнення перерізу трубопроводу нафтою на самопливних ділянках нафтопроводу. Поліномом другого степеня добре описується довжина самопливної ділянки залежно від числа Рейнольдса, а сумарний об'єм нафти на самопливних ділянках адекватно описується поліномом четвертого степеня.

Наступним етапом досліджень є розробка математичної моделі нафтопроводу, яка повинна врахувати характеристики насосних агрегатів нафтоперекачувальної станції і гідравлічні характеристики лінійної частини, що має пересічений профіль траси. Реалізація зазначеної моделі дасть можливість прогнозувати пропускну здатність і режимні параметри експлуатації нафтопроводу з урахуванням особливостей руху нафти на самопливних ділянках.

Література

- 1 Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: [підруч. для студ. вищ. навч. закл.] / [Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П.] – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.
- 2 Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа / М.В. Лурье. – М.: Нефть и газ, 2003. – 325 с.
- 3 Середюк М.Д. Обґрунтування вибору математичних моделей для коефіцієнта гідравлічного опору в нафтопроводах / М.Д. Середюк, Н.В. Люта // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №3 (8). – С. 103-108.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
20.11.12
Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*