

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.276. 1/7

ЧИННИКИ ФОРМУВАННЯ І ПРЕВЕНТИВНІ НАПРЯМКИ ЗМЕНШЕННЯ ОБСЯГІВ ЗАЛИШКОВОЇ НАФТИ В ПОКЛАДІ

В.С. Бойко, І.М. Драган, Н.Я. Заливаха

*ІФНТУНГ; Україна, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15,
e-mail: re ngr@n u n g . e d u . u a*

До залишкової нафти віднесено нафту, яка залишилася в покладі на момент завершення його розробки або залишиться після реалізації розробки за прийнятими проектними документами. На основі узагальнення попередніх здобутків створено нову класифікацію видів залишкової нафти з позицій можливості зменшення її обсягів та обґрунтовано і сформульовано превентивні напрямки недопущення втрат у вигляді залишкової нафти. Ураховано геологічні, технологічні, технічні та економічні чинники із виділенням основних факторів шляхом використання методів експертних оцінок і рейтингів. Розглянуто природні фізичні процеси, котрі можуть призводити до консолідації залишкової нафти, а, відтак, обґрунтовано першочергові напрямки зменшення втрат, зокрема по мєнілітовому покладу Долинського нафтового родовища на основі фактичних даних. Запропоновано ввести в процедуру проектування розробки передпроектний етап – «Дослідження і мінімізація впливу ускладнювальних чинників на величину обсягів залишкової нафти в покладі». Цим же раз порушено актуальну проблему можливості консолідації залишкової нафти й утворення вторинних нафтових покладів.

Ключові слова: підвищення коефіцієнта нафтовилучення, вторинні нафтові поклади.

К остаточной нефти отнесена нефть, оставшаяся в залежи к моменту завершения его разработки или после реализации разработки по принятым проектным документам. В результате обобщения предыдущих достижений создана новая классификация видов остаточной нефти с позиций возможности уменьшения ее объемов, обоснованы и сформулированы превентивные направления по недопущению энергетических потерь в виде остаточной нефти. Учтены геологические, технологические, технические и экономические факторы с выделением основных факторов путем использования методов экспертных оценок и рейтингов. Рассмотрены природные физические процессы, которые могут приводить к консолидации остаточной нефти, а затем обоснованы первоочередные направления уменьшения потерь, в том числе по менилитовым залежам Долинского нефтяного месторождения на основе фактических данных. Предлагается ввести в процедуру проектирования разработки передпроектный этап – «Исследования и минимизация влияния усложняющих факторов на величину объемов остаточной нефти в залежи». Этим еще раз поднята актуальная проблема возможности консолидации остаточной нефти и образования вторичных нефтяных залежей.

Ключевые слова: повышение коэффициента нефтеизвлечения, вторичные нефтяные залежи.

Residual oil can be referred as oil that remains in the reservoir at the time of its completion or the oil that is left after the implementation of development works according to the adopted project documents. A new classification of the residual oil with the possibility of reducing its volume was created on the basis of summarizing the previous achievements. Preventive measures of avoiding loss of residual oil were proved and reasonably formulated. Geological, technological, technical and economic factors highlighting the main factors using the methods of expert assessments and ratings were taken into account. The natural physical processes that can lead to the consolidation of residual oil were studied. Thus, the priority directions of loss reducing on Menilite deposit of Dolynskiy oil field on the basis of evidence were proved. The pre-design stage "Research and minimization of the impact of complicating factors on the amount of residual oil in the reservoir" was suggested to be included in the design process, which raised the ever burning problem of the possibility of residual oil consolidation and the formation of secondary oil deposits.

Key words: increase of oil recovery coefficient, secondary oil deposits.

Вступ

Протягом найближчих років, на думку експертів, людство відчуватиме тривогу від реальної загрози вичерпування природних ресурсів, зокрема нафти, видобуток якої не буде зростати відповідно від попиту.

В найближчі роки світ неминуче зіткнеться із проблемою дефіциту сирової нафти на фоні подальшого її споживання, незабезпеченості ресурсами за різними сценаріями і моделями прогнозу, особливо в раніше нафтовидобувних регіонах, у тому числі і в Україні [1].

Є підстави вважати, що назавжди закінчиться період бурхливого росту видобутку нафти і, мабуть, ніколи не повториться. У майбутньому, звичайно, доведеться перейти до енергетики, базованій на невикопних і відновлюваних джерелах енергії, до використання нафти тільки як хімічної сировини (для виробництва, наприклад, змащувальних матеріалів); питання полягає лише в тому, коли відбудеться цей перехід [2].

На думку експертів Національної розвідувальної ради США (National Intelligence Council, NIC) [3], впродовж п'ятнадцяти років мешканці всіх країн відчуватимуть тривогу від реальної загрози масштабної продовольчої кризи (харчі і вода), вичерпування природних ресурсів, очікування екологічних катастроф (потепління), старіння населення в розвинутих країнах (зміна демографічної карти світу), зростання міжнародного тероризму. Це може призвести до багатополарності світу (влада розосередиться між кількома найбільш впливовими країнами), зміщення багатства й економічного впливу із заходу на схід, нестачі енергоносіїв і продовольства, збільшення конфліктів за доступ до них та перерозподіл і т.д.

На міжнародному рівні питання ресурсів вийде на передній план. Виробництво (видобування) рідинних вуглеводнів поза межами ОПЕК (Організації країн-експортерів нафти) – тобто не із сирової нафти, газоконденсату чи нестандартних продуктів, таких як нафтоносні і бітумінозні піски, – не буде зростати пропорційно до попиту. Видобутки нафти і газу численними традиційними енерговиробниками (Ємен, Норвегія, Оман, Колумбія, Великобританія, Індонезія, Аргентина, Сирія, Єгипет, Перу, Туніс) вже знижуються. В інших країнах (Китай, Індія, Мексика) темпи виробництва вирівнялися; кількість країн, здатних розширювати виробництво, скоротиться; видобування нафти і газу зосередиться в політично і соціально нестабільних регіонах.

За прогнозами лише шість країн – Саудівська Аравія, Іран, Кувейт, Об'єднані Арабські Емірати, Ірак (можливо) та Росія – забезпечать 39% світового виробництва нафти. Провідні виробники будуть розташовані на Близькому Сході, де зосереджено приблизно дві третини світових запасів нафти. Очікується, що виробництво в країнах ОПЕК (спочатку це Іран, Ірак, Саудівська Аравія, Венесуела, а відтак ще і Катар, Індонезія, Лівія, Об'єднані Арабські Емірати, Алжир, Нігерія, Еквадор) Перської затоки

зросте на 43%, де основним (близько 50%) виробником буде Саудівська Аравія. Через великі запаси нафти і природного газу Росія та Іран є провідними країнами в енергетиці. За даними PFG Energy International практично однаково збільшувалося і збільшуватиметься споживання традиційних джерел енергії – вугілля, газу, нафти, ядерної енергії, гідроенергії, енергії біомаси.

Внаслідок цих та інших чинників у світі відбудеться фундаментальний перехід у сфері енергетики від нафти до природного газу (як найціннішого палива), вугілля («найбруднішого» палива) і до альтернативного палива.

Проте всі нові нинішні технології є недостатніми для повної заміни традиційних енергетичних структур у потрібних масштабах, нові технології ще можуть виявитися комерційно не вигідними, і до 2025 р. масово не поширяться (для цього потрібно щонайменше 25 років) [2].

На наш погляд, тут актуалізується ще й новий напрям забезпечення людства нафтою, який в доступній літературі ще ніким в такому аспекті не обговорювався, – це видобування залишкової нафти. До залишкової нафти відносимо нафту, яка залишилась у покладі на момент завершення його розробки або залишиться внаслідок реалізації розробки за прийнятими затвердженими проектними документами. Якщо коефіцієнт нафтовилучення взяти на рівні приблизно 40% (він незначно коливається в ту чи іншу сторону), то людство має ще щонайменше 60% нафти від початкових її запасів. Проблема полягає в тому, як її видобути.

Аналіз сучасних досліджень

В історичному аспекті склалося так, що видобування нафти (експлуатація, розробка нафтових родовищ) здійснюється в режимі на виснаження (первинне видобування, або (за термінологією в США) primary production), пізніше з підтриманням пластового тиску шляхом запомповування води або газу високого тиску (вторинне видобування або secondary production), а відтак з підвищенням нафтовилучення за рахунок застосування теплових методів (запомповування пари, внутрішньопластового горіння), змішуваного витіснення нафти (запомповування CO₂ та інших газів, розчинників), полімерного заводнення і т.д. (третинне видобування або tertiary production) [2]. Вторинні і третинні методи щораз частіше називають методами підвищення нафтовилучення (enhanced oil recovery) для позначення всього комплексу технологій і методів, котрі застосовуються для підвищення нафтовилучення понад ту величину, що отримується при відбиранні нафти із пластів у режимі тільки на виснаження, а останнім часом їх застосовують від самого початку розробки родовища (особливо заводнення) в ускладнених умовах. У нашій літературі заводнення розглядається, здебільшого, як основний (первинний) метод розробки родовищ, а інші методи відносяться до методів підвищення нафтовилучення.

Відповідно до цього вивчалися причини, які могли призводити до залишення нафти в покладі. Це, зокрема, невтриманість і переривчастість пласта [4,5], лінзоподібне і літологічно-виклиноване залягання порід, тектонічна і тріщинувата порушеність порід [6], фізико-хімічні процеси в пластах [7], розміщення свердловин і технологічні особливості систем розробки нафтових покладів [8] тощо.

Відомо, що сучасні нафтові родовища утворилися переважно в результаті акумуляції в пастках нафти, яка мігрувала із зон вуглеводнеутворення, (відповідно до теорій органічного, неорганічного і осадово-неорганічного походження нафти). Звідси можна припустити, що після закінчення процесу розробки нафтового родовища розсіяна нафта у вироблених покладах буде консолідуватися і знову акумулюватися у своїх пастках, утворюючи вторинні нафтові поклади [4]. На таку можливість вперше обґрунтовано вказали М.А. Єременко, С.П. Максимов (1970 р.) [9] і О.П. Крилов (1974 р.) [10]. Розходяться тільки думки щодо строків такого переформування відроблених покладів у природному процесі – від років або десятків років до декількох мільйонів років (геологічний вік) [11].

Виділено також основні види залишкової нафти в покладах з позиції накопичених обсягів [4, 7, 11].

Виділення невирішених частин загальної проблеми

Проблема зменшення обсягів залишкової нафти в покладах практично залишилась невирішеною щодо формулювання в першу чергу превентивних напрямків.

Формулювання цілей статті

Метою даної роботи є узагальнення на сучасному етапі результатів попередніх здобутків, створення нової класифікації видів залишкової нафти з позицій можливості зменшення її обсягів і формулювання нових превентивних напрямків недопущення втрат у вигляді залишкової нафти.

Висвітлення основного матеріалу

Впродовж всієї історії видобування нафти науковці і практики задумувалися над питанням «Як видобути щонайбільше нафти із нафтонасиченого пласта?» На сьогодні маємо безліч різних емпіричних правил, пропозицій, науково і експериментально обґрунтованих теорій та положень. Ми не ставимо собі за мету їх тут згадати, проаналізувати, бо це й неможливо (для цього потрібний текстовий обсяг величезної монографії), тому аналіз виконаємо за групами параметрів і кінцевих ефектів.

Враховуючи фізичну суть процесу витіснення нафти і реальний рух рідини до системи свердловини, коефіцієнт нафтовилучення η на напірних режимах за пропозицією О.П. Крилова (1955 р.) здебільшого почали подавати як добуток коефіцієнтів витіснення нафти з пласта η_v і охоплення пласта розробкою η_o [2]:

$$\eta = \eta_v \cdot \eta_o. \quad (1)$$

Під коефіцієнтом витіснення η_v розуміють відношення об'єму нафти, який витіснений з області пласта, зайнятої робочим (витіснювальним) агентом, до початкового вмісту нафти в цій області, залученій до розробки. Коефіцієнт витіснення залежить переважно від кратності промивання, відношення коефіцієнтів в'язкості нафти і в'язкості робочого агента, коефіцієнта проникності, статистичного розподілу пор за розмірами і характеру змочуваності порід пласта. У гідрофільних високопроникних пористих середовищах за малої в'язкості нафти, коефіцієнт витіснення нафти водою може сягати 0,8-0,9. У малопроникних, частково гідрофобізованих середовищах за підвищеної в'язкості нафти він становить 0,5-0,65, а в гідрофобних пластах – не більше 0,25-0,4. Водночас у випадку витіснення нафти газом високого тиску, вуглекислим газом чи міцелярним розчином, тобто у випадку усунення істотного впливу капілярних сил, коефіцієнт витіснення сягає 0,95-0,98.

Коефіцієнт витіснення нафти, наприклад водою, за усталеною традицією лабораторної практики визначається експериментальним шляхом із умови, що об'єм пропомпованої води через керн становить 5-6 ефективних (динамічних, із урахуванням коефіцієнтів залишкової нафто- і водонасиченості) порових об'ємів керна (так звана кратність промивання керна). Відомо, що водонасиченість вздовж шляху витіснення зменшується, а, значить, кратність промивання є невисокою [12].

За таких умов доцільно встановлювати кореляційні залежності для коефіцієнта витіснення η_v від флюїдних параметрів (співвідношення коефіцієнтів в'язкостей нафти і витіснювальних агентів, співвідношення густин, поверхневого натягу, коефіцієнта проникності, капілярного тиску, термобаричних умов та ін.).

Під коефіцієнтом охоплення η_o розуміють відношення об'єму породи, охопленої витісненням, до всього об'єму нафтовмісної породи. Він характеризує втрати нафти: а) по товщині і площі пласта в зонах стягування рядів видобувних свердловин та розрізаючих рядів нагнітальних свердловин; б) в неохоплених дренаванням і заводненням зонах; в) у малопроникних включеннях (шарах, лінзах, пропластках); г) в застійних зонах, які контактують безпосередньо з обводненими шарами і зонами або відокремлені від них непроникними лінзами і шарами. У дуже розчленованих пластах залишкова нафтонасиченість, яка може сягати 20-80%, він істотно залежить від розміщення свердловин, умов розкриття пластів у них, діяння на відокремлені лінзи і пропластки, співвідношення коефіцієнтів в'язкостей нафти і води та ін.

В.М. Щелкачов обґрунтував формулу і показав, що чим більше свердловин на покладі (менша питома площа), тим більший коефіцієнт охоплення, а, значить, і коефіцієнт нафтовилучення [2].

Прикладів із практики, які підтверджують цю залежність, є дуже багато [13]. Але універ-

сальної залежності між коефіцієнтом нафтовилучення і густотою сітки свердловин немає. Кореляційний аналіз також не покращив стану через невисокі коефіцієнти кореляції.

При цьому на увагу заслуговує побудова залежностей коефіцієнта нафтовилучення від питомих запасів нафти, які припадають на одну свердловину. По-перше, показник питомих запасів ураховує, певною мірою, тривимірний (об'ємний) характер розподілу запасів у пласті. По-друге, він відображає і такі важливі параметри, як товщину пласта, коефіцієнти пористості, нафтонасиченості тощо. Водночас, питомі геологічні запаси містять чимало інформації і про питомі видобувні запаси нафти, які припадають на одну свердловину. Саме цей показник відіграє важливу роль при встановленні необхідної кількості свердловин, густоти сітки свердловин і рівнів (темнів) відбору нафти.

У цьому аспекті цікавими можуть бути результати експертного аналізу факторів, які визначають ефективність розробки нафтових родовищ і, перш за все, величину кінцевого коефіцієнта нафтовилучення (за публікацією А.Х. Мірзаджанзаде і Ч.А. Султанова) [2]. Аналіз проводив Г.А. Шейдаєв на основі опублікованих після 1965 р. робіт (понад 90) авторів із різних країн з питань вивчення механізму нафтовилучення. Виявлено близько 60 параметрів, які охоплюють всі основні умови розробки, котрі об'єднано в 11 груп природних і технологічних факторів розробки:

- 1) режим пласта;
- 2) колекторські властивості порід;
- 3) неоднорідність пласта;
- 4) умови залягання нафти;
- 5) властивості пластових рідин;
- 6) термодинамічні умови в пласті;
- 7) сітка свердловин;
- 8) темп відбору рідини;
- 9) об'єм води, що пройшла через пласт;
- 10) термін розробки;
- 11) капілярні сили в пласті.

Для аналізу використано методи експертних оцінок, які дають змогу виявити колективну думку спеціалістів (за їх літературними даними). Отримано дуже малу узгодженість результатів (коефіцієнт конкордації рівний 0,1), тобто відсутність спільної думки про переважачий вплив певного фактора. Не вдалось виявити переважачого впливу окремо за роботами вчених із різних регіонів (Москва, Татарстан, Башкортостан, Азербайджан, Чечено-Інгушетія).

Відтак виділено 4 фактори, які найчастіше згадувалися в роботах. За ступенем впливу (лінгвістична і числова оцінка) вони розподілились так: 1) коефіцієнт проникності (значний вплив, числова значина 0,85); 2) в'язкість пластових рідин (істотний, 0,66); 3) темп відбору (істотний, 0,65); 4) густота сітки свердловин (помітний, 0,56), тобто найбільш важливим виявився вплив проникності.

На завершальній стадії інформацію оброблено з використанням коефіцієнтів А. Ело (т. зв. рейтингів), які прийняті для оцінки ква-

ліфікації шахістів. Найбільш впливовими на коефіцієнт нафтовилучення за рейтингом виявилися технологічні параметри розробки і природні характеристики пластової системи: 1) густота сітки свердловин (рейтинг 1270); 2) коефіцієнт в'язкості рідини (1251); 3) темп відбору рідини (1200); 4) коефіцієнт проникності (1182) [2].

Отже, згідно з існуючими на даний час уявленнями, густота сітки свердловин і темп відбору рідини із об'єктів є найбільш важливими технологічними (тобто керованими нами) параметрами розробки.

Але в даний час, не залежно від підходів до визначення коефіцієнта нафтовилучення, керуються засадами, що коефіцієнт нафтовилучення залежить не тільки від розглянутих фізико-геологічних і технологічних факторів, але і від економічних умов. Якщо навіть деяка технологія дає змогу досягнути значно вищого коефіцієнта нафтовилучення, ніж існуюча, воно може бути не вигідним із економічних причин.

Зміну накопиченого прибутку від розробки нафтового родовища в залежності від досягнутого коефіцієнта вилучення по родовищу (т. зв. крива ефекту) показано на рис. 1.

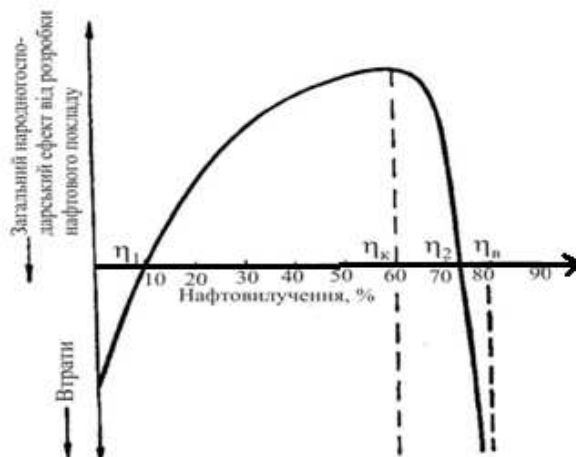


Рисунок 1 – Зміна загального народногосподарського ефекту від розробки нафтового покладу залежно від досягнутого коефіцієнта нафтовилучення із пласта при водонапірному режимі

Прибуток (або інакше чистий грошовий потік, дохід, народно-господарський ефект) визначається з урахуванням фактора часу (за формулою складних процентів) і зводиться (дисконтується) здебільшого до початку розробки родовища. Спочатку крива ефекту лежить у від'ємній частині діаграми.

Початкова точка (точка перетину з віссю ординат) вказує на грошові витрати, пов'язані із капітальними вкладеннями на розбудовування і промислове облаштування родовища до початку його розробки.

Відтак у міру видобування нафти із покладу крива ефекту монотонно зростає і при деякій значині коефіцієнта нафтовилучення η_1 переходить у додатну частину діаграми, тобто настає

повна компенсація інвестицій, пов'язаних із початковими капітальними вкладеннями, внаслідок ефекту від видобутої нафти, і родовище починає давати чистий прибуток.

З часом швидкість зростання прибутку поступово сповільнюється. Це відбувається через те, що знижується поточний рівень обсягів видобутку нафти у зв'язку із зростанням обводненості продукції, із переведенням свердловин на механізований спосіб експлуатації, із виконанням водоізоляційних робіт, із збільшенням витрат, пов'язаних із підготовкою обводненої нафти та отриманням товарної продукції, із бурінням резервних свердловин та свердловин-дублерів і т.д.

При коефіцієнті нафтовилучення η_k крива ефекту сягає екстремальної (максимальної) точки, якій, очевидно, відповідає кінцевий коефіцієнт нафтовилучення, сумарний прибуток – максимальної значини, а поточний прибуток від видобутку 1 т нафти дорівнює нулю, обводненість продукції в цей момент сягає до граничної (рентабельної) обводненості, собівартість нафти рівна граничній. Родовище слід виводити із розробки. Родовище слід виводити із розробки. При проектуванні це означає припинити розробку родовища (припинити розрахунки).

Встановити момент зупинки конкретного родовища, яке фактично розробляється, дуже важко. Це зумовлено тим, що поточна собівартість і обводненість щомісячно коливаються в значних межах (через зупинки і пуски свердловин, виконання ремонтних робіт і т. ін.), середня обводненість є дуже високою і майже незмінною (кожному відсотку зміни обводненості відповідають великі обсяги видобутку нафти), а економічні показники по окремому родовищу в структурі підприємства за наявності інших родовищ невідомі (не передбачені в існуючій звітності).

Якщо і після досягнення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення η_k продовжувати розробку покладу, то значина коефіцієнта нафтовилучення буде і надалі зростати, але загальний накопичений прибуток від розробки родовища буде зменшуватися, і при коефіцієнті нафтовилучення η_2 знову стане рівним нулю. Це є наслідком того, що видобування кожної додаткової тонни нафти понад кінцевий коефіцієнт нафтовилучення η_k є збитковим.

Якщо і далі продовжувати таку збиткову розробку покладу, то значина коефіцієнта нафтовилучення η буде асимптотично наближатися до значини коефіцієнта витіснення η_v , а це означає, що коефіцієнт охоплення $\eta_0 \rightarrow 1$.

Таким чином, нафта між точками η_k і η_v фізично може бути видобута при водонапірному режимі, а цьому перешкоджають економічні причини. Нафта, що знаходиться правіше точки η_v , фізично не може бути вилучена із пласта при водонапірному режимі. Коефіцієнт η_v досягається за рахунок пропомповування через пласт великої кількості води, а на це потрібно дуже великі кошти. Але в певній мірі частково її можна вилучити із пласта, застосовуючи інші фізичні принципи (наприклад, з використанням

активних домішок). Тобто всі заходи з підвищення кінцевого нафтовилучення повинні, з економічної точки зору, перемістити точку максимуму прибутку вправо, але не опускаючи її значно вниз, інакше окремі заходи будуть збитковими. Найвищий ефект від підвищення нафтовилучення досягається тоді, коли приріст видобутку настає незабаром після здійснення додаткових капітальних вкладень. Підвищення чистого дисконтованого прибутку від розробки родовища може бути досягнуто внаслідок скорочення строку розробки родовища (зменшуються експлуатаційні витрати) і зміни динаміки видобутку нафти в часі так, щоб якомога більша кількість нафти була видобута в найближчі роки (впливає фактор часу на капітальні вкладення, тобто дисконтування).

А тоді, знаючи η , за формулою при відомому коефіцієнті η_v знаходимо коефіцієнт охоплення η_0 .

Якщо η_0 виявляється надто меншим одиниці, то резерви в підвищенні η полягають в ущільнювальному бурінні додаткових свердловин, у бурінні горизонтальних свердловин і бокових горизонтальних стовбурів, у застосуванні потоковідхилювальних технологій, в розбурюванні периферійних зон, у розукрупненні експлуатаційних об'єктів і т.д. При цьому коефіцієнт η_v знаходиться як середньозважена величина за "запасами" окремих елементів 3D гідродинамічної моделі.

Аналогічно, якщо коефіцієнт η_v набагато менший від одиниці, то це вказує на потребу розглядати використання іншого витіснювального агента.

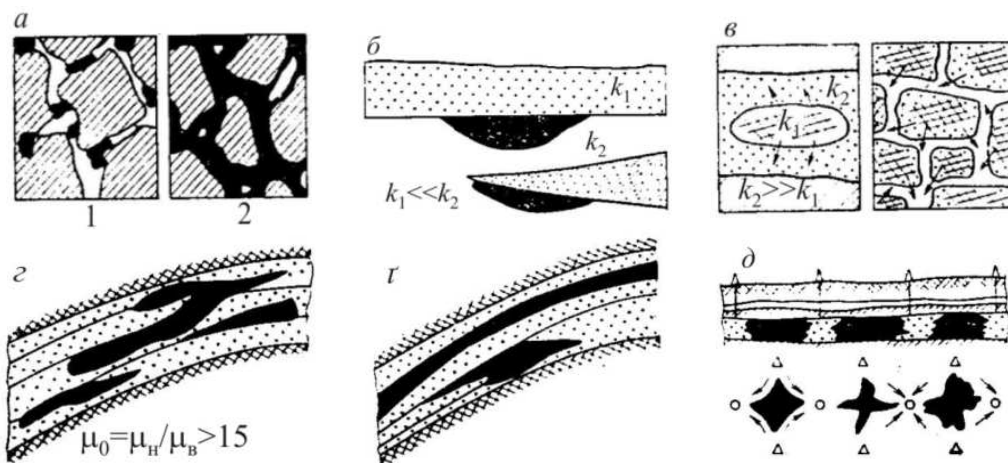
Частими є випадки, коли необхідно вживати заходів із підвищення як η_v , так і η_0 .

Залишкова нафта у вироблених (відпрацьованих) покладах в основному знаходиться в такому стані, що довилучення її звичайними способами розробки неможливе [2].

Особливістю залягання залишкової нафти є її переривчастість, яка проявляється на різних рівнях масштабності, починаючи від рівня окремих пор (защемлена нафта) і закінчується рівнем окремих ділянок покладу (цілики залишкової нафти). Друга особлива риса залишкової нафти полягає у відмінності її фізичних властивостей від фізичних властивостей природної (первинної) нафти. При розробці покладу внаслідок взаємодії запомпуюваної і пластової вод із природною нафтою і пластомколектором відбуваються різні зміни природних властивостей нафти і пласта: адсорбція вуглеводнів на поверхні пор, формування плівок нафти, зміна природної змочуваності і природної структури пор із утворенням техногенно-блокових і тупикових зон.

Нафтонасиченість промитих ділянок визначається структурою порового простору, поверхневими властивостями скелета, міжфазним натягом, градієнтом тиску і в'язкістю витіснювальної рідини.

Форма і розподіл залишкових запасів нафти формуються комплексом природних і штучних (технологічних) факторів, які визначають і



а – розсіяна нафта в гідрофільній (1) і гідрофобній (2) породах; *б* – скупчення капілярно-втримуваної нафти на межі зон із різною проникністю (k_1 і k_2); *в* – цілики нафти в малопроникних лінзах (зліва) і в блоках тріщинувато-пористих колекторів (справа); *г* – цілики високов'язкої нафти, котрі утворилися внаслідок нерівномірності переміщення фронту витіснення, яка може виникати через неоднорідність пласта або нестійкість витіснення (в'язкісна або гравітаційна нестійкість) за відношення $\mu_o > 15$ коефіцієнтів в'язкості нафти μ_n і води μ_w ; *д* – нафта в неvirоблених малопроникних прошарках і лінзах; *д* – великі цілики, що утворилися між видобувними свердловинами внаслідок стягування фронтів витіснення (невироблені зони).

Рисунок 2 – Виділення залишкової нафти у вироблених покладах (за М.Л. Сургучовим та ін.)

коефіцієнт нафтовилучення, а саме: в'язкість нафти, властивості колектора (в першу чергу проникність), початковий стан нафти і газу, режим розробки покладу і густота сітки свердловин.

Вивченню виділених форм і стану залишкової нафти залежно від умов її утворення присвячено дуже мало робіт [4]. М.Л. Сургучев із співавторами [7] подає графічне виділення залишкової нафти (рис. 2).

А. Останньою із таких робіт є, мабуть, підручник [2], базуючись на результатах якого нами запропоновано *нову класифікацію залишкової нафти з позиції можливості її видобування в даний час.*

Виділяємо умовно (розуміючи умовність всіх поділів подібного виду) наступні *три групи розподілу (скупчень) залишкової нафти.*

1. *Практично втрачена залишкова нафта в надрах після завершення розробки покладу.*

1.1. Розсіяна нафта, яка знаходиться у вигляді окремих крапель (як дисперсна фаза) у порах гідрофільної породи і плівок (плівкова нафта) на зернах скелета гідрофобної породи. Ця нафта повністю оточена витіснювальною фазою (водою, газом та ін.), а розміри частинок її зіставимі із розмірами порових каналів.

Насиченість пласта такою нафтою є меншою від граничної насиченості (коефіцієнт фазової проникності для нафти рівний нулю), а в промитих водою зонах знаходиться в межах 0,15-0,20. Але у випадку прояву режиму розчиненого газу залишкова нафтонасиченість може сягати величини 0,7 за коефіцієнта відносної проникності для нафти, рівного або близького до нуля.

Розсіяну нафту в останньому випадку звичайно називають залишковою або капілярно-

втримуваною (капілярно-защемленою). Максимальні розміри таких скупчень (глобул і ганглій) можуть сягати 100-200 мкм і навіть декількох міліметрів. Глобули на відміну від плівкової нафти не контактують із скелетом пористого середовища. Розсіяна нафта являє собою фон, на якому виділяються крупніші цілики залишкової нафти.

1.2. Капілярно-втримувана нафта, яка утворюється внаслідок значної неоднорідності пласта. Окрім розсіяної нафти сюди відносять окремі цілики, які зумовлені капілярними кінцевими ефектами на границі зон із різною проникністю. Нагадаємо, що дія кінцевого ефекту виражається в порушенні неперервності насиченості на виході із керна при витісненні одної фази іншою або на контакті двох середовищ із різними коефіцієнтами проникності.

Причина появи таких скупчень капілярно-втримуваної нафти полягає в тому, що для виходу змочуючої фази із пористого середовища у вільний простір (при лабораторному визначенні фазової проникності за керном) або із дрібних пор у великі необхідно побороти капілярний тиск, який сягає значної величини при малій насиченості змочуючою фазою. У зв'язку із цим відбувається накопичення змочуючої витіснювальної фази неподалік переходу із менш проникних зон у більш проникні. Подолання капілярного тиску необхідне і в протилежному випадку до переміщення незмочуючої рідини (або газу) із високопроникного середовища в малопроникне.

Кінцеві ефекти викликають утворення стрибків насиченості на границях зон різної проникності. Оскільки капілярний тиск залишається неперервним при переході через границю, то, як це впливає із виду кривих залеж-

ності капілярного тиску від насиченості (через відому функцію насиченості – функцію Леверетта, котра пов'язана із коефіцієнтом проникності), у менш проникному середовищі повинна бути вищою насиченість змочуючою фазою. Накопичення нафти відбувається в малопроникній зоні гідрофобної породи і у високопроникних зонах гідрофільної породи. Такі скупчення нафти є нерухомими тільки в тому фільтраційному потоці, при якому вони утворилися (фазово-рухома нафта), а при зміні напрямку потоку вони стають рухомими. Характерні розміри таких скупчень можуть становити від десятків сантиметрів до декількох метрів при нафтонасиченості всередині них, близькій до початкової.

2. *Можливо втрачена залишкова нафта в надрах.* Вона може бути практично втраченою після припинення розробки покладу за існуючими на сьогодні проектами, а якщо будуть широко (в економічно розумних межах при існуючих цінах на нафту) застосовуватися методи регулювання розробки і підвищення нафтовилучення [3], то людство може скористатися цією нафтою.

Цілики невилученої нафти в тих об'ємах пласта, де процес нафтовилучення відбувається значно повільніше, ніж в основному об'ємі колектора, тобто в малопроникних включеннях (лінзах) і в блоках (матрицях) тріщинувато-пористого середовища. Такі цілики можуть бути різних розмірів і характеризуватися різною нафтонасиченістю. Так, наприклад, гідродинамічне витіснення нафти водою із тріщин відбувається порівняно швидко (пояснюється великою проникністю тріщин) на фоні дуже повільного капілярного просочування блоків водою і витіснення нафти із них. А тоді на момент практично повного обводнення видобувних свердловин (припинення експлуатації) у блоках залишається ще багато нафти.

2.2. Цілики нафти, утворення яких викликано неповнотою охоплення заводненням порівняно однорідного колектора за рахунок в'язкісної або гравітаційної нестійкості переміщення фронту витіснення високов'язкої нафти (утворення язиків і в деяких випадках конусів обводнення) або проникнісною неоднорідністю колектора. Такі цілики можуть мати стрічкоподібний характер, велику протяжність за напрямом витіснення (десятки і сотні метрів) і невелику ширину чи товщину (десятки сантиметрів, метри).

Так, за експериментальними даними інституту СибНІИП коефіцієнт витіснення істотно залежить від коефіцієнта проникності, тому в шаруватонеоднорідних пластах спостерігається різна повнота витіснення [2], причому залежність коефіцієнта витіснення виположується на рівні 0,65-0,75 при високих значинах коефіцієнта проникності (залежно від покладів).

3. *Залишкова нафта, котра отримана як результат неефективної реалізації сучасних технологій розробки нафтових родовищ і яка повинна бути видобута до завершення розробки родовища.*

3.1. Цілики залишкової нафти в невироблених малопроникних прошарках і лінзах, а також у зонах пониженого градієнта тиску і прояву початкового градієнта тиску при фільтрації нафти або зумовлені недостатньою тривалістю витіснення. Ці скупчення можуть мати дуже великі розміри, а іноді являти собою цілі невироблені пропластки або ділянки.

3.2. Великі цілики нафти, окремі пласти чи зони, які або неохоплені розробкою внаслідок дуже рідкої сітки свердловин, або залишилися поблизу зон виклинування пласта чи тектонічних порушень (у "тіні" таких своєрідних фільтраційних бар'єрів), у так званих тупикових зонах. Їх розміри в плані можуть бути співрозмірні із відстанями між свердловинами і пов'язані із розміщенням свердловин і системою розробки.

Б. На сформовані скупчення і цілики нафти після припинення розробки покладу діють різні природні фізичні процеси, як такі, що й під час розробки, так і деякі повільніші, котрі є неістотними на короткому періоді активної розробки. Найважливішими серед них є такі процеси, що можуть призводити до консолідації залишкової нафти.

Гравітаційно-капілярна сегрегація. Це є найбільш ефективний природний процес, котрий веде до консолідації залишкової нафти в підвищених частинах покладу (точніше пастки). У цьому процесі основними є архімедова (гравітаційна) сила і поверхневі сили, причому останні можуть сприяти і протидіяти сегрегації (розділенню по фазах).

Необхідно виокремлювати два етапи сегрегації: а) спливання залишкової нафти до покрівлі пласта; б) подальше переміщення утворених скупчень нафти угору вздовж покрівлі до куполу покладу або екрану, тобто до тої чи іншої пастки, із формуванням вторинного покладу.

Як показують оцінкові розрахунки, тривалість першого етапу при товщині пласта до 25 м, коефіцієнті проникності 0,5 мкм² і коефіцієнті в'язкості нафти до 50 мПа·с не перевищує тривалості розробки (не більше 10-15 років), але може затягуватися на десятки і сотні років у залежності від проникності і товщини пласта, в'язкості нафти та розподілу нафтонасиченості.

Тривалість другого етапу переміщення ціликів до куполу у слабопохилих пластах, товщина яких є малою порівняно з їх горизонтальною протяжністю, на 2-4 порядки більша, ніж першого етапу, тобто становить декілька сотень років. Тому наприкінці розробки покладу вся залишкова нафта, котра могла спливати, вже знаходиться біля покрівлі. Якщо поклад розбитий на окремі цілики (скупчення другої групи), то не слід розраховувати на їх зближення в латеральному напрямку тільки за рахунок гравітаційних і капілярних сил за час розробки.

Капілярні сили, які діють на краплі розсіяної нафти (перша група), є дуже великими порівняно з гравітаційними чи гідродинамічними, тому зазвичай вважається, що розсіяна нафта практично нерухома (відношення капілярних сил до гідродинамічних сил оцінюється величиною 10⁶). Але слід врахувати, що розсіяна

нафта перейшла в такий стан у результаті витіснення її водою і тому знаходиться, немов би “на грані рухомості”, тобто легко розбивається на окремі краплі, які відтак коалесцюють. Ця обставина може слугувати основою для оптимістичних оцінок пошуку методів із штучного прискорення акумулюючих процесів.

Процеси капілярного просочування. Вони можуть сприяти довилучанню нафти із малопроникних зон і перенесенню її в більш проникні зони пласта після закінчення активної розробки. Згідно із розрахунковими оцінками, характерний час просочування при розмірах блоків близько 1 м становить від декількох місяців до десятків років і пропорційний квадрату розміру блока. Швидкість процесів просочування становить 10^{-2} - 10^{-5} см²/с.

Фільтраційні процеси, пов'язані із природним напором пластових вод. Ці процеси певною мірою можуть призвести до переміщення великих ціликів нафти і в залежності від їх напрямку призводити або до концентрування, або до розсіювання нафти. Але переміщення в помітній кількості втримуваної в окремих порах або плівкової розсіяної нафти при природному русі пластових вод, мабуть, неможливе. Швидкість фільтрації підземних вод поблизу родовищ є невеликою, суттєвій від 0,001 до 1 м на рік, що значно менше від швидкості фільтрації в ході розробки. Тому ці процеси, звичайно, дуже повільні.

Процеси пружного перерозподілу тиску після припинення розробки. Швидкість цих процесів характеризується коефіцієнтом п'єзопровідності, рівним 0,01-1 м²/с. Процеси поширюються на відстанях 10^3 - 10^5 м, а тому характерний час відновлення тиску може змінюватися від місяців до десятків і навіть сотень років.

Роль перерозподілу тиску здебільшого полягає у відновленні фазової рівноваги (розчиненні газу в нафті), в результаті чого підвищується нафтонасиченість виснажених зон, що призводить до зміщення контактів і, таким чином, до прискорення консолідації залишкової нафти.

Процеси відновлення температури пласта. Охолодження пласта внаслідок розробки (нагнітання холодної води) поширюється на відстані по вертикалі, котрі рівні товщині пласта (1-100 м). Коефіцієнт температуропровідності насичених гірських порід становить близько 10^{-6} м²/с. Тому характерний час відновлення температури після припинення розробки за рахунок природного теплового потоку становить від одиниць до сотень років. Відновлення пластової температури, без сумніву, прискорює консолідацію залишкової нафти за рахунок зменшення в'язкості і відновлення фазової рівноваги.

Дифузійні процеси. Дифузійні процеси в продуктивному пласті контролюють встановлення фазової і хімічної рівноваги. Коефіцієнт дифузії в рідинах має величину 10^{-8} - 10^{-10} м²/с, і за час у десятки і сотні років дифузійне масоперенесення може поширитися на відстань не більше 1-10 м. Тому в ході переформування покладу дифузія, мабуть, відіграє незначну роль.

Дифузійні процеси в покришках і глинистих прошарках призводять до руйнування покладів і розсіювання нафти та газу, але лише за час геологічного порядку.

Осмотичне перетікання води через глинисті прошарки. Цей процес є мало вивченим, але за наявними даними через глинисті прошарки, які мають властивості напівпроникних перетинків, відбувається доволі інтенсивне перетікання води із пропластків із прісною водою в пропластки, насичені солоною водою. Цей процес також може впливати на переміщення залишкової нафти.

Тектонічний рух земної кори. Тектонічний рух, переміщення, пов'язані із землетрусами, та інші нерегулярні процеси (наприклад, зміна напруженого стану через заміну легшої нафти на важчу воду при реалізації процесу заводнення) можуть викликати деяке переміщення як води, так і нафти, здійснити істотний вплив на створення шляхів міграції.

Таким чином, природні процеси, які відбуваються у вироблених покладах після припинення їх активної розробки, є дуже повільними, а іноді можуть проходити паралельно із процесами розсіювання, за винятком окремих випадків, не можуть у прийнятні строки забезпечити консолідацію залишкових об'ємів нафти і переформування їх у вторинний поклад, придатний для розробки. Але з підвищенням ціни на нафту частина залишкової нафти може бути видобута із застосуванням третинних методів.

В. Для прискорення процесів переформування недовилучених запасів у пласті, їх консолідації та акумуляції потрібно вишукувати нові методи, якими, зокрема, можуть бути: а) вібродіяння, яке сприяє коалесценції нафти; б) мікробіологічне діяння, що пов'язане із запомповуванням у пласт деяких анаеробних бактерій, котрі споживають вуглеводні і переводять частину нафти в газоподібний стан або знімають поверхневий натяг на границі фаз; в) запомповування в пласт на тривалий час різних речовин фізико-хімічного діяння і т.д.

Звідси випливає, що видобути сьогодні залишену нафту в надрах після припинення розробки покладу незалежно від її обсягів технологічно неможливо, насамперед, через відсутність розроблених ефективних методів як видобування, так і інтенсифікації переформування та акумуляції її в нові поклади. Інакше такі роботи з видобування нагадуватимуть промивання робітниками кубометрів піску водою для отримання шматочка золота, але продукти праці тут не зіставимі.

На підставі цього вперше пропонуємо ввести в процедуру проектування розробки нафтового родовища додатковий передпроектний етап – «Дослідження і мінімізація впливу ускладнювальних чинників на величину обсягів залишкової нафти в покладі», на відміну від післяпроектного дослідження щодо можливості коефіцієнта нафтовилучення в рамках уже запроєктованої системи розробки покладу. Такий етап буде доцільним при складанні і проекту

(схеми) дослідно-промислової розробки родовища.

Для виконання такого дослідження рекомендуємо вибрати одну або декілька характерних ділянок родовища і стосовно до них виконати аналіз. Такі дослідження є можливими тільки при комп'ютерному моделюванні з використанням числових (оцифрованих) геологічних і гідродинамічних (математичних) моделей пластової системи.

Г. Дослідження доцільно проводити в напрямках, які можуть забезпечити найбільше зменшення обсягів залишкової нафти в родовищі, а, отже, найбільше підвищення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення. Аналізуючи сказане вище першочерговим напрямком можуть бути:

1. Залежно від фізико-хімічних властивостей пластової системи гірських порід колектора (капілярність, змочуваність, структура пустотного простору) і пластових рідин (поверхнева активність, в'язкість, густина, тощо) слід підібрати тип і властивості витіснювального агента (вода в різних станах, водні розчини активних домішок, збагачений газ, розчинники, міцелярні розчини, тощо).

Нафтовий газ, газ газової шапки, збагачений газ, природний вуглеводневий газ, вуглеводневі розчинники – це вуглеводні, а тому розглядаємо їх як проміжні витіснювальні агенти і їх необхідно також відбирати із покладу, а ще й залишкову нафту.

2. Вперше і категорично рекомендуємо не допускати розробки покладу при режимі розчиненого газу як при режимі на виснаження (в т.ч. і пружному режимі з переходом у режим розчиненого газу), оскільки після завершення такої розробки в покладі залишається щонайменше 70-80% нафти, до того ще й дегазованої і з підвищеною в'язкістю.

3. Належна підготовка свердловин до експлуатації із забезпеченням 100%-них профілів припливу нафти із усіх нафтонасичених інтервалів відповідно до їх фільтраційно-ємнісних властивостей і поглинання витіснювального агента (без урахування можливого перетікання між пластами).

4. Оптимізація розміщення свердловин на покладі дає змогу урахувати інтерференцію свердловин в умовах зональної і пошарової (об'ємної) неоднорідності порід, виклинування і літологічне заміщення колекторів, наявність лінз і напівлінз, тектонічну розчленованість і ступінь гідродинамічного взаємозв'язку між окремими блоками, вплив густоти сітки свердловин та системи розробки на нафтовилучення і т.д. Сюди відноситься найбільша кількість дискусійних питань, які вимагають розв'язування оптимізаційних задач за певним критерієм.

Прямого методу розв'язування такої задачі стосовно до розробки покладу не існує. Тому доводиться розглядати різні варіанти процесу розробки з перебором параметрів, які впливають на процес, і вибирати найкращий за поставленою метою (раціональний варіант).

Аналітичний розв'язок задачі охоплює близько 50 параметрів і факторів, із яких близько 20 параметрів описують геолого-фізичну характеристику покладу, близько 10 параметрів належать гідродинамічній системі розробки покладу, майже 10 параметрів характеризують технологію видобування нафти і більше 10 – економіку процесу. Якщо по кожному із 50 параметрів взяти хоч би по 3 значини (а цього дуже мало!), то загальна кількість розв'язків при повному переборі буде $3^{50} \approx 10^{24}$, а якщо припустити, що всі параметри взаємно незалежні, то кількість розв'язків буде $3 \cdot 50 = 150$. Раціональний варіант розробки родовища залежить приблизно від 10 параметрів, а тоді маємо відповідно $3^{10} \approx 10^5$ і $3 \cdot 10 = 30$ розв'язків. Але і це дуже багато. Тому частину постійних, нерегульованих параметрів інструментально вимірюють і розраховують, а відтак просто враховують при розрахунках (наприклад, усі геолого-фізичні параметри), частиною – апріорно задаються, але задаються на підставі набутого досвіду проектування та реалізації розробки багатьох родовищ і результатів наукових досліджень впливу цих параметрів на процес розробки; деякі фактори визначаються об'єктивно існуючими умовами і технічними засобами. Всілякі обмеження і умови виражаються у вигляді технічного завдання на проектування.

Коефіцієнт охоплення витісненням характеризує втрати нафти в пласті в умовах заданої системи розробки через переривчасту його будову. Він залежить як від переривчастості пласта, так і від щільності сітки свердловин.

За промисловими даними взаємовплив на менілітовому покладі Долинського родовища спостерігається при відстанях до 120-200 м між свердловинами, а при відстанях, що перевищують 240 м, вплив відсутній. Це потрібно знати для встановлення оптимальної відстані від існуючих свердловин до додатково намічених для буріння.

При врахуванні неоднорідності продуктивного пласта збільшується раціональне співвідношення видобувних і нагнітальних свердловин, доцільно застосовувати схеми площового впливу зі збільшеним початковим їх співвідношенням. Це підвищує стійкість процесу розробки нафтового покладу, оскільки з часом за рахунок переведення в нагнітальні деякої частини обводнених видобувних свердловин показник співвідношення буде зменшуватися:

Нами запропоновано виконати оптимізацію кількості видобувних свердловин за фактичними даними розробки покладу, яка полягає у наступному:

1) за відомими річними відборами з нафтового покладу, рідини розраховують накопичені відбори відповідно нафти і рідини (з початку розробки);

2) за характеристиками витіснення (береться декілька методик) розраховуються дреновані (видобувні) запаси нафти, що відповідають певним фіксованим моментам часу розробки; важливо вибрати такі методики з урахування відомих обмежень, які дозволяли би

проводити прогнозування видобувних запасів для всіх вибраних моментів часу (вони задаються);

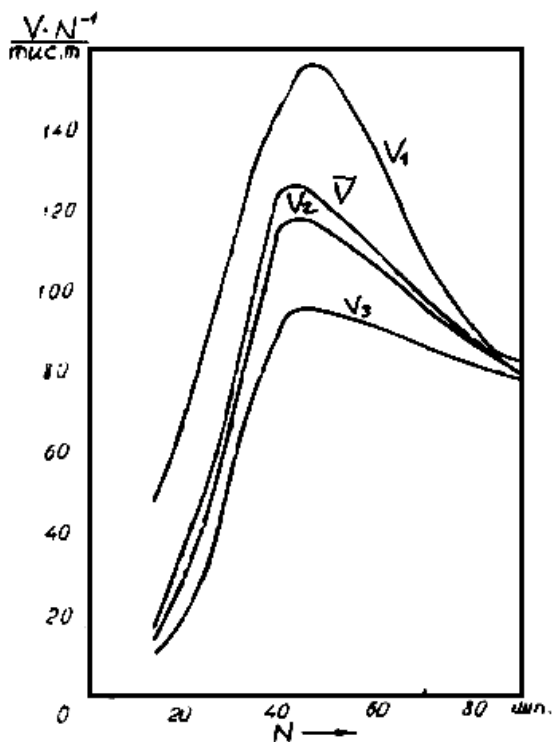
3) у задані фіксовані моменти часу знаходять кількість видобувних свердловин (за промисловими даними);

4) будують графік залежності дренажних запасів нафти від кількості видобувних свердловин на покладі;

5) знаходять питомі дренажні запаси нафти (з розрахунку на одну свердловину) і аналізуються.

Таку оптимізацію кількості видобувних свердловин нами проведено на прикладі менілітового покладу Долинського родовища. Вхідну інформацію (річні відбори нафти, рідини; річну кількість видобувних свердловин) взято з графіків перебігу показників розробки.

Для побудови графіків залежності дренажних запасів нафти від кількості видобувних свердловин використано характеристики витіснення за методиками Б.Ф. Сазонова, А.М. Пірвердяна, Г.С. Камбарова. Відтак розраховано поліномно згладжені значення кількості видобувних свердловин у часі. Потім знайдено питомі дренажні запаси нафти і побудовано графік (рисунок 3). Оптимальна кількість свердловин становить 40-50.



V_1 – запаси за методикою Сазонова Б.Ф.;
 V_2 – запаси за методикою Пірвердяна А.М.;
 V_3 – запаси за методикою Камбарова Г.С.;
 \bar{V} – середні за трьома методиками запаси

Рисунок 3 – Зміна питомих дренажних запасів нафти $V \cdot N^{-1}$ залежно від кількості видобувних свердловин N

За даними формулами побудовано графіки зміни питомих дренажних запасів нафти (за

кожним із трьох методів і середні) залежно від кількості видобувних свердловин (див. рис. 3).

5. Темп розробки нафтового покладу є одним із найбільш важливих технологічних параметрів, котрі впливають на коефіцієнт нафтовилучення, хоч однозначної думки про вплив темпу розробки родовища на ефективність вилучення нафти не існує. Сучасна розробка нафтових родовищ із високим темпом базується на концепції незалежності коефіцієнта нафтовилучення від темпу розробки. На темп розробки найсильніший вплив виявляють: а) схема розміщення і густота сітки свердловин, об'єкти розробки; б) перепади тиску між нагнітальними і видобувними свердловинами (априорі задаються при проектуванні); в) порядок буріння свердловин на об'єктах; г) темп освоєння родовища. Ці питання потребують передпроектного дослідження.

6. Виділення експлуатаційних об'єктів теж залишається невирішеним і дискусійним питанням, хоч воно має геологічне, технологічне і екологічне обґрунтування, а його передпроектне дослідження ще й уможливило вибір системи розробки багатопластового родовища.

7. У ході звичайного заводнення внаслідок в'язкісної нестійкості процесу витіснення утворюються цілики нафти, обійдені водою, у малопроникних шарах, зонах або блоках. При усталеному процесі витіснення вода обходить частково ізольовані ділянки, мало проникні шари і витіснення нафти із них відбувається із запізненням, в основному за рахунок капілярного просочування. Мала швидкість капілярного просочування і низька проникність не заводнених шарів призводить до недостатнього охоплення покладу процесом заводнення.

При витісненні нафти водою нафтонасиченість вздовж напрямку витіснення зменшується.

Отже, заводнений поклад являє собою чергування обводнених і нафтонасичених шарів та зон, причому в обводнених шарах із зменшенням водонасиченості (відповідно із збільшенням нафтонасиченості) вздовж напрямку витіснення.

Після перенесення фронту нагнітання в пласті за методами зміни напрямків фільтраційних потоків створюються змінні за величиною і напрямом градієнти гідродинамічного тиску, в результаті чого запомпована вода входить у застійні малопроникні зони, велика вісь яких тепер перетинається з лініями течії, і витісняє з них нафту в зони інтенсивного руху води. Об'єм води нагнітання вздовж фронту доцільно розподілити пропорційно зміні залишкової нафтонасиченості (відповідно зміні водонасиченості); чим більша нафтонасиченість, тим більший об'єм води слід подавати.

При періодичному створенні неусталених станів, тобто по чергово змінних за величиною і напрямом градієнтів гідродинамічного тиску, в покладі виникають умови для надходження запомповуваної води в застійні нафтонасичені малопроникні зони і шари та переміщення із них нафти в зони активного дренавання.

Висновки

Цілеспрямоване використання пластових пружних сил сприяє повнішому охопленню заводненням гідродинамічно взаємопов'язаних ділянок неоднорідного пласта.

Метод передбачає латеральне витіснення нафти. Доцільним (залежно від товщини пласта) може бути латерально-вертикальне витіснення (у трактуванні С.Н. Закірова) шляхом поєднання горизонтальних (або псевдогоризонтальних) свердловин із вертикальними.

8. Застосування горизонтальних свердловин розглядаємо доцільним для видобування нафти із застійних зон в області стягувальних рядів видобувних свердловин (чи і рядів нагнітальних свердловин), в області «тіней» (див. вище) і в деяких уже названих випадках.

9. Ефективним також розглядаємо циклічне (нестационарне) відбирання (витіснення) нафти за різними схемами, коли поєднуються дії пружних, гравітаційних і капілярних сил (пружно-капілярно-циклічне діяння), створюється міжшарове перетікання.

10. У випадку ускладнення геологічної будови покладу тріщинуватістю, кавернозністю і тектонічними порушеннями ефективним є (підтверджене практикою) створення дисперсними матеріалами потোকеровувальних бар'єрів у міжсвердловинних зонах пласта, що дає змогу повністю чи частково виключити високопроникні тріщини з процесу фільтрації (за науковим напрямом, сформульованим В.С. Бойком).

11. Заслужовує на окрему увагу метод (за Е.Б. Чекалюком) нагнітання в пласт як витіснювального агента і терморозчинника (зокрема перегрітої водяної пари в інтервалі температури 100-310 °С і тисків від атмосферного до 22 МПа).

12. Обґрунтованим є двостадійне розбурювання спочатку різних сіток свердловин і з подальшим вибірковою бурінням резервних свердловин, що уможливує урахувати неоднорідність, переривчастість і розчленованість пластів, встановити оптимальну густоту сітки і систему розміщення свердловин (за найвищим коефіцієнтом нафтовилучення при високому прибутку) з однозначним вирішенням питання щодо моменту початку заводнення нафтового покладу (чи іншого режиму витіснення).

13. Важливу роль відіграє вибір тисків на вибоях нагнітальних (щоб не допустити розкриття тріщин, відтікання води за контур нафтоносності) і видобувних свердловин (щоб забезпечити високі дебіти при застосуванні ефективних способів експлуатації, не допустити нерационального зниження тиску нижче від тиску насичення нафти газом).

14. Не менш важливу роль відіграє дискусійне питання припинення заводнення (чи іншого режиму витіснення) та відключення обводнених свердловин, розміщених у різних частинах покладу.

Деякі сформульовані положення можуть викликати певну дискусію, але ми в дискусію не вступаємо, оскільки вважаємо їх не дискусійними, а предметом дослідження на передпроектному етапі.

У даний час поряд з існуванням традиційних напрямків актуалізується ще й новий напрям забезпечення людства нафтою – видобування залишкової нафти, до якої відносимо нафту, яка залишилася в покладі на момент завершення його розробки або залишається внаслідок реалізації його розробки за прийнятими проектними документами. На основі узагальнення результатів попередніх здобутків створено нову класифікацію видів залишкової нафти з позиції можливості зменшення її обсягів, сформульовано нові превентивні напрямки недопущення втрат у вигляді залишкової нафти. Природні процеси, які відбуваються у вироблених покладах після припинення їх активної розробки (гравітаційно-капілярна сегрегація; капілярне просочування; фільтраційні процеси, пов'язані із природним напором пластових вод; пружний перерозподіл тиску, відновлення температури пласта; дифузія; осмос; тектонічний рух земної кори) є дуже повільними і не можуть в розумні строки забезпечити консолідацію залишкових запасів нафти і переформувати їх у вторинний поклад, придатний для розробки. На підставі цього вперше запропоновано ввести в процедуру проектування розробки нафтового родовища передпроектний етап – «Дослідження і мінімізація впливу ускладнювальних чинників на величину обсягів залишкової нафти в покладі». Сформульовано 14 першочергових напрямків, які можуть забезпечити найбільше зменшення обсягів залишкової нафти в родовищі, а отже, найбільше підвищення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення.

Подальші роботи пов'язуються із лабораторними і промисловими дослідженнями та комп'ютерним моделюванням впливу цих чинників.

Література

- 1 Гришаненко В.П. Наукові основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу / В.П. Гришаненко, Ю.О. Зарубін, В.М. Дорошенко та інші.: Монографія. – Київ: ДП «Науканафтогаз України», 2014. – 456 с.
- 2 Бойко В.С. Технологія розробки нафтових родовищ: підручник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 502 с.
- 3 Борисов Ю.П. Влияние неоднородности пласта на разработку нефтяных месторождений: монография / Ю.П. Борисов, В.А. Воинов, З.К. Рябинина. – Москва: Недра, 1970. – 288 с.
- 4 Миронов Т.П. Нефтеотдача неоднородных пластов при заводнении: монография / Т.П. Миронов, В.С. Орлов. – Москва: Недра, 1997. – 272 с.
- 5 Пилатовский В.П. Основы гидромеханики тонкого пласта: монография / В.П. Пилатовский. – Москва: Недра, 1956. – 318 с.
- 6 Сургучов М.Л. Физико-химические микропроцессы в нефтеносных пластах: монография / М.Л. Сургучов, Ю.В. Желтов, Я.М. Симкин. – Москва: Недра, 1984. – 216 с.

7 Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки: Монография / Ш.К. Гиматудинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг и др. – Москва: Недра, 1983. – 463 с.

8 Еременко Н.А. Основные проблемы и пути научно-технического прогресса в геологии нефти и газа. Вопросы теории и практики нефтегазовой геологии / Н.А. Еременко, С.П. Максимов // Труды ВНИГНИ. – 1970. – Вып. 96.

9 Крылов А.П. О некоторых вопросах проблемы нефтеотдачи в связи с ее обсуждением / А.П. Крылов // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 8.

10 Еременко Н.А. Извлечение нефти из выработанных залежей после их переформирования. Обзор, характеризующий развитие отдельных отраслей народного хозяйства и их научно-технические достижения для распространения за рубежом / Н.А. Еременко, Ю.В. Желтов, В.М. Рыжик и др. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1976. – 60 с. – Сер. Нефтепромысловое дело.

11 Бойко В.С. Підземна гідрогазомеханіка: підручник / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Львів: Апріорі, 2007. – 452 с.

12 Смук Ю.М. Оптимальная плотность сетки скважин для низкопроницаемых коллекторов Предкарпатья/ Ю.М. Смук, И.И. Музычко, М.И. Бучковская // Нефтяное хозяйство. – 1990. – №3. – С.45-49.

13 Mousli N.A. The influence of vertical fractures intercepting active and observation wells on interference tests / N.A. Mousli, Raghavan R., H. Cinco-Ley, V.F Samaniego // Soc. Petrol. Eng. Journal. 1982. V.22. No 6. – P. 933-944.

14 Economides M.I. Reservoir stimulation Englewood Cliffs / M.I Economides, K.G.Nolte : Prentice Hall. 1989. – 300 p.

Стаття надійшла до редакційної колегії

08.09.16

Рекомендована до друку

*професором **Тарком Я.Б.***

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

*професором **Світлицьким В.М.***

(ТОВ «Нафтогазовий центр», м. Київ)

ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

І.М. Купер

ІФНТУНГ; Україна, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,
e-mail: ivankuper@ukr.net

Подается характеристика основных методов повышения нефтеизвлечения, які застосовувалися на родовищах України, показано їх ефективність. Надано рекомендації щодо їх подальшого впровадження для збільшення ефективності розробки вітчизняних родовищ нафти. Запропоновано технологію підвищення нафтовилучення з використанням технології тампонування високопроникних тріщин заводнюваного нафтового пласта та технології підтримування пластового тиску з застосуванням поверхнево-активних полімервмісних систем.

Ключові слова: розробка родовищ, запаси, коефіцієнт нафтовилучення, методи підвищення нафтовилучення.

Приводится характеристика основных методов повышения нефтеизвлечения, которые применялись на месторождениях Украины, показана их эффективность. Даны рекомендации по их дальнейшему внедрению с целью увеличения эффективности разработки отечественных месторождений нефти. Предложена технология повышения нефтеотдачи с использованием технологии тампонирувания высокопроницаемых трещин заводняемого нефтяного пласта и технологии поддержания пластового давления с применением поверхностно-активных полимерсодержащих систем.

Ключевые слова: разработка месторождений, запасы, коэффициент нефтеотдачи, методы повышения нефтеизвлечения.

Characteristics of the main methods of oil recovery increase, applied at the oilfields of Ukraine, as well as their effectiveness have been shown. Recommendations on their further implementation to increase the efficiency of domestic oil fields were suggested. The technology of increasing the oil extraction, using plugging of highly permeable cracks of pumping water oil reservoir, the technologies of pressure maintaining using surface polymer systems is proposed.

Key words: development work, reserves, oil recovery coefficient, methods of oil recovery increase.

Вступ

На сучасному етапі в розвитку нафтовидобувної галузі світу чільне місце посідають методи підвищення нафтовилучення, які дозволяють значно підвищити ефективність розробки нафтових родовищ. Особливо це стосується родовищ з ускладненими геолого-технічними умовами, до яких відноситься велика частина родовищ України.

Мета статті

Мета цієї публікації – звернути увагу власників ліцензій на розробку родовищ та спеціалістів на необхідність впровадження методів підвищення нафтовилучення, з допомогою яких можна суттєво підвищити успішність розробки вітчизняних родовищ.

Огляд досвіду застосування методів підвищення нафтовилучення

У світі широко застосовуються методи підвищення коефіцієнта нафтовилучення. За оцінками спеціалістів на сьогодні світові видобувні компанії вкладають у впровадження цих методів близько 5 млрд доларів США на рік. Зараз налічується декілька сотень різноманітних інноваційних технологій, які широко застосовуються в нафтогазовидобувній галузі світу і їх розвиток не припиняється.

Залишкові або не вилучені промислово освоєними методами розробки запаси нафти досягають в середньому 55-75% від початкових

геологічних запасів нафти в надрах [1]. Ефективність вилучення нафти з нафтоносних пластів сучасними промислово освоєними методами розробки у всіх нафтовидобувних країнах на сьогоднішній день вважається незадовільною, а обсяги споживання нафтопродуктів у всьому світі постійно зростають. Середнє кінцеве нафтовилучення пластів залежить від структури запасів нафти і застосовуваних методів розробки і становить, наприклад, в країнах Латинської Америки та Південно-східної Азії – 24-27%, в Ірані – 16-17%, в США, Канаді та Саудівській Аравії – 33%. Тому актуальними є задачі застосування нових технологій нафтовилучення, що дозволяють значно збільшити видобуток нафти вже розроблюваних покладів, що традиційними методами це зробити вже неможливо.

Розподіл залишкової нафтонасиченості пластів вимагає, щоб методи підвищення нафтовилучення ефективно впливали на нафту, розсіяну в заводнених або загазованих зонах пластів, на решту слабопроникних шарів і прошарків в монолітних заводнених пластах з високою поточною нафтонасиченістю, а також на відокремлені лінзи і зони пласта, які зовсім не охоплені дренаванням при існуючій системі розробки. Безперечно, що при такому широкому розмаїтті станів залишкових запасів і властивостей нафти, води, газу та проникності нафтонасичених зон пластів не може бути одного універсального методу підвищення нафтовилучення.

Весь період розробки родовищ поділяють на три етапи. Перший – це етап розробки родовищ з використанням тільки пластової енергії, а саме напорі краєвих вод і газової шапки, пружних сил, розчиненого в нафті газу, гравітаційних сил. З практичного досвіду за таких режимів досягається 5-15 % нафтовилучення. Решта запасів залишаються невиробленими. Тому дуже важливим є другий етап - штучного підтримання пластового тиску (ППТ). Це дає можливість довести нафтовіддачу до 20% і більше. На третьому етапі розробки родовищ застосовують так звані вторинні і третинні методи підвищення нафтовилучення, завдяки яким нафтовилучення зростає до рівня 35-75% [2].

Вторинні методи базуються на модернізації процесів заводнення. До них відносяться в основному гідродинамічні методи, а саме: зміна напрямків фільтраційних потоків, нестационарне (циклічне) заводнення, форсування відбирань рідини, створення високих тисків нагнітання, бар'єрне заводнення на газонафтових покладах, інтегровані технології тощо.

Третинні методи підвищення нафтовилучення передбачають додавання під час ППТ додаткових витісняючих агентів, однак попри їх численність найчастіше застосовують: витіснення нафти газом (діоксидом вуглецю CO₂, азотом, повітрям); фізико-хімічні методи (закачування поверхнево-активних речовин, лугів, полімерів, розчинів сірчаної кислоти); теплові (закачування теплоносіїв). До третинних методів можна також віднести буріння горизонтальних свердловин з проведенням масованого гідравлічного розриву пласта.

Аналіз методів і результати впровадження на родовищах України

Рівень впровадження методів підвищення нафтовилучення в Україні на жаль є низьким, хоча досвід у цьому питанні набутий багаторічною історією нафтовидобувної галузі, особливо західного регіону.

Першим методом підвищення нафтовилучення в Україні можна вважати газову репресію на пласт, запроваджену на ямненському покладі Східницького родовища в 1931 році. Тоді в пласт закачувався попутний та природний газ, а відтак повітря. За увесь час застосування цієї технології (близько 40 років) додатковий видобуток склав 310 тис т нафти. Подібна за принципом технологія газової та повітряної репресії була запроваджена в 1936 р на Бориславському родовищі. Дуже ефективним цей метод виявився при впровадженні його на поклад «бориславський пісковик» в 1947 році, який на той час був виснажений. Спочатку в пласт закачували газ, а з 1956 до 1970 року – повітря. Завдяки впровадженню даного методу додатково отримували до 149 тис. т нафти на рік.

Площове заводнення ямненських відкладів ділянки МЕР Бориславського нафтового родовища було розпочато у серпні 1954 р. При цьому у свердловину № 1138 щодоби нагнітали 50 м³ прісної води при тиску 2 МПа.

Слід також зазначити, що у 1957-1958 рр. вперше в практиці нафтопромислової справи на Бориславському родовищі було пробурено чотири (№№ 1543, 1544, 1545 і 1546) неглибокі (до 500 м) горизонтально-розгалужені свердловини, дебіти нафти в яких були в 3-5 разів вищі, за дебіти оточуючих вертикальних.

У ці ж роки на ділянках "МЕР" Бориславського родовища був запроваджений один з теплових методів підвищення нафтовилучення – нагнітання пари. Пара вироблялася японською парогенераторною установкою «Такума». Закачування пари проводилося також на ділянці «Міріам» того ж родовища, що мало також позитивний ефект.

З метою підвищення нафтовилучення на Битківському родовищі у 1958-1961 рр. розпочато роботи з підтримання пластового тиску шляхом нагнітання води в менілітовий поклад. Для нагнітання води було задіяно 9 нагнітальних свердловин. Через їх низьку приймальність (10-40 м³/добу) цей метод не міг бути рекомендований як базовий. Відкриття в 1958 р. газоконденсатного покладу в еоценових відкладах з тиском, який на 10 МПа перевищував поточний пластовий тиск нафтового покладу, дозволило вперше в колишньому СРСР впровадити газову репресію шляхом природного перепускання газу з газоконденсатного покладу у залягаючий вище нафтовий. Через 10 років внаслідок вирівнювання пластових тисків у газоконденсатному і нафтовому покладах природне перепускання газу було припинено. За період 1962-1968 рр. в нафтовий поклад було перепущено 1,9 млрд. м³ газу, що компенсувало відбір флюїду в пластових умовах з початку розробки на 32 %. В окремі періоди річна компенсація змінювалася в межах від 76,5 % до 64,2 %. За рахунок такого перепускання додатково видобуто 980 тис. т нафти. Враховуючи позитивний результат від підтримання пластового тиску шляхом нагнітання газу, в 1971 р. побудована компресорна станція і розпочато нагнітання газу високого тиску в продуктивні пласти. Відновлення нагнітання газу позитивно вплинуло на стан розробки покладу. Відзначено збільшення дебітів свердловин та стабілізація газових факторів.

З метою підвищення нафтовилучення на Струтинському родовищі у 1976 р впроваджено закачування розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР) низької концентрації. Тут видобуток нафти з менілітового покладу розпочато в 1962 р на пружному режимі, що викликало зниження пластового тиску до значення, нижчого від тиску насичення нафти газом. Внаслідок цього почав розвиватися режим розчиненого газу. Тому з грудня 1966 р. на поклад впроваджено приконтурне, а з 1973 р – внутрішньоконтурне заводнення. З лютого 1976 р. на родовищі розпочато нагнітання водних розчинів ПАР. Лабораторні дослідження та гідродинамічні розрахунки показали, що нагнітання водних розчинів ПАР на відносно пізній стадії розробки Струтинського родовища забезпечить підвищення кінцевого нафтовилучення на 2,3 %.

Для цього в продуктивні пласти треба було закачати такий об'єм цих розчинів, який забезпечив би створення 40 % об'ємної частини від об'єму нафтонасичених пор пласта. До початку нагнітання водних розчинів ПАР в продуктивні пласти закачано 3,2 млн. м³ води і відібрано 53,2 % початкових видобувних запасів нафти. Коефіцієнт нафтовилучення досяг 0,17, обводненість продукції склала 23 %. Нагнітання водних розчинів ПАР здійснювалося протягом 1976-1991 рр. За цей період в пласт закачано 4,55 млн. м³ водного розчину ПАР, що забезпечило створення 30 % об'ємної частини від величини обсягу нафтонасичених пор пласта. Нагнітання ПАР забезпечило підвищення кінцевого нафтовилучення на 2,1 %, що склало 189,6 тис. т додатково видобутої нафти. Аналіз фактичних показників розробки родовища показав, що нагнітання водних розчинів ПАР сприяло підвищенню коефіцієнта охоплення заводнюванням від 0,54 (під час нагнітання води) до 0,66 (під час нагнітання водних розчинів ПАР).

Закачування розчинів ПАР здійснювалося також на Старосамбірському родовищі. Розробку ямненського покладу Старосамбірського родовища розпочато в 1969 р. на пружному режимі. Закономірно, що це призвело до різкого зниження пластового тиску – від 46,8 МПа (початковий) до 29,8 МПа (1978 р.), і тим самим до зменшення рівнів видобутку нафти. Але режим розчиненого газу тут не розвинувся з причин низького тиску насичення (14,7 МПа). Розробка ямненського покладу на режимі виснаження могла забезпечити кінцеве нафтовилучення 12,3 %. В 1976 р. тут введено приконтурне заводнення. Цей захід дозволив стабілізувати пластовий тиск на рівні 30 МПа і позитивно вплинув на показники розробки. Впровадження процесу заводнення дало можливість збільшити кінцевий коефіцієнт нафтовилучення до 29,5 % і додатково отримати 1848,5 тис.т нафти, а з урахуванням удосконалення сітки свердловин (буріння двох додаткових свердловин) досягнути нафтовилучення 30,3 %. В 1979 р. розпочато нагнітання водних розчинів ПАР, які складалися з суміші аніонного (сульфонол) з неіоногенним (превоцел, а потім – ОП-10, неонол) у співвідношенні 1:1 і концентрацією 0,05 %. Така суміш реагентів, а також їх співвідношення були рекомендовані за результатами досліджень, виконаних в ЦНДЛ ПАТ «Укрнафта» і показали, що коефіцієнт витіснення нафти водними розчинами суміші ПАР із зразків кернів порід-колекторів Прикарпаття є більш високим, ніж витіснення розчинами як неіоногенних (НПАВ), так і аніонних (АПАВ) поверхнево-активних речовин. Суміш ПАР має велику поверхневу активність, тобто забезпечує більш низький міжфазний натяг (для умов Старосамбірського родовища близько 0,05-0,08 мН/м). За проектними даними запомповування водних розчинів ПАР при створенні в пласті об'ємної частини 0,4 нафтонасичених пор дало б можливість підвищити кінцеве нафтовилучення до 33 %, накопичений видобуток нафти довести до 3540 тис.т, додатково отримати 286 тис.т

нафти. Однак була створена об'ємна частинка близько 0,152 обсягу нафтонасичених пор, яка прощтовувалася вздовж пласта водою. Впровадження даної технології дало змогу додатково добути 92,4 тис. т нафти.

У 1991 р. через відсутність ПАР та з екологічних причин нагнітання водних розчинів ПАР на Старосамбірському родовищі було припинено.

На даний час обґрунтована доцільність заводнення розчинами ПАР на Долинському, Довбушансько-Бистрицькому, Перекопівському, Анастасіївському, Бугруватівському та ін. родовищах.

У 1999 р. при досягнутому коефіцієнті нафтовилучення 0,173 і обводненні продукції 11 % на Старосамбірському родовищі розпочато циклічне нагнітання води, що, як і на Долинському, Північно-Долинському і Гвіздецькому родовищах, значно поліпшило стан його розробки.

Циклічне заводнення впроваджувалося і на Долинському родовищі. У 1966 р. тут було переведено всі свердловини склепінного ряду вигодського покладу та окремі свердловини м'явського і менілітового покладів на циклічний режим роботи. З 1975 р. через зменшення приймальності нагнітальних свердловин об'єми води, які запомповувалися циклічно, різко зменшилися на всіх покладах. Відповідно, найбільший додатковий видобуток нафти від циклічного заводнення було отримано у перші 7-8 років запровадження процесу, коли величина його досягла 7-18 % від загального річного видобутку. Поточна ефективність збільшення коефіцієнта нафтовилучення від впровадження циклічного заводнення тільки на вигодсько-бистрицькому покладі становить 4,2-4,5 %.

У 1970 р. циклічне заводнення було впроваджено на Північно-Долинському родовищі. Під циклічне нагнітання води тут було задіяно до 90% свердловин. З 1988 р. у зв'язку з різким падінням приймальності у циклічному режимі працювали лише 5 свердловин, а зараз процес здійснюється лише через свердловину 167. Максимальний приріст видобутку нафти за рахунок циклічного заводнення склав біля 12 % від загального видобутку.

На Гвіздецькому родовищі в 1988 р. проведено впровадження циклічного заводнення в середньоменілітовий і еоценовий поклади. За рахунок цього додатковий видобуток склав 1,7 тис. т.

Циклічне заводнення впроваджувалося також на Рибальському родовищі, а нестационарне заводнення – на Анастасіївському і Бугруватівському родовищах, які дали можливість збільшити видобуток нафти в середньому на 240-250 тис. т нафти за рік.

Форсований відбір рідини з метою збільшення нафтовилучення був впроваджений на Гвіздецькому родовищі з застосуванням газліфтною експлуатації свердловин. Цей метод дав можливість отримати додатково на Гвіздецькому родовищі близько 40 тис. т нафти. На Прилуцькому родовищі форсований відбір рідини

впроваджувався з допомогою електровідцентрових насосів.

На Битківському родовищі з метою підвищення нафтовилучення впроваджувалася газова репресія. В результаті було стабілізовано пластовий тиск, а приріст видобутку нафти за час застосування (1977-1980 рр.) складав близько 40-60 тис. т нафти щорічно.

Витиснення нафти гарячою водою здійснювалось з 1986 року на Луквинському родовищі. Гаряча вода нагніталася в основний об'єкт – горизонт МЛ-2, оскільки нафта цього покладу характеризується високим вмістом парафіну і смол. В зв'язку з цим температура насичення нафти парафіном близька до пластової, що створює умови для випадання парафіну в пласті. Окрім цього нафта вказаного покладу характеризується в пластових умовах неньютонівськими властивостями. Підраховано, що за рахунок теплового впливу на поклад отримано додатково близько 430 т нафти.

Нами була розроблена і впроваджена технологія тампонування високопроникних тріщин заводнюваного нафтового пласта [3]. Суть технології полягає у тампонуванні високопроникних тріщин, якими вода проривається під час заводнення. В результаті такого проривання вода обминає нафтонасичені ділянки пласта і утворюються застійні зони невірблених запасів.

Суть технології полягає у закачуванні суспензії гранульованого тампонуєчого агенту, густина якого близька до густини води. Завдяки цьому при закачуванні в пласт реагент переноситься потоком води, яка фільтрується тріщинами і гідротранспортується на будь-які відстані, нагромаджуючись і утворюючи потоковідхиляючі бар'єри. Закачування необхідно проводити за тиску, який забезпечує розкриття тріщин і перевищує тиск нагнітання води системи заводнення. Це дає змогу забезпечити защемлення нагромадженого шару гранул стінками тріщин і запобігти їх подальшому вимиванню з тріщин. Під дією сили стискання шару стінками тріщин, пластової температури та впливу нафти намитий шар перетворюється у пластичну масу, яка тампонує тріщини. Вода системи заводнення вимушена рухатися в обхід затампованих тріщин і витіснити нафту з застійних зон.

Технологія впроваджена на дослідних ділянках нагнітальних свердловин № 321-Д, 231-Д, 319-Д вигодського покладу Долинського нафтового родовища. На рис. 1 показано дослідне поле нагнітальної свердловини 321-Д. Підбір цих об'єктів обумовлений високою приймальністю нагнітальних свердловин, нерівномірністю профілю приймальності і наявністю вузьких за даними глибинної витратометрії високопроникних інтервалів, високою (близько 90 %) обводненістю продукції нафтових свердловин дослідної ділянки. Взаємодія видобувних свердловин з нагнітальними оцінювалася методом кореляційного аналізу із застосуванням коефіцієнта рангової кореляції Спірмена і Кендала. На дослідних ділянках налічувалось 5-9

оточуючих видобувних свердловин, які реагували на закачування води. Для тампонування високопроникних тріщин закачували 9-10 т гранульованого асфальтсмолистого пом'якшувача АСМГ (випускається промисловістю шляхом окислення залишкових продуктів прямої перегонки нафти за ТУ 38 УССР 201193-78). Концентрація водної суспензії складала 20-25 кг/м³, а тиск закачування на 4-6 МПа перевищував тиск розкриття тріщин. Дані проведеної витратометрії підтвердили перерозподіл профілю поглинання. Реагування видобувних свердловин на тампонування тріщин в умовах вигодського покладу Долинського родовища почалося через 0,5-5 місяців і залежало від відстані до нагнітальної свердловини.

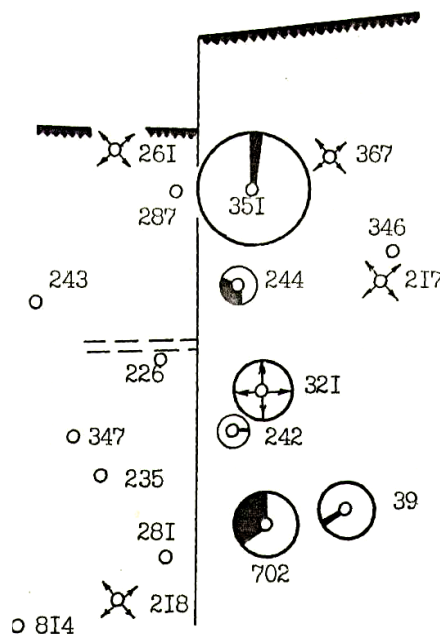


Рисунок 1 – Дослідна ділянка нагнітальної свердловини 321-Д

Ефективність робіт оцінювалася за інтегральними характеристиками витиснення Г.С.Камбарова, А.М.Пірвердяна, Б.Ф.Сазонова. На рис. 2 наведено характеристику витиснення по дослідній ділянці свердловини 321-Д. В результаті впровадження технології додатково видобуто 2,9 тис т нафти.

В НДПІ ПАТ «Укрнафта» в 2004 р для підвищення нафтовилучення Довбушансько-Бистрицького родовища була розроблена і впроваджена технологія закачування розчинів ПАВ в суміші із поліакриламідом (ПАА) [4, 5]. Такі розчини названі поверхнево-активними полімервмісними системами (ПАПС) і складаються з 0,05 % поверхнево-активної речовини (суміш пінола з савенолом у співвідношенні 1:1) і полімеру 0,03 % концентрації. Згідно з лабораторними дослідженнями встановлено, що закачування облямівки ПАПС (0,5 об'єму пор) і проштовхування її водою (1,2 об'єму пор) забезпечує підвищення кінцевого нафтовилучення на 4-5 %.

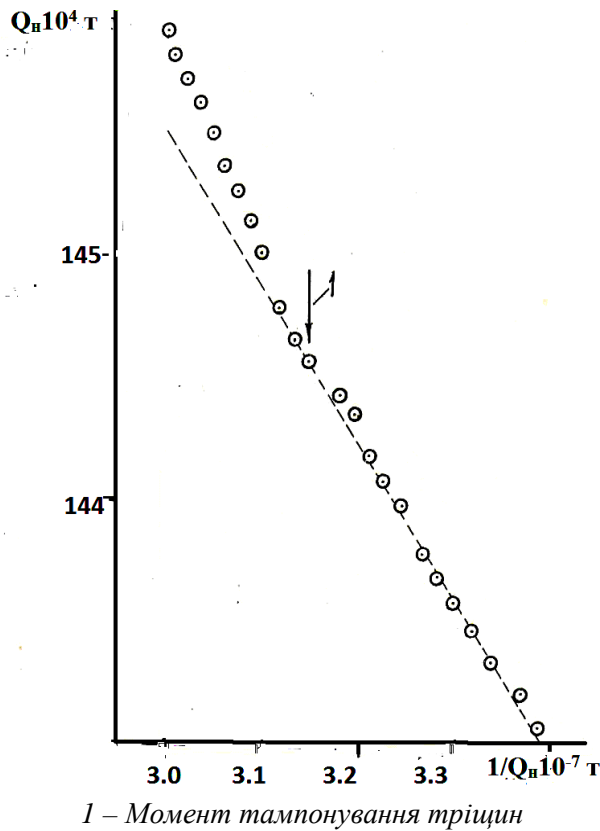


Рисунок 2 – Характеристика витиснення по дослідній ділянці свердловини 321-Д

Всі свердловини на родовищі експлуатувалися глибинно-насосним способом з дебітами нафти від 0,40 до 2,58 т/д при обводності від 2,7 % до 24,5 % (середня по об'єкту 11,4 %) та

газовому факторі від 403,7 до 1645,9 м³/т (середній 645,3 м³/т). У 1983 р. в межах основних покладів об'єкта на V та VI блоці розпочата робота з підтримування пластового тиску шляхом закачування води в нагнітальні свердловини 2, 56, 4, 128. Заходження дало змогу підтримувати пластовий тиск в зонах відбору в межах 7,5-8,0 МПа (проти початкового 22 МПа). Режим роботи II об'єкта визначається як змішаний з переважанням режиму розчиненого газу. Як нагнітальні використовуються свердловини 65 (V блок) та 70 (VI блок).

Протягом 2004-2006 рр. на Довбушансько-Бистрицькому родовищі проводились роботи із впровадження технології ППТ з застосуванням поверхнево-активних полімервміщуючих систем (ПАПС) з нагнітанням води. Водний розчин ПАПС закачувався у свердловину 70. У 2007 році закачування водних розчинів ПАПС припинили через проблеми з постачанням реагентів, хоча впровадження цієї технології було достатньо ефективним.

На рис. 3 відображено динаміку середньодобового дебіту групи свердловин дослідного поля Довбушансько-Бистрицького родовища (св. №№ 4, 9, 88, 89, 90, 93, 128), що реагують на закачування водних розчинів ПАПС, яка свідчить про ефективність процесу. Підтверджує підвищення коефіцієнта нафтовилучення також характеристика витиснення виду $Q_n = A + B/Q_r$ для цієї групи свердловин, яка зображена на рис. 4.

За період 2004-2006 рр. за розрахунками додатково видобуто близько 1552 т нафти та 1796 тис.м³ нафтового газу (табл. 1).

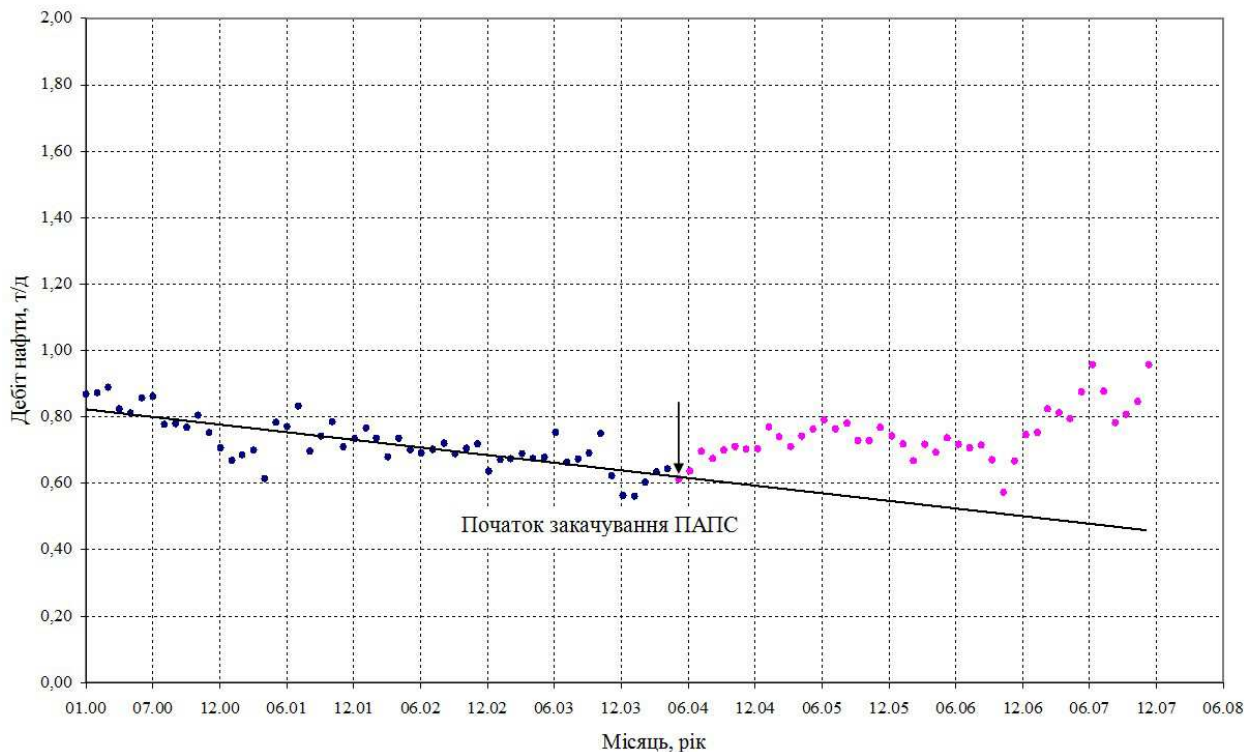


Рисунок 3 – Часова залежність середньодобового дебіту нафти для групи свердловин дослідного поля

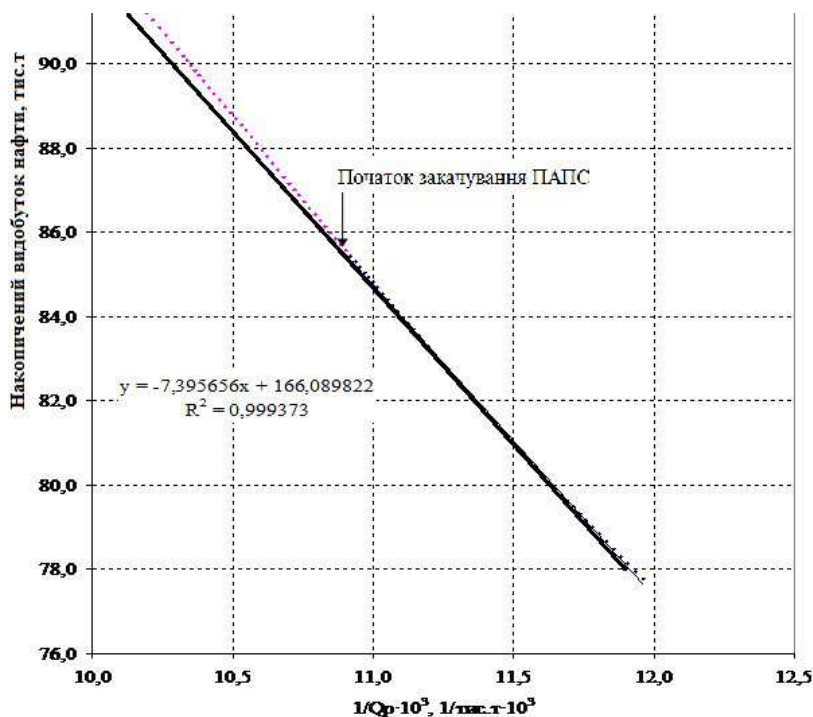
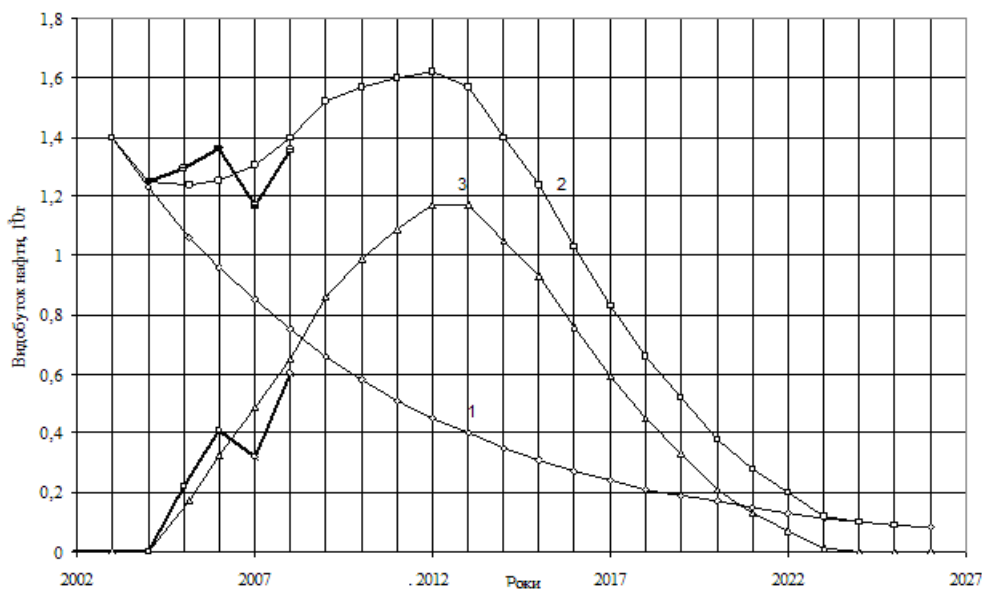


Рисунок 4 – Характеристика витиснення виду $Q_n=A+B/Q_p$ для групи свердловин дослідного поля



- 1 - Видобуток нафти в режимі базового варіанту;
- 2 - Очікуваний видобуток нафти із застосуванням ПАПС;
- 3 - Додатковий видобуток нафти в 10^3 т;

Тонкою лінією позначено проектні параметри, жирною – фактичні дані

Рисунок 5 – Характеристика очікуваної ефективності застосування ПАПС на VI блоці Довбушансько-Бистрицького родовища

Таблиця 1 – Ефективність нагнітання ПАПС на Довбушансько-Бистрицькому родовищі

Рік	Додатковий видобуток	
	нафти, т	газу, тис.м ³
2004	220,43	294,65
2005	409,92	531,72
2006	319,38	376,36
2007	603,18	593,18

На рис. 5 зображена характеристика очікуваної ефективності застосування ПАПС. Слід вказати на добру збіжність результатів розрахунків з фактичними даними. Подальше впровадження технології, як видно з рисунку, дозволило б суттєво покращити ефективність розробки родовища. Тому вважаємо за доцільне відновити роботи із впровадження технології нагнітання водних розчинів ПАПС і застосувати її не тільки на Довбушансько-Бистрицькому

родовищі, а й на інших родовищах з подібними геолого-промисловими характеристиками.

Висновки і рекомендації

На даний час на нафтових родовищах України не впроваджується жоден з методів підвищення нафтовилучення (за окремими винятками) попри ефективність навіть у невеликих за розмірами покладах. Крім того, у більшості родовищ не ведеться навіть належного підтримування пластового тиску, що призводить до втрат видобутку нафти з родовища, до марнування ресурсів, які після такої розробки видобути вже буде неможливо.

Досвід впровадження технологій підвищення нафтовилучення на родовищах України вказує на те, що їх подальше впровадження дозволяє значно підвищити ефективність розробки вітчизняних родовищ.

Література

- 1 <http://neftegaz.ru/smarty/templates/neftegaz/images/logo.png>
- 2 Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л.Сургучев. – М.:Недра, 1985. – 308 с.
- 3 А.с. 1380334 СССР. МКИ Е21 В 33/13. Способ тампонирования трещин в удаленной от скважины зоне пласта / Бойко В.С., Купер И.Н. – №4041560/22-03; заявл 24.03.86 г. – ДСП.
- 4 Складання проекту дослідної експлуатації дослідної ділянки Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища з застосуванням розчинів поверхнево-активних речовин: Звіт НДПІ ПАТ "Укрнафта", договір № 01/42/283 / Михайлюк В.Д. – Івано-Франківськ, 2001. – 106 с.
- 5 Купер І.М. Шляхи підвищення нафтовиддачі на Довбушансько-Бистрицькому родовищі / І.М.Купер, В.І.Бойчук, Л.Б.Мороз // Матеріали 8-ої Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2004», (м Судаку, 29 вересня – 1 жовтня 2004). – Київ, 2004. – С.56-58.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.09.16*

*Рекомендована до друку
професором Кондратом Р.М.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук Рудим С.М.
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*

АНАЛІЗ ПЕРСПЕКТИВ РОЗВИТКУ ВИРОБНИЦТВА ТА ВИКОРИСТАННЯ БІОГАЗУ В УКРАЇНІ

М.В. Панчук, Л.С. Шлапак

ІФНТУНГ; Україна, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15, тел. (0342) 506612,
e-mail: ztk@nina.ua

Розглянуто особливості процесу утворення біогазу та вплив на його інтенсивність фізичних, хімічних, біологічних та технологічних чинників. Проаналізовано принцип роботи біогазових установок та систематизовано конструкції технологічного обладнання. Показано, що одним з напрямків вдосконалення технологічних ліній для виробництва та транспортування біогазу є використання для виготовлення вузлів та деталей конструкцій і трубопроводів полімерних матеріалів, які забезпечують хімічну стійкість, малу вагу, добру термоізоляцію та високу якість зварювальних з'єднань елементів.

Відзначено, що за допомогою біогазових технологій може бути вирішено комплекс проблем в області енергетики, екології, сільськогосподарства, агрохімії, і в цьому полягає їх висока рентабельність і конкурентоспроможність. Вирішуючи енергетичні завдання, стимулюючи виробництво електричної енергії з біогазу, виробництво біометану для закачування його в мережі природного газу і для заправки автотранспорту, держава підвищує і рівень екологічної безпеки на території України, оскільки відходи сільськогосподарського, комунального господарств, харчової та переробної промисловостей становлять загрозу здоров'ю населення, стану ґрунту, повітря та підземних вод.

Встановлено, що біогаз може відіграти значну роль у подальшому розвитку й реалізації української енергетичної стратегії, яка орієнтується не лише на охорону клімату та поновлюваність, а й на безпеку енергопостачання та енергетичну автаркію. Загалом, просування поновлюваних джерел енергії повинно якнайкраще відповідати потребам ринку з тим, щоб забезпечити ефективність витрат та ефективне виробництво і застосування такої енергії.

Ключові слова: біогаз, біометан, біогазові установки, сільськогосподарська сировина, потенціал.

Рассмотрены особенности процесса образования биогаза и влияние на его интенсивность физических, химических, биологических и технологических факторов. Проанализированы принцип работы биогазовых установок и систематизированы конструкции технологического оборудования. Показано, что одним из направлений совершенствования технологических линий для производства и транспортировки биогаза является использование для изготовления узлов, деталей конструкций и трубопроводов полимерных материалов, которые обеспечивают химическую стойкость, малый вес, хорошую термоизоляцию и высокое качество сварных соединений элементов.

Отмечено, что с помощью биогазовых технологий может быть решен комплекс проблем в области энергетики, экологии, сельского хозяйства, агрохимии, в чем и заключается их высокая рентабельность и конкурентоспособность. Решая энергетические задачи, стимулируя производство электроэнергии из биогаза, производство биометана для закачки его в сети природного газа и для заправки автотранспорта, государство повышает и уровень экологической безопасности на территории Украины, так как отходы сельского и коммунального хозяйств, пищевой и перерабатывающей промышленности составляют угрозу здоровью населения, состоянию почвы, воздуха и подземных вод.

Установлено, что биогаз может сыграть значительную роль в дальнейшем развитии и реализации украинской энергетической стратегии, которая ориентируется не только на охрану климата и возобновляемость, но и на безопасность энергоснабжения и энергетическую автаркию. В общем, продвижение возобновляемых источников энергии должно лучше отвечать потребностям рынка с тем, чтобы обеспечить эффективность затрат и эффективное производство и применение такой энергии.

Ключевые слова: биогаз, биометан, биогазовые установки, сельскохозяйственное сырье, потенциал.

The article studies the peculiarities of the biogas formation process and the influence of the physical, chemical, biological, and technological factors on its intensity. The principle of the biogas units operation is analyzed and the design of the technological equipment is systematized. It is also shown that one of the directions for improving the technological line for production and transportation of the biogas is the usage of the polymer materials, which ensure chemical stability, small weight, good thermal insulation, and high quality of welding when connecting the elements, for production of the structural components and details (including the ones of the pipelines).

It is stated that it is possible to solve a lot of problems in the sphere of power engineering, ecology, agriculture, and agricultural chemistry using the biogas technologies; moreover, their high profitability and competitiveness consist in this. Under such conditions, when solving the energy problems, stimulating the production of electric energy from the biogas and production of the biomethane for its injection into the natural gas distribution systems and fueling the vehicles, the country also improves its ecological security within the territories of Ukraine since the wastes of agricultural industry and communal services, as well as of the food and processing industries, constitute a danger for the health of the population and state of the soil, air, and underground waters.

It is found out that the biogas can play an important role in further development and implementation of the Ukrainian energy strategy, which is not only about the climate protection and renewability, but also about the security of energy supply and energy autarchy. In general, the promotion of the renewable energy sources should

meet the market needs as much as possible in order to ensure the cost efficiency, as well as the advanced production and usage of such energy.

Key words: biogas, biomethane, biogas units, agricultural raw material, potential.

Постановка проблеми. Розвиток альтернативної енергетики і пошуки нових джерел енергії – головна світова тенденція ХХІ тисячоліття. Її прояву сприяють локальні виснаження природних ресурсів, можлива перспектива енергетичної кризи, негативний вплив традиційної енергетики на навколишнє середовище і загроза регіональних екологічних катастроф. Варто відзначити, що відновлювальні джерела енергії стали останнім часом одним із важливих критеріїв сталого розвитку світової спільноти [1, 2, 3, 4].

Біоенергетика є однією з найперспективніших складових відновлювальної енергетики України. Вона заснована на використанні енергії біомаси – вуглецевмістких органічних речовин рослинного та тваринного походження. Біомаса, на відміну від інших відновлюваних джерел енергії, є універсальним джерелом енергії, яке може використовуватися як для виробництва електричної та теплової енергії, так і для отримання біопалива на транспортні потреби.

На сьогодні скорочення використання природного газу – одна з найактуальніших тем для економіки України, тому пошук альтернативних джерел енергії та впровадження енергозберігаючих технологій є актуальною задачею. Використання відновлюваних джерел енергії, насамперед біомаси, є актуальним для України, оскільки дозволяє зменшити її залежність від імпортованих енергоносіїв та підвищити енергетичну безпеку [5].

Основним складником газоподібного палива при переробці біомаси є біогаз. Енергія, що отримується при спалюванні біогазу, може досягати 60 – 90 % від тієї, якою володіє вихідний матеріал. Серед усіх поновлюваних енергій біогаз має особливий статус, оскільки він знаходить різноманітне застосування у сферах енергетики, а в умовах України його виробництво може бути найдешевшим [6,7]. Зважаючи на ці та ряд інших безсумнівних переваг біогазових технологій, актуальність їх вдосконалення та широке впровадження для енергетики України є очевидною.

Метою дослідження є розкриття та систематизація аспектів виробництва біогазу з органічної сировини як для отримання альтернативного джерела енергії, так і вирішення екологічних проблем.

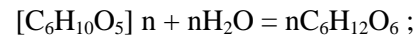
Виклад основного матеріалу

Біогаз – це горючий газ, який складається з метану (CH₄: 50-75 %), вуглекислого газу (CO₂: 25-50 %), водяної пари (H₂O: 0-10 %), азоту (N₂: 0,01-5 %), кисню (O₂: 0,01-2 %), водню (H₂: 0-1 %), аміаку (NH₃: 0,01-2,5 мг/м³) та сірководню (H₂S: 10-30.000 мг/м³) [4]. Основним компонентом біогазу є метан, при згорянні якого

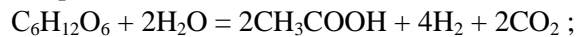
вивільняється енергія. Склад газу є нестабільним і може змінюватись в залежності від типу біомаси, мікроорганізмів, що беруть участь у процесі, а також домішок та фізичних чинників впливу на процес. Біогаз є кліматично нейтральним продуктом, оскільки біомаса, яка використовується, протягом усього вегетаційного періоду, забирає з атмосфери вуглекислий газ, який потім знову вивільняється під час спалювання біогазу або біометану [8].

Біогаз утворюється в результаті природного процесу мікробного розкладання органічної маси у вологому середовищі в анаеробних умовах (за відсутності кисню). Процес утворення біогазу називають метановим бродінням. Його суть полягає в анаеробному бродінні, яке відбувається внаслідок життєдіяльності мікроорганізмів і супроводжується рядом біохімічних реакцій [9]. Процес утворення біогазу (метаногенез) проходить у три стадії:

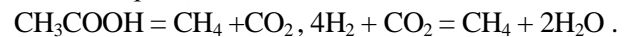
I стадія – розкладання органічної маси (гідроліз):



II стадія – розмноження кислотоутворюючих бактерій (ацетогенез):



III стадія – розмноження метаноутворюючих бактерій (метаногенез):



На першій стадії метаногенезу шляхом гідролізу відбувається розкладання високомолекулярних сполук (вуглеводів, особливо клітковини (целюлози), жирів, жироподібних речовин (фосфогліцеринів, гліколіпідів, воску, стероїдів тощо) та білків на низькомолекулярні органічні сполуки, а саме, моно- та олігосахариди, амінокислоти і пептиди, пуринові піримідинові азотисті основи, гліцерин, карбонові кислоти, діоксид вуглецю і водню.

На другій стадії за участю кислотоутворюючих бактерій відбувається подальше розкладання з утворенням органічних кислот і їх солей, а також спиртів, CO₂ і H₂, а потім H₂S і NH₃. Ці кислоти окислюються переважно до ацетату і діоксиду вуглецю. Утворюються також воду, аміак, сірководень.

На третій стадії за участю ферментів, що їх продукують спорові і неспороутворюючі сарцинові і сарциноподібні мікроорганізми, органічні речовини перетворюються на метан (CH₄) і діоксид вуглецю (CO₂). Крім того, з CO₂ і H₂ утворюється в подальшому додаткова кількість CH₄ і H₂O. Ці реакції протікають одночасно, причому умови існування метаноутворюючих бактерій значно вищі, ніж кислотоутворюючих. Швидкість і масштаби анаеробного бродіння метаноутворюючих бактерій залежать від їх метаболічної активності [10].

На інтенсивність процесу зброжування і, як наслідок, утворення біогазу впливають чо-

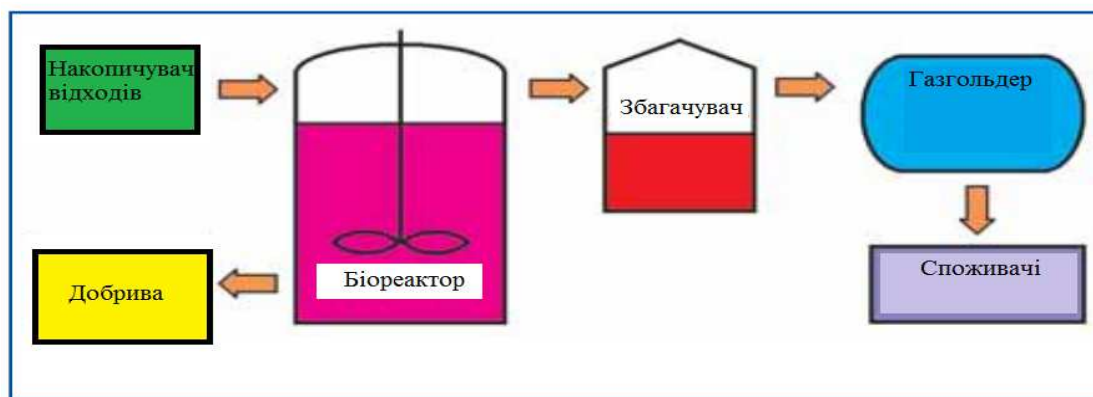


Рисунок 1 – Схема виробництва біогазу

тири групи чинників: біологічні (склад збро- джуваної біомаси; склад мікрофлори; умови життєдіяльності мікроорганізмів), фізичні (температура збро- джування; тиск у біогазовій установці; гідравлічний режим), хімічні (кон- центрація, кислотність середовища; вміст лет- ких жирних кислот в збро- джуваній масі; обсяг і склад біогазу, що утворюється) та організацій- но технологічні (доза добового завантаження нових порцій збро- джуваної маси; навантаження за беззольною речовиною; залишкові речовини) [16].

Весь цей складний комплекс перетворень здійснює велика кількість мікроорганізмів (за деякими оцінками – до декількох сотень видів), серед яких переважають бактерії. Кількісний і якісний склад мікрофлори сильно залежить від складу збро- джуваних органічних речовин і умов, які створюються в навколишньому сере- довищі [11, 12].

При всій різноманітності біогазових техно- логій серед них виділяються два великі класи:

- централізовані біогазові установки, що характеризуються великими габаритами, а ден- ний об'єм сировини, яка піддається фермента- ції, складає від 50 до 100 тонн;

- індивідуальні біогазові установки, значно менших розмірів та об'ємів переробленої сировини.

Розмір та продуктивність біогазових уста- новок залежать від багатьох чинників, але, не зважаючи на це, принцип їхньої роботи (рис. 1) подібний. Після збору й підготовки сировини, що полягає в доведенні її до необхідної волого- сті в спеціальній ємності, вона подається в ре- актор, в якому створюються умови для оптимі- зації процесу анаеробного бро- діння, після чого відбувається очищення біогазу від різноманіт- них домішок та відведення отриманих продук- тів у накопичувальні ємності [13].

Анаеробне збро- джування органічних від- ходів з отриманням біогазу і біодобрив здійс- нюється в спеціальних установках, основним елементом яких є біореактор. Корпус біогазо- вого реактора повинен бути досить міцним при абсолютній герметичності його стінок. Обов'язковими також є надійна теплоізоляція стінок та їх властивість протистояти корозії. За цього необхідно передбачити можливість зава-

нтаження та вивантаження реактора, а також доступ до його внутрішнього простору для об- слугування.

Конструкції біологічних реакторів (мета- нтенків) достатньо різноманітні, відрізняються, здебільшого, гідравлічним режимом (проточні або періодичного наповнення) і способами за- вантаження (безперервний або періодичний). При безперервній схемі біомасу завантажують безперервно або через певні проміжки часу, видаляючи таку ж кількість збро- дженої маси. При дотриманні всіх умов збро- джування така схема дозволяє одержати максимальний вихід біогазу. При періодичній схемі метантенки (їх як правило два) завантажують по черзі [14].

Аналіз конструктивних рішень біогазових установок показав, що більшість з них має од- ноступінчатий реактор проточного типу з по- вним перемішуванням. Їх загальне число скла- дає 68% від всіх типів реакторів, що перебува- ють в експлуатації. Водночас досвід експлуата- ції вітчизняних і зарубіжних установок для ана- еробного збро- джування біомаси свідчить, що при використанні одноступінчатих реакторів мають місце «проскакування» необробленої біомаси, що знижує їх ефективність при вироб- ництві біогазу [15].

Для субстратів з швидким розщепленням, які через це мають схильність до окислення, рекомендується для гідролізу і окислення пе- редбачити окремий резервуар, щоб з нього продукти розкладання дозовано подавати у фе- рментатор (двоступенева технологія). Перева- гою таких конструкцій є висока ефективність роботи бактерій через створення оптимальних умов життєдіяльності (в першу чергу, рівень рН). У такий спосіб можна видобути більшу кількість біогазу. Бро- діння барди, наприклад, вимагає саме такого розділу фаз. Крім того, гази, що не використовуються, завдяки такому розділу можна відокремлювати через біофільтр, отримуючи лише біогаз із високим вмістом ме- тану.

Хоча розділ фаз найкращим чином відпо- відає умовам життєдіяльності бактерій і має свої переваги, такі двоступеневі технології не набули значного поширення, оскільки додатко- ві втрати на другий резервуар, системи змішу-

вання, опалення та насоси можуть окупитися лише для певних видів субстратів.

При виборі форми, розмірів і конструкції метантенка насамперед враховуються такі чинники: масова витрата субстрату при заповненні; заданий вихід біогазу або міра зброджування субстрату як функція від концентрації сухих речовин, завантаження робочого простору, часу циклу зброджування й інтенсивності перемішування; вживана система виробництва; рівень механізації.

Важливу роль в отриманні біометану відіграє збагачення і очищення біогазу. Збагачення біогазу до біометану передбачає вилучення сірководню H_2S , вуглекислого газу CO_2 , та води. В даний час широке використання в області очищення біогазу знайшли: хімічна абсорбція водою та розчинами моноетаноламіну (МЕА); хемосорбція на водних розчинах Na_2CO_3 , K_2CO_3 , $NaOH$, KOH , $Ca(OH)_2$; адсорбція на оксидах алюмінію і цеолітах [16]. Біометан – біогаз, що пройшов очистку та збагачення у відповідності з технічними вимогами до моторного палива або до газу в мережі.

Порівняно з енергією сонця і вітру перевагою біогазу є можливість послідовного виробництва і накопичування. Сонячну і вітрову енергію на даний час можливо накопичувати лише з істотними їх втратами.

Розмір накопичувальної біогазової установки – газгольдера – визначається обсягом виробництва газу і процесом споживання, тому його необхідно розраховувати для кожної установки окремо.

За своєю конструкцією газгольдер являє собою герметичну ємність, розташовану або безпосередньо над біогазовим реактором, або поєднану з ним газопроводом. Залежно від тиску розміщеного в ньому газу він може бути:

- низького тиску (не більше 5 кПа);
- середнього тиску (не більше 300 кПа);
- високого тиску (не більше 1,8 МПа).

Газгольдери низького тиску (рис. 2) зазвичай мають вигляд пластикових або гумових ємностей, де біогаз накопичується в міру виробництва в реакторі і надходить у ємність природним перетіканням без примусового перекачування. Тиск в ємності близький до атмосферного, а її обсяг визначається продуктивністю біогазового реактора і зазвичай дорівнює добовому обсягу виробництва газу.

Такі газгольдери використовуються найчастіше в недорогих сільськогосподарських біогазових установках і служать для вирівнювання тиску газу при перепадах добового споживання. Монтаж цього типу ємностей не вимагає залучення професіоналів, оскільки не є складним. Він полягає в з'єднанні клапана ємності з вихідним отвором реактора, після чого газгольдер готовий до експлуатації.

У державах, клімат яких відрізняється відсутністю низькотемпературних періодів, найчастіше використовуються наземні газгольдери купольного типу. В міру заповнення купола і підвищення тиску в ньому газ через клапан виштовхується в компенсуючу камеру, розташо-

вану за кислотостійкою мембраною. У Китаї в даний час побудовано більше 12 млн. таких установок.



Рисунок 2 – Газгольдер низького тиску

Купольні газгольдери (рис. 3) відносяться до установок середнього тиску і виконуються, як правило, з щільної гуми, стійкої до ультрафіолетового випромінювання. Оболонка виготовляється подвійною, а між зовнішнім і внутрішнім шарами закачується звичайне атмосферне повітря, яке підтримує форму ємності і виконує роль ізолятора від перепадів зовнішніх температур.



Рисунок 3 – Газгольдер купольного типу

Конструктивно газгольдери високого тиску є суцільнометалевими ємностями, змонтованими на деякій відстані від метантенка. Закачування газу в них здійснюється за допомогою компресорної установки великої потужності. Схема біогазової установки промислового типу включає кілька металевих підземних газгольдерів, обладнаних газовимірвальним автоматизованим обладнанням, запірною арматурою, системою аварійного відключення і скидання газу. Кожна металева ємність зсередини і зовні покрита антикорозійним захисним шаром.

Перевагами цього типу газгольдерів є:

- постійний тиск в газорозподільній мережі;
- можливість зберігання великих обсягів газу в відносно малих за обсягом ємностях;

- безпека експлуатації системи, що має багаторівневий автоматичний контроль;
- висока економічна ефективність біогазової установки.

Монтаж газгольдерів високого тиску здійснюється тільки силами спеціально навченого персоналу, оскільки вони відносяться до об'єктів підвищеної технологічної небезпеки.

Вибір газгольдера для біогазового реактора здійснюється з урахуванням його продуктивності, а також кліматичних особливостей місцевості, де він буде експлуатуватися. Безпека роботи біогазової установки багато в чому залежить від обсягу біогазу, який вона виробляє, а також від дотримання правил експлуатації персоналом установки.

Стримуючим чинником в організації біогазових технологій є висока вартість типових метантенків, виготовлених з монолітного залізобетону [17]. Одним з напрямків вдосконалення комплексів для виробництва та транспортування біогазу є використання для виготовлення вузлів та деталей конструкцій і трубопроводів полімерних матеріалів, які забезпечують хімічну стійкість, малу вагу, добру термоізоляцію та високу якість зварювання під час з'єднання елементів. Зокрема доцільним є використання поліетиленових труб розмірним відношенням SDR 11, 17, 21 для будівництва та ремонту дренажних, проміжних і магістральних трубопроводів для полігонів твердих побутових відходів та об'єктів переробки органічних відходів сільгосппродукції і тваринництва.

Виробництво біогазу у світі стрімко зростає з тенденцією до інтенсифікації існуючих технологій та пошуку нових видів сировини і технологій їх переробки, максимально повного корисного використання енергії біогазу. На сьогоднішній день виробництво біогазу набуло найбільшого поширення в Індії та Китаї. Характерною особливістю виробництва в цих країнах є його розміщення в теплих регіонах, що як правило не потребує штучного підігрівання вихідної сировини. За рахунок біогазу Китай практично повністю задовольняє свої потреби у блакитному паливі [18].

Не зважаючи на низький розвиток біоенергетики та недоліки енергетичної стратегії, Україна має добрі передумови для розширення виробництва і використання енергії, отриманої з відновлювальних джерел, серед яких одним з найефективніших є біогаз. Країна володіє великим потенціалом щодо біомаси, доступної для виробництва енергії, який складає 4-7 % від загальних енергетичних потреб. Основними складовими цього потенціалу є відходи сільськогосподарського та комунального господарства, харчової промисловості, а також енергетичні культури, вирощування яких почало активно розвиватись останнім часом [19, 20]. Якість сировини за цього характеризується вологістю, виходом біогазу та вмістом у ньому метану. У середньому з тонни гною великої рогатої худоби можна отримати 50-65 м³ біогазу з вмістом метану 60%, з різних видів енергетичних рослин – 150-500 м³ з 70% метану. Максимальна кількість

біогазу – 1300 м³ з вмістом метану до 87% – можна отримати з тваринного жиру [21].

За різними даними розвиток біогазових технологій в Україні дозволить в перспективі щорічно отримувати від 1,5 до 6 млрд. м³ еквівалента природного газу, що робитиме значний внесок у забезпечення енергетичної незалежності держави, сформує альтернативний газопаливний ресурс, забезпечить можливість покривати пікові навантаження в електромережі, вирішить проблеми утилізації відходів, розвитку місцевої економіки, покращить екологію, підвищить родючість ґрунтів, сприятиме створенню нових робочих місць [17, 22].

Біогаз є цінним енергоносієм, а значить, що його можна застосовувати з різними цілями і з високою ефективністю. Використання біогазу як моторного палива (рис. 4) забезпечує значну економію паливно-енергетичних ресурсів. Досвід експлуатації автомобілів із використанням біогазу як моторного палива підтверджує можливість застосування його у традиційних конструкціях автомобіля. Завдяки простій, надійній і перевіреній технології, біогаз має усі необхідні характеристики для того, щоб стати одним із найефективніших та економічно вигідних видів палива, що отримують із поновлюваних джерел [23].



Рисунок 4 – Використання біогазу як моторного палива

Як і природний газ, перед застосуванням у двигуні внутрішнього згорання біогаз піддається збагаченню (до рівня вмісту метану в газі 95%), очищенню, осушуванню та компримуванню. У результаті енергетичний еквівалент газу становить 9–10 кВт год/м³ [24]. Очищений біогаз зазвичай доставляють на заправні станції спеціальними автоцистернами, або за допомогою трубопроводів.

Відомо, що на біогаз можуть бути конвертовані як бензинові двигуни з примусовим згоранням суміші, так і дизельні. Водночас згорання біогазового палива в дизельних двигунах за високих ступенів стискування та підвищених коефіцієнтах надлишку повітря є більш ефективним, ніж у двигунах з примусовим запалюванням. Варто відзначити, що на процес згорання біогазової суміші в об'ємі циліндра дизельного двигуна впливають високі темпера-

тури її самозагоряння (як і робочої суміші метану та повітря), що становлять 600–800 °С. Ці значення суттєво перевищують температури самозагоряння робочої суміші крапель нафтового палива з повітрям [25]. Тому саме загоряння біогазової суміші тільки за рахунок теплоти стискання в камері згоряння дизеля є досить проблематичним. Можливе загоряння робочої суміші біогазу з повітрям від свічки запалювання або запалювальної дози дизельного палива. При цьому потрібно враховувати, що для запалювання біогазового палива необхідно значно збільшити енергію іскроутворення порівняно із звичайними бензиновими двигунами, а підведена із запальним дизельним паливом енергія – у 100–10000 разів більша, ніж енергія іскроутворення свічки запалювання. Головними параметрами такого двигуна до цього часу залишається вища температура згоряння і так зване метанове число, що характеризує газ, з точки зору стійкості до детонації, а спеціальний газовий змішувач дозволяє компенсувати коливання калорійності палива. За цього має місце: зменшення викидів шкідливих речовин із відпрацьованими газами, що особливо важливо для населених пунктів [26, 27].

Одним з найперспективніших напрямків використання біогазу є виробництво з нього електроенергії. Біогаз для цього отримують безпосередньо на ряді об'єктів і оскільки на кожній фермі вихід біогазу порівняно невеликий, пропонується використовувати мобільну компресорну установку, в якій закачують газ в балони під високим тиском (20...25 МПа). Ця мобільна компресорна установка здійснює збір біогазу від локальних біогазових установок і подає його в компримованому вигляді (в балонах) до стаціонарної дизель-генераторної установки, що включає дизельний двигун, який працює на біогазі, і електрогенератор, що виробляє змінний електричний струм. Такі системи характерні для крупних агропромислових комплексів, що складаються з декількох сільськогосподарських об'єктів.

Безперечними перевагами такої концепції є можливість безперебійного виробництва електроенергії з біогазу на установці, що містить порівняно потужний первинний дизельний двигун, що відрізняється високою топливною економічністю (двигуни невеликої потужності мають невисоку паливну економічність). Для цього в якості первинного двигуна для електрогенератора бажано використовувати дизельний двигун, що працює на біогазі з запальною дозою дизельного палива. Інша перевага пропонованої концепції вироблення біогазу – можливість роботи стаціонарної дизель-генераторної установки на промислову електричну мережу, що, зазвичай, складно здійснити в мобільних дизель генераторних установках.

Останнім часом у світовій практиці особливо швидкими темпами зростає кількість біогазових проектів, спрямованих на виробництво і закачування біометану в мережу природного газу. Використання біогазу в мережі громадського користування відкриває для виробництва

біогазу нові перспективи. Це дозволяє використовувати газ там, де він фактично потрібен. Водночас варто зауважити, що за наявності достатньої кількості сировини біогазові установки можуть замінити об'єкти традиційної енергетики (газопроводи, котельні, електричні мережі, трансформатори) та інші об'єкти інфраструктури (сховища відходів, під'їзні шляхи тощо), а при автономній роботі відсутні затрати на підключення до енергомереж.

Україна є державою з розвинутою системою газопостачання. Загальна протяжність газорозподільчих мереж становить 246 тис. кілометрів. Понад 70% населення України має доступ до природного газу. Таким чином, на більшій частині території України існує технічна можливість підключення виробників біометану до газорозподільчих мереж середнього та низького тисків для локального споживання біометану.

Наявність унікальної системи магістральних газопроводів робить принципово можливим експорт отриманого в Україні біометану в країни Західної Європи, в яких розроблена система стимулювання виробництва біометану. Для розвитку перспектив експорту біометану в країни ЄС потрібен національний реєстр виробництва та споживання біометану для підтвердження джерела його походження у відповідності до певних критеріїв, які відповідають вимогам аналогічних реєстрів країн ЄС та забезпечення взаємодії між аналогічними реєстрами європейських країн [15].

Україна відноситься до країн з традиційним використанням стисненого природного газу як моторного палива. В 2011 році в країні нараховувалось 200 тис. автомобілів на стисненому природному газі та близько 300 газозаправних станцій. Ринок використання біометану як моторного палива практично необмежений. Оскільки властивості біометану близькі до властивостей природного газу, використання біометану як моторного палива можливе в будь-яких пропорціях з природним газом.

Особливість використання біогазових технологій полягає в тому, що вони не є чисто енергетичними, а являють собою комплекс, що охоплює вирішення як енергетичних, так і екологічних, агрохімічних, лісотехнічних та інших питань, і в цьому полягає їх висока рентабельність і конкурентоспроможність. Вирішуючи енергетичні задачі, стимулюючи виробництво електричної енергії з біогазу, виробництво біометану для закачування в мережу природного газу і для заправки автотранспорту, держава підвищує і рівень екологічної безпеки на території України, оскільки відходи сільського та комунального господарства, харчової та переробної промисловості складають загрозу здоров'ю населення, стану ґрунту, повітря та підземних вод.

Так само потрібно відзначити про можливість розміщення біогазових установок у будь-якому регіоні України, де наявна достатня кількість органічної сировини незалежно від наявності об'єктів традиційної енергетики, інжене-

рних та транспортних мереж. Виробництво біогазу може забезпечити доходи і трудову зайнятість населення на регіональному рівні і сприятиме розвитку села, оскільки не суперечить первинному сільськогосподарському виробництву, а, навпаки, становить в контексті структурної зміни сільського господарства розумну дохідну альтернативу сільськогосподарським підприємствам. Важливим є те що, будівництво біогазових установок та їхньої інфраструктури з поступовим переходом на обладнання місцевого виробництва буде додатково стимулювати українську економіку.

ВИСНОВКИ

Внаслідок проведеного аналізу літературних джерел встановлено, що використання біогазу із органічної маси різного походження як додаткових відновлювальних джерел енергії є досить перспективним для України. Біогазова енергетика – надійна та економічно вигідна альтернатива природному газу та центральному електропостачанню, а також джерело дешевих, екологічно чистих органічних добрив.

Надзвичайно важливим питанням є використання нових технологій збагачення біогазу до біометану і методів контролю його якості, що є ключовим чинником проектів, спрямованих на виробництво і закачування біометану в мережу існуючих трубопроводів для природного газу. Великі запаси потенційного альтернативного палива в Україні, а також його енергетична цінність роблять можливим використання біогазу як моторного палива у двигунах внутрішнього згоряння, що є найбільш поширеним типом теплових двигунів.

Затосування біогазових технологій не тільки забезпечує економію традиційних викопних палив, але і сприяє вирішенню екологічних задач, що пов'язані з очищенням та знешкодженням промислових, міських, сільськогосподарських відходів, у чому й полягає їх висока рентабельність і конкурентоспроможність.

Література

1 Диренко А.А. Использование высших водных растений в практике очистки сточных вод и поверхностного стока / А.А.Диренко, Е.М. Коцарь // СОК (сантехніка, опалення, кондиціонування). – 2006. – № 4 (28). – С. 12-15.

2 Диренко А.А. Обезвоживание осадков сточных вод / А.А.Диренко // СОК(сантехніка, опалення, кондиціонування). – 2006. – № 7 (31). – С. 22-25.

3 Удалов Р. В. Экологические аспекты обработки и утилизации осадков сточных вод / Р. В. Удалов, Л. В. Андреева // Учен. зап. Ин-та СХПР НовГУ. – 2006. – Т. 14. – С. 45–59.

4 Токарчук Д.М. Виробництво і використання біогазу в Україні: економічні і соціальні перспективи / Д.М. Токарчук, О.В. Яремчук // Збірник наукових праць Таврійського державного агротехнологічного університету (економічні науки). – 2013. – № 2. – С. 338 – 346.

5 Мірошник М. М. Перспективи використання біомаси для отримання теплової енергії в Україні [Текст] / М. М. Мірошник, Я. І. Засядько // Земля України – потенціал економічної і екологічної безпеки держави: матеріали міжнар. наук-техн. конф, (м. Вінниця, 23-26 берез.). – Вінниця, 2011 – С. 78-82.

6 Фесюк В. О. Оцінка перспектив добування біогазу з осадків стічних вод Львівських міських комунальних очисних споруд / В. О. Фесюк // Природа Західного Полісся та прилеглих територій: зб. наук. пр. / Волин. нац. ун-т ім. Лесі Українки; [відп. ред. Ф. В. Зузук та ін.]. – 2010. – № 7. – С.84-90.

7 Коцарь Е.М., Диренко А.А. Технологии и оборудование для переработки и утилизации осадков промышленных и коммунальных сточных вод // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України, спеціальний випуск. – 2005. – С. 115-118.

8 Куріс Ю. В. Способи утилізації біогазу / Ю. В. Куріс, С. І. Ткаченко, Н. В. Семененко // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2010. – № 7. – С. 20-30.

9 Norazwina Zaino. Kinetics of Biogas Production from Banana Stem Waste, Biogas, Dr. Sunil Kumar (Ed.). – 2012 – P. 395-408. – ISBN: 978-953-51-0204-5, InTech.

10 Гураль І.В., Дивак М.П. Біохімічний аналіз процесів в біогазових установках та його застосування в задачі макромоделювання процесів виробництва біогазу // Міжнародний науково-технічний журнал «Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах». – Хмельницький, 2014. – С.152-158.

11 Майстренко О. Ю. Розробка математичної моделі процесів розвитку мікроорганізмів в рамках біоенергетики біомаси / О. Ю Майстренко, Ю. В. Куріс, Ю. С. Калінцева // Новини Енергетики. – 2010. – № 2. – С. 32–39.

12 Ткаченко С. Й. Теплообмінні та гідродинамічні процеси в елементах енергозабезпечення біогазової установки: монографія / Ткаченко С. Й., Степанов Д. В.; Вінниц. нац. техн. ун-т. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. – 132 с.

13 Давиденко Е. В. Метангенерация твердых органических отходов городов / Е. В. Давиденко, Е. С. Панцхава // Біотехнологія. – 1990. – № 4. – С. 49 – 53.

14 Майстренко О. Ю. Біогазові установки та методи їх розрахунку: Міжнародна конференція «Nauka I Inowascja 2009» / О. Ю Майстренко, Ю. В. Куріс, О. В. Ряснова // Poland. – 2009. – С. 6–14.

15 Гелетуха Г.Г. Перспективи виробництва та використання біометану в Україні. / Г.Г. Гелетуха, П.П. Кучерук, Ю.Б. Матвеев // Аналітична записка Біоенергетичної асоціації України. – 2014. – № 11. – 42 с.

16 Крушневич Т.К. Извлечение метана из биогаза полигонов и подача его в магистральный газопровод / Т.К. Крушневич, А.И. Пятничко // Технические газы. – 2006. – № 3. – С. 41-44.

17 Марасін О.В. Розробка та дослідження палинкових пристроїв для спалювання біогазу в промислових котлах [Текст]: автореф. дис. ... канд. тех. наук: 05.14.06 / Марасін Олексій Володимирович: НАН України, Ін-т газу. – Київ, 2015. – 22 с.

18 Екологізація енергетики: навч. посібник / В. Я. Шевчук, Г. О. Білявський, Ю. М. Саталкін, В. М. Навроцький. – К.: Вища освіта, 2002. – 111 с.

19 Кузнецова А. Біогаз та „зелені тарифи” в Україні – чи вигідне інвестування? [Електронний ресурс] / А. Кузнецова, К. Куценко. — К.: Інститут економічних досліджень та політичних консультацій, 2010. – 40 с. – (Серія консультативних робіт АгРР №. 26). – Режим доступу до ресурсу: http://www.ier.com.ua/ua/publications/consultancy_work/?pid=1501

20 Ігнат'єва Т. Г. Виробництво біогазу як інноваційний напрям енергозбереження в аграрних підприємствах України: стан, проблеми та перспективи розвитку / Т. Г. Ігнат'єва // Інноваційна економіка. – 2010. – № 5. – С. 19-23.

21 Гелетуха Г. Перспективи розвитку технологій отримання біогазу в Україні. / Г. Гелетуха, С. Кобзар, К. Копейкін // Зелена енергетика. – 2001. – № 3. – С. 12-14.

22 Левтеров А. М. Расчетная оценка теплофизических свойств биогаза, используемого в качестве топлива для транспорта / А. М. Левтеров, В. С. Маринин, К. Р. Умеренкова // Пром. Теплотехника. – 2011. – Т. 33, № 2. – С. 78-83.

23 Використання біогазу як моторного палива / С. І. Шиманський [та ін.] // Автошляховик України. – 2013. – № 6. – С. 13-15.

24 Масаев И.В. Использование биоотходов сельского хозяйства в качестве альтернативного топлива / И.В. Масаев // Изв. Акад. пром. экологии. – 2001. – № 3. – С. 79 -80.

25 Дизельный двигатель и биогаз, научный подход эффективного взаимодействия / С.П.Шимченко, В.В.Эфрос, С.Я. Чернин // Автогазозаправочный комплекс + альтернативное топливо. – 2012. – № 7. – С. 37-41.

26 Биогаз как перспективное альтернативное топливо / И.И.Тимченко, А.И.Воронков, Д.И. Тимченко // Сб. научных трудов “Авиационно-космическая техника и технология”, Вып. 9, разд. “Тепловые двигатели и энергоустановки”. – Х.: ХАИ, 1999. – С. 63-64

27 Шиманський С.І. Розширення паливної бази автомобільного транспорту використання біогазу як моторного палива / С. І. Шиманський, Р. В. Симоненко, М. Б. Назаренко, А. Г. Говорун // Автошляховик України. – 2013. – № 3. – С. 2-5.

Стаття надійшла до редакційної колегії

02.09.16

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Фомічовим С.К.
(НТУУ «КПІ», м. Київ)*

Техніка і технології

УДК 622.245

УДОСКОНАЛЕННЯ СПОСОБУ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ З НИЗЬКИМИ ПЛАСТОВИМИ ТИСКАМИ

М.І. Оринчак, І.І. Чудик, О.С. Бейзик, О.І. Кирчей

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727137,
e-mail: drill@nuing.edu.ua

Первинне розкриття продуктивних горизонтів потребує дотримання такої технології, що забезпечить збереження первинної проникності колекторів. Основним чинником, що погіршує фільтраційні властивості пласта, є високий показник фільтрації, спричинений високим перепадом тиску у свердловині. Фільтрат бурового розчину проникає у пори продуктивних горизонтів, що призводить до гідратації глинистих мінералів, які формують глинистий цементуючий матеріал. Для зменшення об'єму фільтрату бурового розчину, що проникає у пласт, рекомендується застосовувати герметизуючу суміш, яку наносять поверх фільтраційної кірки. Це сприяє зниженню її проникності до нульового значення. Для якісної герметизації кірки розроблено пристрій, який включають до складу компоновки низу бурильної колони і застосовують під час буріння свердловини. Запропонована технологія перспективна та економічно вигідна завдяки низькій вартості компонентів герметизуючої суміші порівняно з вартістю хімічних реагентів-понижувачів показника фільтрації, надійній герметизації фільтраційної кірки, що сприяє створенню щільного непроникного екрану на стінках свердловини.

Ключові слова: первинне розкриття, продуктивні горизонти, фільтраційна кірка, герметизуюча суміш, вторинна фільтрація.

При первинном вскрытии продуктивных горизонтов необходимо придерживаться технологии, обеспечивающей сохранение первичной проницаемости коллекторов. Основным фактором, ухудшающим фильтрационные свойства пласта, является высокий показатель фильтрации, вызванный высоким перепадом давления в скважине. Фильтрат бурового раствора проникает в поры продуктивных горизонтов и приводит к гидратации глинистых минералов, формирующих глинистый цементирующий материал. Для уменьшения объема фильтрата бурового раствора, проникающего в пласт под действием перепада давления, разработана герметизирующая смесь, которую наносят по фильтрационной корке. Это понижает ее проницаемость до нулевого значения. Для качественной герметизации корки разработаны два устройства, которые предлагаются применять соответственно при ремонтных работах и при бурении скважины. Предложенная технология перспективна и экономически выгодна благодаря низкой стоимости герметизирующей смеси по сравнению со стоимостью химических реагентов-понижителей показателя фильтрации, надежной герметизации фильтрационной корки, что способствует образованию плотного непроницаемого экрана на стенках скважин.

Ключевые слова: первичное вскрытие, продуктивные горизонты, фильтрационная корка, герметизирующая смесь, вторичная фильтрация.

The drill-in of the productive horizon requires a technology that would preserve the reservoir matrix permeability. The main factor that worsen the reservoir fluid-loss properties is the high level of filtration caused by high difference in pressure. The drilling fluid filtrate penetrates the pores of a productive horizon that leads to clay minerals hydration that form a clay cementing material. To reduce a fluid filtrate volume, which penetrates into the layer, it is necessary to use the sealing mixture that is put on the filter cake surface. It provides the reduction of its permeability to zero value. For good filter cake sealing two devices have been developed which are to be applied in the process of well drilling. The recommended technology is potentially productive and economically efficient. Firstly, the sealing mixture value is much lower than the value of chemical agents of the fluid loss indicator. Secondly, a reliable sealing of a filter cake ensures the impermeable barrier of the wellbore walls.

Key words: drill-in, productive horizons, filter cake, sealing mixture, postfiltration.

Вступ. Тривалий період розробки багатьох родовищ нафти і газу, що визначають паливно-енергетичну політику держави, призводить до значних змін геолого-технічних умов спорудження та експлуатації свердловин.

Основні запаси нафти і газу на родовищах України приурочені до відкладів, які представлені низькопроникними колекторами з низькими пластовими тисками та невисокою пористістю. Колектори тут здебільшого поровотріщину-ватого типу, а глинистий матеріал переважно порово-базального монтморилонітового типу, обмінна ємність яких сягає 50 мг-екв/100 г. Пісковики за складом – мономінеральні кварцові з поодинокими уламками халцедонітів. За гранулометричним складом – переважно дрібнозернисті, подекуди – середньозернисті та крупно-алевритові. Цемент переважно порового та базально-порового типу, глинистий, зрідка кременистий із залишками глинистого матеріалу, насичений бурюю органічною речовиною, у зв'язку з чим окремі пісковики мають темно-сіре забарвлення. Зазвичай вони сірого кольору з глауконітом у кількості 1-5 %. Породи високобітумінозні, буро-чорного кольору. Характерним для цих відкладів є присутність у породі халцедонових спікул, губок та тонкоагрегатного халцедону.

Глинистість колекторів коливається в межах 20-24 %, обмінна ємність становить від 38 до 47 мг-екв/100 г. Коефіцієнти пластових тисків у продуктивних горизонтах становлять $K_a=1,04-1,09$. Пористість колекторів – 15-18 %, проникність – $(0,17-10) \cdot 10^{-2}$ мкм², ефективна товщина – 65-88 м.

Загалом породи-колектори представлені прошарками і пластами пісковиків, алевролітів. У розрізах пісковики і алевроліти розповсюджені нерівномірно. Вони зустрічаються у вигляді прошарків, які, зливаючись між собою, місцями утворюють потужні неоднорідні пластини або окремі піщані пачки. Ці неоднорідні утворення – чергування в різних співвідношеннях гранулярних колекторів із щільними піщано-алевролітовими різновидами і прошарками аргілітів. Крім аргілітів зрідка зустрічаються прошарки вапняків, мергелів, деколи силіцидів. Неоднорідність колекторів підтверджується кривими геофізичних досліджень, а також керновим матеріалом [1].

Розкриття продуктивних горизонтів відбувається під дію репресії на пласт, що спричинює зростання фільтрації, проникнення фільтрату всередину порової структури пластів, перезволоження глинистих мінералів та призводить до зниження колекторських властивостей порід і продуктивності свердловини.

Поряд із вибором типу якісного бурового розчину суттєва увага повинна приділятися його фільтраційним та структурно-механічним властивостям, умовам формування та фільтраційно-ємнісним властивостям кірки на стінках свердловини. Тому у роботі пропонується один із способів зниження проникності фільтраційної кірки для досягнення нульової фільтрації.

Аналіз сучасних вітчизняних досліджень

Під час буріння в інтервалах нафтоносних та газоносних продуктивних горизонтів на родовищах України застосовують інгібуючі бурові розчини на водній основі, у яких як структуроутворювач використовують глино порошок або біополімерні реагенти.

До таких розчинів належать: хлоркалієвий, гуматно-акрилово-калієвий, хлоркальцієвий, гіпсокалієвий, соленасичений тощо.

Інгібуючі глинисті розчини з калієвими інгібіторами [2] призначені для розбурювання глинистих відкладів різного мінералогічного складу, які схильні до осипання та обвалювання стінок свердловини до розкриття продуктивних горизонтів. Інгібітором глинистої фази в цьому розчині є хлористий калій. Розчинність його за нормальної температури дорівнює 25,5 %, а за температури 100 °С – 36,0 %. Іон калію порівняно з іоном кальцію є меншим: його діаметр – 2,66 Å. Відстань між тетраедричним та октаедричним шарами кристалічної ґратки монтморилоніту дорівнює 2,8 Å, що створює ідеальні умови для проникнення іона калію в міжплощинний простір глини. В результаті проникнення іони калію змінюють іонний зв'язок (0:0) на ковалентний (K:O), міцно зв'язуючи між собою шари кристалічної ґратки, запобігаючи цим міжплощинній гідратації, набухання та диспергуванню.

Бентонітові глини в насичених водних розчинах хлористого калію поглинають води в 1,5-2 рази менше, ніж у насичених водних розчинах хлористого натрію. Період набухання бентонітових глин за цих умов зменшується в десять разів.

Регулятором рН в розчині слугує гідроксид калію, найбільш швидке насичення глини іонами калію відбувається за показника рН= 9-10.

Вищі значення показника рН небажані, оскільки в такому разі відбувається інтенсивна гідратація та диспергування водочутливих глинистих сланців.

Концентрація хлористого калію у фільтраті розчину залежить від чутливості до набухання глинистих сланців. Відомо, що глинисті сланці, які утворились на ранніх періодах формування земної кори і залягають на значних глибинах, є менш чутливі до набухання, і навпаки, глинисті сланці, які утворились на пізніх стадіях і залягають на малих глибинах – більш чутливі до набухання. У більшості випадків 3-5 % хлористого калію в розчині достатньо для інгібування глинистих сланців раннього періоду формування. Для сланців чутливих до набухання, вміст хлористого калію в розчині збільшується і може досягати до 15 %. Достатню кількість хлористого калію в розчині оцінюють за станом вибуреної породи. Якщо шлам м'який на дотик або кашоподібний, то вміст хлористого калію в розчині недостатній, і навпаки, якщо шлам твердий на дотик, зберігає цілісність, то концентрація калію в розчині достатня. На відміну від кальцієвих розчинів, при інгібуванні солями калію розчин легше стабілізується, що дає підстави застосування більшої гами хімічних реа-

гентів для стабілізації параметрів бурового розчину (КМЦ, КССБ, ЕКР, гіпан; ПВЛР, ССБ, окзил тощо).

Термостійкість хлоркальцевого розчину залежить від типу захисного хімеагента, що застосовується для його обробки, і становить: 100 °С (крохмаль); 120 °С (ПВЛР); 150 °С (КМЦ+КССБ); 170 °С (КССБ) і 200 °С (гіпан).

Хлоркальцієвий буровий розчин [2] використовують для розбурювання гіпсоангідритових та аргілітових відкладів, які схильні до обвалювання та осипання, розбурювання цементних мостів і горизонтів, схильних до слабких проявів пластових мінералізованих вод та для розкриття продуктивних горизонтів. Інгібітором глинистої фази в цьому розчині є хлористий кальцій, розчинність якого порівняно з вапном або гіпсом є значно більшою. За нормальної температури розчинність хлористого кальцію становить приблизно 42 %, а при 100 °С – 61,4 %.

Стабілізовані соленасичені розчини [2] використовують для розбурювання хомогенних відкладів з подальшим застосуванням їх для розкриття продуктивних горизонтів.

За умови, коли хомогенні відклади складаєні солями лужноземельних металів різного мінералогічного складу, бурові промивальні рідини насичують карналітом ($KClMgCl_2 \cdot 6H_2O$). В цьому випадку для приготування таких розчинів не можна застосовувати модифіковані бентонітові глинопошки та реагенти, які зв'язують іони полівалентних металів (Na_2CO_3 , поліфосфати).

Межа термостійкості соленасичених стабілізованих розчинів коливаються в широких межах (від 100 до 200 °С) і залежить від типу понижувача фільтрації, який використовують для їх приготування.

Для зниження фільтрації, розчин обробляють полімерними реагентами. У разі використання КМЦ краще вводити до розчину в сухому вигляді: ефект від зниження фільтрації більший і структурно-механічні властивості майже не змінюються.

За умови застосування модифікованого крохмалю порядок дій аналогічний, як і при використанні КМЦ. Звичайний крохмаль вводять до соленасиченого розчину за показника рН = 9-10 або введенням до нього 3-5 % водного розчину комплексного реагенту (ЕКР+КССБ). До його складу входить 8-10 % водний розчин крохмалю та 20-25 % водний розчин КССБ у об'ємному співвідношенні 1:1.

Структурно-механічні властивості соленасиченого розчину підвищують введенням попередньо гідратованого глинопошки і стабілізованого полімерним реагентом.

Соленасичені розчини ефективні при розбурюванні хомогенних порід та незначно забруднюють продуктивні горизонти.

Тагіров К.М., Ніфантов В.І., Гноєвих А.Н., Лобкін А.Н. [3] підкреслюють, що рецептури бурових розчинів, як правило, підбирають з умови запобігання виникнення ускладнень у процесі буріння відкритого стовбура свердловини

без урахування конкретних геологічних умов родовища, літолого-петрофізичних властивостей колекторів та фізико-хімічних характеристик пластових флюїдів. Тобто під час буріння висувають підвищені вимоги до вибору типу бурового розчину, насамперед з позиції запобігання виникнення ускладнень і аварій, відтак враховують питання забезпечення найкращих умов роботи породоруйнівного інструмента. Однак при цьому, на жаль, мало приділяють уваги максимальній можливості збереження природного стану продуктивного об'єкта [4].

Розчини, характеристика яких наведена вище, найчастіше застосовують для буріння ускладнених інтервалів, де, завдяки інгібуючим властивостям, сприяють зниженню інтенсивності обвалювань та осипань стінок свердловини, а при розкритті продуктивних товщ частково запобігають набухання материнських глин, що пов'язано з використанням інгібіторів, які представлені солями одно- та полівалентних металів, таких як хлорид кальцію, хлорид калію, сульфат кальцію, гідроксид кальцію тощо та полімерними реагентами.

Основними недоліками описаних розчинів є:

- високий вміст глинистої колоїдної фази, що коливається в межах 6-10 %, спричиняє утворення товстої пухкої глинистої кірки на стінках свердловини; проникнення дрібнодисперсної фази глибоко в пори продуктивного горизонту, що є особливо небезпечним для колекторів із звивистим розгалуженням тріщин і пор; підвищує реологічні та структурно-механічні властивості розчину, що призводить до зниження механічної швидкості буріння та проходки на долото і збільшення тривалості дії розчину на продуктивний горизонт;

- полімерні реагенти, які застосовують для пониження фільтрації бурових розчинів, особливо на основі акрилових полімерів та водорозчинних ефірів целюлози, проникаючи в пори продуктивного горизонту, адсорбуються на їх поверхні, погіршуючи фільтраційні властивості колекторів;

- відносно високий показник фільтрації бурових розчинів (до 10-12 см³/30 хв.) є причиною проникнення фільтрату в пори продуктивного горизонту на значну віддалі від стінки свердловини, що спричиняє поверхневу гідратацію і самокольматацію колектора, блокує приплив пластового флюїду у свердловину за рахунок виникнення сил міжфазової взаємодії між фільтратом і пластовим флюїдом, призводить до набухання материнських глин;

- високий показник рН, який коливається в межах 9-11, сприяє гідратації та диспергуванню материнських глин, зменшуючи розмір порових та тріщинних каналів.

Віднедавна широкого застосування набули безлиністні біополімерні системи, що сприяють якісному розкриттю продуктивних горизонтів, до яких належать відомі на сьогодні Hydroguard, BARADRIL-N, Flo-pro NT, Glydrill, Біокар, ГБР та ін., розроблені відомими зарубіжними та вітчизняними науковцями [7, 8, 9].

Система Hydro guard [7] – безглинистий буровий розчин на водній основі, який розроблений компанією Varoid і рекомендований для застосування при розкритті продуктивних горизонтів з високим вмістом материнських глин.

Цей розчин запобігає механічному та хімічному диспергуванню глинистих мінералів за рахунок складного комплексу мінеральних інгібіторів (хлорид калію та хлорид натрію) та полімерів-флокулянтів (CLAYSEAL PLUS, CLAYGRABBER, CLAYSYNC). Структуроутворювачем у цьому розчині слугує біополімер BARAZAN D, а для регулювання реологічних та фільтраційних властивостей використовують поліаніонну целюлозу та модифікований крохмаль. Застосування біополімерних реагентів забезпечує задовільні псевдопластичні властивості. Розчин має високу термостійкість, що сягає 200 °C.

BARADRIL-N [7] – безглинистий біополімерний розчин на водній основі, розроблений компанією Varoid і рекомендований для застосування при розкритті продуктивних горизонтів. Структуроутворювачем у таких системах слугує N-Vis P Plus; для регулювання фільтраційних та реологічних властивостей застосовують N-DRIL HT PLUS, для підвищення інгібуєчих властивостей – хлориди калію або натрію.

Така система характеризується високими реологічними властивостями, низькою фільтрацією, високим показником рН.

FLO-PRO, FLO-PRO NT [7] – покоління безглинистих біополімерних розчинів компанії M-I SWACO, що об'єднало досвід використання систем FLO-PRO, FLO-PRO F, STAR-PRO і STAR-DRIL.

Через відсутність глинистої складової цей розчин в основному рекомендують для розкриття продуктивних горизонтів. Він володіє псевдопластичними властивостями, низьким показником фільтрації, високими мастильними властивостями, низькою корозійною активністю, здатністю до біодеструкції. Термостійкість розчину сягає 135 °C.

Структуроутворювачами у цих системах слугують біополімерні реагенти Flo-vis, Flo-vis plus, Biovis. Для регулювання фільтраційних властивостей розчин додатково обробляють полімерними понижувачами фільтрації Flo-trol. Для регулювання рН застосовують оксид магнію, гідроксид калію або каустичну соду. Для запобігання біодеструкції компанія M-I SWACO рекомендує застосовувати бактерицид M-I-CIDE, який є токсичним, тому при роботі з ним слід строго дотримуватись правил техніки безпеки.

Біокар [8] – біополімерний безглинистий буровий розчин на водній основі, розроблений українським ЗАТ «НДКБ БІ» і призначений для розкриття продуктивних горизонтів у вертикальних, похило-скерованих та горизонтальних свердловинах. Особливістю цього розчину є псевдопластичні властивості та компоненти, що розчиняються під дією кислоти або піддаються біологічній деструкції. Структуроутво-

рювачем у цьому розчині є біополімер – біокар-компаунд, для забезпечення інгібуєчих властивостей рекомендують хлорид калію в кількості 3-5%. Мастильні властивості регулюють додаванням графіту, а густину – введенням карбонатних обважнювачів.

ГБР [9] – безглинистий біополімерний розчин на водній основі, який рекомендують для розкриття продуктивних горизонтів та буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин.

Цей розчин містить біополімери-структуроутворювачі ксантанового типу (дуовіз, фло-віз), гуматні реагенти (ВЛР, ГКР), полімерні реагенти-понижувачі фільтрації (КМЦ, ОЕЦ та ін) та інгібітори набухання глин (хлорид калію, хлорид кальцію тощо). Термостійкість розчину сягає 150 °C, а показник рН – до 10-11.

Описані вище безглинисті бурові розчини забезпечують значно кращі показники відновлення первинної проникності продуктивних горизонтів, але мають окремі недоліки:

- для регулювання фільтраційних та реологічних властивостей у цих розчинах застосовують реагенти на основі акрилових полімерів та водорозчинних ефірів целюлози (СМС, Finnpol, Celpol, Finnfix, Tylose, POLYPLUS, СМНЕС, POLYPAC та ін.), які, проникаючи у продуктивний горизонт, знижують ефективний діаметр пор, а ініціювати їх деструкцію під час випробування та освоєння продуктивних горизонтів на сьогоднішній день дуже складно через відсутність відповідних реагентів;

- структуроутворювачами у цих розчинах є біополімери ксантанового ряду (дуовіз, біокар-компаунд, Flo-vis, Flo-vis plus, Biovis, N-Vis P Plus, BARAZAN D та ін). Вартість та витрати на транспортування цих реагентів дуже високі, що робить їх дефіцитними і недоступними та унеможливає застосування в нашій країні для приготування та регулювання параметрів бурових розчинів.

Ці недоліки суттєво погіршують проникність продуктивних горизонтів, що підтверджується низьким коефіцієнтом відновлення проникності, який коливається в межах 0,44-0,77 (табл. 1).

Перелічені недоліки підтверджуються також і дослідженнями Орлова Л.І., Ручкіна А.В., Свихнушина М.М., Алекперова В.Т., Нікішина В.А., Васильченка А.О. [4], які наголошують, що проникнення твердої та рідкої фаз глинистого розчину призводить до зміни фізичних та колекторських властивостей продуктивних горизонтів. Ними встановлено, що глибина проникнення твердої фази становить 12-16 мм, проникність взірців керну знижується до 90 %, пористість зменшується до 4 %, глинистість зростає в 1,15-2,6 рази. Відзначається обернена залежність між коефіцієнтом закупорювання і абсолютною проникністю для пісковиків [4].

Під час буріння фільтрат та тверда фаза бурового розчину погіршують фільтраційні властивості колекторів. Під дією перепаду тиску буровий розчин фільтрується в пласт. Тверді частинки бурового розчину, розміри яких пере-

Таблиця 1 – Вплив різних типів бурових розчинів на відновлення проникності керну

Тип розчину	Довжина зразка керну, см	Проникність зразків, Д		Коефіцієнт відновлення проникності
		до дії розчину	після дії розчину	
Гуматно-акрилово-калієвий	1,88	$8,90 \cdot 10^{-3}$	$5,37 \cdot 10^{-3}$	0,61
Хлоркальцієвий	3,27	$36,37 \cdot 10^{-3}$	$19,8 \cdot 10^{-3}$	0,52
Соленасичений	3,22	$38,40 \cdot 10^{-3}$	$29,6 \cdot 10^{-3}$	0,77
Хлоркалієвий	1,92	$11,26 \cdot 10^{-3}$	$7,72 \cdot 10^{-3}$	0,65

вищують розміри пор, відкладаються на стінках свердловини у вигляді фільтраційної кірки. Інша частина твердої фази, розміри частинок якої менші за розміри пор, проникає у пласт і осідає у пристовбурній області у вигляді зони кольматції. Із теоретичних та лабораторних досліджень [4] випливає, що з погіршенням фільтраційно-ємнісних властивостей колектора ускладнюється структура внутрішньопорового простору і збільшується об'єм пор, що призводить до збільшення об'єму бурового розчину, що проникає у пласт.

Під час проникнення бурового розчину зі свердловини у пласт відбувається його розділення на дисперсну фазу та дисперсійне середовище. Дисперсна фаза бурового розчину утворює на стінці свердловини глинисту кірку і в пласті – зону кольматції. Дисперсійне середовище проникає у пласт, утворюючи зону проникнення фільтрату. Погіршення фільтраційних властивостей під дією фільтрату пов'язано, по-перше, зі зменшенням фазової проникності і, по-друге, з проявами поверхневих взаємодій між дрібнодисперсними складовими цементу породи та фільтрату.

Окрім того, під час освоєння частина фільтрату може бути заземлена у зоні проникнення внаслідок капілярного блокування та формування зони так званого залишкового фільтрату [5], що призводить до зниження проникності понад 30 % від первинної.

Фільтрат бурових розчинів на водній основі негативно впливає на поверхневі сили гідрофільних частинок, під дією яких найменші частинки твердої фази, підхоплені фільтратом, проникають углиб пласта і, взаємодіючи між собою, можуть утворювати згустки і застрягати у звужених місцях пор. Такий процес називають самокольматцією або глинистим блокуванням, у результаті чого проникність може знизитися на 30-40 % від первинної [5].

Окрім самокольматції, взаємодія фільтрату бурового розчину з твердою фазою породи призводить також до поверхневої гідратації, у результаті якої зменшуються ефективна пористість та проникність колектора. Зменшення проникності під дією цього чинника може становити до 40 % порівняно з первинною. Ефекти поверхневої гідратації та самокольматції найбільш типові для заглинених пісковиків, однак не є винятком і для практично безглинистих колекторів з низькою проникністю.

Одним із важливих критеріїв якості розкриття продуктивних горизонтів є збереження

їх первинної проникності. Основними чинниками, які суттєво впливають на зниження властивостей колекторів під час буріння свердловини, є висока фільтрація та наявність глинистої фази у бурових розчинах [6]. Тому виникли передумови для розвитку нової тенденції, яка полягає у розробці рецептур та широкому впровадженні безглинистих полімерних бурових розчинів з низькими фільтраційними властивостями та структуроутворювачами, схильними до біологічної деструкції.

Мета роботи полягає у повному ізолюванні продуктивного горизонту від проникнення фільтрату бурового розчину та зниженні вартості ізоляційних робіт.

Для досягнення поставленої мети герметизуючу речовину наносять на стінки свердловини поверх фільтраційної кірки, що забезпечує нульову проникність та збереження первинної проникності і властивостей розбурюваних порід.

Виклад основного матеріалу. Для зниження проникності фільтраційної кірки пропонується удосконалений спосіб ізолювання продуктивних пластів, який порівняно є ефективнішим та сприяє зниженню витрат матеріальних та людських ресурсів. З цією метою проведено серію лабораторних досліджень з розроблення рецептури композиції, яка б ізолювала продуктивні горизонти від надмірного проникнення фільтрату бурового розчину.

Для оцінки властивостей герметизуючої суміші використовували фільтраційну кірку, сформовану із глинистої суспензії, яку готували із бентонітового глинопорошку. Параметри суспензії наводимо нижче:

$$\rho = 1050 \text{ кг/м}^3; T = 25 \text{ с}; CHZ_1 = 5 \text{ дПа};$$

$$\Phi_{30} = 17 \text{ см}^3; K = 3,0 \text{ см}; pH = 7,0,$$

де ρ – густина суспензії, кг/м^3 ;

T – умовна в'язкість за ВП-5, с;

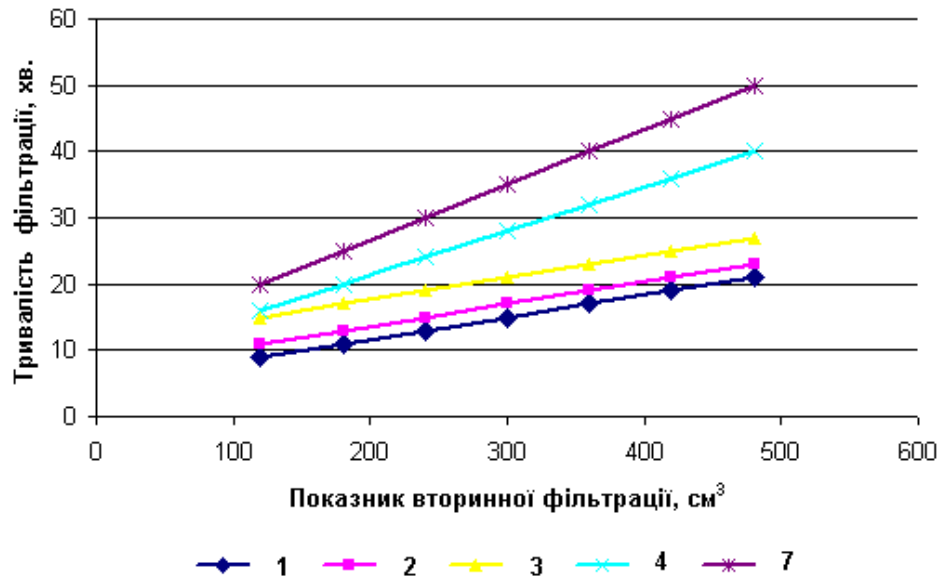
CHZ_1 – статичне напруження зсуву, дПа;

Φ_{30} – показник фільтрації, $\text{см}^3/30 \text{ хв.}$;

K – товщина фільтраційної кірки, мм;

pH – від'ємний десятковий логарифм концентрації іонів водню у розчині.

Для встановлення рецептури герметизуючої суміші досліджували під час лабораторних досліджень вивчали вплив поліакриламід (ПАА), мазуту та попередньо прогрітатованої глини на герметичність фільтраційної кірки.



1 – стабілізована глиниста суспензія; 2 – 1+10% ПАА (0,5% водний розчин);
 3 – 1+20% ПАА (0,5% водний розчин); 4 – 1+8% мазуту+8% ДП;
 5 – 1+20% ПАА (0,5% водний розчин)+ 8% мазуту+8% ДП

Рисунок 1 – Залежність вторинної фільтрації від виду та концентрації герметизуючих домішок

Герметизуючі домішки вводили до глинистої суспензії, ретельно перемішували та формували фільтраційну кірку на приладі ВМ-6 протягом 30 хв.

Проникність фільтраційної кірки визначали за формулою (1), а величину проникності вимірювали у квадратних нанометрах.

$$k_{\text{фк}} = \frac{(V \cdot \delta \cdot \mu) \cdot 10^6}{\Delta p \cdot F \cdot t}, \quad (1)$$

де V – об'єм дистильованої води, що відфільтрувався через фільтраційну кірку, см³;

δ – товщина фільтраційної кірки, мм;

μ – в'язкість дистильованої води залежно від температури досліду, мПа·с;

Δp – перепад тиску, МПа;

F – площа фільтраційної кірки, мм²;

t – час, протягом якого дистильована вода відфільтрувалась через фільтраційну кірку, с.

У ході досліджень вимірювали об'єм фільтрату, що проникає через фільтраційну кірку, який назвали вторинною фільтрацією. За отриманими результатами досліджень побудовано графічні залежності вторинної фільтрації від виду та концентрації герметизуючих домішок, які зображено на рис. 1.

Як бачимо з наведеного графіка, об'єм фільтрату з часом зростає. Порівнявши отримані залежності, можна стверджувати, що деякого ефекту вдається досягти від застосування ПАА для герметизації (прямі 2, 3, рис. 1). Але зі збільшенням концентрації ПАА удвічі спостерігалось незначне зниження вторинної фільтрації лише на 1,17-1,20 см³. На нашу думку, це пов'язано зі здатністю ПАА підвищувати умовну в'язкість розчину, що, у свою чергу, знижує швидкість проникнення герметизуючої суміші у фільтраційну кірку. Прямі 4 та 5 свідчать про

вплив суміші ПАА, мазуту та дизельного пального (ДП) на вторинну фільтрацію.

Залежності 4 і 5, зображені на рис. 1, характеризують вплив наведених вище компонентів на вторинну фільтрацію, тому порівнявши прямі 3, 4 і 5, бачимо, що зниження вторинної фільтрації є неефективним.

Подальші лабораторні експерименти були присвячені пошуку герметизуючих композицій, що відповідали б меті роботи, тому знайдено вирішення проблеми, що полягає у нанесенні суміші на уже сформовану фільтраційну кірку. Після цього оцінювали об'єм вторинної фільтрації.

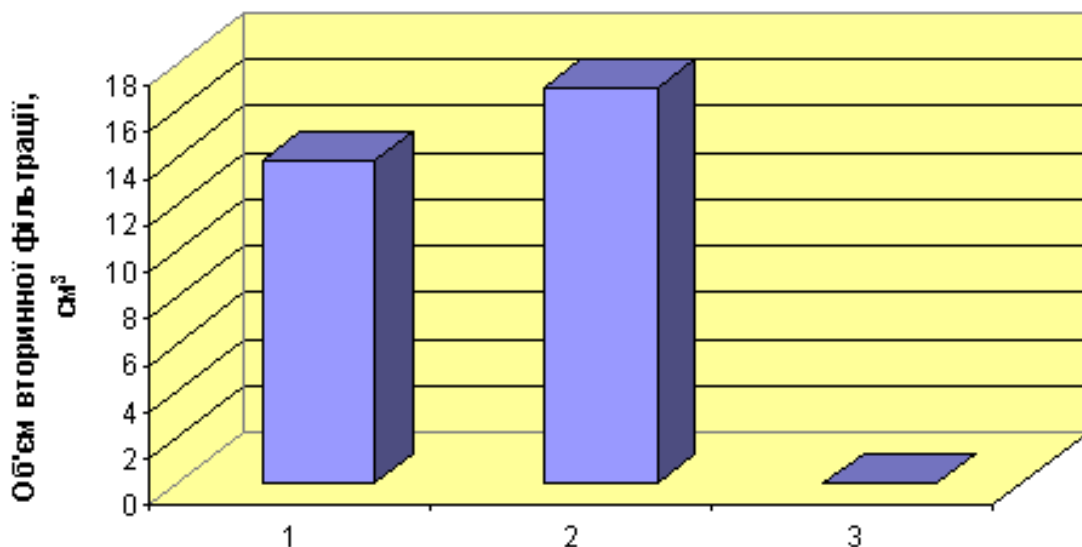
Для проведення таких експериментів спочатку на приладі для вимірювання показника фільтрації у статичних умовах ВМ-6 формували фільтраційну кірку протягом 30 хв., а відтак прилад розбирали і слабким струменем води змивали верхній пухкий шар кірки, на який наносили герметизуючу суміш. Стакан приладу ВМ-6 наповнювали фільтратом бурового розчину, продовжували вимірювання вторинної фільтрації та оцінювали проникність фільтраційної кірки. Для отримання достовірних результатів перевірку герметичності фільтраційної кірки проводили протягом 24 годин.

Як фільтрат використовували такі типи розчинів:

– прісна вода, що моделює фільтрат прісного глинистого розчину;

– 5% водний розчин хлориду калію (KCl), що моделює мінералізований фільтрат хлоркалієвого розчину;

– 26% водний розчин хлориду натрію, що моделює фільтрат соленащеного бурового розчину.



1 – нанесення на кірку суміші мазуту та попередньо прогідратованої глини;
 2 – нанесення на кірку суміші окисленого бітуму та глини;
 3 – нанесення на кірку суміші мазуту, глини та спеціальної речовини

Рисунок 2 – Діаграми залежності проникності фільтраційної кірки від типу суміші

Після проведених експериментів встановлено, що найвища інтенсивність проникнення спостерігалася під час фільтрації прісної води, а мінералізована та солена насичена вода фільтрувалися дуже повільно, і об'єм фільтрату був несуттєвий.

З урахуванням цього у подальших дослідженнях оцінювали проникність прісної води через фільтраційну кірку після нанесення герметизуючої суміші різного компонентного складу.

Готували три типи герметизуючої суміші такого компонентного складу:

- суміш мазуту і попередньо продиспергованої глини;
- суміш окисленого бітуму і попередньо продиспергованої глини;
- суміш мазуту, попередньо продиспергованої глини та спеціальної композиції.

Наведені вище компоненти попередньо перемішували, отримані суміші набували пастоподібної концентрації і після цього їх наносили на фільтраційну кірку та спостерігали за швидкістю проникнення фільтрату.

За результатами проведених лабораторних досліджень побудовано діаграми зміни проникності фільтраційної кірки від типу суміші, зображені на рис. 2.

Як бачимо із діаграм, зображених на рис. 2, протягом 24 годин фільтрація відсутня після нанесення суміші мазуту, попередньо продиспергованої глини та спеціальної композиції, тобто об'єм прісного фільтрату у цьому дослідженні дорівнював нулю.

Для зниження проникності фільтраційної кірки авторами розроблено спеціальний пристрій, схему якого зображено на рис. 3.

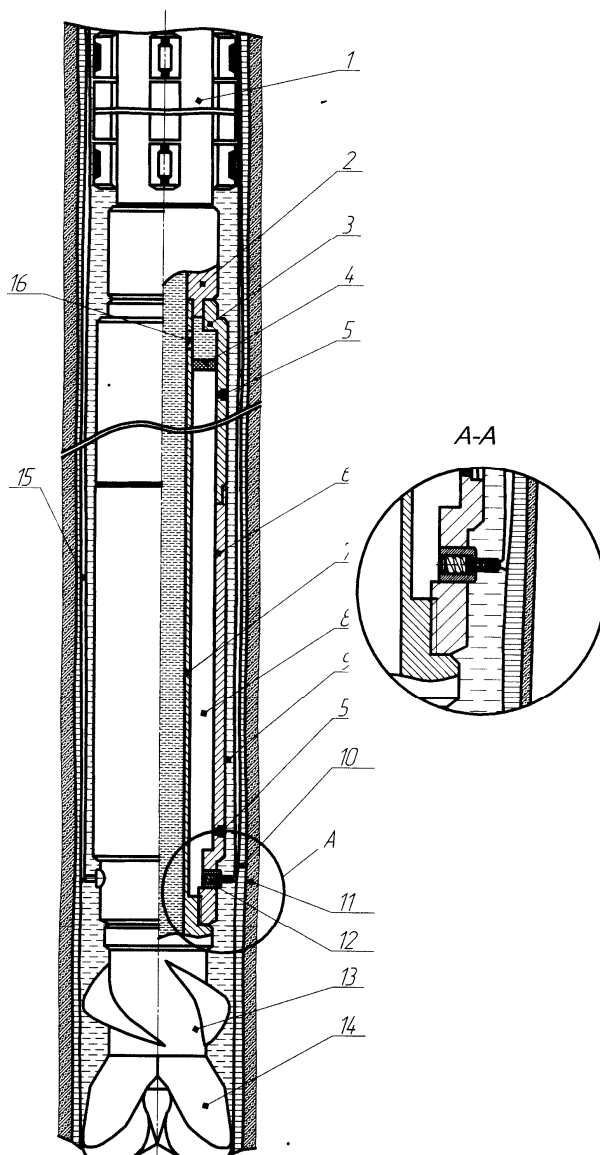
Основна особливість пристрою полягає у тому, що під час буріння свердловини потік бурового розчину і герметизуюча суміш розді-

лені і не змішуються у ході циркуляції. Герметизуюча суміш 8 закачується у кільцевий простір пристрою. Над нею розташований поршень 4, на який створюється тиск стовпом бурового розчину. Тиск у затрубному просторі $P_{зп}$ менший від тиску всередині пристрою $P_{вп}$ на величину P_d . Під дією перепаду тиску $\Delta P = P_{вп} - P_{зп}$ герметизуюча суміш протискується через насадку на стінки свердловини.

До складу рекомендованого пристрою входять центратор 1 та наддолотний калібратор 13. Верхній перехідник 2 з'єднаний з корпусом 3 та його зовнішньою 6 та внутрішньою 7 стінками. Між стінками пристрою є порожнина, заповнена герметизуючою сумішшю 8, над якою розміщений поршень 4. У нижній частині пристрою встановлена підпружинена насадка 12. Тиск, що створюється буровим розчином 9, передається на герметизуючу суміш через отвір 16. Кільцевий простір між зовнішньою та внутрішньою стінкою пристрою заповнюють герметизуючою сумішшю через отвір 5, попередньо нахиливши пристрій під кутом 45° .

Пристрій збирають за схемою, наведеною на рис. 3, спускають у свердловину, приводять в дію насоси, вмикають ротор на мінімальній швидкості обертання долота та здійснюють процес буріння. Під час руйнування гірської породи долотом 14 на стінках свердловини 11 утворюється фільтраційна кірка 10. Під час циркуляції стовпом бурового розчину створюють тиск через отвір 16 на герметизуючу суміш. Під дією перепаду тиску герметизуюча суміш протискується через насадку 12, яка осідає тонким шаром 15 на стінках свердловини поверх фільтраційної кірки та ущільнює її.

Щільність нанесення герметизуючої суміші залежить від проходки на долото, діаметра насадки, швидкості обертання долота та перепаду тиску.



1 – центратор; 2 – верхній перехідник; 3 – корпус; 4 – поршень; 5 – отвір для заповнення пристрою герметизуючою сумішшю; 6 – зовнішня стінка; 7 – внутрішня стінка; 8 – герметизуюча суміш; 9 – буровий розчин; 10 – фільтраційна кірка; 11 – стінка свердловини; 12 – насадка; 13 – наддолотний калібратор; 14 – долото; 15 – шар герметизуючої суміші; 16 – отвір

Рисунок 3 – Пристрій для зниження проникності фільтраційної кірки

Наукова новизна та практична цінність отриманих результатів. Однією з основних причин набухання материнських глин у пластах-колекторах є високі показники рН та фільтрації бурового розчину. Ці чинники призводять до суттєвого забруднення продуктивних горизонтів та зниження дебіту свердловини. Тому у статті авторами пропонується технологія зниження показника фільтрації завдяки формуванню непроникного гідрофобного бар'єру.

З цією метою:

- розроблено герметизуючу суміш для нанесення на фільтраційну кірку [8], головною особливістю якої є зниження показника фільтрації до нуля та зниження проникності фільтраційної кірки і гірських порід;

- розроблено пристрій для зниження проникності фільтраційної кірки [7];

- запропоновано технологію нанесення спеціальної суміші для герметизації фільтраційної кірки як під час первинного розкриття продуктивних горизонтів, так і під час ремонтно-ізоляційних робіт, та інших технологічних операцій, що дає змогу знизити матеріальні та енергетичні витрати на обробку бурових розчинів хімічними реагентами-понижувачами показника фільтрації та зменшити обсяги застосування бурових розчинів з подвійною інгібуючою дією.

Висновки

Отже, найбільша частка продуктивних горизонтів складена пісковиками та алевролітами з високою глинистістю та низькою пористістю і проникністю. Фільтрат бурового розчину, що проникає у стінки свердловини на значну глибину, призводить до інтенсивного набухання материнських глин, що суттєво знижує фільтраційно-смісні властивості колекторів. Для зниження проникності фільтраційної кірки та ізоляції горизонтів рекомендується наносити на стінки свердловини герметизуючу суміш, до складу якої входить мазут, продиспергована жовта глина та спеціальна речовина. Для нанесення розробленої герметизуючої речовини на стінку свердловини пропонується пристрій, розроблений нами, який можна застосовувати як під час ремонтних робіт, так і під час буріння свердловин. Рекомендований пристрій забезпечує якісне щільне нанесення речовини на фільтраційну кірку та зниження її проникності до нульового значення.

Запропонована технологія запобігання розкриття продуктивних горизонтів перспективна і економічно вигідна, так як вартість герметизуючої суміші значно нижча порівняно з вартістю хімічних реагентів-понижувачів показника фільтрації; забезпечується надійна ізоляція фільтраційної кірки, що перекриває шлях для фільтрату бурового розчину. У такому випадку знижується потреба у застосуванні бурових розчинів з подвійною інгібуючою дією та низькою фільтрацією, для регулювання фільтраційних властивостей яких застосовують дорогі вітчизняні та імпорتنі хімічні реагенти.

Література

1 Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу / Б.Й. Маєвський, М.І. Євдошук, О.Є. Лозинський. – К.: Наукова думка, 2002. – 403 с.

2 Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини [Текст] / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ, Факел, 2008. – 500 с.

3 Тагиров К.М., Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями / К.М. Тагиров, А.Н. Гноевых, А.Н. Лобкин. – М.: Недра, 1996. – 183 с.

4 Орлов А.И., Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа / А.И. Орлов, А.В. Ручкин, Н.М. Свихнушин. – М.: Недра, 1976. – 88 с.

5 Тагиров К.М., Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями / К.М. Тагиров, А.Н. Гноевых, А.Н. Лобкин. – М.:Недра, 1996. – 183 с.

6 Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли: [пер. с англ. Столярова Д.Е.] – М.: Недра, 1985. – 510 с.

7 Пат. 91954 Україна МПК⁵¹ E21В 33/138. Пристрій для зниження проникності фільтраційної кірки/ М.І. Оринчак, І.І. Чудик, О.І. Кирчей, О.С. Бейзик, М.П. Олексюк,; Заявл. 10.02.14. – Опубл. 25.07.14., Бюл. №14 – 4 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
15.09.16

Рекомендована до друку
професором **Коцкуличем Я.С.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-р техн. наук **Мельником А.П.**
(УкрНДГаз, м. Харків)

КОРЕКТУВАННЯ ПАСПОРТНОЇ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГВИНТОВОГО НАСОСА ДО УМОВ РОБОТИ У СВЕРДЛОВИНІ

В.С. Бойко, Т.С. Веклин

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727137,
e-mail: drill@nupg.edu.ua*

Паспортну (заводську) характеристику гвинтового насоса знімають в заводських умовах на прісній воді і враховують тільки витікання рідини через лінію дотику гребеня спіралі гвинта з внутрішньою поверхнею обойми. Метою роботи є розроблення методу коректування паспортної характеристики гвинтового насоса на основі розгляду конструктивного оформлення (двогвинтовий насос) і механізму його роботи в термодинамічних умовах нафтової свердловини на етапі підготовки його до опускання у свердловину, щоб промисловому працівникові без додаткових втрат забезпечити заданий технологічним режимом дебіт свердловини. Коректування виконано шляхом урахування усадки нафти (чи водонафтової суміші), наповнення порожнин насоса рідиною за вмісту вільного газу в продукції та в'язкості рідини (різна в'язкість нафти і прісної води), а вплив в'язкості на витрату витікання віднесено до запасу в продуктивній характеристиці. Розраховано вміст вільного газу на вході в насос, сепарацію газу на вході через трубне і затрубне газові числа та об'ємний витратний газоміст потоку з урахуванням в компоновці зануреного агрегата. Вплив в'язкості і кількості обертів гвинта враховано через об'ємний коефіцієнт корисної дії устаткування. Метод коректування подано в доступній для практичного використання формі.

Ключові слова: занурений гвинтовий свердловинний насос, термобаричні умови експлуатації насоса у свердловині, коректування паспортної характеристики.

Паспортная (заводская) характеристика винтового насоса снимается в заводских условиях на пресной воде и учитывает только утечки через линию соприкосновения гребня спирали винта с внутренней поверхностью обоймы. Целью работы является разработка метода корректировки паспортной характеристики винтового насоса путем рассмотрения конструктивного оформления (двухвинтовой насос) и механизма его работы в термодинамических условиях нефтяной скважины на этапе подготовки к спуску в скважину, чтобы позволить промисловому работнику без дополнительных потерь обеспечить заданный технологическим режимом дебит скважины. Корректировка выполнена по подаче с учётом усадки нефти (или водонефтяной смеси), наполнения полостей насоса жидкостью при наличии свободного газа в продукции и вязкости жидкости (разная вязкость нефти и пресной воды), а влияние вязкости на расход утечки отнесено к запасу в продуктивной характеристике. Рассчитано содержание свободного газа на входе в насос, сепарацию газа на входе через трубное и затрубное газовые числа и объёмный расходное газосодержание потока с учётом в компоновке погруженного агрегата. Влияние вязкости и числа оборотов винта учтено через объёмный коэффициент полезного действия оборудования. Метод корректировки представлен в доступной для практического использования форме.

Ключевые слова: погруженный винтовой скважинный насос, термобарических условиях эксплуатации насоса в скважине, корректировки паспортной характеристики.

The passport (plant) specification of a screw pump is measured at a plant in fresh water and calculates only the leakage through the contact line of the edge of the screw spiral with the inner surface of the screw holder. The aim of this research is to develop the adjustment methods for passport specification of a screw pump based on the study of two-screw pump engineering and its operation under thermodynamic conditions of oil well in order to provide the predetermined process conditions of the well yield for an industrial worker without additional losses. The adjustment is done through the delivery of oil shrinkage (or oil-and-water mixture), filling of pump pots with fluid if free gas exists in products as well as fluid viscosity (different oil and fresh water viscosity). The viscosity effect on the leakage fluid is referred to the reserves of productive specifications. The free gas composition at the pump entering, gas separation on entering through tubular and annular gas numbers and volume gas content of the stream using two types of screw (lower and upper) with the immersed assembly were calculated. The viscosity effect and screw rotation number was taken into account through the volume efficiency of the equipment. The adjustment method is given in the practical use.

Key words: immersed screw oilwell pump, thermobaric conditions of pump operation in the well, adjustment of passport specifications.

Вступ

Видобування нафти щороку істотно ускладнюється, що пояснюється разом і з іншими причинами також потребою переходити на об'єкти із важковидобувними запасами, в т.ч. із запасами високов'язкої нафти. Декілька родовищ із високов'язкою нафтою маємо в Україні. Це зумовило пошуки і створення нових технологій механізованого видобування нафти, зок-

рема із застосуванням гвинтових насосів. Такі свердловинні насоси виявились ефективними для піднімання на поверхню в'язких рідин, високов'язких емульсій.

Аналіз сучасних досліджень

На деяких вітчизняних родовищах випробовуються устаткування гвинтових насосів як сервісна послуга на конкретних свердловинах.

Інформація про коректування паспортної (заводської) характеристики насосів до термобаричних умов у свердловинах відсутня. Паспортна характеристика насосів знімається в заводських умовах на прісній воді, а продукція свердловин характеризується більшою щодо в'язкістю прісної води, наявність вільного газу в різній кількості, що зумовлює зміну характеристики насоса. Для промислового працівника важливо перед опусканням насоса у свердловину знати цю зміну, щоб без додаткових втрат забезпечити заданий технологічним режимом дебіт свердловини.

Виокремлення невирішених питань

Невирішеним питанням є відсутність методу коректування паспортної характеристики гвинтового насоса до термобаричних умов у свердловині на етапі підготовки його до опускання у свердловину.

Формулювання цілей статті

Мета виконання даної роботи – розробити метод коректування паспортної характеристики гвинтового насоса на основі розгляду конструктивного оформлення (двогвинтовий насос) і механізму його роботи в термодинамічних умовах свердловини.

Висвітлення основного матеріалу

Основним елементом у системі гвинтовонасосної експлуатації нафтових свердловин є гвинтовий насос, приводом якого слугує або занурений електродвигун, розміщений нижче насоса, або наземний привод із застосуванням колони насосних штанг [2].

Робочим органом гвинтового насоса є однозахідний черв'ячний гвинт (ротатор), який обертається в обоймі, що являє собою двозахідну гвинтову поверхню.

Гвинт виготовлено зі сталі або з титанового стопу, а обойма здебільшого розміщена в сталевому корпусі і заповнена еластомером. Намагаючись усунути обмеження, створені відносно швидким хімічним або механічним руйнуванням полімеру на вибої (наприклад, у свердловинах із високою температурою на вибої або високим вмістом ароматичних речовин у видобуваній нафті, високою концентрацією CO₂ чи H₂S) розроблено суцільно металеві гвинтові насоси. Ущільнення в металевих насосах досягається тільки завдяки мінімальному робочому зазору між ротором і статором (тобто потрібні мінімальні заводські допуски), інакше такий зазор створює великі протікання (проковзування) рідини.

Принцип дії гвинтового насоса полягає в наступному. При роботі насоса статор приєднаний до насосно-компресорних труб (НКТ) і залишається нерухомим, а ротор здійснює складний рух, тобто обертається навколо свого центра, а вісь гвинта (вісь гвинтової лінії) здійснює планетарний рух у зворотному напрямку. Гвинт і обойма по своїй довжині утворюють ряд послідовно замкнених порожнин, оскільки гребінь спіралі гвинта по всій довжині перебуває в неперервному

дотику з обоймою. Ці порожнини під час обертання гвинта пересуваються від входу в насос до виходу з нього. При цьому кожна порожнина спочатку сполучається з областю входу в насос і заповнюється перепомпованою рідиною (нафтою або водонафтовою сумішшю) чи газоводонафтовою сумішшю (за наявності вільного газу) при термобаричних умовах на вході, а відтак, переміщуючись вздовж осі насоса до тих пір, поки не стане замкнутою. На виході із насоса вона з'єднується із областю нагнітання, переміщуючись, зменшується, і рідина виштовхується в піднімальній трубі.

Ряд непроникних ізольованих порожнин при обертанні гвинта (ротора) переміщуються від входу в насос до його виходу, «змушують» рідину і вільний газ рухатися в напрямі вздовж насоса від всмоктувального отвору до вихідного отвору.

Перепад тиску між виходом і входом забезпечує необхідний тиск для піднімання рідини на поверхню.

Одногвинтовий насос за принципом дії відноситься до об'ємних насосів. Він має однозахідний гвинт із внутрішнім діаметром d , який обертається у двозахідній обоймі, при цьому довжина кроку гвинта t у два рази є меншою довжини кроку обойми T [3]. Контактна лінія на довжині кроку обойми утворює одну замкнуту порожнину, яка при обертанні гвинта на один оберт переміщується на довжину кроку обойми в напрямі до виходу із насоса. Вісь гвинта у своєму крайньому положенні розміщена на відстані l від осі обойми. Крайнє положення осі окремих перерізів гвинта має відхилення від осі обойми, рівне $2l$. Якщо умовно розріжемо поперечний переріз гвинта на дві половини і розмістимо їх по обидві сторони перерізу обойми, то отримаємо площу потоку $F = 4ld$.

Помноживши цю площу на величину осьового переміщення рідини, рівну довжині кроку обойми τ , отримаємо об'єм однієї замкнутої порожнини $V_n = FT = 4ld\tau$.

Частота обертання гвинта n визначає число тих порожнин, котрі переміщуються до місця виходу із насоса за одиницю часу, а тоді теоретичне об'ємне хвилинне подавання гвинтового насоса становитиме

$$Q'_T = 4ldTn \quad (1)$$

і теоретичне об'ємне добове подавання

$$Q_T = 5760ldTn, \quad (2)$$

де $5760 = 4 \cdot 1440$.

Фактичне (дійсне) подавання Q насоса, яке вимірюють на поверхні, є меншим від теоретичного подавання Q_T . Відношення дійсного подавання до теоретичного називають коефіцієнтом подавання насоса [2]:

$$\alpha_n = \frac{Q}{Q_T}. \quad (3)$$

Коефіцієнт подавання α_n (або в технічній гідромеханіці гідромашин і гідропривода [3] інакше об'ємний коефіцієнт корисної дії насоса η_0), на відміну від гідромеханіки гідромашин, враховує окрім витікання рідини через лінію

дотику гребеня спіралі гвинта з внутрішньою поверхнею обойми (посадку гвинта в обоймі – з натягом чи без натягу або із зазором між металевими поверхнями гвинта і обойми, характеристики полімерного покриття обойми та величину напору) також стосовно до роботи у свердловині ступінь наповнення ізольованих порожнин відпомповуваною рідиною чи газоводо-нафтовою сумішшю (за наявності вільного газу в нафті або в суміші нафти і води) та усадку рідини.

Характеризуючи вплив цих трьох чинників відповідними коефіцієнтами і враховуючи незалежність їх спільної дії, записуємо коефіцієнт подавання α_n як добуток:

$$\alpha_n = \alpha_{\text{вит}} \alpha_{\text{ус}} \alpha_{\text{нап}}, \quad (4)$$

де $\alpha_{\text{вит}}$, $\alpha_{\text{ус}}$, $\alpha_{\text{нап}}$ – коефіцієнти, які враховують вплив витікання рідини, усадки рідини і наповнення порожнин насоса рідиною.

Гвинтовий насос за принципом дії аналогічний об'ємному, а за способом передавання енергії рідині – роторному. Характеристикою об'ємно-роторних насосів (на відміну від характеристики лопатевих насосів) називають здебільшого залежність тиску p_n , що створюється насосом (або напором), від його подавання Q при постійній частоті обертання вала [3]. Оскільки ідеальне (теоретичне) подавання визначається його робочим об'ємом ($4IDT_{\text{гн}}$) і частотою обертання n (при $\alpha_n=1$), то характеристика насоса в системі координат $p_n - Q$ зображається вертикальною лінією [3].

Дійсне подавання насоса відрізняється від ідеального для нестисливої рідини на величину витікання через зазор робочих камер. Тоді дійсна характеристика буде виражатися похилою прямою. При цьому, чим досконаліший насос, тим ближчою буде ця пряма до ідеальної характеристики (тим більша «жорсткість» характеристики). Саме у такому вигляді характеристики роторних насосів використовуються споживачами і подаються в каталогах.

Водночас при виконанні розрахунків гідравлічних систем із використанням характеристик насосів останні подають так само, як і характеристика лопатевих насосів – у вигляді залежності тиску p_n (або напору H_n) від подавання Q . У такій системі координат ідеальне подавання зображається горизонтальною прямою, а фактичне подавання з урахуванням витікань – похилою прямою.

Такі характеристики з урахуванням витікань називають паспортними (або заводськими). Оскільки зазори малі і протяжні, а в'язкість рідини зазвичай значна, режим руху рідини в цих зазорах, як правило, ламінарний (за дослідними даними критерій Рейнольдса потоку рідини в зазорах з рухомими і нерухомими гвинтами відповідає ламінарному режиму), тому при не дуже високих тисках для витікань справедливим є закон опору Пуазейля (об'ємна витрата витікань) [4, 5]:

$$q_{\text{вит}} = \frac{2\pi R \delta^3 \Delta p}{12\mu l_{\text{щ}}}, \quad (5)$$

де R – зовнішній радіус ротора;
 $2\pi R$ – довжина щілини (зазору);
 δ – розкриття (ширина) зазору;
 Δp – перепад тиску на виході і на вході в зазор;
 μ – динамічний коефіцієнт в'язкості рідини;
 $l_{\text{щ}}$ – глибина щілини.

Якщо подати ширину зазору δ при заданому тиску двома доданками: установленого зазору δ_0 і зумовленого зазору δ_x , який виникає внаслідок дії тиску рідини, то ширина зазору під час роботи насоса буде $\delta = \delta_0 + \delta_x$. Для жорстких обойм $\delta_x = 0$, а $\delta = \delta_0$. У випадку натягу в парі гвинт-обойма установлений зазор $\delta_x < 0$ і ширина зазору при роботі насоса $\delta = \delta_x - \delta_0$, а витікання буде проявлятися тільки тоді, коли $(\delta_x - \delta_0) > 0$ [4].

Витрата витікання є обернено пропорційною динамічному коефіцієнту в'язкості рідини. У свердловині в'язкість нафти (чи водонафтової емульсії) є більшою в'язкості прісної води, то цей вплив відносимо до запасу в продуктивній характеристиці.

Ізольовані порожнини насоса заповнюються рідиною за температури $T_{\text{вс}}$ і тиску $p_{\text{вс}}$ на вході в насос. За таких умов подавання рідини становить $Q(p_{\text{вс}})$. На поверхні рідини розгазовується й охолоджується, її об'єм зменшується, тобто відбувається усадка. Тоді коефіцієнт, який враховує усадку рідини,

$$\alpha_{\text{ус}} = \frac{Q}{Q(p_{\text{вс}})} = \frac{1}{b(p_{\text{вс}})}, \quad (6)$$

де $b(p_{\text{вс}})$ – об'ємний коефіцієнт рідини за тиску $p_{\text{вс}}$.

Для водонафтової суміші, якщо нехтувати відносним рухом фаз, об'ємний коефіцієнт становитиме

$$b(p_{\text{вс}}) = b_n(p_{\text{вс}})(1 - n_b) + b_v(p_{\text{вс}})n_b, \quad (7)$$

де $b_n(p_{\text{вс}})$, $b_v(p_{\text{вс}})$ – об'ємні коефіцієнти відповідно нафти і води (визначаються експериментально або розраховуються залежно від тиску всмоктування $p_{\text{вс}}$, а так як вони майже не залежать від температури, то впливом останньої нехтують);

$$n_b = \frac{Q_b}{Q_n + Q_b} - \text{обводненість продукції свердловини};$$

Q_n , Q_b – витрати відповідно нафти і води.

Ступінь наповнення кожної порожнини насоса рідиною при всмоктуванні залежить від вмісту вільного газу в ній.

На нафтових промислах застосовується електрогвинтовий насос із двома гвинтами, які

обертаються в одному напрямку від одного електродвигуна, але один із них має правий напрям спіралі, а другий – лівий. При цьому верхній гвинт подає рідину згори вниз, а нижній – знизу угору (така схема врівноважує осьові навантаження), відповідно в насосі є два окремі входи для рідини (приймальні сітки) і спільний вихід. Відповідно дебіт свердловини Q розподіляється між нижнім і верхнім насосами відповідно на Q_1 і Q_2 , а також і вільний газ.

Кількість вільного газу на вході в насос, зведену до стандартних (чи нормальних) умов, можна визначити як різницю між кількістю газу, що виділяється із нафти за стандартних умов, і кількістю газу $V_{гр}$, розчиненого в нафті (розчиненням у воді нехтуємо) в термобаричних умовах на вході в насос (можна встановити лабораторним аналізом розгазування проб нафти або розрахунково оцінити за законом Генрі). Тоді кількість вільного газу за стандартних умов опишеться виразом:

$$V_{го} = G_0 Q_{но} - V_{гр} = V_{но} [G_0 - \alpha_p (p_{вх} - p_0)] \quad (8)$$

і зведена до термобаричних умов на вході в насос (за законом Клапейрона-Менделєєва) матиме вигляд:

$$V_{г} = \frac{V_{го} p_0 z_{гвх} T_{вх}}{z_{го} T_0 p_{вх}} = [G_0 - \alpha_p (p_{вх} - p_0)] \frac{Q_{н} z_{гвх} T_{вх} p_0}{b_{н} z_{го} T_0 p_{вх}}, \quad (9)$$

де G_0 – експлуатаційний газовий фактор;
 $Q_{но}$ – кількість нафти за стандартних умов,
 $Q_{но} = Q_{н} / b_{н}$;
 $Q_{н}$ – кількість нафти за умов на вході в насос;

α_p – коефіцієнт розчинності газу в нафті;
 $z_{го}, z_{гвх}$ – коефіцієнти стисливості газу як функція тиску і температури відповідно за стандартних (p_0, T_0) і термобаричних умов на вході в насос ($p_{вх}, T_{вх}$).

Як відношення кількості газу $V_{г}$ до кількості нафти $Q_{н}$ за термобаричних умов у точці його визначення дістаємо газове число, котре характеризує газоміст на вході в нижній насос,

$$R_{г} = \frac{V_{г}}{Q_{н}} = [G_0 - \alpha_p (p_{вх} - p_0)] \frac{z_{гвх} T_{вх} p_0}{b_{н} z_{го} T_0 p_{вх}}, \quad (10)$$

а також газове число, яке віднесено до об'єму рідини Q_p (дорівнює сумі об'ємів нафти $Q_{н}$ і води $Q_{в}$):

$$R_p = \frac{V_{г}}{Q_p} = \frac{V_{г}}{Q_{н}} \frac{Q_{н}}{Q_{н} + Q_{в}} = R_{г} (1 - n_{в}). \quad (11)$$

Отже, чим більшим є тиск на вході в насос $p_{вх}$, тим менші газові числа $R_{г}$ і R_p , а також чим більша об'ємна частка води $n_{в}$, тим менше газове число R_p .

Сепарація газу на вході в насос характеризується коефіцієнтом сепарації σ_c – відношенням об'єму вільного газу $V_{гз}$, який надходить у затрубний простір, до всього об'єму вільного газу $V_{г}$ за термодинамічних умов на вході в насос:

$$\sigma_c = \frac{V_{гз}}{V_{г}} = \frac{V_{гз}}{V_{г}} \frac{Q_p}{Q_p} = \frac{R_3}{R_p} \quad (12)$$

або

$$\sigma_c = \frac{V_{гз}}{V_{г}} = \frac{V_{г} - V_{гр}}{V_{г}} = 1 - \frac{V_{гр} Q_p}{V_{г} Q_p} = 1 - \frac{R'}{R_p}, \quad (13)$$

звідки

$$R'_1 = R_p (1 - \sigma_c) = R_{г} (1 - n_{в}) (1 - \sigma_c), \quad (14)$$

де R_3 – затрубне газове число, котре характеризує витрату вільного газу $V_{гз}$, що надходить у затрубний простір, як частку від усієї кількості вільного газу на вході в насос $V_{г}$,

$$R_3 = \frac{V_{гз}}{V_{г}}; \quad (15)$$

$V_{гр}$ – витрата вільного газу, який надходить безпосередньо в насос і далі – в насосно-компресорні труби;

R'_1 – трубне газове число,

$$R'_1 = \frac{V_{гр}}{V_{г}}. \quad (16)$$

Сепарація газу на вході в насос залежить від багатьох чинників (від форми входу в насос, витрати рідини, в'язкості рідини, густин газу і рідини, діаметра газових бульбашок, їх взаємодії, обводненості продукції та ін.) [2], а тому коефіцієнт сепарації вільного газу встановлюють на основі дослідних даних. Оскільки приймальні сітки обох насосів розміщені на невеликій відстані між собою і на зовнішній (твірній) поверхні насосів, як і в електровідцентровому насосі, то в першому наближенні для розрахунку коефіцієнта сепарації газу використовуємо відповідну експериментальну формулу І. Т. Міщенка [2]:

$$\sigma_c = \frac{1}{1 + 0,75 \frac{Q_p}{F'_3 v_{арх}}}, \quad (17)$$

де Q_p – об'ємна витрата рідини на вході в насос за тиску $p_{вх}$ і температури $T_{вх}$, м³/с;

F'_3 – площа поперечного перерізу затрубного (кільцевого) простору між експлуатаційною (обсадною) колоною та зануреним насосом, м²;

$v_{арх}$ – відносна швидкість, м/с, газових бульбашок у рідині, яку розраховують залежно від витратно-об'ємного вмісту води в продукції $n_{в}$ (обводненості продукції) і зенітного кута нахилу свердловини на ділянці розміщення зануреного агрегата α_3 , градуси,

$$v_{арх} = 0,02 + 0,000105 \alpha_3^{2,25} \text{ за } n_{в} \leq 0,5; \quad (18)$$

$$v_{арх} = 0,17 + 0,000105 \alpha_3^{2,25} \text{ за } n_{в} > 0,5. \quad (19)$$

Для покращення сепарації вільного газу на валах насоса доцільно також встановити відцентровий газосепаратор, коефіцієнт сепарації якого $\sigma_{гс} \approx 0,6-0,8$. Тоді загальний коефіцієнт сепарації буде

$$\sigma_{\text{заг}} = 1 - (1 - \sigma_c)(1 - \sigma_{\text{гс}}). \quad (20)$$

Аналогічно розраховується сепарація газу на вході у верхній насос, тільки замість R_r слід прийняти R_z замість $Q_p - Q_{p2} = Q_p/2$.

Коефіцієнт наповнення насос, в результаті визначається через об'ємний газовміст потоку β :

$$\alpha_n = 1 - \beta = 1 - \frac{R(z)}{1 + R(z)}, \quad (21)$$

де газове число $R(z)$ розраховується через трубне газове число R'_1 на певній глибині z розміщення нижнього насоса і через R'_2 для верхнього насоса.

При переміщенні замкнутих порожнин вздовж осі насоса тиск у них ступінчасто зростає від тиску всмоктування до тиску нагнітання пропорційно шляху, пройденому ними в об'ємі [4].

Теоретичне подавання насоса Q_T при постійній швидкості обертання гвинта не залежить від створюваного тиску p_n і є величиною постійною, а графічно на координатній площині $Q_T - p_n$ представляється прямою лінією, паралельною осі p_i [4]. За наявності витікань залежність $Q - p_n$ із застосуванням тиску p що раз більше спадає аж до нуля при деякому максимальному тиску. Відповідно крива корисної потужності

$$N = p_n Q \quad (22)$$

спочатку зростає, переходить через максимум, а відтак спадає [4]. Потужність привода визначається за загальним коефіцієнтом корисної дії (ККД) [6]

$$\eta = \eta_0 \eta_m \eta_r, \quad (23)$$

де η_0, η_m, η_r – відповідно об'ємний, механічний і гідравлічний ККД устаткування (насоса).

Механічний ККД характеризує втрати енергії на перемагання тертя гвинта до внутрішньої поверхні об'єми, вала в підшипниках, сальниках, частинах муфти, а гідравлічний ККД окремо не виділяють, часто приймають за одиницю, так як гідравлічні втрати в насосах, які створюють високі тиски, звичайно малі порівняно з двома іншими видами втрат [2]. При особливо високих частотах обертання вала коефіцієнт η_r не можна приймати рівним одиниці, оскільки гідравлічні втрати проявляються при переміщуванні рідини і русі її в трубах з гвинтоподібною поверхнею. Визначити його можна так [4].

$$\eta_r = \frac{\eta}{\eta_0 \eta_m}. \quad (24)$$

У літературі рекомендується приймати об'ємний коефіцієнт рівним 0,7-0,9, механічний – 0,75-0,85, гідравлічний – 0,6-0,7, а загальний ККД знаходиться в межах 0,4-0,7 [1].

У роторних насосах ККД в основному визначається процесами, які відбуваються в зазорах між ротором і статором, і залежить від тиску насоса p_n , кутової швидкості ω вала і динамічного коефіцієнта в'язкості рідини μ . Згідно із загальною теорією роторних гідромашин, розробленою

В. В. Мішке, ККД та його складові η_0 і η_m є функціями безрозмірного критерію подібності режимів роботи роторних машин, який називають критерієм ізогональності або числом Зоммерфельда-Мішке, [3]

$$\sigma = \frac{p_n}{\mu \omega}. \quad (25)$$

За теорією Мішке об'ємний ККД η_0 зменшується по прямій, а механічний ККД η_m зростає за збільшення σ . В області великих σ відбувається витіснення змазки із поверхні тертя, виникає сухе тертя, внаслідок чого η_m починає падати. Загальний ККД насоса зростає за збільшення σ і, досягнувши максимуму при деякому оптимальному σ , в подальшому зменшується.

Паспортні характеристики гвинтових насосів знімаються на воді, тому їх потрібно перераховувати на рідині (на нафту) з іншою в'язкістю. Якщо в насосі жорстка об'єма, то витрату $Q_{в1}$ витікання рідини з динамічним коефіцієнтом в'язкості μ_1 відносно витрати Q_v витікань рідини з динамічним коефіцієнтом μ можна записати у вигляді [4]:

$$Q_{в1} = Q_v \frac{\mu}{\mu_1}, \quad (26)$$

а тоді подавання

$$Q_1 = Q_T - Q_{в1} = Q_T - Q_v \frac{\mu}{\mu_1}. \quad (27)$$

Оскільки теоретичне подавання

$$Q_T = \frac{Q}{\eta_0}, \quad (28)$$

$$Q_v = (1 - \eta_0) Q_T, \quad (29)$$

то

$$Q_1 = \frac{Q}{\eta_0} \left[1 - (1 - \eta_0) \frac{\mu}{\mu_1} \right], \quad (30)$$

а при одночасній зміні числа обертів

$$Q_1 = \frac{Q n_1}{n \eta_0} \left[1 - (1 - \eta_0) \frac{n \mu}{n_1 \mu_1} \right]. \quad (31)$$

Висновки

Вперше розроблено метод коректування паспортної (заводської) характеристики свердловинного зануреного гвинтового насоса стосовно усадки відпомповуваної рідини, наявності вільного газу на вході в насос і в'язкості рідини та числа обертів гвинта. Це уможливило промисловому працівникові підготувати насос до термобаричних умов у свердловині і без додаткових втрат забезпечити заданий технологічним режимом дебіт свердловини. Подальші роботи в даному напрямку пов'язуються з відпрацюванням методу в конкретних умовах.

Література

- 1 Молчанов Г. В. Машины и оборудования для добычи нефти и газа: учебник для вузов / Г. В. Молчанов, А. Г. Молчанов. – М: Недра, 1984. – 464 с.
- 2 Бойко В. С. Технологія видобування нафти / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2012. – 827 с.
- 3 Башта Т. М. Гидравлика, гидромашини и гидроприводы: учебник для машиностроительных вузов / Т. М. Башта, С. С. Руднев, Б. Б. Некрасов и др.; 2-е изд. перераб. – М: Машиностроение, 1982. – 423 с.
- 4 Ибатулов К. А. Гидравлические машины и механизмы в нефтяной промышленности: монография / К. А. Ибатулов. – М: Недра, 1972. – 288 с.
- 5 Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа: учебник для вузов / Л. Г. Лойцянский; Изд. 4-е, перераб. и дополн. – М: Наука, 1973. – 848 с.
- 6 Емцев Б. Т. Техническая гидромеханика: учебник для вузов / Б. Т. Емцев. – М: Машиностроение, 1978. – 463 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
19.09.16*

*Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Світлицьким В.М.**
(ТОВ «Нафтогазовий центр», м. Київ)*

ОЦІНЮВАННЯ НАДІЙНОСТІ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ ЗА ДИНАМІКОЮ ЗМІНИ ПАРАМЕТРА СТАНУ

В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, М.Я. Дволітка

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: mykhailo.dvolitka@gmail.com

Розглядаються питання дослідження технічного стану газоперекачувальних агрегатів в умовах компресорних станцій магістральних газопроводів методами математичної статистики. Запропоновано методи прогнозування середнього залишкового ресурсу, приводяться рекомендації щодо вибору закону розподілу та функцій для апроксимації зміни параметрів технічного стану. На основі обробки статистичної інформації про показники експлуатації ГПА в умовах КС-21 Богородчани газопроводу СОЮЗ показано принцип визначення середнього ресурсу і його відхилення по кожному з агрегатів. Розрахунковими методами встановлено діапазон можливого відхилення залишкового ресурсу окремих ГПА від середнього.

Ключові слова: газоперекачувальний агрегат, надійність, коефіцієнт корисної дії, залишковий ресурс.

Рассматриваются вопросы исследования технического состояния газоперекачивающих агрегатов в условиях компрессорных станций магистральных газопроводов на основе методов математической статистики. Предлагаются методы прогнозирования среднего остаточного ресурса, приводятся рекомендации по выбору закона распределения и функций для аппроксимации изменения параметров технического состояния. По результатам обработки статистической информации о показателях эксплуатации ГПА в условиях КС-21 Богородчаны газопровода СОЮЗ показан принцип определения среднего ресурса и его отклонение по каждому из агрегатов. Расчетными методами установлен диапазон возможного отклонения остаточного ресурса отдельных ГПА от среднего.

Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, надежность, коэффициент полезного действия, остаточный ресурс.

The article deals with the research of the gas-compressor units technical condition in terms of compressor stations of main gas pipelines on the basis of the methods of mathematical statistics. The methods of forecasting the mean residual life are proposed. Recommendations are given on the choice of the distribution law and functions for approximation of technical condition parameters. Based on the statistical analysis of the gas-compressor unit operation in terms of KS-21 Bohorodchany UNION pipeline, the principle of defining the mean life and its deviation for each of the units is shown. The range of possible deviation of residual life from the mean value is determined on the basis of the calculation methods.

Key words: gas-compressor unit, reliability, efficiency, residual life.

Вступ

Під надійністю розуміють сукупне поняття, яке слугує для оцінки якості експлуатації технічної системи і реалізується на практиці через ряд параметрів (коефіцієнти надійності і готовності, залишковий ресурс та ін.) кожен з яких, змінюючись в часі експлуатації, характеризує певною мірою технічний стан як системи в цілому, так і окремих її елементів.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Наукові основи дослідження надійності і прогнозування технічного стану машин закладено в працях Міхліна В.М. [2], Мозгалевського А.В. [3], Ставровського Е.Р. і Сухарева М.Г. [4], де розглядаються системи, пов'язані з складними технічними системами. Об'єкти і специфіка трубопровідного транспорту мають певні особливості щодо зміни технічного стану системи.

В працях Сухарева М.Г. і Ставровського Е.Р. наведено методи розрахунку основних показників надійності і оцінки їх часового тренду. Міхлінін В.М. закладено основи теорії прогнозування стану об'єктів – прогностики – науки, що вивчає поведінку прогнозованих систем за-

лежно від зміни прогнозуючих параметрів. Основна задача прогнозування полягає в передбаченні поведінки системи-функції за відомої поведінки системи-аргумента у визначений час чи у визначеній ситуації. Загалом процес прогнозування стану пропонується розбивати на цикли, цикли – на етапи.

Повний цикл прогнозування складається з трьох етапів. Перший етап – ретроспектива – полягає в дослідженні прогнозованого процесу в минулому виявленні і уточненні характеристик структурних параметрів та змін цих показників. На другому етапі – діагностуванні – встановлюються початкові і допустимі значення параметрів, вимірюють їхній тренд і вибирають методи прогнозування. Третій етап – прогноз – передбачає поведінку системи в майбутньому.

На перших двох етапах зміну параметрів технічного стану машин і їх відхилення від номінальних значень слід апроксимувати деякими функціями. Від вибору цих апроксимуючих функцій залежить подальша методика прогнозування її точність передбачення. Тому вибору апроксимуючих функцій необхідно приділяти особливу увагу.

У галузі трубопровідного транспорту визначальними роботами вважаються праці Бородавкіна П.П.[5], Паршакова Б.П.[6]. Однак розширення діапазону знань у даній галузі з плином часу експлуатації вимагає доопрацювання і конкретизації задач прогнозування технічного стану трубопроводів і обладнання компресорних станцій.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми, якій присвячується дана стаття

У зв'язку зі старінням об'єктів систем транспортування газу на далекі відстані велике значення надається питанням прогнозування ресурсу газоперекачувальних агрегатів (ГПА) на компресорних станціях (КС), газопроводів і показників надійності їх експлуатації. Розширення діапазону знань у даній галузі з плином часу експлуатації вимагає доопрацювання і конкретизації задач прогнозування технічного стану обладнання.

Формулювання цілей статті

Завданням дослідження є дослідження технічного стану газоперекачувальних агрегатів в умовах компресорних станцій магістральних газопроводів методами математичної статистики. Розроблено методи прогнозування середнього залишкового ресурсу.

Виклад основного матеріалу

Тренд параметрів технічного стану газоперекачувальних агрегатів компресорної станції підпорядкований складним залежностям. З метою спрощення відхилення їх параметрів від номінальних значень зазвичай виражають з достатньою точністю простими апроксимуючими функціями. З метою розробки методів прогнозування стану елементів ГПА важливо установити вигляд апроксимуючої функції. Від її вибору залежать похибка, трудомісткість прогнозування і, в кінцевому результаті, весь процес керування показниками надійності обладнання КС [7].

Вимоги, що висувуються до математичного обґрунтування апроксимуючої функції відхилення параметра, зводяться до наступного. Функція повинна: враховувати фізичні відхилення параметра, зокрема зовнішні і внутрішні чинники, випадкову величину швидкості і характер зміни параметра, міжконтрольне напрацювання, бути зростаючою, відображати інтегральний характер відхилення параметра стану елемента залежно від напрацювання чи терміну служби; бути простою універсальною; містити невелике число коефіцієнтів для полегшення процесу прогнозування.

З аналізу чинників, що впливають на процес зміни параметрів, і вимог, пропонованих до математичного опису цього процесу. Відхилення параметра стану залежно від напрацювання або часу необхідно апроксимувати випадковою упорядкованою функцією зі зростаючими реалізаціями. Значення $s(t)$ функції у фіксований момент є позитивною багатозначною величи-

ною. Реалізацію зміни параметра можна розглядати як монотонну, не завжди зростаючу функцію в діапазоні від нуля до граничного відхилення параметра.

На основі врахування проектних, будівельно-монтажних і експлуатаційних чинників, які мають вплив на зміну параметра, можна досліджувати його відхилення в будь-який момент напрацювання як суму двох величин:

$$s(t) = c + Z, \quad (1)$$

де $s(t)$ — фактичне відхилення параметра (істотно позитивна неперервна випадкова величина);

c — теоретичне відхилення параметра під впливом внутрішніх, заводських чинників (істотно позитивна неперервна випадкова величина),

Z — відхилення величини «під впливом зовнішніх, експлуатаційних чинників (неперервна випадкова величина).

Випадкові величини c і Z можуть набувати того чи іншого значення, невідомого до виміру.

Величина c формує розподіл параметра у фіксовані моменти напрацювання за усередненими результатами роботи елемента, що характеризує середнє експлуатаційне навантаження; величина Z — розподіл відхилення фактичної зміни параметра від усередненої кривої.

Середні величини $s(t)$ усіх елементів, що випробовувалися, одержані за результатами першого і всіх наступних вимірів, утворять на графіку ряд експериментальних точок. Побудована за цими точками з допомогою методу найменших квадратів плавна теоретична крива виражає характер визначеного процесу зміни параметра сукупності елементів під час їх роботи з усередненим експлуатаційним навантаженням. Значення функції в тій чи іншій точці відповідає середньому значенню випадкової величини $s(t)$. Середнє відхилення експериментальної точки від теоретичної кривої буде рівним величині, що прямує до нуля за умови зростання числа випробовуваних елементів чи часу роботи одного елемента.

Замість рівняння (1) можна записати в момент t випадкову величину $u(t)$ як суму двох випадкових величин

$$s(t) = W_c f(t) + W_t^* f_1(t), \quad (2)$$

де $f(t)$ і $f_1(t)$ — детерміновані (невипадкові) функції, що характеризують залежність s і Z від напрацювання t ;

W_c — випадкова величина, що є швидкістю зміни параметра під впливом внутрішніх чинників;

W_t^* — випадкова величина відхилення Z на одиницю зміни параметра під впливом зовнішніх чинників.

Перший доданок $W_c f(t)$ є елементарною випадковою функцією. Усі можливі реалізації цієї функції можуть бути одержані з графіка функції простою змінною масштабу осі ординат. Елементарна випадкова функція — це найбільш проста з випадкових. У ній W_c — звичайна випадкова величина і $f(t)$ — звичайна невідповідна функція.

Лінійна випадкова функція має вигляд

$$s(t) = W_c t + Z(t). \quad (3)$$

Функції (2) і (3) можуть характеризувати також зміну параметра конкретного елемента, тобто одну реалізацію. При цьому W_c є остійною, а $Z(t)$ – випадковою величиною в момент t . У випадку гладких чи відносно гладких зростаючих реалізацій відхилення параметра стану елемента, а також за наближеного врахування реального процесу зміни параметра доданок $Z(t)$ може дорівнювати нулю. Тоді

$$s(t) = W_c t. \quad (4)$$

Просту функцію (4) будемо називати базовою. Різні варіанти випадкової функції зміни параметра одержують шляхом послідовного ускладнення цієї функції.

Коефіцієнт варіації випадкової величини, одержаної за фіксованого значення t_1 елементарної випадкової функції $W_c f(t_1)$, є величина постійна, рівна коефіцієнту варіації випадкової величини W_c .

У формулі (3) $Z(t) = W_t^* f_1(t)$ є функцією відхилення фактичних значень параметра від усередненої гладкої теоретичної кривої. При цьому W_t можна розглядати в часі як гауссівський центрований стаціонарний або нестаціонарний процес. Гауссівським він є тому, що у будь-який момент часу i значення функції є випадкова величина, що відповідає нормальному розподілу.

Математичне сподівання випадкової функції в будь-якому перетині дорівнює нулю, тому процес центрований. Стаціонарність процесу характеризується однаковим середньоквадратичним відхиленням випадкової величини в будь-якому перетині, а також залежністю кореляційної функції, тільки від різниці напрацювання (часу), що відповідає цим перетинам.

Перший доданок функції (2) строго монотонно зростає залежно від напрацювання. Цю властивість використовують з метою прогнозування.

Як уже відзначалося, характер зміни параметра елемента визначається детермінованою функцією $f(t)$. Вона може бути різною. Критерієм вибору тієї чи іншої функції (лінійної, степеневі, експонентної, многочлена n -ого степеня й ін.) є близькість значень апроксимуючої функції до фактичних реалізацій зміни параметра стану елемента. Тут недостатньо доброго погодження математичного сподівання із середньою експериментальною кривою, а необхідно також одержати рівність системи теоретичних кривих із системою реалізації. За недостатньої близькості системи теоретичних кривих одержують різке збільшення коефіцієнтів варіації зміни параметра і ресурсу елементів, що знижує ефективність прогнозування показників машин. Таким чином, як критерій апроксимації тут виступають коефіцієнти варіації. Коефіцієнт варіації ресурсу елементів більш інформативний, оскільки враховує обчислення на всьому діапазоні зміни параметра з урахуванням характеру цієї зміни. Коефіцієнт же варіації зміни параметра може локально відбивати сту-

пінь апроксимації тільки на одній чи декількох ділянках.

Під час апроксимації функції зміни параметра враховується напрацювання деталей машини, протягом якого спостерігається короткочасне різке збільшення параметра. Однак найбільший інтерес викликає не ділянка напрацювання, а ділянка зміни параметра, близького до граничного значення, тому що тут формуються відмови елементів. Тому найбільший ступінь апроксимації бажаний у діапазоні від кінця напрацювання до досягнення параметром граничного відхилення — s_r . У більшості випадків метою досягнення достатнього збігу на згаданому діапазоні теоретичних і експериментальних кривих ділянкою напрацювання можна знехтувати. Тоді характер функції зміни на ділянці напрацювання можна умовно прийняти таким, як на інших ділянках:

$$s(t) = W_c t + Z(t) + \Delta\varphi, \quad (5)$$

де $\Delta\varphi$ — величина, що характеризує напрацювання елемента, чисельно дорівнює значенню ординати за $t = 0$. Він забезпечує нормальну апроксимацію відхилення параметра від кінця періоду напрацювання до моменту досягнення граничного відхилення s_r .

У зв'язку з відносно невеликою зміною параметра в період напрацювання порівняно з s_r варіація показника $\Delta\varphi$, що є за своєю природою випадковим, виявляється величиною другого порядку, яку можна не брати до уваги. Це дає можливість розглядати показник $\Delta\varphi$ як детерміновану величину.

У випадку $Z(t) = 0$ умова існування елементарної випадкової функції зміни параметра $s(t)$ зберігається і в разі перенесення члена $\Delta\varphi$ до лівої частини виразу (5). Наприклад, лінійна апроксимація зміни параметра з ділянкою напрацювання $s(t) = W_c t + \Delta\varphi$ буде мати вигляд $s(t) = s(t) + \Delta\varphi = W_c t$, що призводить до базової функції (4).

У разі використання степеневі функції з показником зміна параметра становить

$$s(t) = W_c t^\alpha + Z(t) = \Delta\varphi, \quad (6)$$

Якщо $Z = 0$, то отримаємо

$$s(t) = s_1(t) - \Delta\varphi = W_c t^\alpha. \quad (7)$$

У формулі (7) W_c чисельно можна розглядати як швидкість зміни параметра за $t = 1$, зменшену в α раз. Дійсно, після диференціювання виразу (7) по t і за $t=1$ отримаємо $\partial s / \partial t = \alpha W_c$. За $\alpha = 1$ і $Z(t) = 0$ апроксимуючий вираз представляється елементарною випадковою лінійною функцією. У цьому випадку швидкість зміни параметра для конкретного елемента протягом терміну служби є постійною. За $\alpha > 1$ і $0 < \alpha < 1$ елементи мають відповідно неперервні строго монотонно зростаючу й спадаючу швидкості зміни параметра стану елемента. Крива відхилення параметра в першому випадку буде увігнутою, у другому – опуклою. Неважко помітити, що степеневі функції зміни параметра має достатню універсальність. Коефіцієнтів у цієї функції небагато, усі вони мають чіткий фізичний зміст. Тому

функцію зручно використовувати для практичного прогнозування.

Досягнення параметром граничної величини зумовлює відмову елемента. Щільність розподілу напрацювання до відмови визначають на основі теореми перетворення випадкових величин. Наприклад, у базовій функції $s(t) = W_c t$ член W_c – випадкова величина зі щільністю розподілу $\psi_0(W_c)$. Ресурс елемента, що має швидкість відхилення параметра W_c , виражається прямою функцією

$$t = s_r / W_c. \quad (8)$$

Тоді щільність розподілу ресурсу за фіксованого граничного відхилення s_r знаходять як функцію випадкового аргументу

$$\psi(t) = \psi_0[R(t)]R'(t), \quad (9)$$

де $R(t)$ — зворотна функція $W_c = s_r/t$;

$R'(t)$ — похідна цієї функції по t .

За нормального розподілу

$$\psi(t) = \frac{s_r}{\sigma_w t^{\alpha+1} \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(s_r/t^\alpha - m_w)^2}{2\sigma_w^2} \right], \quad (10)$$

де m_w, σ_w — математичне очікування і середньоквадратична похибка.

За розподілу Вейбулла

$$\psi(t) = \frac{bK_b s_r}{m_w^b t^{\alpha+1}} \left(\frac{s_r}{t^\alpha} \right)^{b-1} \exp \left[-\frac{K_b s_r}{m_w t^\alpha} \right], \quad (11)$$

де K_b – значення гама-функції з параметром b

$$K_b = \Gamma(1/b + 1).$$

Функція розподілу ресурсу в останньому випадку може бути отримана в результаті інтегрування (11) в межах від 0 до t і матиме вигляд

$$F(t) = \exp \left[-\frac{K_b s_r}{m_w^b t^\alpha} \right]. \quad (12)$$

Після нескладних перетворень для середнього ресурсу отримаємо

$$T_{cp} = \left(\frac{K_b s_r}{m_w} \right)^{1/\alpha} \Gamma(1 - 1/\alpha b). \quad (13)$$

У простому випадку з урахуванням виразу (2) член $Z(t)$ з рівняння (7) можна записати так:

$$Z(t) = W_t^* (W_c t^\alpha). \quad (14)$$

Під час прогнозування за середньою статистичною змінною параметра сукупності одиниць елементів W_c і W_t^* є випадковими незалежними величинами в момент часу t . Під час прогнозування за реалізацією зміни параметра W_c конкретного елемента вони являють собою постійну величину для цього елемента, а W_t^* – випадкову. На відміну від величини W_c постійної для конкретного елемента, W_t^* може приймати різні значення, змінюючись з часом. Тому за $W_t^* = 0$ реалізації зміни параметра мають вигляд негладких ламаних кривих.

З урахуванням рівняння (14) функція (7) має вигляд

$$s(t) = W_c t^\alpha + W_t^* (W_c t^\alpha) = W_t^* (1 + W_t^*) t^\alpha. \quad (15)$$

За експонентної функції зміни параметра

$$s_1(t) = \alpha \exp(W_c t) - \Delta\varphi. \quad (16)$$

Після логарифмування вираз (16)

$$\ln[s_1(t) + \Delta\varphi] = \ln \alpha + W_c t. \quad (17)$$

У такому перетвореному вигляді W_c буде характеризувати випадкову швидкість зміни параметра, а $\ln \alpha$ — показник зміни параметра в період напрацювання. Щільність розподілу ресурсу елемента у випадку нормального розподілу величини W_c становить

$$\psi(t) = \frac{\ln(s_r/\alpha)}{\sigma_w t^2 \sqrt{2\pi}} \exp \left[\frac{(\ln(s_r/\alpha)/t - m_w)^2}{2\sigma_w^2} \right]. \quad (18)$$

За аналогією запропоновано визначати і інші апроксимуючі відхилення параметра функції і виводити оцінки ресурсу елемента. Однак застосування різних апроксимуючих функцій має поряд із вказаними перевагами (підвищення точності апроксимації і прогнозу) серйозний недолік. Кожна функція вимагає своїх методів обчислення, прогнозування стану машин, застосування відповідних формул, таблиць і номограм, що різко ускладнює процес прогнозування.

Тому після вибору і обчислення коефіцієнтів будь-якого апроксимуючого виразу його слід перетворити у визначену функцію, для якої розробляється апарат прогнозування. Це єдиний шлях використання широкого класу апроксимуючих виразів за відносно негроміздкого математичного забезпечення прогнозування.

Апробація запропонованого методу прогнозування ресурсу ГПА проводилась для умов компресорної станції Богородчани №21 газопроводу СЮОЗ, на якій встановлено 7 газоперекачувальних агрегатів типу ГТК-10 I в рамках комплексного багатofакторного експерименту, що проводився на об'єктах УМГ Прикарпаттрансгаз протягом 1998 – 2012 рр.

Для кожного з встановлених ГПА визначався коефіцієнт корисної дії (ККД) як відношення корисної потужності газотурбінної установки (ГТУ) до величини підведеної питомої енергії. Корисна потужність ГТУ визначалася величиною потужності, яку споживав відцентровий нагнітач, а підведена питома енергія – витратою та енергоємністю паливного газу. Розрахунки ККД проводилися для різних значень напрацювання агрегату. Результати наведено у вигляді графіків на рисунку 1.

Як очікувалося, залежності ККД від напрацювання ГПА мають падаючий характер. Для умов застосування методу прогнозування ресурсу агрегату функціональна крива повинна мати зростаючий характер, в зв'язку з чим було запропоновано досліджувати динаміку зміни втрат енергії ε в залежності від напрацювання, яка пов'язана з ККД η залежністю

$$\varepsilon = 1 - \eta. \quad (19)$$

За даними зміни ККД в залежності від напрацювання будувалися аналогічні криві для зміни втрат енергії, і на основі їх статистичного опрацювання будувалася середня крива енерговитрат в залежності від напрацювання на основі статистичних даних, обробка яких методом найменших квадратів дала змогу отримати апроксимуючу криву (рисунк 2).

Зміна середньої кривої параметра, що визначається, в часі буде мати вигляд функції

$$S = s(\alpha_1, \alpha_2 \dots \alpha_n, t), \quad (20)$$

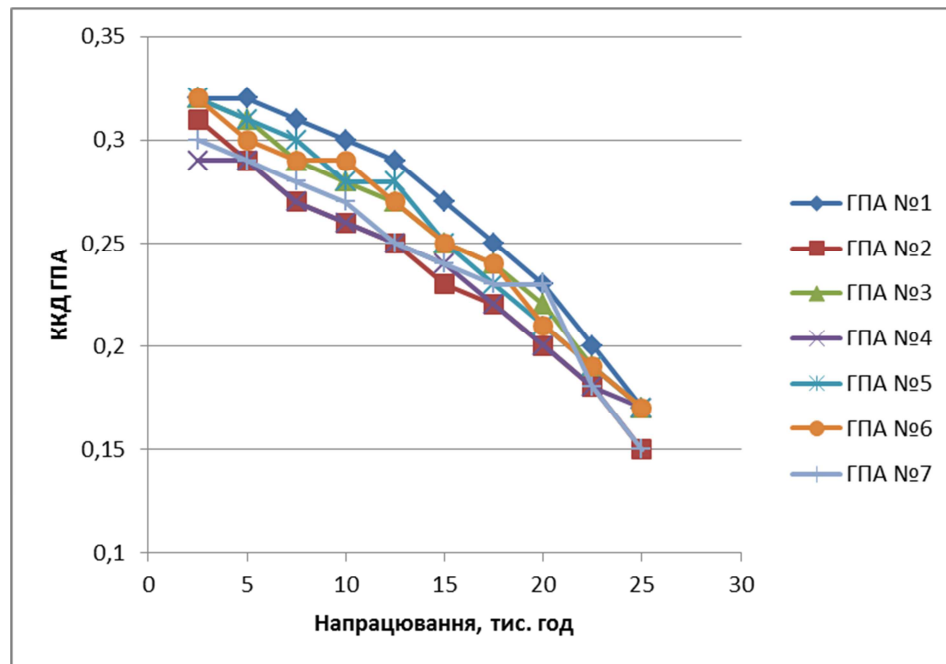


Рисунок 1 – Залежність ККД газоперекачувальних агрегатів від напрацювання

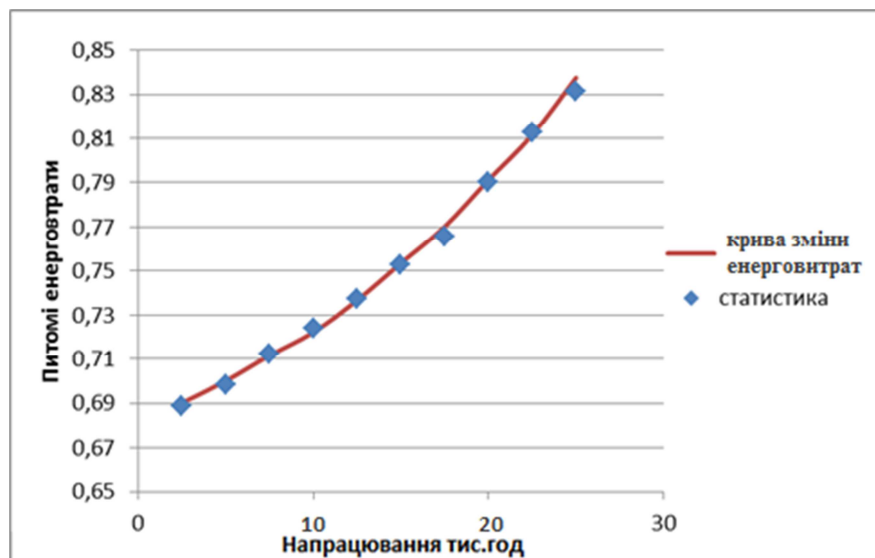


Рисунок 2 – Середньостатистична залежність витрат енергії від напрацювання

де $\alpha_1, \alpha_2 \dots \alpha_n$ – коефіцієнти, які набувають різних значень для кожного окремого агрегату;
 t – напрацювання.

Критичне значення напрацювання пропонується визначити наступним чином. Для кожного агрегату встановлено критичне значення кожного параметру або заводом-виготовлювачем (фірмою), або досвідом експлуатації. Це значить, що кожен параметр має своє допустиме значення, яке визначає безпечну роботу агрегата. Із заданого значення $s_{кр}$ для кожного агрегату визначається критичне значення напрацювання $T_{кр}$, тобто час, після якого необхідно замінити елементи, що вийшли з ладу. Для m різних агрегатів матимемо послідовність $T_{кр1}, T_{кр2} \dots T_{крm}$.

Очевидно, що напрацювання, яке відповідає середньому критичному значенню $s_{кр\text{ср}}$ для середньої кривої, знаходиться в межах $T_{кр1} < T_{кр\text{ср}} < T_{крm}$.

Для конкретного поняття про критичне значення параметра, що визначається, запишемо $s_{кр\text{ГПА}}$ замість $s_{кр\text{ср}}$ і $T_{кр}$ замість $T_{кр\text{ср}}$. Припустимо, що з функції $s(\alpha_1, \alpha_2 \dots \alpha_n, t)$ визначалася величина $T_{кр}$. Тоді

$$s(\alpha_1, \alpha_2 \dots \alpha_n, t) = s_{кр\text{ГПА}}(\alpha_1, \alpha_2 \dots \alpha_n, T_{кр}). \quad (21)$$

В такому випадку виникає питання про точність визначення $T_{кр}$. Досвід експлуатації показує, що між розрахунковим значенням $T_{кр}$ і його статистичним оцінками існує певне відхилення, яке називають похибкою розрахунків, яку можна визначити наступним чином. Нехай



Рисунок 3 – Розподіл залишкового ресурсу між агрегатами

для m агрегатів із загальної кількості M , на базі яких проводилися дослідження, до моменту часу τ було прогнозовано очікуване значення залишкового ресурсу Δt , тобто $T_{\text{кр}} - \tau = \Delta t$. Для m працюючих агрегатів матимемо $\Delta t_1, \Delta t_2 \dots \Delta t_m$, тобто $T_{\text{кр}m} - \tau = \Delta t_m$. Тоді середня похибка розрахунку критичного значення напрацювання

$$\varepsilon(\tau, t) = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m |\Delta t_i - \Delta t|. \quad (22)$$

Використавши середньостатистичну залежність втрат енергії від напрацювання, отримаємо рівняння для її апроксимації степеневою функцією виду

$$\varepsilon = 0,6274 + 0,0017195t^{1,386}. \quad (23)$$

Інші види розподілу ресурсу виявилися менш придатними за критерієм мінімальної середньоквадратичного відхилення, яке визначалося з рівняння

$$\sigma_c = \sqrt{\left(\frac{K_b S_r}{m_w}\right)^{2/\alpha} \Gamma(1 - 2\alpha b) - T_{\text{ср}}^2}. \quad (24)$$

Це дозволило на основі (13) за умови прийняття гіпотези про розподіл Вейбулла розрахувати середній залишковий ресурс для агрегатів компресорного цеху КС №21, який склав 27,8 тис. годин. На основі запропонованої методики визначені залишкові ресурси окремих газоперекачувальних агрегатів, які у вигляді гістограми зображено на рисунку 3.

Висновки. У результаті проведених аналітичних і статистичних досліджень встановлено, що функція розподілу залишкового ресурсу газоперекачувальних агрегатів в умовах компресорної станції найбільш адекватно описується законом розподілу Вейбулла. Це дозволило запропонувати методику оцінки середнього залишкового ресурсу ГПА для КС загалом і окремих її агрегатів. Розрахунки показують, що за рахунок різних умов експлуатації відхилення залишкового ресурсу окремих ГПА від середнього може складати 6,3 – 6,9%.

Література

1. Грудз В.Я. 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. Михлин В.М. Управление надежностью сельскохозяйственной техники / В.М. Михлин. – М.: Колос, 1994. – 335 с.
3. Мозгалевский А.В. Техническая диагностика / А.В. Мозгалевский, Д.В. Гаспаров. – М.: Высшая школа, 1975. – 495 с.
4. Ставровский Е.Р. Методы расчета надежности магистральных газопроводов / Е.Р. Ставровский, М.Г. Сухарев, Н.М. Карасевич. – Новосибирск: Наука, 1982. – 92 с.
5. Бородавкин П.П. Трубопроводы в сложных условиях / П.П. Бородавкин, В.Я. Таран. – М.: Недра, 1968. – 346 с.
6. Поршаков Б.П. Газотурбинные установки для транспорта газа / Б.П. Поршаков. – М.: Недра, 1982. – 321 с.
7. Багнюк А.З. Прогнозування технічного стану і показників надійності обладнання компресорних станцій / А.З. Багнюк, В.Я. Грудз, О.Т. Мартинюк та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – №4(12). – С.73-76.

Стаття надійшла до редакційної колегії
25.08.16

Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-р техн. наук **Говдяком Р.М.**
(ТЗОВ «ІК Машекспорт», м. Куйів)

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.245.4

ДОСЛІДЖЕННЯ ФАЗОВОГО СКЛАДУ АРМОВАНОГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРІАЛУ

В.І. Колісник¹, В.І. Гриманюк¹, О.Г. Лазаренко²

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504691, e-mail: drill@nung.edu.ua, tdcentre@nung.edu.ua

²ПрАТ «Нафтогазвидобування»; 01032, м. Київ, вул. Льва Толстого 57, Бізнес Центр 101 Тауер, тел. (044) 3791349, e-mail: Oleksandr.Lazarenko@ntpb.com

Подано характеристику міцнісних властивостей розробленого армованого матеріалу та його компонентний склад. Викладено методику проведення термічного та рентгенофазного аналізу зразків досліджуваного матеріалу. На основі проведеного аналізу встановлено фазовий склад та отримано експериментальні рентгенограми зразків армованого тампонажного каменю, які тверднули в пластових умовах. Встановлено, що в армованому камені за присутності CaCl_2 відбувається зростання кількості центрів гідратоутворень, що призводить до підвищеної адгезії цементної матриці до поверхні фіброволокна. Проведені дослідження узгоджуються з результатами експериментальних досліджень резистентності поширення тріщин в тампонажному камені.

Проаналізовано динаміку зміни кривих при диференціально термічному аналізі армованого тампонажного каменю та виявлено збільшення кількісного вмісту продуктів гідратації в досліджуваному матеріалі. Встановлено зменшену глибину ендотермічних ефектів на кривих ДТГ для тампонажного каменю, що тверднув в пластових умовах, що зумовлено перекристалізацією гідратних фаз під дією надлишкового тиску та підвищеної температури.

В армованій цементній суміші виявлено підвищений вміст низькоосновних гідросилікатів, які є основними носіями міцності тампонажного каменю. Таким чином, встановлено основні причини підвищення міцнісних та деформаційних характеристик тампонажного каменю з армуючими домішками.

Ключові слова: тампонажний камінь, міцність, свердловина, фібра, рентгенофазний аналіз, диференціально-термічний аналіз.

Дана характеристика прочностных свойств разработанного армированного тампонажного материала и его компонентный состав. Предоставлено методику проведения термического и рентгенофазного анализа образцов исследуемого материала. На основании проведенного анализа установлен фазовый состав и получены экспериментальные рентгенограммы образцов армированного тампонажного камня, сформированных в пластовых условиях. Установлено, что в армированном камне в присутствии CaCl_2 происходит увеличение количества центров гидратообразования, что приводит к увеличению адгезии цементной матрицы к поверхности фиброволокна. Проведенные исследования согласуются с результатами экспериментальных исследований резистентности распространения трещин в тампонажном камне.

Проанализирована динамика изменения кривых при дифференциально-термическом анализе армированного тампонажного камня и установлено увеличение количественного состава продуктов гидратации в исследуемом материале. Установлено сокращение глубины эндотермических эффектов на кривых ДТГ для тампонажного камня, который был сформирован в пластовых условиях, что обусловлено перекристаллизацией гидратных фаз под действием излишнего давления и температуры.

В армированной цементной смеси установлена повышенная концентрация низкоосновных гидросиликатов, являющихся основными носителями прочности тампонажного камня. Таким образом, установлены основные причины повышения прочностных и деформационных характеристик тампонажного камня с армирующими добавками.

Ключевые слова: тампонажный камень, прочность, скважина, фибра, рентгенофазный анализ, дифференциально-термический анализ.

The article deals with the characteristic of strength properties of developed reinforced cement materials. The procedure of thermal and X-ray phase analysis of investigated samples is described. On the basis of conducted analysis the phase composition is determined and the experimental X-ray patterns for the reinforced cement samples formed under reservoir conditions are received. It has been determined that there is an increase in the amount of centers of hydrates in the cement stone, containing CaCl₂. This results in increase of adhesion of cement matrix to the surface of fiber. Conducted research coincides with results of experiments with cracks extension resistance in cement stone.

The dynamic pattern of differential thermal analysis of reinforced cement material has been analyzed and the increase of hydration products in the investigated material has been determined. The reduced depth of endothermal effect for cement stone formed under reservoir conditions has been defined. It results in crystalline modification of hydrate phases under extreme pressure and thermal conditions.

The increased amount of low-basic hydrosilicate, being the main source of cement stone strength, has been discovered in the reinforced cement slurry. Thus, the basic reasons for increase of strength and deformation properties of cement stone with reinforced additives have been established.

Keywords: cement stone, strength, well, fiber, X-ray phase analysis, differential thermal analysis.

Вступ. Стратегія стабільного енергетично-го розвитку України передбачає розвідку нових родовищ вуглеводнів, розбурювання існуючих покладів та відновлення резервного фонду свердловин. Зважаючи на встановлені пріоритети, нафтогазова галузь потребує впровадження нових енергоефективних технологій за всіма напрямками виробничої діяльності, зокрема і в одному з найбільш енергозатратних процесів – спорудження свердловин. Ключовим елементом цього процесу є герметичність кріплення гірничої виробки, що характеризує роботу свердловини впродовж тривалого періоду її експлуатації. Шлях до досягнення цієї мети пролягає через використання якісних тампонажних матеріалів. Тампонажний камінь, створений на основі стандартних цементів, володіє багатьма позитивними властивостями, однак він має і цілий ряд недоліків, до яких відносять недостатню міцність на розтяг, яка в 10–20 разів менша міцності на стиск, та низьку тріщиностійкість. Водночас, в процесі спорудження та введення свердловини в експлуатацію виникає необхідність проведення різноманітних технологічних операцій, в результаті яких вищезгадані недоліки можуть стати причиною виникнення аварійних ситуацій. У зв'язку з цим, науками регулярно проводять дослідження з вдосконалення складів тампонажних матеріалів стосовно підвищення їх міцнісних та деформаційних характеристик.

Актуальність роботи. Однією з основних умов надійної роботи свердловини є забезпечення герметичності її кріплення. Проблема підвищення якості цементування свердловини залишається актуальною через наявність напруженого стану цементного кільця під час виконання в свердловині різних технологічних операцій у ході її спорудження та експлуатації [1]. Причиною втрати герметичності цементного кільця є, насамперед, утворення тріщин в цементному камені та низька адгезія його контактних поверхонь з обсадною колоною та стінкою свердловини внаслідок дії надмірних внутрішніх навантажень на обсадну колону під час буріння, опресування і перфорації кріплення, зміни температурного режиму в свердловині та інших чинників. Таким чином, існує необхідність у розробленні нових тампонажних матері-

алів, котрі володіють підвищеними міцнісними та деформаційними властивостями.

Мета і задачі досліджень. Метою досліджень є аналіз механізму підвищення міцнісних властивостей тампонажного розчину для кріплення свердловин армованого фіброволокном з домішкою хлористого кальцію. Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі задачі: провести диференціально-термічний та рентгеноструктурний аналіз тампонажного каменю та встановити причину збільшення міцності та деформаційної здатності армованого матеріалу.

Аналіз останніх досліджень. Питаннями вдосконалення рецептури тампонажних розчинів займалися Булатов А.І., Ашраф'ян М.О., Данюшевський В.С., Карімов Н.Х., Колісник В.І., Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М., Тершак Б.А., Навроцький Б.І., Bezerra E., Soltanian H. і багато інших науковців.

В роботі авторів [8] подано результати експериментальних досліджень тампонажного цементу з домішкою наночастинок під комерційною назвою EX-RIP1 в кількості 9% від маси цементу. Як основну перевагу тампонажного каменю з додаванням цієї домішки автори відзначають зменшення модуля Юнга на 21%, збільшення границі міцності на стискання вдвічі та коефіцієнта Пуассона у 8,0–8,3 рази. Це дало змогу збільшити навантаження на цементне кільце без втрати його цілісності та герметичності. До недоліків використання запропонованої домішки можна віднести складну технологію її виготовлення та слабку розчинність у воді (0,3 г/100 мл води при 20°C).

Не зважаючи на велику кількість проведених досліджень у цьому напрямку, проблема виникнення МКТ через негерметичність елементів кріплення свердловини все ще залишається актуальною, що пов'язано з відсутністю комплексного підходу до вирішення цієї проблеми.

Авторами [2] виконано ряд теоретичних та експериментальних досліджень, в результаті яких було розроблено та запатентовано [3] армований тампонажний матеріал (АТМ), котрий включає домішки хлориду кальцію та поліпропіленової фібри в кількості 1,5...2% та 0,5...0,6% відповідно від маси цементу, з водоцементним відношенням 0,5.

Методика проведення досліджень. Рентгенофазний аналіз проводився на дифрактографі ДРОН-3.0. Фокусування променів здійснювалося за схемою Брега-Брентано. Використовувалася рентгенівська трубка із мідним анодом. Напруга на трубці становила 30 кВ, анодний струм – 15 мА. Рентгенівський пучок колювався системою щілин Соллера та вертикальною щілиною. В якості детектора використано скінтіляційний лічильник. Реалізовувалася $\theta - 2\theta$ методика сканування зразка з вертикальною щілиною на лічильнику [4]. Запис дифрактограми здійснювався за допомогою ЕОМ в кроковому режимі.

Кристали кожної окремої хімічної сполуки дають специфічну, лише йому властиву рентгенограму з характерними величинами міжплощинних відстаней і певною інтенсивністю відповідних відбивань. У довідковій літературі наводяться достовірні рентгенограми більшості в'язучих речовин і продуктів їх гідратації [5]. Якісний фазовий склад речовини вивчався шляхом порівняння міжплощинних відстаней та їх інтенсивності з табличними даними. Ідентифікація фази вважається досить надійною, якщо на рентгенограмі спостерігається не менше трьох найбільш інтенсивних ліній. Проте, при виконанні аналізу можливе загасання і накладання деяких відбиттів.

Фазовий склад матеріалів визначався шляхом аналітичного оброблення рентгеноструктурних даних програмою FullProf методом Рітвельда. Термічний аналіз проводився на приладі синхронного термічного аналізу STA 449 F3 Jupiter. Швидкість зміни температури у ході експерименту – 10 °С за хвилину. Нагрівання проводилось до температури 900 °С. Хоча реальна температура в свердловині значно нижча за температуру нагрівання зразків, таке нагрівання необхідне для спостереження втрати маси зразків та дослідження глибини ендотермічних та екзотермічних ефектів, що дає можливість встановити утворення поверхневих комплексів у структурі каменю.

Викладення основного матеріалу. З метою більш повного розуміння природи процесу зміни властивостей тампонажного розчину та каменю після введення в нього армуючих домішок, було прийнято рішення вивчити зміни його фазового складу та фізико-хімічних процесів, які в ньому відбуваються з використанням методів динамічної термогравіметрії (ТГ), диференціальних термографічних кривих (ДТГ), диференціально-термічного аналізу (ДТА) та рентгеноструктурного аналізу.

Для встановлення фазового складу зразків тампонажного каменю було проведено рентгенодифрактометричні дослідження у віці 30 діб. При розшифруванні рентгенограм приймалося, що до складу зразків можуть входити фази основних складових цементу: трикальцієвий силікат $3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ (C_3S аліт), двокальцієвий силікат $2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ (C_2S беліт), трикальцієвий алюмінат $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$ (C_3A целіт), чотирика-

льцієвий алюмоферрит $4\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$ (C_4AF браунмілерит), продукти гідратації цементів: гідрооксид кальцію $\text{Ca}(\text{OH})_2$, гідросилікати та гідроалюмінати кальцію, гідрати алюмоферитів кальцію, гідросульфоалюмінат кальцію (еттрингіт) та ін.

Встановлено, що у всіх зразках наявні такі фази:

$\text{Ca}(\text{OH})_2$ (гідрооксид кальцію);

$\text{C}_3\text{S} - 3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ (аліт);

$\text{C}_2\text{S} - 2\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$ (беліт);

$\text{C}_3\text{A} - 3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3$ (целіт);

$\text{C}_4\text{AH}_{13} - 3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 13\text{H}_2\text{O}$ (трикальцієвий тринадцятиводний гідроалюмінат).

При цьому основними фазами у зразках є гідрооксид кальцію $\text{Ca}(\text{OH})_2$, аліт та беліт. Теоретичні рентгенограми даних фаз представлені на рисунку 1. Вони, як переважаючі, вводилися у програму для проведення кількісного аналізу. Результати наближення для кожного із зразків показано на рисунку 2.

Встановлено, що на рентгенограмах наявні також лінії, характерні для $\text{C}_3\text{A} - 4,98 \text{ \AA}; 2,696 \text{ \AA}; 2,686 \text{ \AA}$ та $2,060 \text{ \AA}$ і кристалогідрату $\text{C}_4\text{AH}_{13} - 4,90 \text{ \AA}; 3,11 \text{ \AA}; 2,62 \text{ \AA}; 1,92 \text{ \AA}; 1,76 \text{ \AA}$.

При подрібненні тампонажного каменю руйнування в більшості випадків відбувається по лінії міжфазних границь, тобто часто утворюються частинки каменю, які складаються з однієї фази. На рентгенограмах текстура каменю проявляється у підсиленні одних рефлексів і послабленні інших.

Під текстурою в даному випадку розуміють переважуючу орієнтацію крупінок фаз тампонажного каменю в певному напрямку, яка утворилася під час приготування порошкового матеріалу до зйомки на дифрактометрі. На рентгенограмах текстура проявляється у підсиленні одних рефлексів і послабленні інших. Посилення деяких рефлексів фаз, яких є мало в зразках, дало можливість їх однозначно ідентифікувати.

Три ряди штрихових ліній зеленого кольору під рентгенограмою (рис. 2) вказують на розташування дифракційних максимумів різної інтенсивності, які характерні для таких фаз тампонажного каменю (зверху вниз): гідрооксиду кальцію, аліту та беліту.

За результатами рентгенофазного аналізу встановлено, що для зразків армованого тампонажного каменю відсотковий вміст фази $\text{Ca}(\text{OH})_2$ зростає, тобто в присутності CaCl_2 відбувається зростання кількості центрів гідратування. Збільшення кількості таких центрів призводить до підвищеної адгезії цементної матриці до поверхні фіброволокна, що узгоджується з результатами експериментальних досліджень резистентності тампонажного каменю.

Ці зміни свідчать як про прискорюючу дію хлориду кальцію на гідратацію тампонажного розчину, так і про збільшення кількісного вмісту продуктів гідратації в армованому тампонажному камені, що не суперечить, а доповнює результати досліджень авторів [6].

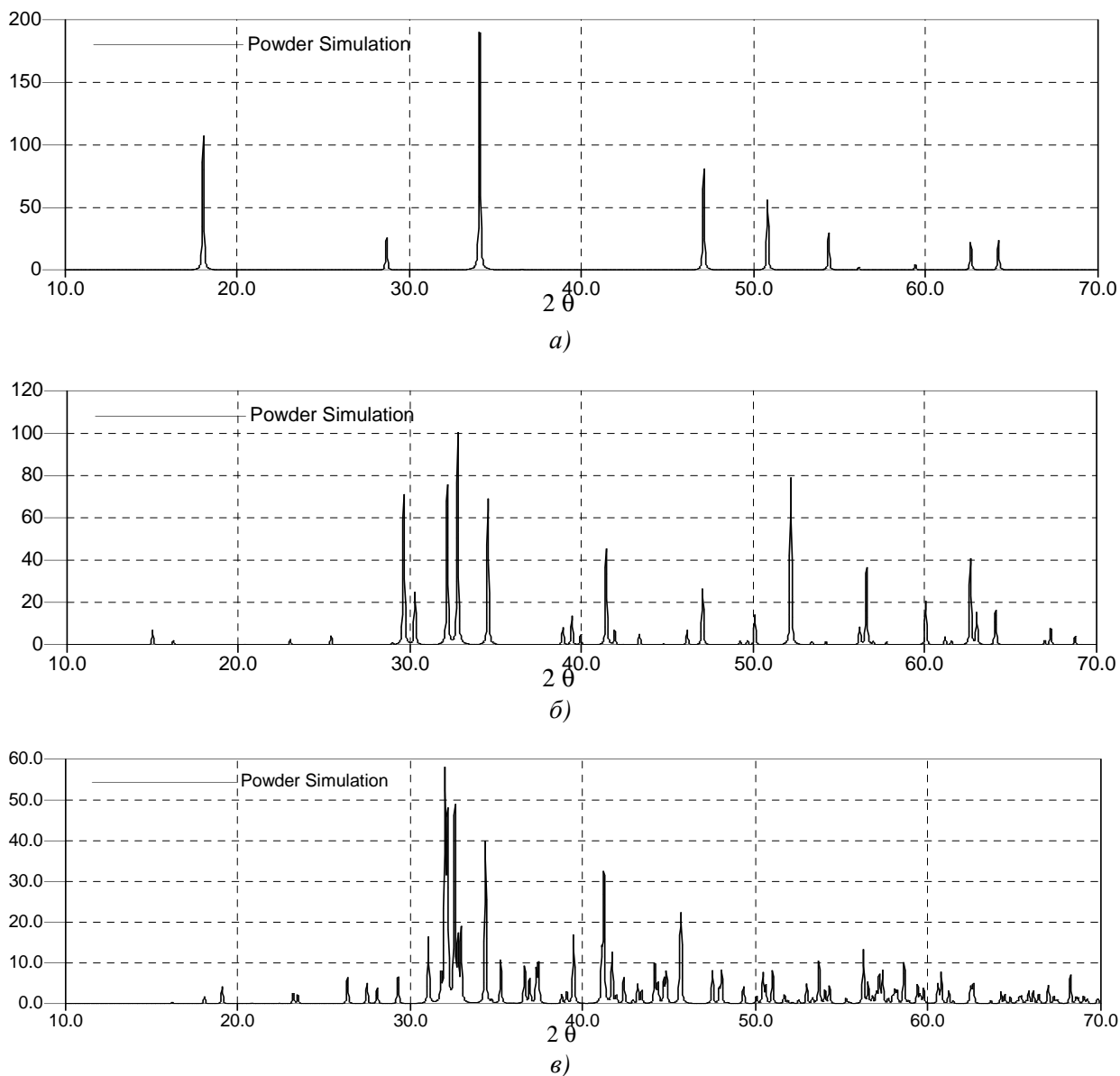


Рисунок 1 – Теоретичні рентгенограми гідроксиду кальцію (а), аліту (б) та беліту (в)

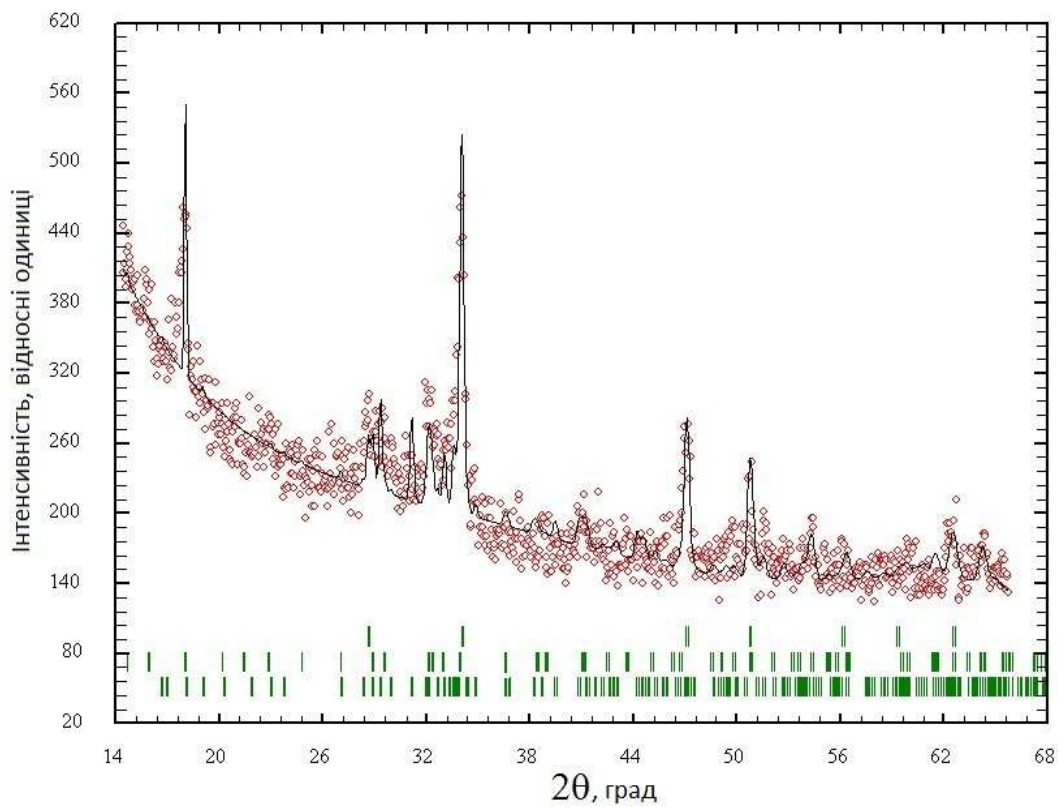
Порівняльною оцінкою кривих динамічної термогравіметрії, зображених на рис. 3, встановлено, що втрата маси зразків з ПЦТ-І-50 відбувається повільніше порівняно з армованим тампонажним каменем. Це пояснюється меншою втратою частки води під час проходження фазових перетворень низькоосновних гідратів.

Підвищення інтенсивності втрати маси зразків, що тверднули в нормальних умовах (криві 2 і 3, рис. 4 а) порівняно зі зразками, що тверднули в пластових умовах (криві 2 і 3, рис. 4 б), свідчить про підвищений вміст низькоосновних гідросилікатів, які є основними носіями міцності тампонажного каменю. Одержані результати добре узгоджуються з результатами досліджень міцності тампонажного каменю [2].

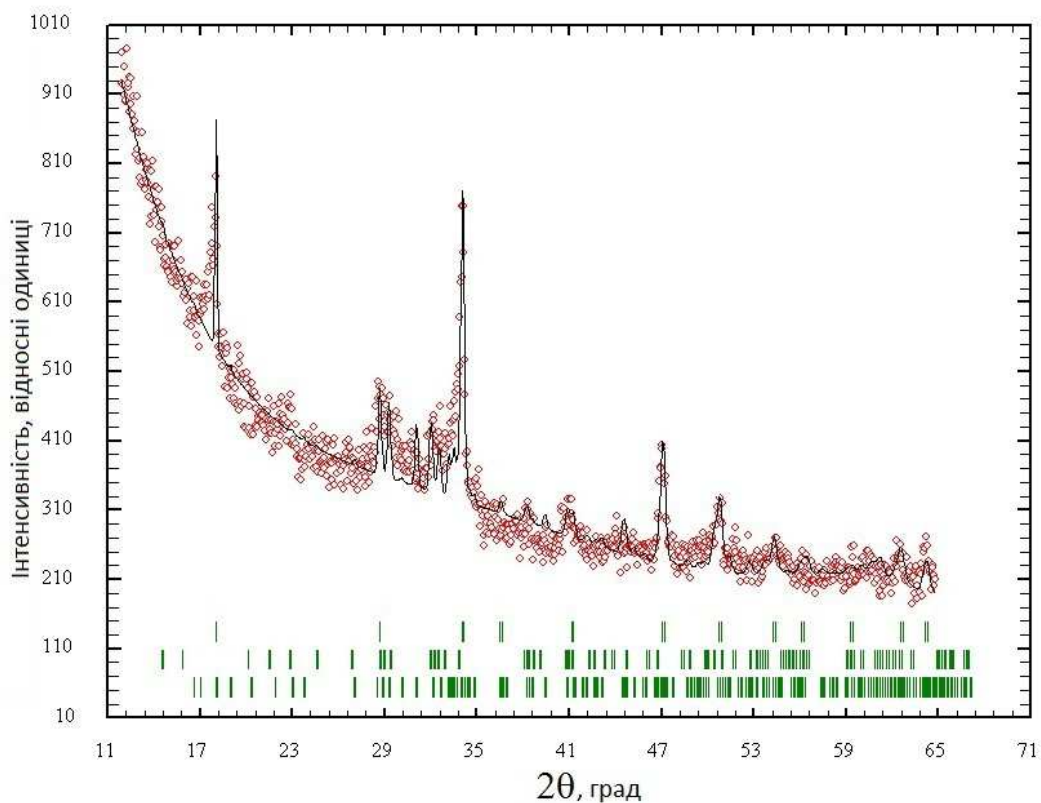
Аналогічний характер зміни спостерігається і для диференціально-термічних кривих (рис. 5). Глибина ендотермічних ефектів на кривих ДТГ для тампонажного каменю, що тверднув в пла-

стових умовах, дещо менша порівняно із зразками аналогічного компонентного складу, котрі сформовані в нормальних умовах. Таке явище зумовлене перекристалізацією гідратних фаз під дією надлишкового тиску та підвищеної температури, що є причиною збільшення міцності тампонажного каменю [7].

Найвища міцність тампонажного каменю на розтяг та стискання спостерігається при концентрації домішок ППФ та CaCl_2 відповідно 0,5 – 0,6% та 2 – 2,5%. Міцність на розтяг та стискання порівняно з міцністю тампонажного каменю з ПЦТ-І-50 у віці 28 діб вища в 2,4 та 1,8 рази відповідно (рис. 6). Таким чином, введення домішок ППФ та CaCl_2 у вищезгаданих концентраціях є найбільш ефективним з точки зору збереження цілісності тампонажного каменю в заколонному просторі свердловини, що забезпечує підвищення надійності та продовження терміну безаварійної роботи кріплення свердловини.

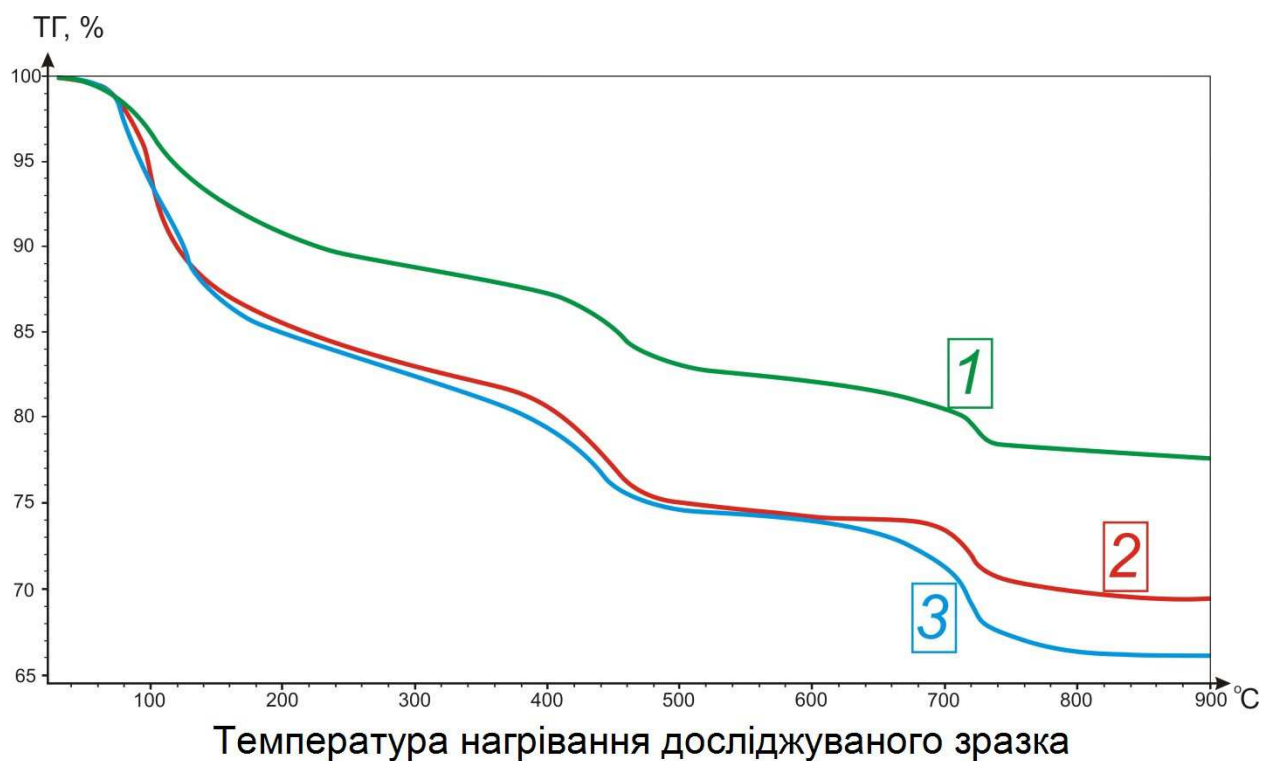


а)

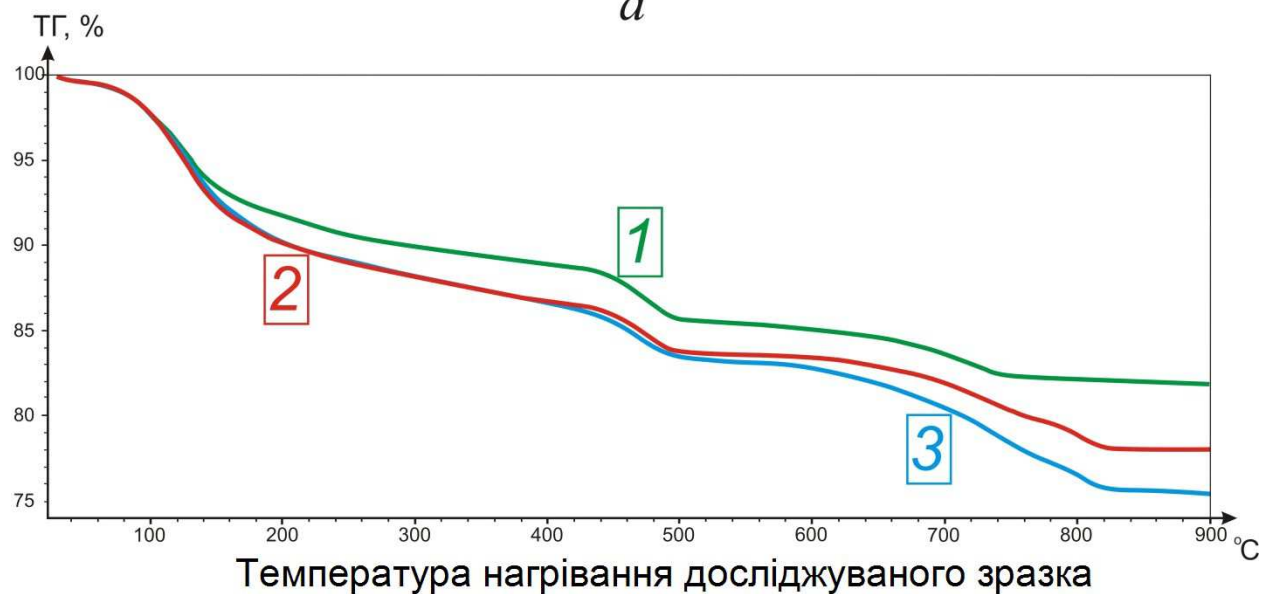


б)

Рисунок 2 – Експериментальна (червона) та теоретична (чорна) рентгенограми тампонажного каменю з ПЦТ-I-50 (а) та армованого тампонажного каменю (б), які тверднули в пластових умовах



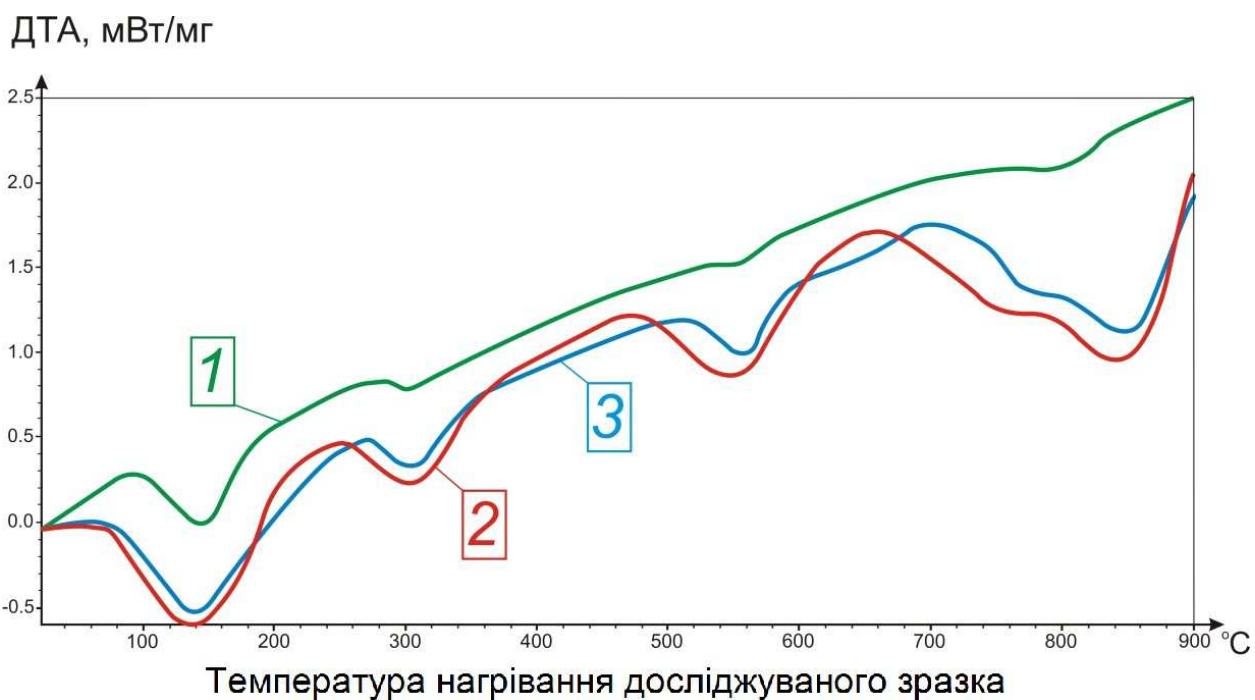
a



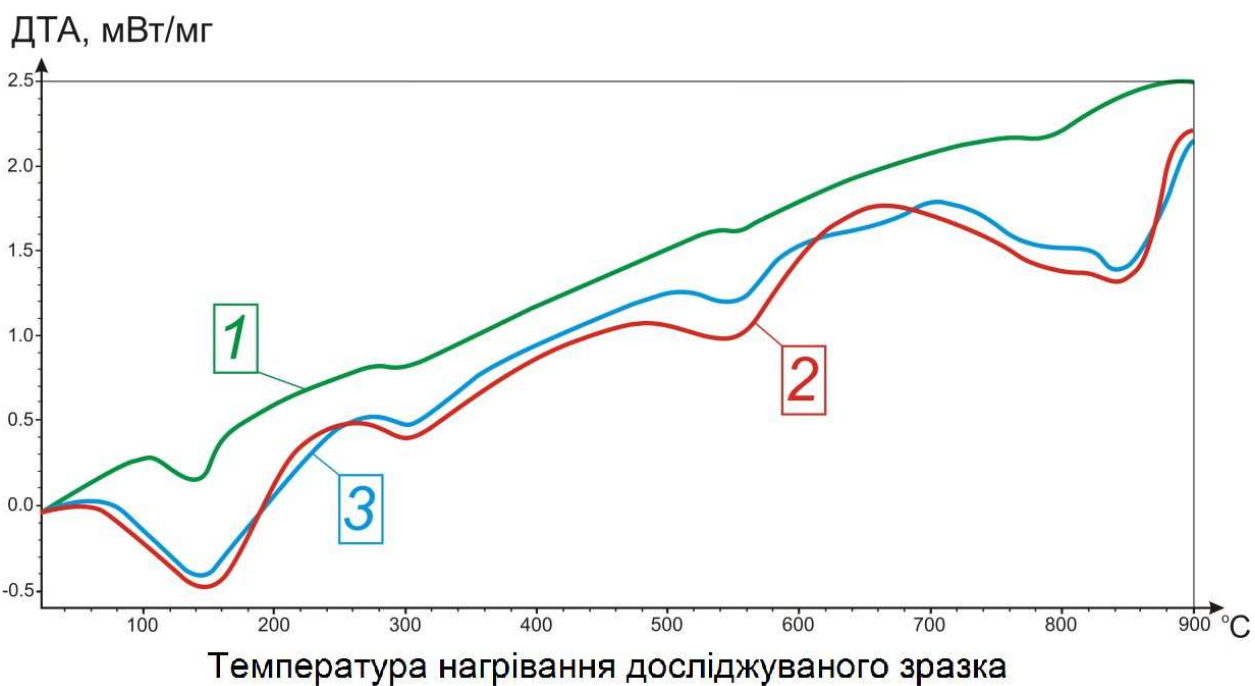
б

- 1 – ПЦТ-І-50;
- 2 – тампонажний камінь з домішкою 2% CaCl_2 ;
- 3 – тампонажний камінь з домішкою 2% CaCl_2 та 0,5% ППФ

Рисунок 3 – Криві ТГ для зразків тампонажного каменю, що тверднули в нормальних (а) та пластових (б) умовах



a



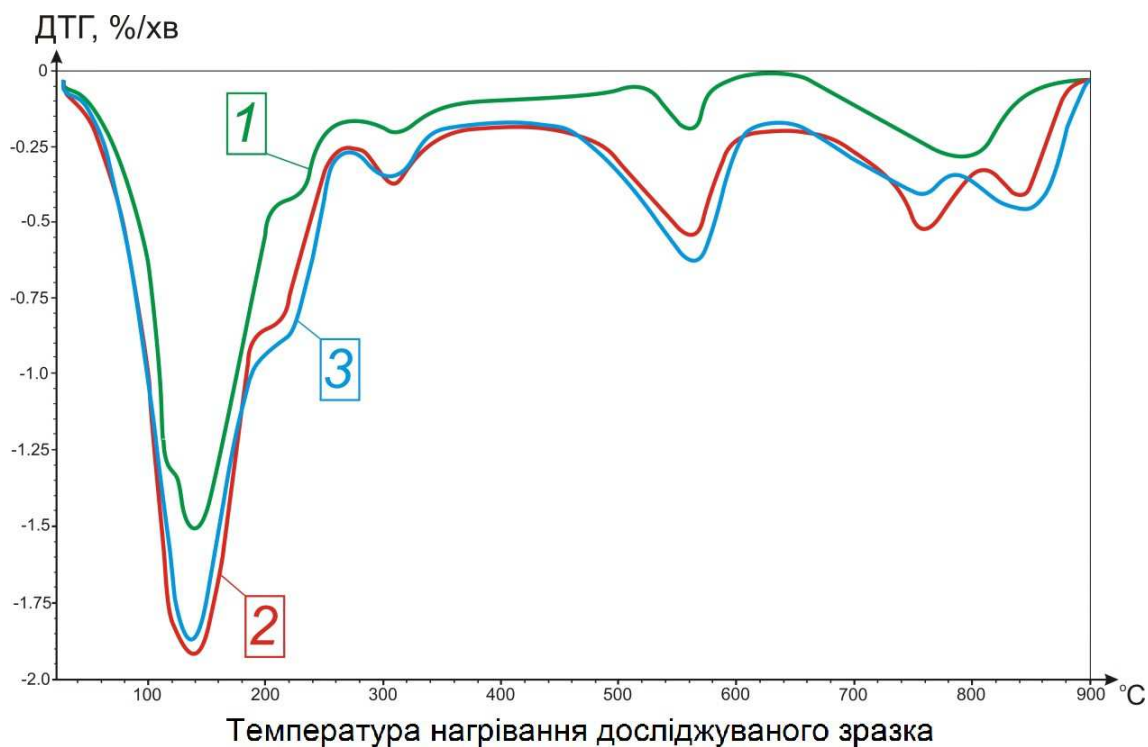
б

1 – ПЦТ-І-50;

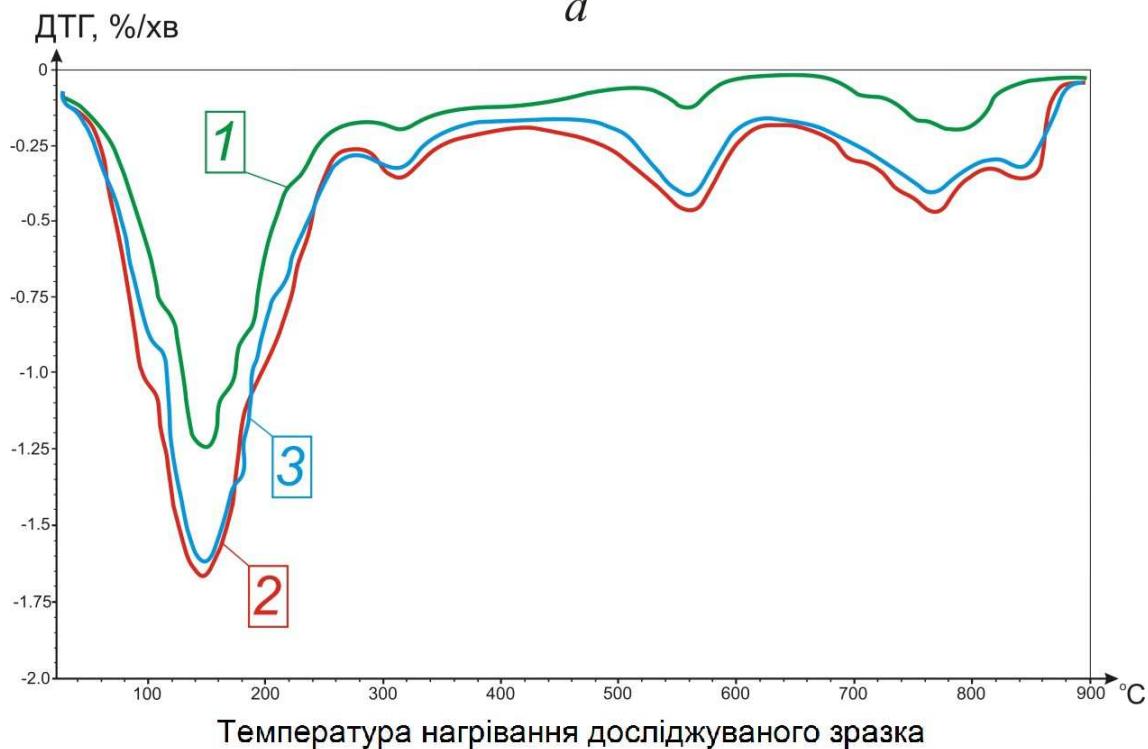
2 – тампонажний камінь з домішкою 2% CaCl_2 ;

3 – тампонажний камінь з домішкою 2% CaCl_2 та 0,5% ППФ

Рисунок 4 – Криві ДТА для зразків тампонажного каменю, що твердули в нормальних (а) та пластових (б) умовах



a



б

- 1 – ПЦТ-І-50;
- 2 – тампонажний камінь з домішкою 2% CaCl_2 ;
- 3 – тампонажний камінь з домішкою 2% CaCl_2 та 0,5% ППФ

Рисунок 5 – Криві ДТГ для зразків тампонажного каменю, що тверднули в нормальних (а) та пластових (б) умовах

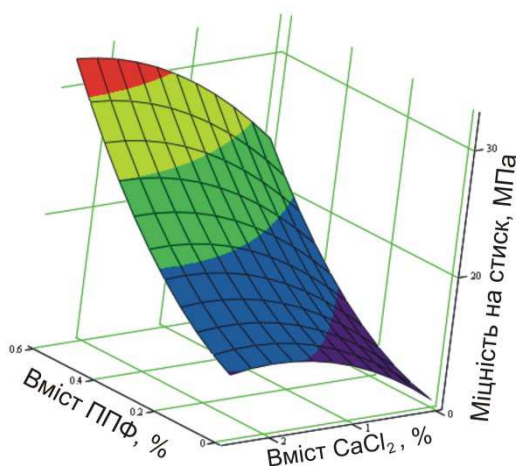


Рисунок 6 – Зміна міцності АТМ на стиснення у віці 28 діб

Наукова та практична цінність отриманих результатів. Дослідженнями встановлено основу механізму збільшення міцності та деформаційних характеристик фіб्रोармованого тампонажного каменю, а саме – підвищена кількість центрів гідратуотворень на поверхні ППФ за рахунок утворення поверхневих комплексів між CaCl_2 та продуктами гідратації аліту внаслідок перекристалізації гідратних фаз тампонажного каменю за допомогою дифузії хлорид-іонів у ґратку гідросилікатів.

Висновки

За результатами аналізу характеру кривих ДТА (рис. 4) можна зробити такі висновки:

1. Ендотермічний ефект в діапазоні зміни температур 140–160 °С для тампонажного каменю з домішками CaCl_2 та ППФ (криві 2 та 3) став більш глибоким порівняно з зразком тампонажного каменю ПЦТ-І-50, що пояснюється плавленням ППФ у складі каменю та випаровуванням води.

2. Чіткий прояв ендотермічного ефекту в діапазоні температур 300–320 °С пов'язаний з утворенням поверхневих комплексів між CaCl_2 та продуктами гідратації аліту.

3. Спостерігається поява екзотермічного ефекту в діапазоні 680–720 °С з наступним проявом ендотермічного спаду в межах 720–860 °С, що, ймовірно, пов'язано з входженням хлорид-іонів у ґратку гідросилікатів.

1 Мельников Ю.В. Нарушение контактов цементного кольца с обсадной колонной и стенками скважины при проведении технологических операций в этой колонне / Ю.В. Мельников, А.А. Утробин, В.Г. Смоляников // Бурение. – 1997. – № 4. – С.177-183.

2 Коцкулич Я.С. Вибір складу армованих тампонажних розчинів / Я.С. Коцкулич, В.І. Гриманюк // ДонНТУ: Серія «Гірничо-геологічна». – 2011. – 14(181). – С. 122-126.

3 Пат. 69769 Україна, МПК С09К 8/42 Армований тампонажний розчин для цементування низькотемпературних нафтових і газових свердловин / В.І. Гриманюк, Я.С. Коцкулич, В.І. Колісник. – Заявл. 07.11.2011; Опубл. 10.05.12, Бюл. № 9. – 5 с.

4 Франк-Каменецкий В.А. Руководство по рентгеновскому исследованию минералов / В.А. Франк-Каменецкий. – Л.: Недра, 1975. – 399 с.

5 Миркин Л.И. Справочник по рентгеноструктурному анализу поликристаллов / Л.И. Миркин. – М.: Физматгиз, 1961. – 863 с.

6 Рамачандран В.С. Добавки в бетон / В.С. Рамачандран, Р.Ф. Фельдман, М. Коллепарди [и др.]. – М.: Стройиздат, 1988. – 575 с.

7 Шуть К.Ф. Технические условия и методы испытания тампонажных цементов / К.Ф. Шуть. – М.: РГУНиГ им. Губкина, 2005. – 152 с.

8 Soltanian H. A new cement additive to improve the physical properties of oil well cement and to enhance zonal isolation / H. Soltanian, A. Khojastefar, A. Ghorban. – Journal of Petroleum Science and Technology, Tehran, Iran: April. – 2013. – № 3(1). – P. 31–38.

Стаття надійшла до редакційної колегії
14.09.16

Рекомендована до друку
професором Чудиком І.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Іванишиним В.Я.
(ПрАТ «Нафтогазвидобування», м. Київ)

ПІДВИЩЕННЯ ПОКАЗНИКІВ НАДІЙНОСТІ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ БУРИЛЬНИХ УСТАНОВОК

М. Й. Федорів, І. В. Гладь, І. Д. Галушак, Я. В. Бацала, І. М. Михайлів

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727172,
e-mail: ghladj@ukr.net

Під час розроблення математичної моделі функціонування електротехнічного комплексу бурильної установки враховано вплив технологічних факторів на надійність та енергоефективність у процесі буріння свердловин електробуром. Побудовано математичні моделі надійності та енергоефективності систем електропостачання та електрообладнання бурильної установки в середовищі програмування віртуальних приладів LabVIEW. За допомогою інформаційно-виміральної системи контролю енергетичних параметрів експериментально отримано енергетичні параметри електроприводних бурильних установок. Визначено вплив технологічних та енергетичних параметрів на надійність і енергоефективність електрообладнання. Доведено необхідність розроблення організаційних та технічних заходів, спрямованих на покращення функціонування електрообладнання. Доведено, що механізми відмови і відновлення працездатності основних елементів електроприводних бурильних установок підпорядковані закону Вейбулла-Гнеденка. Враховано вплив температури бурильного розчину в свердловині на опори струмовідводу електробура. Встановлено, що спектр струму занурювального електродвигуна електробура не містить недопустимого рівня вищих гармонік, однак наявні несиметрія струмів та зниження напруги на зажимах електробура в робочих режимах буріння. Створені математичні моделі дають змогу прогнозувати значення основних показників енергоефективності та експлуатаційної надійності електротехнічних комплексів з метою вибору оптимального режиму роботи бурильних установок за технологічними та енергетичними параметрами.

Ключові слова: надійність, енергоефективність, електрообладнання, вимірювання, віртуальні прилади, електротехнічний комплекс.

При разработке математической модели функционирования электротехнического комплекса буровой установки учтено влияние технологических факторов на надежность и энергоэффективность в процессе бурения скважин электробуром. Построены математические модели надежности и энергоэффективности системы электроснабжения и электрооборудования буровой установки в среде программирования виртуальных приборов LabVIEW. С помощью информационно-измерительной системы контроля энергетических параметров экспериментально получены энергетические параметры электроприводных буровых установок. Определено влияние технологических и энергетических параметров на надежность и энергоэффективность электробурового оборудования. Доказана необходимость разработки организационных и технических мероприятий, направленных на улучшение функционирования электробурового оборудования. Установлено, что механизмы формирования отказов и восстановления работоспособности основных элементов электроприводных буровых установок описываются законом Вейбулла-Гнеденко. Учтено влияние температуры бурового раствора в скважине на сопротивления токоподвода электробура. Установлено, что спектр тока погружного электродвигателя электробура не имеет недопустимого уровня высших гармоник, однако присутствуют несимметрия токов и снижение напряжения на зажимах электробура в рабочих режимах бурения. Созданные математические модели позволяют прогнозировать значение основных показателей энергоэффективности и эксплуатационной надежности электротехнических комплексов буровых установок с целью выбора оптимального режима работы по технологическим и энергетическим параметрам.

Ключевые слова: надежность, энергоэффективность, электрооборудование, измерения, виртуальные приборы, электротехнический комплекс.

While designing the mathematical model of an electrotechnical complex functioning of a drilling rig, the influence of technological factors on reliability and energy efficiency in the process of downhole electrical motor drilling is taken into account. The mathematical models of reliability and energy efficiency of power supply system and electric equipment of a drilling rig are constructed in LabVIEW. The power parameters of the electric drilling rigs are received by means of the information-measuring and monitoring system of power parameters. The influence of technological and power parameters on reliability and energy efficiency of the electric drilling equipment is defined. The administrative and technical measures should be elaborated which are directed at improving the electric drilling equipment operation. It is defined, that mechanisms of functional failures and performance restoration of the basic elements of the electric drilling units are subjected to Weibull-Hnedenko law. The influence of drilling mud temperature in a well on the resistance of the electric drill conductor is taken into account. It is defined, that the array of a current of the submersible electric motor has no inadmissible level of the higher harmonics, but there is asymmetry of currents and voltage decrease on clips of electric downhole motor during in-service drilling operation. The designed mathematical models allow to predict the value of the basic indicators of energy efficiency and operation reliability of electrotechnical complexes on the basis of technological and power parameters for the purpose of choosing an optimal operation mode.

Keywords: reliability, energy efficiency, electric equipment, measurement, virtual devices, electrotechnical complex.

Вступ

Системи електропостачання електротехнічних комплексів нафтогазової промисловості, вже не відповідають значенню встановленої потужності споживачів та неузгоджені за електромагнітною та режимною сумісністю, що обумовлює зростання втрат електроенергії та погіршення її якості. Аналіз сучасного стану проблеми підвищення надійності та енергоефективності свідчить, що більшість підприємств, установ та організацій оснащені фізично застарілим технологічним обладнанням, яке працює неефективно, володіє низьким ККД. Відсутність систем технічного обліку електроенергії та моніторингу показників її якості часто унеможливує аналіз електроспоживання підрозділами підприємств. Зростання рівня напруги в електромережах понад допустиме значення та неправильний вибір електрообладнання суттєво знижують ресурс споживачів. Регульований електричний привод, яким оснащені бурові установки, обладнаний тиристорними перетворювачами, які спотворюють форму кривої струму у фазних провідниках електромережі. Система електропостачання електробура (СЕЕ) “два проводи-труба” спричинює несиметрію струмів і напруг електродвигуна, внаслідок чого збільшується електроспоживання і зменшується надійність системи загалом. Цей факт збільшує втрати активної електроенергії.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Дослідження надійності та енергоефективності систем електропостачання та електрообладнання висвітлені в роботах Дж. Эндрени, І. І. Суда, С. Г. Блантера, Б. Г. Меньшова, Я-В. І. Костирика, С. П. Шевчука, Ю. О. Фокіна [1, 2]. Розв'язання даної проблеми започатковано в працях авторів, результати досліджень представлені в публікаціях [3-6].

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми

Проблему підвищення надійності та енергоефективності електричного обладнання нафтогазових комплексів доцільно вирішити шляхом розроблення математичної моделі надійності та енергоефективності бурильних установок в середовищі LABview, дослідження впливу технологічних та енергетичних параметрів на енергоефективність та надійність електричного обладнання, проведення експериментальних енергетичних обстежень електричної частини бурильних установок як технічної системи з логічно послідовним, з точки зору надійності, з'єднанням елементів.

Постановка задачі

Створення науково-методологічної бази для розроблення організаційних та технічних заходів з підвищення рівня показників надійності та енергоефективності систем електропостачання та електрообладнання бурильних установок нафтогазової промисловості.

Результати

Аналіз статистичних даних, отриманих на бурових підприємствах Прикарпаття, свідчить, що механізми формування відмов основного електричного обладнання описуються законом Вейбула-Гнеденка, що свідчить про наявність як миттєвих, так і поступових відмов. Під час математичної обробки статистичної інформації її перевіряли на аномальність з використанням критерію Смірнова, далі здійснювалася перевірка на однорідність виборок за допомогою критеріїв Фішера та Стьюдента, а перевірка гіпотези про закон розподілу здійснювалася за допомогою критеріїв Колмогорова та Пірсона. Щільність розподілу визначається за формулою:

$$f_i(t) = \left(\frac{t}{a}\right) \left(\frac{b}{a}\right)^{b-1} \cdot e^{-\left(\frac{t}{a}\right)^b}, \quad (1)$$

де a – параметр форми розподілу для i -го вузла електробура,

b – параметр масштабу розподілу для i -го вузла електробура [3].

Параметри розподілу для окремих елементів системи електропостачання електробура наведено в таблиці 1.

Таблиця 1 – Параметри розподілу Вейбула – Гнеденко

Назва елемента	Параметр a	Параметр b
Буровий трансформатор	19729	1,33
Станція керування	1039	1,17
Струмоприймач	263,5	1,05
Пристрій контролю ізоляції	168,7	1,35
Телеметрична система	115	1,25
Електробур	132	1,55
Кабельні секції	151,8	1,72

Найбільш пошкоджуваними є такі занурювальні елементи ЕБО, як кабельні секції, пристрій контролю ізоляції, телеметрична система, електродвигун електробура. Це зумовлено надзвичайно складними умовами їх роботи у агресивному середовищі бурового розчину, тобто високими температурами і тисками (до 150 °C і до 100 МПа відповідно), значною вібрацією (амплітудою до 5 мм), наявності дрібного абразиву великої твердості, а для з'єднувальних муфт струмопідведення систематичні з'єднання-роз'єднання. Циклічний режим роботи ЕБО при бурінні свердловин також знижує ресурс інших занурювальних елементів.

В таблиці 2 наведено основні кількісні показники надійності елементів СЕЕ, які визначалися як відповідні до встановленого раніше закону розподілу, зокрема середнє напрацювання на відмову, інтенсивність (параметр потоку) відмов та середній час відновлення працездатності.

Таблиця 2 – Кількісні показники надійності системи електропостачання електробурів

Назва елемента	Середнє напрацювання на відмову, год.	Параметр потоку відмов, $\times 10^{-4}$	Середній час ремонту, год.
Струмоприймач	186	1,4	23,6
Телеметрична система	244,7	1,2	20,4
Пристрій контролю ізоляції	106,2	1,6	13,9
Кабельна секція	149,9	1,3	18,8
Станція управління електробуром	988,4	0,96	16,4
Повітряна ЛЕП 6 кВ	16723,2	0,46	20,3
Буровий трансформатор	17914,1	0,5	70,2

Для проведення досліджень електротехнічного комплексу для електробуріння в середовищі віртуального програмування LabVIEW компанії National Instruments створено модель системи електропостачання електробура.

Хоча програмне забезпечення LabVIEW призначене переважно для автоматизації методологічної частини активних експериментів та задач керування, але воно містить бібліотеки підпрограм стандартних алгоритмів обробки інформації та математичних функцій. Перевагою математичного моделювання в LabVIEW є можливість об'єднання комп'ютерних програм математичної моделі та вимірювання і реєстрації даних експериментальних досліджень функціонування електротехнічних комплексів у реальному масштабі часу.

Вихідними даними для розрахунку є параметри бурового трансформатора (БТ) та електродвигуна електробура, які вводяться на початку розрахунку. На рисунку 1 зображено вікно для безпосереднього введення параметрів БТ: номінальна вторинна напруга обмоток БТ; номінальний вторинний струм; напруга короткого замикання і втрати потужності короткого замикання. Перелічені параметри отримуються з каталожних даних бурового електрообладнання.

Для електробура вводимо: значення номінальної напруги електродвигуна; номінальний струм фази статора; активні та індуктивні опори фази статора та ротора; активний та індуктивні опори намагнічувального контура; синхронна та номінальна швидкості обертання. Значення активних та індуктивних опорів електродвигуна, які використовуються в схемі заміщення, отримуються шляхом перерахунку паспортних даних.

Математична модель дає змогу досліджувати функціонування електробура [4], тобто обчислювати значення фазних напруг на затискачах електродвигуна, струмів у його фазах, активну потужність та механічну потужність на валі електродвигуна.

Комплексний опір фази електродвигуна:

$$Z(s) = Z_1 + \frac{Z_m \cdot Z_2(s)}{Z_m + Z_2(s)}, \quad (2)$$

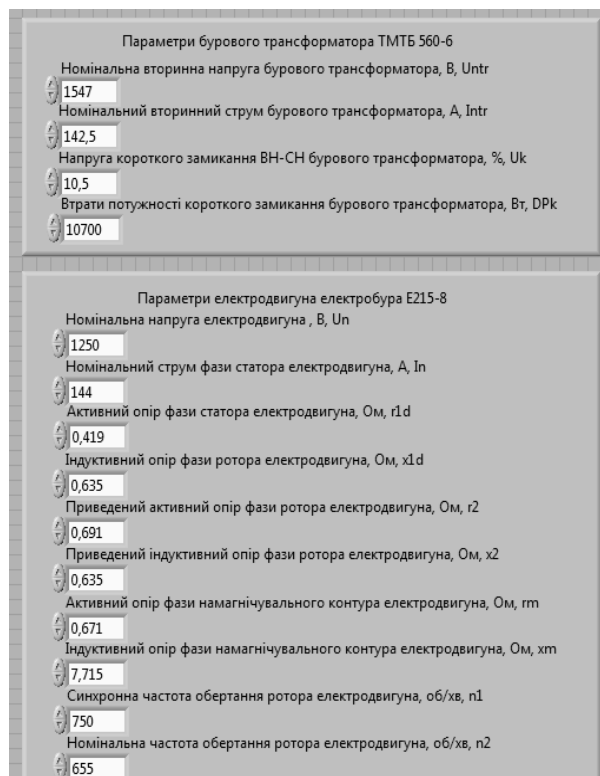


Рисунок 1 – Панель введення даних для розрахунку параметрів схеми заміщення бурового трансформатора та електробура

де Z_1 – комплексний опір фази статора, Z_m – комплексний опір вітки намагнічування, $Z_2(s)$ – опір фази ротора, який залежить від ковзання.

Питомі активні опори труби та жил кабелю струмопідводу системи “два проводи – труба” з врахуванням температури бурового розчину:

$$R_t = r_{t20} (1 + 0,006T_{br}); \quad (3)$$

$$R_g = r_{g20} (1 + 0,004T_{br}), \quad (4)$$

де r_{t20} , r_{g20} – питомі активні опори труби та жили кабелю за температури 20 °С, T_{br} – температура бурового розчину.

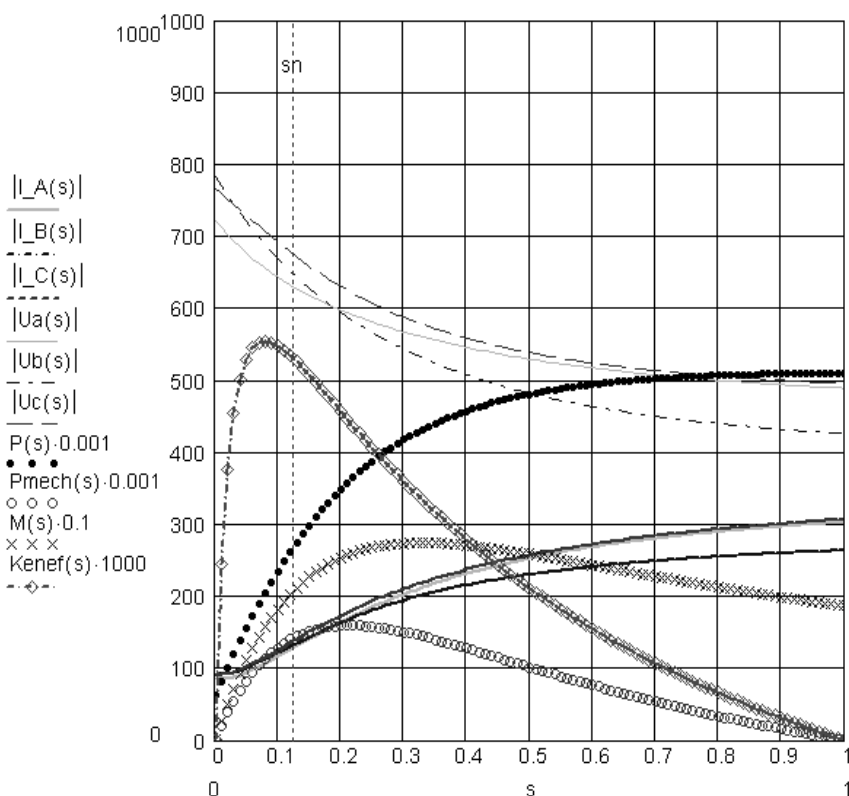


Рисунок 2 – Зміна енергетичних параметрів електробура E240-8M в процесі буріння свердловини на глибині 2 км

Комплексний опір бурильної труби та жил кабелю враховує складові індуктивних опорів, які отримані апроксимацією їх табличних значень, наведених в інструкції для електробуріння:

$$Z_t(s) = R_t(s) + X_t(s) \cdot i, \quad (5)$$

$$Z_g(s) = R_g(s) + X_g \cdot i. \quad (6)$$

Комплексні опори фаз *a*, *b*, *c* системи електропостачання електродвигуна електробура залежать від ковзання:

$$Z_a(s) = Z(s) + Z_t(s) + Z_{tr}; \quad (7)$$

$$Z_b(s) = Z_c(s) = Z(s) + Z_g(s) + Z_{tr}, \quad (8)$$

де Z_{tr} – комплексний опір бурового трансформатора, обчислений з врахуванням фактичної напруги вторинної обмотки, що змінюється залежно від глибини буріння;

$Z_t(s)$, $Z_g(s)$ – комплексні опори бурильної труби та жил кабелю з врахуванням індуктивних опорів, які отримані апроксимацією їх табличних значень.

Послідовність обчислення струмів у фазах струмопідводу, напруг на затискачах електробура та обертового моменту на його валі наведена у [4].

Активна потужність, яка споживається на початку струмопідводу:

$$P(s) = P_a(s) + P_b(s) + P_c(s). \quad (9)$$

Втрати потужності у струмовідводі:

$$\Delta P(s) = I_a^2(s)R_t(s) + I_b^2(s)R_g(s) + I_c^2(s)R_g(s). \quad (10)$$

Розраховуємо активну потужність, яка споживається електробуром:

$$P_{elb}(s) = P(s) - \Delta P(s). \quad (11)$$

Залежність механічної потужності на валу двигуна від ковзання:

$$P_{mech}(s) = \omega \cdot M(s), \quad (12)$$

де ω – кутова швидкість обертання валу, c^{-1} ,

$M(s)$ – обертовий момент на валу двигуна, Н·м.

Результатами моделювання є активна потужність споживання СЕЕ, активна потужність на валу електробура та втрати потужності. За їх значеннями визначається коефіцієнт енергетичної ефективності перетворення електричної потужності на початку струмопідводу в механічну потужність долота:

$$K_{enef}(s) = \frac{P_{mech}(s)}{P(s)}. \quad (13)$$

В результаті обчислень отримуємо залежність енергетичних параметрів електробура від навантаження, які ілюстровані на рисунку 2. Зокрема, показані залежності струмів у жилах кабелю та бурильній трубі, фазні напруги на затискачах електродвигуна, обертовий момент на його валу, активна потужність на початку струмопідводу та механічна потужність на валу електродвигуна.

Перелічені енергетичні параметри отримані для електробура марки E240-8M в процесі похило скерованого буріння газової експлуатаційної свердловини на глибині 2 км.

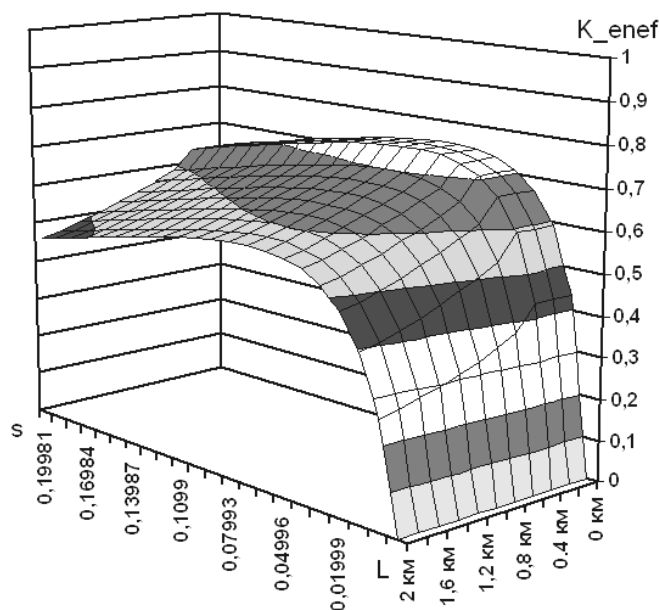


Рисунок 3 – Зміна коефіцієнта енергоефективності буріння свердловини при різних глибини та навантаженні

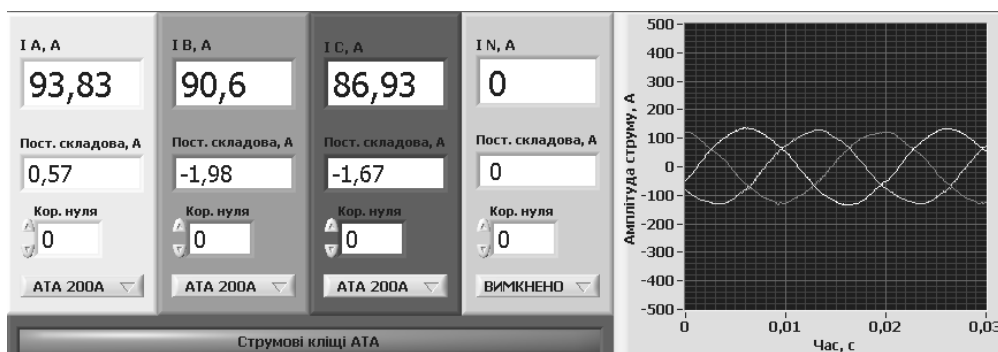


Рисунок 4 – Фрагмент передньої панелі віртуального приладу

При бурінні гірських порід, які залягають на глибині від поверхні до 2 км, і діапазоні зміни навантаження електродвигуна електрорубура від неробочого ходу до критичного ковзання отримали коефіцієнт енергоефективності буріння свердловини, наведений на рисунку 3.

Отже, максимальну ефективність буріння нижніх інтервалів свердловин можливо забезпечити при навантаженні електродвигуна, дещо меншому від номінального.

Розроблена модель є передумовою до створення інформаційно-вимірювального комплексу для дослідження енергетичних показників електричного обладнання та показників якості електричної енергії.

Комплекс є універсальною портативною комп'ютерною інформаційно-вимірювальною системою, яка призначена для проведення експериментальних наукових досліджень функціонування електротехнічних комплексів.

В основу його роботи покладена технологія віртуальних приладів, яка базується на методах цифрової обробки сигналів і графічному програмуванні алгоритмів прикладних програм.

До складу інформаційно-вимірювального комплексу входять багатодіапазонні гнучкі

струмовимірювальні котушки Роговського типу Fluke i3000 Flex; перетворювачі напруги компенсаційного типу марки CV3-1000; 4-канальний 16-розрядний аналого-цифровий перетворювач (АЦП) з USB-інтерфейсом NI-6210 та ноутбук з розробленим програмним забезпеченням.

Котушки Роговського монтуються навколо провідника із струмом чи шини без розриву електричного кола, конструктивно складаються з власне вимірювальної обмотки, розміщеної всередині гнучкого електроізоляційного каркасу, що замикається в кільце спеціальним замком, і електронного підсилювача-нормалізатора сигналу з коаксіальним затискачем для під'єднання до осцилографів чи АЦП. Верхня межа діапазону вимірювання змінного струму становить 30А, 300А та 3000А в частотному діапазоні від 20 до 10000 Гц. Клас точності вимірювання напруги становить 0,5, струму – 2, потужності – 2,5.

Спочатку здійснюється запис початкових вимірних миттєвих значень напруг і струмів у файл (рисунок 4), після чого запускається програма їх математичного опрацювання.

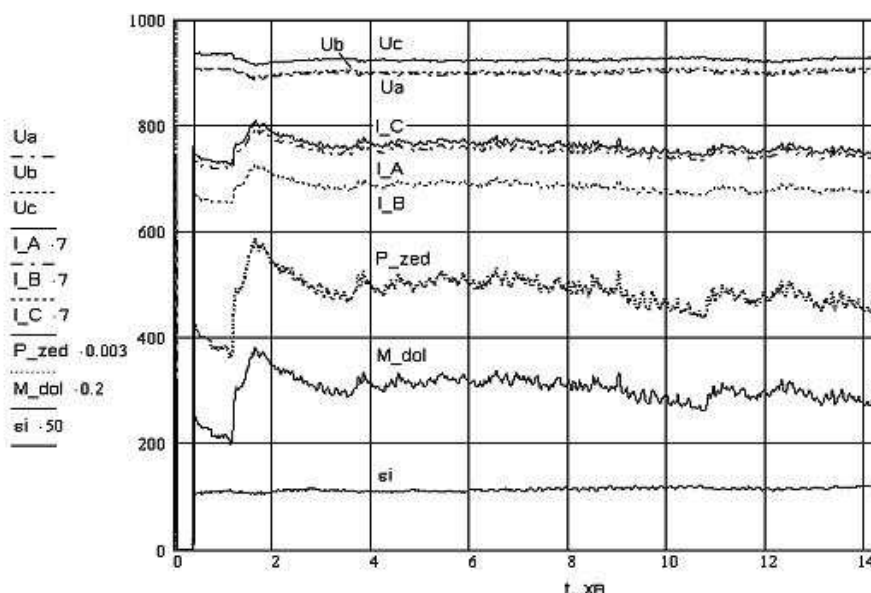


Рисунок 5 – Динаміка зміни фазних напруг, струмів, потужностей та коефіцієнта несиметрії струмів електробура в процесі буріння свердловини

Методом інтегрування квадратів миттєвих значень визначаються діючі значення фазних напруг і струмів на початку струмопідводу:

$$U = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u(t) dt}; \quad (14)$$

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i(t) dt}, \quad (15)$$

де $u(t)$, $i(t)$ – миттєві значення напруги і струму,

T – період інтегрування.

Активна потужність на початку струмопідводу обчислюється шляхом усереднення за період значення миттєвої потужності:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt. \quad (16)$$

Використання системи контролю також уможливило визначення малонадійних елементів шляхом фіксації відхилення їх технологічних параметрів за допустимі межі.

За допомогою вимірювального комплексу проведено збір експериментальних даних на буровій “Сибівка” № 111 Прикарпатського УБР у с. Ясеновець, Рожнятівський район, Івано-Франківська область. Під час проведення експерименту було отримано такі дані: гармоніки струмів та напруг під час пуску електродвигуна, споживання активної, реактивної та повної потужностей, коефіцієнт потужності $\cos\phi$, фазний струм та напруга на глибині забою свердловини 2300 м (рисунок 5).

В ході подальшої обробки експериментальних даних здійснено спектральний аналіз кривих напруги та струму з метою визначення коефіцієнту гармонік, який показаний на рисунку 6.

Проведені експериментальні дослідження на діючих бурових установках та результати математичного моделювання свідчать, що значення коефіцієнта енергоефективності буріння свердловин електробуром знаходиться в межах від 40% до 60%, коефіцієнт гармонічних спотворень струму електробура не перевищує 3%, а коефіцієнт несиметрії струмів перебуває в межах від 3% до 7%. Низька енергоефективність обумовлена значними втратами активної потужності в струмовідводі системи “два проводи-труба”. Кількісні показники надійності занурювального обладнання є низькими.

Необхідно зауважити, що існуюче електробурове обладнання є морально і фізично застарілим, має низькі показники енергоефективності та надійності, що обумовлює необхідність підвищення енергоефективності функціонування і модернізації та реконструкції.

Для забезпечення високої енергоефективності буріння при використанні системи “два проводи-труба” необхідно впровадити плавне регулювання напруги при зміні глибини буріння та застосувати частотне регулювання швидкості електробура. Кардинальне підвищення надійності та енергоефективності електробуріння можливе тільки при використанні системи струмовідводу постійного струму “один провід-труба” і занурювального частотного перетворювача. Це рішення також полегшить керування процесом буріння свердловини.

Висновки

1. Проведено аналіз сучасного стану надійності і ефективності роботи та існуючих методів енергозбереження, проаналізовано статистичні дані бурильних установок Прикарпатського УБР.

2. В результаті математичної обробки статистики відмов основного електричного обладнання бурильних установок встановлено ме-

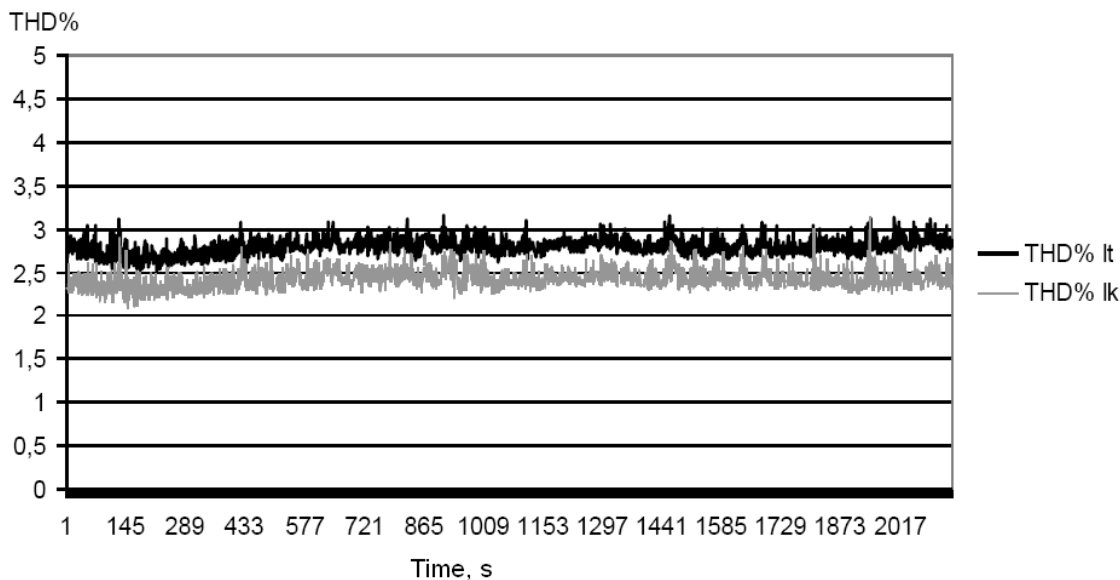


Рисунок 6 – Залежність коефіцієнта гармонік струму жили кабелю і труби в часі

ханізми формування відмов. В основному відмови і відновлення працездатності підпорядковані закону Вейбула-Гнеденка. Виявлено найбільш пошкодзовані елементи системи електропостачання електробура, ідентифіковано ймовірні причини відмов.

3. Використовуючи математичну модель системи електропостачання електробура розрахунково-експериментальним методом, визначено енергетичні показники функціонування та вказано на їх недостатню енергоефективність.

4. За допомогою розробленої інформаційно-виміральної системи здійснено моніторинг енергетичних параметрів системи електропривода бурового долота, який показав значну нерівномірність навантаження електробура в процесі активного буріння, несиметрію струмів та відсутність вищих гармонік.

5. Розроблено заходи з підвищення надійності та енергоефективності електробуріння, які передбачають впровадження системи струмовідведення постійного струму “один провід – труба” і занурювального частотного перетворювача.

Література

1 Фокин Ю. А. Надежность и эффективность сетей электрических систем / Ю.А. Фокин. – М.: Высш. шк., 1989. – 151с.

2 Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: пер. с англ. / Дж. Эндрени. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

3 Федорів М.Й. Дослідження комплексних показників надійності електрообладнання системи електропостачання електробура / М.Й.Федорів, А.І.Поточний, У.М.Николин, А.В.Чуйко // Нафтогазова енергетика. – 2010. – № 1(12). – С. 80-85.

4 Федорів М. Й. Математична модель функціонування системи електропостачання електробура [Текст] / [Федорів М. Й., Николин У. М., Поточний А. І.] // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2013. – № 5. – С. 55-62.

5 Федорів М.Й. Дослідження впливу відмов елементів ситеми електропостачання електробура на величину загальних капіталовкладень / М.Й. Федорів, У.М. Николин // Вісник Кременчуцького державного університету ім. М.Остроградського. – 2010. – № 3/2010(62). – С. 112-114.

6. Федорів М.Й. Математичні моделі надійності функціонування основного електричного обладнання технологічних комплексів для електробуріння / М.Й. Федорів, А. І. Поточний, С. І. Курта // Науковий вісник ДонНТУ. – 2011. – Випуск 11 (186). – С. 401-405.

Стаття надійшла до редакційної колегії
30.08.16

Рекомендована до друку
професором **Костишиним В.С.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Николайчуком Я.М.**
(Карпатський державний центр інформаційних засобів і технологій Технічного центру НАН України, м. Івано-Франківськ)

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЗМІННИХ ПАРАМЕТРІВ НА ТРАЄКТОРІЮ РУХУ ВІБРОРАМИ БУРОВОГО ВІБРОСИТА

М.М. Лях, Н.В. Федоляк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727101,
e-mail: no@nimg.edu.ua

У зв'язку з необхідністю підвищення якісних показників роботи бурових вібросит розглянуто результати попередніх досліджень впливу змінних параметрів (подавання промивального розчину, потужності привода та ін.) на траєкторію руху віброрами бурового вібросита, проаналізовано роботи, в яких започатковано вирішення проблеми, вибрано методи дослідження та описано процес проведення дослідження впливу змінних параметрів роботи вібросита на траєкторію руху окремих точок віброрами. Під час роботи використовувались фігури Ліссажу та елементи теорії хаосу.

Встановлено, що основними змінними параметрами в часі, які раніше не враховувались, є маса промивальної рідини, шлама і глини, які містяться на ситополотні та значною мірою залежать від їх густини, в'язкості і вмісту твердих частинок. Загальна маса промивальної рідини, шлама і глини під час руху ситополотном постійно змінюється. Ця величина не є прогнозованою в часі, і її важко описати законами фізики, оскільки вона підпорядковується законам хаосу. Зокрема, траєкторію руху точки віброрами слід подати як квазіатрактор типу соленоїда Смейла–Вільямса.

Результат вказаних досліджень є основою для проведення експериментальних досліджень та вирішення проблемних питань, пов'язаних з впливом змінних параметрів на траєкторію руху віброрами.

Ключові слова: вібросита, режим роботи вібросит, очищення промивальних рідин, ефективність роботи вібросит, траєкторія руху віброрами.

В связи с необходимостью повышения качественных показателей работы буровых вибросит приведены результаты предыдущих исследований влияния переменных параметров (подачи промывочного раствора, мощности привода и др.) на траекторию движения виброрами бурового вибросита, проанализированы работы, в которых предложено решение проблемы, выбраны методы исследования и описан процесс проведения исследования влияния переменных параметров работы вибросита на траекторию движения отдельных точек виброрами. В работе использовались фигуры Лиссажа и элементы теории хаоса.

Установлено, что основными временными переменными параметрами, не учитываемыми ранее, является масса промывной жидкости, шлама и глины, находящиеся на ситополотне и в значительной степени зависящие от их плотности, вязкости и содержания твердых частиц. Общая масса промывочной жидкости, шлама и глины при движении по ситополотну постоянно меняется. Эта величина не прогнозируема во времени, и ее трудно описать законами физики, так как она подчиняется законам хаоса. В частности, траектория движения точки виброрами может быть представлена как квазиатрактор типа соленоида Смейла-Вильямса.

Результат выполненных исследований в данной статье может быть положен в основу проведения экспериментальных исследований и решения проблемных вопросов, связанных с воздействием переменных параметров на траекторию движения виброрами.

Ключевые слова: вибросита, режим работы вибросит, очистка промывочных жидкостей, эффективность работы вибросит, траектория движения виброрами.

This research deals with results of the previous studies concerning the influence of variables (supply of washing solution, the drive power etc.) on the trajectory of the drilling vibrating sieve, as soon as there is a need in increasing the qualitative operation parameters of drilling sieves. The analysis of previous works is conducted, in which the solution to the problem is introduced. The methods of research are selected. The process of conducting the research of influence of variables on trajectory of the drilling vibrating sieve is described. During research Lissajous figures and the elements of chaos theory have been applied.

It has been defined that the main temporary variables include the mass of the washing liquid, cuttings and shale that are situated on the sieve cloth and largely depend on their density, viscosity and solids content. The total mass of the washing liquid, cuttings and shale, moving the sieve cloth, is steadily changing. This magnitude is not predicted in the course of time and is not subjected to the laws of physics, as it is subjected to the chaos laws.

The results of the conducted research can serve as a basis for solving the burning issues concerning the influence of variables on the trajectory of the vibrating frame.

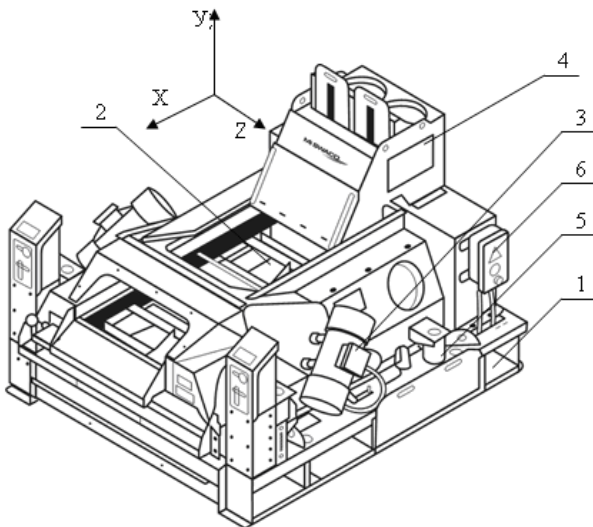
Keywords: Vibrating sieve, Vibrating screen mode, drilling fluids cleaning, the sieves efficiency, the vibrating frame trajectory.

Вступ. Для підтримання якості очищення промивальної рідини в процесі спорудження свердловин використовують комплект устаткування для її очищення (вібросита, гідроциклонне обладнання, центрифуги тощо). При бурінні

свердловин з використанням обважнених промивальних розчинів очищення від шлама відбувається переважно на віброситах, оскільки втрата обважнювачів в обладнанні тонкого очищення досить значна. Отож, вібросита є важли-

вою ланкою циркуляційної системи загалом та блоку очищення зокрема, від ефективності роботи яких залежить якість очищення промивальної рідини. Ефективність роботи вібросита залежить від правильності вибору його технологічних параметрів: режимів роботи, амплітуди та віброприскорення, створюваних вібриситом, характеру руху віброрами, продуктивності вібросита, розміру чарунок ситополотна, способу його кріплення на віброрами, жорсткості віброопор віброрами та ін. Вплив пульсації подачі промивальної рідини, і, відповідно, зміни її кількості, яка в певний момент часу знаходиться на ситополотні, незначні зміни потужності привода вібросита, забивання чарунок твердими частинками (шламом) та інших змінних параметрів на процес очищення промивальної рідини на віброситі не є достатньо досліджені, тому виявлення таких залежностей є важливою проблемою для підвищення ефективності його роботи.

Аналіз сучасних закордонних та вітчизняних досліджень і публікацій, в яких започатковано вирішення проблеми. Для дослідження роботи вібросита скористаємось розрахунковою схемою та міркуваннями, наведеними в [1]. Напрямо осей системи координат для наочного відображення та складання рівнянь траєкторій руху віброрами бурового вібросита зображено на рис. 1.



1 – основа, 2 – сито, 3 – вібродвигун,
4 – завантажувальний бункер,
5 – амортизатор, 6 – пульт керування

Рисунок 1 – Вібросито зі збалансовано-еліптичним рухом віброрами та з осями координат

При роботі вібросита в процесі очищення промивальної рідини від шламу вимушуюче (рушійне) коливальне зусилля від вібродвигуна передається на рухому частину очищувального пристрою – віброграму з ситополотном масою m_p . Віброрама при цьому здійснює коливальний рух з періодом $T = \frac{2\pi}{\omega}$, де ω – кутова

швидкість дебалансного вала. За цей період відбувається контакт частинок рідини та шламу з ситополотном, та, відповідно, їх підкидання на деяку висоту y .

Особливістю вібраційного очищення промивальної рідини є те, що за один період коливань віброрами може відбутись лише одне підкидання частинки на визначену висоту, причому висота підкидання залежатиме від її маси та від величини амплітуди в точці контакту з віброрамою, яка коливається. Зміна амплітуди коливань в залежності від довжини віброполотна характерна лише для вібросит з незбалансованим еліптичним рухом, тому таку задачу слід розглядати окремо.

Після контактування з віброрамою частинка промивальної рідини набуває деякої початкової швидкості v_2 , спрямованої вгору (по дотичній до траєкторії руху ситополотна). Частинка підіймається на висоту y та знову падає на ситополотно. При ударі частинки до ситополотна їй передається відповідний момент інерції $m_c \cdot v_1$, тобто чим більша маса частинки m_c , тим більший момент інерції їй надається, і, відповідно, на вищу висоту y вона підкидається.

Графік коливань для одиничної частинки з постійною масою m_c у системі координат $y - \omega \cdot t$ матиме вигляд параболи 1 (рис. 2) [2]. Коливання віброрами 2 при цьому матимуть характер гармонічних з висотою підйому, яка рівна половині значення амплітуди коливань. При цьому в момент контактування ситополотна з частинками промивальної рідини, що очищується, вивільняється енергія, яка спричиняє його деформацію, і залежить від маси частинок, які контактують з ним. Цей процес видно зі форми вершин графіка 1 (рис. 2) – в момент контактування з параболою 1 мають увігнуту форму.

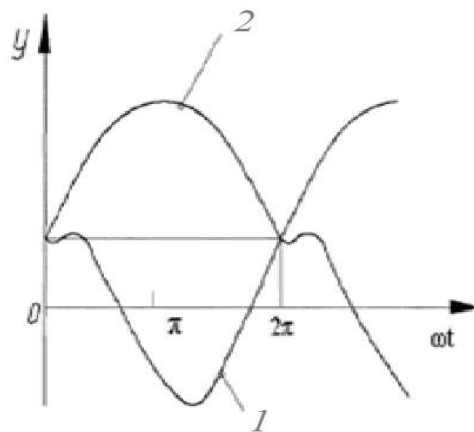


Рисунок 2 – Траєкторія руху ситополотна (1) та частинки вибуреної породи, що рухається нею (2)

На віброситах ВС-2 ситополотна монтують так, щоб в центрі вони мали опуклу форму (рис. 3). Відомо, що найбільша частина промивального розчину на віброситі очищується саме в його центрі (біля 60% від загального об'єму), тому спостерігається вигин вниз ситополотна саме в цій ділянці. Така монтажна особливість

призначена для компенсації прогину від дії ваги промивального розчину та для перерозподілу маси на ситополотні вібростата ВС-2, і, відповідно, кращого його очищення та збільшення довговічності полотна, яке зношуватиметься активніше саме в місці інтенсивнішого контактування з промивальною рідиною (рис. 3).



Рисунок 3 – Ситополотно опуклої форми

Рівняння руху частинки масою $m_ч$, яка рухається за параболічним законом, як функція від часу t матиме вигляд [2]:

$$y = y_0 + v_2 t - \frac{gt^2}{2}, \quad (1)$$

де v_2 – швидкість руху частинки після удару до поверхні ситополотна;

y_0 – вертикальна складова переміщення частинки масою $m_ч$ в початковий момент часу.

Загалом на систему, що коливається, діє квазіпружне зусилля, яке визначається за законом Гука та дорівнює

$$F_k = -c \cdot y_p, \quad (2)$$

де c – жорсткість пружних опор віброрами;

y_p – вертикальна складова переміщення центру мас віброрами, що відраховується від положення статичної рівноваги.

Також коливна система чинитиме опір рухові із зусиллям

$$F_o = -b \cdot v, \quad (3)$$

де b – коефіцієнт опору переміщенню;

v – середня швидкість руху віброрами.

За законом Ньютона

$$F_k + F_o + F_3 = m_p a, \quad (4)$$

де m_p – маса віброрами;

a – прискорення системи,

F_3 – зусилля, що викликає переміщення частинки шламу масою $m_ч$ ситополотном вібростата. Це зусилля рівне різниці величин рушійного зусилля, створюваного вібростатом, та ваги віброрами.

Величина амплітудного зусилля становить

$$P = D \cdot \omega^2, \quad (5)$$

де ω – кутова швидкість вала вібростатика;

D – дебаланс вібростатика.

Рушійне зусилля, що діятиме на віброрами, змінюється за періодичним законом, циклічна частота зміни якого становить $(\omega \cdot t + \psi)$, де

ψ – фаза співудару (зсув фаз між змушуючим та квазіпружним зусиллям). Отже, величина рушійного зусилля визначатиметься рівнянням:

$$P_p = P \cos(\omega \cdot t + \psi) = D \cdot \omega^2 \cos(\omega \cdot t + \psi), \quad (6)$$

та, відповідно, вага віброрами рівна $m_p \cdot g$, то коливальний рух ситополотна з віброрами може бути описаний диференціальним рівнянням другого порядку [2]:

$$m_p \cdot \ddot{y}_p + b \cdot \dot{y}_p + c \cdot y_p = D \cdot \omega^2 \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi) - m_p \cdot g, \quad (7)$$

де \ddot{y}_p – друга похідна вертикальної складової переміщення центру мас віброрами, що відраховується від положення статичної рівноваги (вертикальна складова вектора прискорення a);

\dot{y}_p – перша похідна вертикальної складової переміщення центру мас віброрами (вертикальна складова вектора швидкості v).

Постановка задачі та вибір методів дослідження. Отож, рух вібростата можна поділити на такі періоди:

1. Пуск вібростата, для якого характерні ріст значення амплітуди коливань віброрами від нуля (зі стану спокою) до величини, яка наближається до амплітудної. Режим роботи вібростата – дорезонансний.

2. Прохід вібростатом резонансних частот, коли кутова частота коливань віброрами ω наближається до власної частоти коливань ω_0 ; при цьому амплітуда досягає максимального значення. Режим роботи вібростата – резонансний.

3. Усталений режим – робочий, за якого здійснюється процес очищення промивальної рідини. В цей період роботи спостерігається незначне коливання величини амплітуди, причому траєкторія руху точки віброрами завжди прямуватиме до описування кола (при коловій траєкторії руху віброрами), еліпса (при еліптичній) чи лінії (при лінійному русі). Режим роботи вібростата – зарезонансний.

4. Зупинка вібростата – припиняється подавання промивального розчину; коливання віброрами затухають; амплітуда прямує до нуля.

Для кожного з цих періодів роботи вібростата існує особлива траєкторія руху віброрами, причому вона дещо відрізняється від тієї, яка описана в теорії руху вібростатів в класичних теоріях, оскільки в них не враховуються експлуатаційні фактори, які впливають з рівнянь (1) та (7).

При включенні вібростата до виходу на усталений режим роботи кутова частота коливань віброрами ω наближається до власної частоти коливань ω_0 , амплітуда коливань при цьому зростає. При проходженні вібростатом резонансу амплітуда коливань значно більша за амплітуду при роботі на усталеному режимі. При проходженні вібростата через резонанс кутова частота коливань віброрами ω рівна власній частоті коливань ω_0 ($\omega = \omega_0$) і спостеріга-

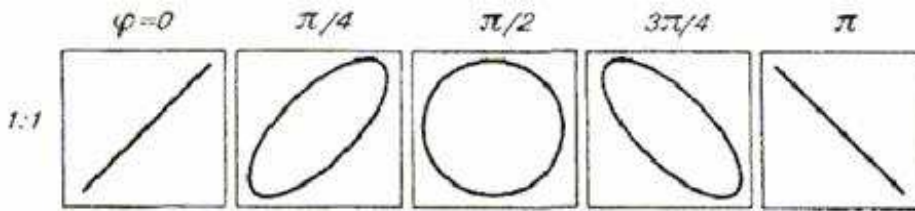


Рисунок 4 – Траєкторії руху віброрами (фігури Ліссажу) при відношенні частот коливань 1:1 (власної та вимушеної) та різних зсувів фаз між ними

ється максимальна амплітуда коливань A_{max} . При подальшому зростанні ω амплітуда зменшується, наближаючись до робочого значення величини амплітуди A . Вибросито при цьому працюватиме вже в робочому (зарезонансному) режимі, спостерігатимемо усталений рух всіх точок віброрами.

Види траєкторій руху віброрами існуючих вібросит відповідають фігурам Ліссажу з співвідношеннями між періодами частот коливань (власної та вимушеної) $\omega_0 : \omega = 1:1$ [4] (рис. 4) та описуються відповідними диференціальними рівняннями. Проте траєкторії руху, зображені на рис. 4, мають місце лише в ідеальному випадку при усталеному русі коливань віброграми, в реальних же умовах вони є іншими.

Траєкторія руху віброрами має вигляд кола чи еліпса (при коловому або еліптичному русі віброрами), що виходить з їх нижньої точки, через деякий час при вході в резонанс ми спостерігатимемо коло діаметром A_{max} (при зсуві фаз $\psi = \pi/2$) або еліпс з більшим і меншим діаметрами, що більші за ті, що матимемо при усталеному режимі (при зсуві фаз $\psi = \pi/4$ та $\psi = 3\pi/4$). При зсуві фаз $\psi = 0$ чи $\psi = \pi$ рух віброрами буде лінійним, а траєкторія руху віброрами – лінія – матиме більшу довжину, ніж при усталеному русі.

Відомо, що для зарезонансних режимів роботи вібромашин сили демпферування відіграють незначну роль. Проте в деяких типах вібросит шляхом зміни жорсткості демпферуючих пружин (віброопор) змінюють режими руху віброрами (випадок незбалансованого вібросита, коли амплітуда коливань на початку ситополотна та в кінці відрізняються: на початку амплітуда коливань вища для того, щоб забезпечити ефективніше очищення, а в кінці руху – нижча, тоді час проходження шламу менший і це забезпечує його краще осушення).

Подавання промивального розчину на ситополотно не здійснюється до виходу вібросита на усталений рух. При проході резонансних частот додаткове навантаження (вага промивального розчину та, відповідно, його коливальний рух з власною частотою) негативно впливатиме на міцність вузлів і деталей вібромашини, тому подавання промивального розчину рекомендовано починати після виходу обладнання на усталений (робочий) режим. Подавання промивального розчину не є сталою величиною – в різні періоди часу роботи вона змінюється. Щоб усталити подавання використову-

ють різні технічні засоби – регульовальні жалюзі, заслінки, розподільники потоку та ін., проте значення подачі завжди коливається в певних межах і залежності здебільшого від режиму роботи бурових насосів.

Через коливання подачі кількість промивального розчину, яка знаходиться на просіюючій поверхні в певний проміжок часу і, відповідно, його маса також змінюватиметься. Маса промивального розчину при потраплянні на ситополотно зменшуватиме амплітуду коливань. Для випадку одиничної частинки це досить добре видно на рисунку 2.

Отже, вплив експлуатаційних та технологічних факторів спричиняє відхилення траєкторії руху віброрами від описаних в [4].

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Рівняння (1) та рівняння (7) описують відповідно графіки 2 та 1 (рис. 2). Проте в рівнянні (7) не враховується деформація, яка виникає від контактування частинки масою m_c з ситополотном. Тобто траєкторія руху віброрами також залежатиме від ваги частинки, яка в певний момент часу перебуває на ситополотні.

При очищенні промивальної рідини таких частинок на ситополотні знаходиться значна кількість – це частинки шламу, який відділяється, та, власне, промивальна рідина, яка рухається по поверхні. Частинки шламу рухаються з підкиданням, а сама промивальна рідина рухається без відривання від ситополотна (рис. 5).



1- з підкиданням; 2 – без підкидання

Рисунок 5 – Рух промивальної рідини ситополотном

Це складний рух, який складається з руху трьох фаз – твердих частинок більшої маси (шламу), рідини та піску (глини). Переміщення твердих частинок, що рухаються з підкиданням, описується рівнянням (1). Частинки піску та глини рухаються в потоці рідини та мають малу масу, що перешкоджає їх підкиданню, тому що вони захоплюються потоком в'язкої рідини. З підкиданням можуть також рухатись великі частинки глини чи піску, що коагулювали.

Оскільки промивальна рідина разом з частинками піску та глини перебувають в постійному контакті з віброрамою, тож вони, як і вага віброрами, впливатимуть на траєкторію руху. Тому в рівнянні, що описує траєкторію руху віброрами, потрібно також врахувати вагу промивального розчину та твердих частинок (шламу), що знаходяться в певний момент часу на ситополотні. Вони чинитимуть опір рушійній силі, яка приводить в рух систему, тому в рівнянні (7) набудуть від'ємного значення:

$$\left(m_p + \sum_{i=1}^n m_{ci} + m_n \right) \cdot \ddot{y}_p + b \cdot \dot{y}_p + c \cdot y_p = \quad (8)$$

$$= D \cdot \omega^2 \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi) - \cos(\alpha) \cdot g \cdot (m_p + \sum_{i=1}^n m_{ci} + m_n),$$

де α – кут нахилу ситополотна до горизонталі,

m_n – маса рідкої фази разом з піском та глиною, що рухаються без підкидування;

m_{ci} – маса твердої частинки (шламу), що рухається з підкидуванням;

n – кількість частинок, що знаходяться на ситополотні в певний момент часу.

Аналогічно для осі x рівняння, що описує траєкторію руху віброрами, матиме вигляд:

$$\left(m_p + \sum_{i=1}^n m_{ci} + m_n \right) \cdot \ddot{x}_p + b \cdot \dot{x}_p + c \cdot x_p = \quad (9)$$

$$= D \cdot \omega^2 \cdot \cos(\omega \cdot t + \psi) + \sin(\alpha) \cdot g \cdot (m_p + \sum_{i=1}^n m_{ci} + m_n),$$

де \ddot{x}_p – друга похідна горизонтальної складової переміщення центру мас віброрами, що відраховується від положення статичної рівноваги (горизонтальна складова вектора прискорення a);

\dot{x}_p – перша похідна горизонтальної складової переміщення центру мас віброрами (горизонтальна складова вектора швидкості v);

x_p – вертикальна складова переміщення центру мас віброрами, що відраховується від положення статичної рівноваги.

З аналізу рівнянь (1) та (8) можна виділити основні фактори, які впливатимуть на траєкторію руху точки віброрами та частинок шламу, що переміщуються ситополотном, і, відповідно, на ефективність очищення промивального розчину.

Траєкторія руху частинок згідно (1) залежить від початкової швидкості – швидкості, з якою частинка рухається при виході її з отвору

приймальної ємності – розподільника промивального розчину, швидкості v_2 , якої вона набуває при контактуванні з ситополотном, прискорення її руху та маси частинки. Також значення має період (час t) контактування частинки з ситополотном – від нього залежатиме вертикальна складова y_0 переміщення частинки в початковий момент часу в період її контактування з ситополотном.

Траєкторія руху віброрами залежатиме, в першу чергу, від маси віброрами m_p . Чим більша маса віброрами, тим більше рушійне зусилля повинен мати віброприскорення для створення віброприскорення та віброшвидкості, необхідних для ефективного очищення промивальної рідини. На траєкторію руху віброрами також впливатиме і коефіцієнт опору рухові системи, причому вплив цієї величини викликати згасання вимушених коливань та залежатиме від маси віброрами. Ця залежність виражається через коефіцієнт згасання:

$$\beta = \frac{b}{2m_p}. \quad (10)$$

Тобто чим більша маса віброрами, тим швидше вона викликати згасання коливань, що створюються рушійною силою, яка і викликає коливання віброрами з ситополотном.

Траєкторія руху віброрами залежатиме також від ваги промивальної рідини, що знаходиться на ситополотні, та ваги частинок шламу, що переміщуються ситополотном у потоці промивальної рідини. Чим менший шар промивальної рідини, тим менша вага діє на віброрами. Вага промивальної рідини також залежатиме від її густини.

З рівняння (8) видно, що зміна траєкторії руху ситополотна залежить також від жорсткості пружини віброопор.

Відомо, що траєкторії руху точок віброрами описуються кривими Ліссажу (рис. 4) [4], які є незмінними при усталеній роботі вібростата, а їх зміна, відповідно, сигналізує про несправність вібростата та зміну режиму його роботи.

Зміна жорсткості віброопор призводить до зміни амплітуди вертикальних і горизонтальних коливань, що відображається зміною розмірів півосей еліпсів траєкторії руху. Зростання довжини великої півосі відбувається при зниженні жорсткості відповідної пружини. Кути нахилу великої півосі до горизонту залишаються незмінними [1].

Порушення горизонтальності встановлення вібростата на площині блоку очищення призводить до нерівномірного розподілу навантаження на ситополотно, та, відповідно, на віброопори при роботі та є причиною їх руйнування як результат незбалансованості віброрами [1].

Основний матеріал дослідження. Траєкторія руху кожної з точок віброрами є замкнутою геометричною фігурою, яка складається з множини траєкторій, що лежать в площині xy (рис. 1), утворених за один оберт дебалансного вала. При сталій подачі (кількості промивальної рідини, що потрапляє на ситополотно)

ці траєкторії наближаються за своєю формою до вигляду фігур Ліссажу, проте подача завжди коливається, що викликає незначні відхилення траєкторії від базової. Також спостерігаються незначні переміщення в площині z (рис. 1), тому сукупність траєкторій в процесі руху набуває вигляду просторової фігури – тороїда.

Множина нестійких траєкторій руху точки віброрами в фазовому просторі динамічної системи, якою, по суті, є віброрито, має вигляд дивного атрактора (англ. attract – притягувати). Прикладами атракторів є стійкий стан рівноваги та граничний цикл – режим періодичних автоколивань (замкнута фазова траєкторія, до якої наближаються всі сусідні траєкторії, як показано на рис. 6) [5].

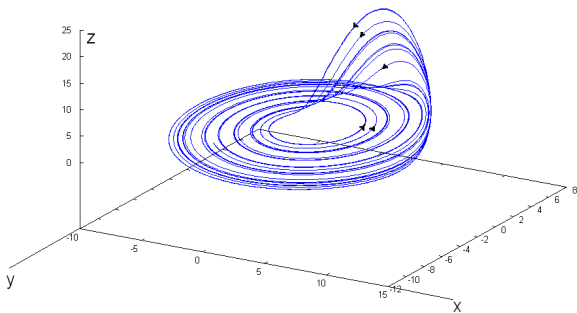


Рисунок 6 – Атрактор в системі координат xyz

Властивість, що робить атрактор дивним — чутливість до початкових умов (коливання подачі, потужності приводу тощо). Ці коливання не описуються жодним з фізичних законів, тому можемо говорити про хаотичність їх проходження. А, як відомо, всі хаотичні атрактори вважаються дивними [5], бо їх поведінку в просторі неможливо спрогнозувати.

В математичній теорії динамічних систем введено в розгляд клас гіперболічних хаотичних атракторів, яким властива структурна стійкість («грубість»), що полягає в нечутливості структури атрактора до варіацій параметрів у визначаючих рівняннях [5]. В підручниках і наукових працях з нелінійної динаміки гіперболічні хаотичні атрактори представлені математичними конструкціями, такими як, наприклад, соленоїд Смейла – Вільямса.

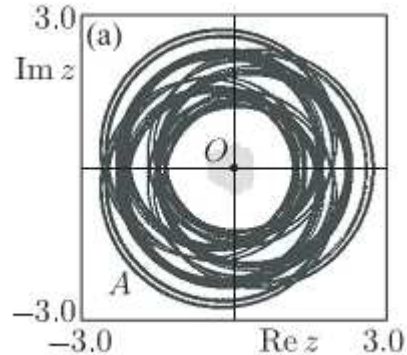
Сам соленоїд отримується шляхом розтягування тора в повздовжньому напрямку, стискання в поперечному, і складання навпіл (рис. 7). При цьому отриманий об'єкт візуально вписується в вихідну фігуру. При багатократному ітеруванні зображення в результаті отримуємо фрактальний атрактор з множини петель — соленоїд Смейла-Вільямса.



Рисунок 7 – Тороїдальна область та два кроки побудови соленоїда Смейла-Вільямса

На рис. 8 показана притягуюча нерухома точка O в центрі, навколо якої зображено межу

басейну притягання та сам атрактор, дійсний параметр якого $R = 3,0$. З його зменшенням множина траєкторій прямуватиме до меж басейну притягання. Межа басейну притягання не є колом, оскільки траєкторії руху є хаотичними інваріантними множинами з фрактальною структурою.



O – центр басейну притягування атрактора,
 $R = 3,0$

$Re z$ – дійсна частина,
 $Im z$ – уявна частина атрактора

Рисунок 8 – Проекції хаотичної множини

Траєкторії руху точки віброрами, накладаючись, утворюють дивний атрактор гіперболічного типу, який за своєю формою нагадує соленоїд (атрактор) Смейла-Вільямса. Як і атрактори, траєкторія руху точок віброрами описується диференційними рівняннями (8) та (9), та є відкритою системою, що впливає на відхилення траєкторій від теоретично описуваних у класичних теоріях руху рам віброрита.

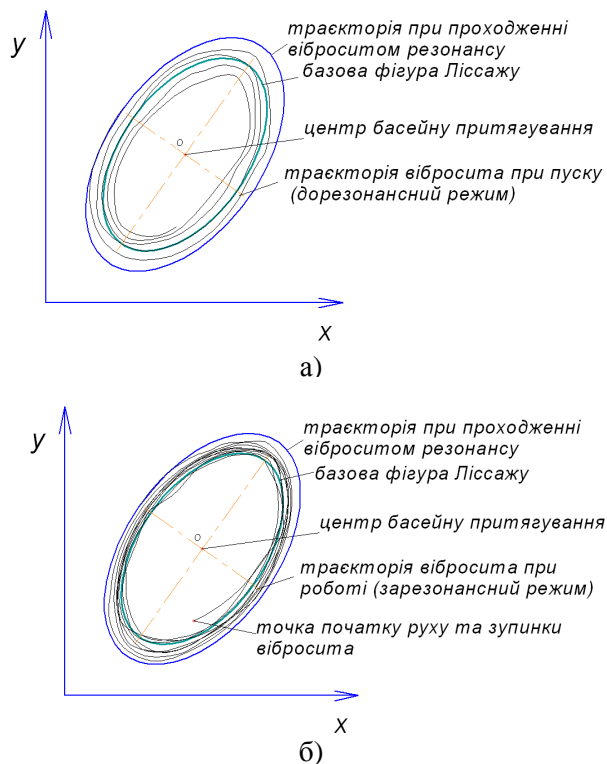
Віброрито є відкритою системою – системою, яка обмінюється речовиною і енергією з навколишнім середовищем. Зокрема, воно споживає енергію від електродвигуна, потужність якого коливається (змінюється) залежно від стрибків напруги в промисловій електромережі. Енергія двигуна перетворюється в коливальний рух віброрами, яка, в свою чергу, передає енергію поступального руху промивальної рідини та частинкам шламу, які рухаються ситополотном. Кількість промивальної рідини та шламу, що потрапляють на віброрито, залежить від багатьох факторів і є величиною, непостійною в часі. Енергія впорядкованого руху, яка спричиняє коливання віброрами, після потрапляння на ситополотно промивальної рідини з частинками шламу переходить в енергію невпорядкованого руху, оскільки в кожен момент часу кількість промивальної рідини на ситополотні є різною.

Згідно з теорією Пуанкаре множина траєкторій руху точки прагне наблизитись до базової траєкторії – фігури Ліссажу, проте за рахунок власних коливань пружини, які не співпадають з частотою коливань віброрами, та за рахунок змінних параметрів, що впливають на роботу віброрита (ваги промивальної рідини на ситополотні, стрибків потужності, в'язкості промивальної рідини тощо), спостерігаємо незначні

відхилення. Тобто можемо говорити про сідловий цикл системи – точки, які знаходяться з зовнішнього боку фігури Ліссажу, притягуються до центру, а точки, що знаходяться всередині, відштовхуються від центру (рис. 9).

Траекторія руху точки віброрами, як і атрактор Смейла – Вільямса, є замкнутою фігурою – при справному обладнанні за умови відсутності промивальної рідини на ситополотні та при справності віброопор будь-яка точка віброрами при зупинці віброрита повинна повернутись у вихідне положення, що спостерігалось до пуску його в роботу.

Як і для дивних атракторів, для траекторії руху точки віброрита характерні точки біфуркації. До них можна віднести точки, що фіксуються при проходженні віброрита через резонанс – вони утворюватимуть траекторію, що максимально віддаляється від базової фігури Ліссажу (рис. 9).



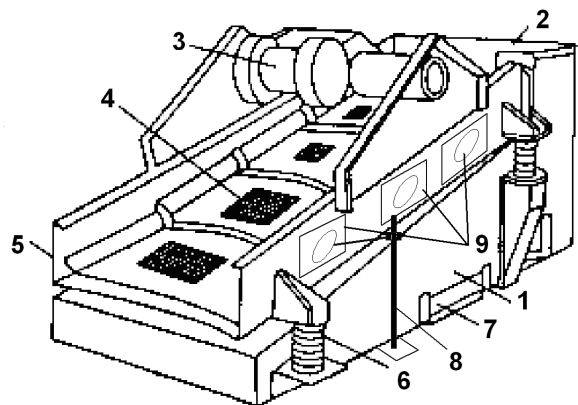
а – пуск віброрита (дорезонансний режим) та вихід в резонанс; б – усталений режим роботи (зарезонансний) та зупинка віброрита

Рисунок 9 – Траекторія руху точки віброрами в площині xy

Коливання траекторії руху на рис. 9, а спричинені коливаннями кількості промивальної рідини на ситополотні, а також зміною інших параметрів, про які вже говорилось вище. При накладенні графіків, зображених на рис. 9, а та рис. 9, б точки початку руху та зупинки віброрита співпадають, тобто траекторія руху є замкнутою фігурою, що властиво і для атрактора Смейла – Вільямса. Дані графіки утворюються при розв'язанні рівнянь (8) та (9).

Проте говорити про повну відповідність траекторії руху точки віброрами атрактору Смейла – Вільямса не варто, оскільки цей дивний атрактор є структурно стійким, на відміну від множини траекторій, утворених точкою при русі віброрами. До того ж, на відміну від гіперболічного атрактора, траекторія руху точки залежатиме від зовнішніх параметрів (кількості промивального розчину, що в даний момент часу знаходяться на ситополотні, стрибків напруги в приводі віброрита, збалансованості віброрита загалом, відсутності накопичення рідини, що очищується, з однієї сторони сито полотна, густини промивальної рідини, що очищується, тощо). Такий вплив зовнішніх чинників не характерний для дивних атракторів: для них переважаючий вплив мають початкові умови, що викликають коливання. Тобто можемо говорити про те, що точка віброрами описує квазіатрактор, який за своєю формою нагадуватиме дивний атрактор гіперболічного типу (соленоїд Смейла – Вільямса).

Отож, віброрита є відкритою системою, яка обмінюється з навколишнім середовищем потоками речовини (промивальний розчин) та енергією (коливання ситополотна), стан рівноваги втрачає стійкість. Візуально це складно зауважити, проте це просто довести експериментально, встановивши на віброриті реєстратор траекторії руху точки на віброрами. Реєстратор – це пишучий пристрій, встановлений нерухомо відносно основи блоку очищення, робочий наконечник якого дотикається до торця віброрами, на якій закріплено папір, на якому реєструватиметься траекторія (рис. 10). Зафіксувати рух одиначної точки віброрами можемо тільки в площині xy , оскільки для просторової фіксації потрібне більш складне реєструюче обладнання.



1 – нерухома рама, 2 – завантажувальний бункер, 3 – вітродвигун, 4 – ситополотно, 5 – віброрами, 6 – віброопори, 7 – скидання очищеної промивальної рідини, 8 – реєструючий пристрій, 9 – місця реєстрації

Рисунок 10 – Реєстратор траекторії руху точки на віброрами

Висновки. На основі аналізу досліджень, започаткованих в [1] та [2], вирішення проблеми впливу змінних параметрів на траекторію руху віброрами бурового віброрита встановле-

но, що не враховується маса промивальної рідни, шламу і глини, які знаходяться на ситополотні в певний період часу, а також недостатньо враховані технічні показники пружин.

У процесі дослідження встановлено, що основними змінними параметрами в часі є маса промивальної рідни, шламу і глини, які знаходяться на ситополотні, та значною мірою залежить від густини рідини та шламу, в'язкості рідини, вмісту шламу і глини в рідині. Загальна маса промивальної рідни, шламу і глини при русі ситополотном постійно змінюється. Ця величина не є прогнозованою в часі, і її важко описати законами фізики, тому вона підпорядковується законам хаосу. В математичній теорії динамічних систем введено розгляд класу гіперболічних хаотичних атракторів, що володіють структурною стійкістю. Хаотичні аттрактори можна представити математичними конструкціями, такими як соленоїд Смейла – Вільямса, який отримується шляхом розтягування тора в повздовжньому напрямку, стискання в поперечному і складанням навпіл.

Результат виконаних досліджень у даній статті є основою для проведення експериментальних досліджень та вирішення проблемних питань, пов'язаних з впливом змінних параметрів на траєкторію руху віброрами.

1 Бережницький Б.С. Дослідження кінематичних і динамічних параметрів вібросит / Б.С.Бережницький // Прикарпатський вісник НТШ. – 2016. – № 1(33). – С. 328–335.

2 Грабовский А.В. Динамика вибрационных машин и определение эксплуатационных нагрузок / А.В. Грабовский, И.А.Кириченко, Е.Н. Барчан, А.Г. Приймаков, Т.А.Васильева // Вісник НТУ «ХП». – 2013. – № 23(996). – С. 59–69.

3 Бауман В.А. Вибрационные машины в строительстве и производстве строительных материалов / В.А.Бауман, И.И.Быховский, Б.Г. Гольдштейн. – М.: Машиностроение, 1970. – 548 с.

3 Вибрации в технике: Справочник. В 6-ти т. / Ред. совет: В.Н. Челомей (пред.). – М.: Машиностроение, 1981. – Т. 4. Вибрационные процессы и машины; под ред. Э.Э. Лавендела. 1981. – 509 с.

4 Лях М.М. Дослідження впливу коливальних рухів сітки на ефективність роботи вібросита / М.М. Лях, Н.В. Федоляк, В.М. Вакалюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – № 4(57). – С. 36–42.

5 Кузнецов С.П. Динамический хаос и однородно гиперболические аттракторы: от математики к физике // УФН. – 2011. – Т. 181. – № 2. – С. 121–149.

6 Исаева О.Б. Об одном бифуркационном сценарии рождения аттрактора типа Смейла–Вильямса / О.Б.Исаева, С.П.Кузнецов, И.Р.Сатаев, А.Пиковский // Нелинейная динамика. – 2013. – Т. 9. – № 2. – С. 267–294.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
20.09.16*

*Рекомендована до друку
професором **Копеєм Б.В.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Тарабаріновим П.В.**
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*

Наука — виробництву

УДК 622.245.42

РОЗРОБЛЕННЯ ТЕРМОСТІЙКИХ ПОЛЕГШЕНИХ І ЛЕГКИХ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ

В.М. Орловський¹, А.М. Похилко¹, В.І. Дмитренко²

¹Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка;
36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24; тел. (05322) 73327;
e-mail: rector@pntu.edu.ua

²Полтавський університет економіки і торгівлі; 36014, м. Полтава, вул. Ковалюка, 3;
тел. (05322) 21687; e-mail: puskuchem@mail.ru

Сьогодні на більшості нафтогазових родовищах України існують умови, які потребують застосування тампонажних матеріалів пониженої густини з різними технологічними характеристиками. В статті проведено аналіз механізмів зниження густини тампонажних розчинів. Розглянуто питання дослідження й розроблення термостійких цементних матеріалів пониженої густини для застосування в складних гірничо-геологічних умовах глибоких нафтових і газових свердловин. Розроблено й запропоновано рецептури полегшених і легких тампонажних композицій з високою термостійкістю. Наведено технологічні характеристики нових цементних матеріалів. Розглянуті розробки дали змогу забезпечити буріння на нафту і газ термостійкими тампонажними матеріалами й композиціями пониженої густини в складних гірничо-геологічних умовах глибоких свердловин на геологорозвідувальних площах України.

Ключові слова: тампонажна суміш, зниження густини тампонажного розчину, водосумішеве відношення.

Сегодня на большинстве нефтегазовых месторождениях Украины существуют условия, требующие применения тампонажных материалов сниженной плотности с различными технологическими характеристиками. В статье проведен анализ механизмов снижения плотности тампонажных растворов. Рассмотрены вопросы исследования и разработки термостойких цементных материалов сниженной плотности для использования в сложных горно-геологических условиях глубоких нефтяных и газовых скважин. Разработаны и предложены рецептуры облегченных и легких тампонажных композиций с высокой термостойкостью. Приведены технические характеристики новых цементных материалов. Рассмотрены разработки позволили обеспечить бурения на нефть и газ термостойкими тампонажными материалами и композициями сниженной плотности в сложных горно-геологических условиях глубоких скважин на геологоразведочных площадях Украины.

Ключевые слова: тампонажная смесь, снижение плотности тампонажного раствора, водосмесевое отношение.

Nowadays most oil and gas fields in Ukraine are in conditions that require the use of lightweight cement materials with different technological characteristics. The analysis of the mechanisms that reduce the cement slurry density is conducted. The article deals with the research and development of heat-resistant cement materials with reduced density that are to be used in complex mining and geological conditions of deep oil and gas wells. The composition of lightweight cement materials with high level of heat resistance are developed and recommended. The technological characteristics of new cement materials are described. New developments provide oil and gas drilling industry with light heat resistant cement materials in complex geological conditions of deep wells in exploration areas of Ukraine.

Key words: cement slurry, cement slurry density reduction, water ratio cement.

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок з важливими науковими та практичними завданнями. У процесі цементування свердловин в умовах низьких і аномально низьких пластових тисків, схильних

до поглинання промивальних рідин і тампонажних розчинів, та геостатичних температур 15 – 250°C, а також при необхідності підняття тампонажного розчину на велику висоту в один

прийом потрібні тампонажні матеріали з пониженою густиною цементного розчину.

В даний час промисловістю України в заводських умовах виготовляється лише один вид полегшеного тампонажного цементу ПЦТШ-Пол5-100 з нижньою границею густини 1450 кг/м^3 , який призначений для температур, вищих 50°C [1]. Проте сьогодні на більшості нафтогазових родовищах України існують умови, які потребують застосування полегшених і легких тампонажних матеріалів з різними технологічними характеристиками. Тому проводяться дослідження, спрямовані на розширення асортименту тампонажних матеріалів пониженої густини для застосування в різноманітних гірничо-геологічних умовах глибоких нафтових і газових свердловин.

Аналіз останніх досліджень і публікацій.

Тампонажні цементні розчини належать до модифікованих матеріалів. З аналізу друкованих джерел відомо декілька способів зниження густини тампонажних розчинів [2, 3]:

1) зниження густини твердої фази додаванням легкого наповнювача або використанню в'язучої речовини з меншою густиною;

2) підвищення водосумішевого відношення при збільшенні водоутримуючої здатності тампонажного розчину;

3) введенням в тампонажний розчин газової фази при її диспергуванні та стабілізації утвореної піни:

а) аеруванням тампонажних розчинів;

б) введенням мікрочасток – капсул, заповнених повітрям;

в) введенням спучених матеріалів з великою кавернозністю та низькою насипною масою;

4) заміною частини води вуглеводневою рідиною з меншою густиною;

5) комбіновані способи.

Вибір способу зниження густини визначається умовами застосування тампонажного матеріалу й технологічними можливостями підприємства.

Серед найбільш поширених прийомів зниження густини тампонажних матеріалів і розчинів переважають перший та другий способи й такі, що поєднують в собі якості, притаманні одночасно композиціям першого та другого способів. Комбінований засіб з одночасним зниженням густини твердої фази і збільшенням водосумішевого відношення розчину застосовувався в тампонажних матеріалах, які вироблялися в Україні у промислових масштабах.

У 70-х роках минулого сторіччя в СРСР були розроблені полегшені тампонажні цементні ОЦГ – на основі суміші шлаку, портландцементного клінкеру і трепелу при співвідношенні компонентів 1:1 (за масою) та ОШЦ – на основі суміші шлаку і глини (наприклад бентоніту). Діапазон густини тампонажних розчинів на основі ОЦГ – $1450\div 1600 \text{ кг/м}^3$, водосумішеве відношення (В/С) = $0,7\div 1,1$, допустимі температури використання $40\div 150^\circ\text{C}$. Діапазон густини

тампонажних розчинів на основі ОШЦ – $1450\div 1550 \text{ кг/м}^3$, В/С = $0,85\div 0,95$, рекомендована температура використання для ОШЦ–120 – $80\div 160^\circ\text{C}$, для ОШЦ–200 – $160\div 220^\circ\text{C}$ [4, 5]. Цементи ОЦГ і ОШЦ виготовлялись в Україні Констянтинівським ВАТ “Завод обважнювачів”.

В Україні були розроблені також полегшені цементні ПЦТШ-Пол5-100 і ПЦТШ-Пол4-100, до складу яких входить 50 % цементного клінкеру і 50 % полегшувальної домішки – цеолітизованого туфу, та 3 % гіпсу [6]. Діапазон густини тампонажних розчинів на основі таких цементів $1400\div 1500 \text{ кг/м}^3$ при В/С = $1\pm 0,2$. Рекомендована температура використання $50\div 100^\circ\text{C}$.

Постановка задачі. Задача досліджень полягає в розробленні термостійких тампонажних матеріалів пониженої густини для застосування в складних гірничо-геологічних умовах глибоких нафтових і газових свердловин.

Виклад основного матеріалу. Спільно з Полтавським відділенням УкрДГРІ було розроблено ряд тампонажних матеріалів і рецептур з пониженою густиною цементного розчину. Серед них:

1. Полегшені тампонажні суміші на основі суміші портландцементу ПЦТІ-100 та порошку П7, який утворюється при обпалюванні кускового шамоту із співвідношенням компонентів ПЦТІ-100 : порошок П7 – (40–70%) : (30–60%).

За рахунок підвищеного водосумішевого відношення (0,70–0,80) можливе доведення густини таких сумішей до $1560\div 1640 \text{ кг/м}^3$. Перевагами цих сумішей є висока термостійкість (до 120°C) й високі показники міцності як для полегшених матеріалів.

2. Полегшені безклінкерні доломіто–зольні тампонажні суміші (ДЗС) із співвідношенням компонентів доломітове борошно напівобпалене: кисла зола-винос ТЕС – (50–60) : (40–50) [7, 9].

Густина таких тампонажних розчинів – $1540\div 1620 \text{ кг/м}^3$ при В/С – $0,58\div 0,62$. Термічний інтервал застосування $60\div 100^\circ\text{C}$. Перевагами ДЗС є розширення тампонажного матеріалу при твердінні. Недоліком таких матеріалів є низька міцність цементного каменю.

3. Полегшені цементно–зольні тампонажні суміші (ЦЗС) [7].

При домішці в ЦЗС від 40 до 60 % (від маси сухого матеріалу) золи Курахівської ТЕС (ЗК) можна одержувати рецептури з густиною тампонажного розчину $1550\div 1650 \text{ кг/м}^3$. ЦЗС відрізняються високою термо- і корозійною стійкістю. Рекомендований температурний діапазон застосування $50\div 160^\circ\text{C}$. При зниженні густини ЦЗС до $1450\div 1470 \text{ кг/м}^3$ у воду замішування вводять стабілізатор. Подальше зниження густини призводить до значного погіршення фізико-механічних властивостей цементного каменю. Перевагою таких сумішей є висока корозійна стійкість в умовах полімінеральної агресії. Технологічні властивості полег-

Таблиця 1 – Технологічні властивості стабілізованих полегшених ЦЗС

Склад тампонажної суміші, мас. част., %		Стабілізатор «Dyolisc» від маси сухого мат., %	В/С	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідділення, см ³	Міцність каменю при стисканні через 2 доби, МПа			
ПЦТІ-100	ЗК						t = 50 °C, P = 20,0 МПа	t = 75 °C, P = 30,0 МПа	t = 100 °C, P = 40,0 МПа	t = 140 °C, P = 70,0 МПа
60	40	0,12	0,97	1460	0,18	5,5	0,8	1,0	1,8	
60	40	0,11	0,97	1460	0,19	6,0	0,9	1,1	2,0	
60	40	0,09	0,90	1490	0,19	6,0	1,0	1,3	2,3	
50	50	0,05	0,80	1495	0,20	3,0	1,4	1,5	3,5	3,7
50	50	0,04	0,70	1530	0,21	3,0	1,7	2,5	5,1	6,5
50	50	0,03	0,70	1530	0,22	8,0	1,8	2,5	5,2	6,7

Таблиця 2 – Технологічні властивості легких трикомпонентних композицій з добавками фільтроперліту

Склад тампонажної суміші, мас. часток %			В/С	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідділення, мл	Міцність каменю при стисканні, МПа								
ПЦТІ-50 (ПЦТІ-100)	ЗК	Фільтроперліт					2 доби			7 діб			28 діб		
							22°C, 0,1 МПа	75°C, 40 МПа	100°C, 40 МПа	22°C, 0,1 МПа	75°C, 40 МПа	100°C, 40 МПа	22°C, 0,1 МПа	75°C, 40 МПа	100°C, 40 МПа
70	20	10	1,25	1280	0,22	1,6	0,2	1,7	2,1	0,3	1,8	2,5	1,5	–	–
60	30	10	1,25	1265	0,22	2,0	0,2	1,2	1,5	0,2	1,3	2,0	1,1	–	–

шених цементно-зольних тампонажних сумішей подано в таблиці 1.

4. Полегшені і легкі тампонажні суміші з добавками як полегшувальної домішки 5–13% фільтроперліту [7, 10].

Густина таких сумішей – 1350–1550 кг/м³. Недоліком сумішей з домішкою фільтроперліту є невисокі фізико-механічні показники цементного каменю (при густині, нижчій 1470 кг/м³ його міцність не відповідає існуючим вимогам) та обмежений температурний інтервал застосування (50–100 °С).

Для зниження густини розроблених легких тампонажних сумішей запропоновано використати як основу в'язучого цементно-зольні суміші (ЦЗС) із застосуванням золи-виносу Курахівської ТЕС (ЗК) з домішкою фільтроперліту. Співвідношення інгредієнтів у трикомпонентних композиціях: портландцемент (ПЦТІ-50, ПЦТІ-100) : зола Курахівської ТЕС : фільтроперліт – (60–70) : (20–30) : (10). Густина тампонажних розчинів з використанням трикомпонентних сумішей – 1265–1280 кг/м³, В/С – 1,25. Легкі трикомпонентні композиції рекомендують застосовувати при температурах 20–100 °С. Технологічні властивості легких трикомпонентних композицій з добавками фільтроперліту подано в таблиці 2.

тних композицій з добавками фільтроперліту подано в таблиці 2.

5. Полегшені безклінкерні тампонажні суміші на основі зол-виносу ТЕС (ЗС) із співвідношенням компонентів зола висококальцієва : зола кисла – (30–0) : (30–70) [11].

Густина тампонажних розчинів на основі таких сумішей – 1500–1620 кг/м³ при В/С – 0,54–0,56. Термічний інтервал застосування 20–160 °С. Переваги – висока термостійкість і стабільність тампонажного розчину, розширення тампонажного матеріалу при твердінні.

6. Полегшені тампонажні суміші (ПТС) із застосуванням як полегшувальної домішки тонкодисперсного цеолітового борошна (ЦБ) із співвідношенням компонентів ПЦТІ-100 : ЦБ – (55–70) : (30–45) [10, 12].

Густина тампонажного розчину – 1450–1620 кг/м³ при В/С – 0,70–1,00. Термічний інтервал застосування – 20–100 °С. Перевагами таких сумішей є широкий термічний діапазон застосування, неусадковий цементний камінь з високими показниками адгезії, який за своїми фізико-механічними властивостями відповідає вимогам діючих стандартів. Із зростанням температури газопроникність каменю знижується.

Таблиця 3 – Технологічні властивості полегшених тампонажних сумішей (ПТС) з добавками ЦБ

Склад тампонажної суміші, мас. част., %		В/С	Густина, кг/м ³	Розтігність, м	Водовідділення, см ³	Час прокачування розчину (при t = 75 °С, P = 30,0 МПа), год – хв	Міцність каменю при вигині/стисканні через 2 доби, МПа			Адгезія з металом через 2 доби, МПа	
ПЦТІ-100	ЦБ						t = 22 °С P = 0,1 МПа	t = 75 °С P = 30,0 МПа	t = 100 °С P = 40,0 МПа	t = 75 °С P = 30,0 МПа	t = 100 °С P = 40,0 МПа
70	30	0,70	1620	0,20	7,0	1 – 50	1,6/3,5	3,8/7,4	–	4,1	–
65	35	0,75	1580	0,20	8,0	2 – 15	1,2/2,5	2,5/5,2	2,1/5,0	4,0	3,8
60	40	0,80	1550	0,20	9,5	2 – 30	0,9/2,0	2,1/4,5	2,4/4,5	3,1	3,3
55	45	0,80	1515	0,20	7,0	2 – 50	0,7/1,6	1,7/3,6	2,0/3,8	3,0	2,9
55	45	1,0	1450	0,24	10,0	3 – 30	0,3/1,0	1,0/2,6	1,2/2,6	1,5	1,7

Таблиця 4 – Технологічні властивості полегшених і легких тампонажних сумішей на основі портландцементу й зольних мікросфер

Склад тампонажної суміші, мас. часток %		В/С	Густина, кг/м ³	Розтігність, м	Водовідділення, мл	Міцність каменю при вигині/стисканні, МПа					
ПЦТІ-50 (ПЦТІ-100)	Зольні мікросфери					2 доби			7 діб		
						22°С, 0,1 МПа	75°С, 30 МПа	100°С, 40 МПа	22°С, 0,1 МПа	75°С, 30 МПа	100°С, 40 МПа
50	50	0,75	1100	0,20	0	0,3/0,5	1,5/2,3	1,7/2,5	0,5/0,8	–	–
60	40	0,65	1165	0,195	0	0,4/0,7	1,8/2,6	2,0/2,8	0,7/1,1	–	–
70	30	0,60	1260	0,20	0	0,7/1,1	2,1/2,8	2,3/3,2	1,2/1,7	2,3/3,0	2,5/3,5
80	20	0,55	1420	0,20	0	1,1/1,5	2,4/3,2	2,7/3,5	1,4/1,9	2,6/3,4	2,9/3,7

Технологічні властивості тампонажних розчинів на основі цеолітового борошна подано в таблиці 3.

7. Полегшені і легкі тампонажні суміші з добавками як полегшувальної домішки 20–50 масових % дрібнозернистого пустотилого заповнювача – зольних мікросфер [10].

Густина тампонажного розчину – 1100–1420 кг/м³ залежно від співвідношення компонентів у суміші. Термічний інтервал застосування сумішей 20–160 °С. Для підвищення термостійкості вище 100°С як базовий в'язучий матеріал застосовують цементно-зольні суміші. Переваги – висока стабільність і термостійкість, високі як для полегшених матеріалів показники міцності цементного каменю. Недоліки – при великій висоті стовпа тампонажного розчину зольні мікросфери руйнуються під дією гідростатичного тиску, що призводить до седиментаційної нестабільності розчину і значного водовідділення. До недоліків таких сумішей

відноситься також не достатня технологічність полегшувальної домішки. Зольні мікросфери відділяються від золи ТЕС методом флотації і знаходяться у вологому стані. Це створює певні незручності при їх застосуванні, оскільки відсоток вологи в мікросферах не стабільний і в процесі зберігання змінюється. Технологічні властивості полегшених і легких тампонажних сумішей з добавками зольних мікросфер подано в таблиці 4.

8. Полегшені і легкі тампонажні розчини (ПЛТР), з добавками 10–15 масових часток % полегшувальної домішки гідрофобізованого адсорбенту КОГ, що викликає газонасичення тампонажного розчину [10, 13].

КОГ – являє собою гідрофобізований тонкодисперсний порошок білого (світло-жовтого) кольору, насипною масою 400 кг/м³, гідрофобізованість не менше 60 %. Виготовляється на основі молотого каоліну, обробленого спеціальними поверхнево-активними речовинами.

Таблиця 5 – Технологічні властивості полегшених тампонажних матеріалів з домішкою реагенту на основі ксантанової смоли

Склад тампонажного матеріалу, мас. часток %		В/С	Густина, кг/м ³	Розтічність, м	Водовідділення, мл	Міцність каменю при стисканні, через 2 доби, МПа			
Мінеральне в'язуче	Реагент на основі ксантанової смоли					50 ⁰ С, 20 МПа	75 ⁰ С, 30 МПа	100 ⁰ С, 40 МПа	140 ⁰ С, 60 МПа
ЦЗС – 60:40	0,11	0,97	1460	0,19	6,0	0,8	1,0	1,8	–
ЦЗС – 60:40	0,09	0,90	1490	0,19	6,0	0,9	1,1	2,0	–
ЦЗС – 50:50	0,05	0,80	1495	0,20	3,0	1,2	1,5	3,5	3,7
ЦЗС – 50:50	0,04	0,70	1530	0,21	3,0	1,5	2,5	5,1	6,5

Густина такого тампонажного розчину – 1200–1650 кг/м³ при В/С – 0,55–1,0. Термічний інтервал застосування – 20–150 °С. Переваги – низька густина тампонажного розчину, низька (як для полегшених сумішей) газопроникність. Недоліки – інтенсивне піноутворення у процесі приготування тампонажного розчину; під дією гідростатичного тиску 10 МПа густина розчину підвищується на 15–20%. Технологічні властивості ПЛТР з домішками адсорбенту КОГ наведено в таблиці 3.

9. Полегшені тампонажні розчини на основі портландцементу або цементно-зольної суміші з домішкою 0,04–0,11 масових часток % реагенту на основі ксантанової смоли [10, 14].

Густина тампонажного розчину – 1460–1530 кг/м³ при В/Ц – 0,70–0,97. Термічний інтервал застосування – 50–140 °С. Переваги – висока стабільність тампонажного розчину, термостійкість і підвищена міцність каменю. Технологічні властивості полегшених тампонажних матеріалів з домішкою реагенту на основі ксантанової смоли подано в таблиці 5.

Висновки

У ході досліджень термостійких тампонажних матеріалів зі зниженою густиною цементного тіста проведено підбір оптимальних рецептур розроблених композицій, вивчено мінералогічний склад новоутворень цементу, теоретично і практично доведено їх термостійкість і термостабільність. В цьому полягає наукова цінність запропонованих розробок.

Розглянуті розробки дають змогу розширити діапазон густин і температур при застосуванні тампонажних композицій з пониженою густиною, що має практичну цінність. Мінімальна густина тампонажних розчинів на основі розроблених композицій складає 1110–1280 кг/м³ при забезпеченні задовільної якості інших параметрів тампонажного розчину і каменю, що важливо при цементуванні високопроникних пластів та розрізів свердловин в зонах АНПТ.

Література

- 1 Горський В. Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В.Ф. Горський. – Чернівці, 2006 – 524 с.
- 2 Данюшевский В.С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В.С. Данюшевский, Р.М. Алиев, И.Ф. Толстых. – М.: Недра, 1987. – 373 с.
- 3 Булатов А. И. Тампонажные материалы / А. И. Булатов, В. С. Данюшевский. – М.: Недра, 1987. – С. 164 – 167.
- 4 Новохатский Д. Ф. Специальные тампонажные цементы / Д.Ф. Новохатский // РНТС «Бурение». – 1972. – № 6 – С. 26 – 28.
- 5 Новохатский Д. Ф. Пути улучшения качества и перспективы производства тампонажных материалов для крепления нефтяных и газовых скважин / Д.Ф. Новохатский, В.А. Волошин // РНТС «Бурение» – 1978. – № 11 – С. 19 – 22.
- 6 ТУ У729755.01-94. Портландцемент тампонажный полегший для нормальных і помірних температур.
- 7 Оптимизация процессов цементирования скважин / С.Г. Михайленко, А.С. Серяков, В.Н. Орловский [и др.] // Техника и технология геологоразведочных работ, организация производства. – М.: ВИЭМС, 1988. – 26 с.
- 8 Тампонажные растворы для глубоких скважин / З.А. Балицкая, И.Г. Верещака, В.В. Сачков [и др.]. – Москва: Недра, 1976. – 120 с.
- 9 Магнезиальные тампонажные вяжущие для глубоких скважин / А.З. Керцман, Н.Н. Круглицкий, А.С. Серяков [и др.] // Техника и технология геологоразведочных работ, организация производства. – М.: ВИЭМС, 1984. – 46 с.
- 10 Орловський В.М. Нові полегшені і легкі тампонажні матеріали / В.М. Орловський, С.Г. Михайленко, О.В. Лужаниця // Науковий вісник Івано-Франк. нац. тех. унів. нафти і газу. – 2010. – № 3. – С. 10 – 14.
- 11 Орловський В.М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні: монографія / В.М. Орловський. – Полтава, 2015. – 129 с.

12 Пат. 35476 А Україна, МКВ Е 21 В 33/138. Облегшений тампонажний матеріал / Михайленко С.Г., Орловський В.М., Лужаниця О.В. (Україна); № 99105679; Заявлено 18.10.99; Опубл. 15.03.01, Бюл. № 2.

13 Пат. 68839 А Україна, МКВ Е 21 В 33/138. Легкий тампонажний розчин / Лужаниця О.В., Михайленко С.Г., Мартинова Л.Б., Орловський В.М., Бандур Р.В., Аніськовцев О.В., Баранецький М.В. (Україна); № 20031110085; Заявлено 10.11.03; Опубл. 16.08.04, Бюл. № 8.

14 Пат. 28441 Україна, МПК Е 21 В 33/138. Полегшений тампонажний матеріал / Лужаниця О.В., Михайленко С.Г., Орловський В.М., Мартинова Л.Б. (Україна); № u 2007 08569; Заявлено 26.07.07; Опубл. 10.12.07, Бюл. № 20.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
10.08.16*

*Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Білецьким В.С.**
(Полтавський національний технічний
університет ім. Ю. Кондратюка, м. Полтава)*

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ СЛИВА ВЯЗКИХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

А.Н. Гурбанов

НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР; Азербайджан, Аз. 1123, г. Баку, тел. (99412) 3735393,
e-mail: q a b d u l a g a @ m a i l . r u

Для выполнения технологических операций с наливания и сливания нефтепродуктов на нефтебазах будут созданы специальные сооружения и применяются различные технологии в зависимости от вязкости нефтепродуктов.

Для высоковязких нефтепродуктов с целью удаления твердых остатков рекомендуется система верхнего размыва с применением специальных устройств. Система слива предусматривает возможность одновременного размыва верхнего и нижнего размытия для удаления твердых остатков мазута одновременно с нижним циркуляционным разогревом.

Принцип работы устройства основан на объединении операций по подогреву и сливу вязких нефтепродуктов в один технологический процесс с использованием явления рекуперации тепловой энергии. Циркуляция продукта предотвращает его застывание и обеспечивает надежность сливной системы.

Для оптимизации сливных операций применена система автоматизации. С применением АСУ ТП усовершенствуется процесс сливных операций высоковязких нефтепродуктов.

Указанная технология предусматривает возможность снижения продолжительности слива высоковязких продуктов в зимнее время примерно в два раза. Главное преимущество устройства системы верхнего размыва - обеспечение планируемого объема перевалки высоковязких нефтепродуктов.

Ключевые слова: мазут, сливные операции, высоковязкие нефтепродукты, разогрев, застывание, вязкость.

Для выполнения технологических операций по наливу и сливу нефтепродуктов на нефтебазах строят специальные сооружения и применяют различные технологии в зависимости от вязкости нефтепродуктов.

Для высоковязких нефтепродуктов с целью удаления твердых остатков рекомендуется система верхнего размыва с применением специальных устройств. Система слива предусматривает возможность одновременного размыва верхнего и нижнего размытия для удаления твердых остатков мазута одновременно с нижним циркуляционным разогревом.

Принцип работы устройства основан на объединении операций по подогреву и сливу вязких нефтепродуктов в один технологический процесс с использованием явления рекуперации тепловой энергии. Циркуляция продукта предотвращает его застывание и обеспечивает надежность сливной системы.

Для оптимизации сливных операций применена система автоматизации. С применением АСУ ТП усовершенствуется процесс сливных операций высоковязких нефтепродуктов.

Указанная технология предусматривает возможность снижения продолжительности слива высоковязких продуктов в зимнее время примерно в два раза. Главное преимущество устройства системы верхнего размыва - обеспечение планируемого объема перевалки высоковязких нефтепродуктов.

Ключевые слова: мазут, сливные операции, высоковязкие нефтепродукты, разогрев, застывание, вязкость.

Special facilities are built at oil depots to perform the technological operations of oil handling and different technologies are used depending on petroleum products viscosity.

The upper washout system using special devices is recommended for highly viscous oil products for the purpose of solid residues washing-out. The discharge system allows employing the upper washout system for washing-out solid residues simultaneously with lower circulating heating.

The operating principle of the device is based on a combination of heating-up and unloading operations of viscous oil products into a single process using the phenomenon of thermal energy regeneration. The product circulation is aimed at preventing its solidification and ensures reliable performance of discharge system.

Automation system is applied to optimize the discharge operations. PCS (Process Control System) has improved the process of discharge operations of high-viscosity oil products.

The applied technology allows reducing the duration of high viscosity products unloading in two times in wintertime. The main advantage of the upper washout system – is provision the planned transshipment volume of high-viscosity petroleum products.

Key words: fuel oil, discharge operations, high viscosity petroleum products, heating, hardening, viscosity.

Введение. Значительное количество нефти и нефтепродуктов доставляется железнодорожным, водным и автомобильным видами транспорта. При использовании любого из них невозможно обойтись без сливо-наливных операций.

Для обеспечения процесса слива и налива нефтепродуктов, транспортируемых железно-

дорожным транспортом, используется железнодорожная сливо-наливная эстакада.

Перевалка высоковязких нефтепродуктов, в том числе мазута, – операция достаточно сложная и ответственная, требующая наличия современного оборудования с целью сокращения времени разгрузки цистерны и обеспечения полноты слива, способного обеспечить без-

опасность выполняемых технологических операций.

Транспортировка высоковязких нефтепродуктов связана со значительными временными и денежными затратами. Такие затраты являются следствием длительной транспортировки до пункта слива и, как правило, необходимости предварительного разогрева продукта в цистернах перед разгрузкой.

Для выполнения технологических операций по наливу и сливу вагонов-цистерн на нефтебазах строят специальные сооружения и применяют различные технологии в зависимости от вязкости нефти и нефтепродуктов и степени их пожарной опасности и взрывоопасности.

Анализ современных зарубежных и отечественных исследований. Вязкие и застывающие нефтепродукты при сливе из железнодорожных цистерн разогреваются для понижения вязкости открытым или закрытым паром при помощи глухих переносных или стационарных змеевиков или электрическими грелками.

Подогрев высоковязких и легкозастывающих нефтепродуктов следует производить до температуры, обеспечивающей его кинематическую вязкость – не более $600 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, с учетом физико-химических свойств и длительности хранения нефтепродуктов [1-2].

Температура подогрева вязких нефтепродуктов (мазута) не должна превышать 363К.

В настоящее время для осуществления сливных операций высоковязких нефтепродуктов применяется способ циркуляционного подогрева.

Сущность способа циркуляционного подогрева заключается в том, что холодный вязкий нефтепродукт, находящийся в железнодорожной цистерне, подогревается и размывается горячей струей того же нефтепродукта, предварительно нагретого в нагревательном аппарате.

Было исследовано два способа циркуляционного подогрева:

- с замкнутой циркуляцией;
- с разомкнутой циркуляцией.

При подогреве с замкнутой циркуляцией подогретый нефтепродукт насосом через монитор, установленный в железнодорожной цистерне, подается в холодный продукт, а затем смесь холодного и горячего нефтепродуктов при помощи насоса из цистерны подается в теплообменный аппарат и вновь в цистерну. Таким образом осуществляется замкнутая система циркуляции нефтепродукта.

По истечению определенного времени часть подогретого нефтепродукта отводится в приемную емкость.

При разомкнутой циркуляции часть нефтепродукта после его размыва сразу же сливается через лоток или желоб в нулевые резервуары.

По сравнению с замкнутой циркуляцией этот способ имеет тот недостаток, что в процессе подогрева и слива возможно переполнение цистерн. Достоинством этого метода подогрева является то, что при нем нефтепродукт совершенно не обводняется [3-4].

грева является то, что при нем нефтепродукт совершенно не обводняется [3-4].

Выделение нерешённых ранее частей общей проблемы. Для слива высоковязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн в зимнее время в основном используется способ циркуляционного разогрева с применением теплообменного оборудования.

Данный способ значительно ускоряет слив мазута и других застывающих и вязких нефтепродуктов. Циркуляция продукта направлена на предотвращение его застывания и обеспечение надежной работоспособности сливной системы.

Однако, в холодное время года данный способ для слива высоковязких нефтепродуктов с температурой застывания до 315К бывает иногда малоэффективным.

Существующие технологии разгрузки вязких нефтепродуктов из ж/д цистерн не позволяют полностью решить эти задачи. Время разогрева и слива тяжёлых нефтепродуктов превышает время, принимаемое при расчёте планируемой годовой перевалки продукта.

Кроме того, применяемые технологии оказываются практически неработоспособными при транспортировке и сливе застывших высоковязких нефтепродуктов в холодное время года, что приводит к значительным затратам, связанным с простым железнодорожных составов, и гораздо меньшей по сравнению с расчётной пропускной способностью сливных эстакад.

На действующем нефтяном терминале для разогрева и слива высоковязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн был использован способ циркуляционного разогрева через теплообменники.

Однако в зимнее время данный способ не обеспечивал слив мазутов с повышенной температурой застывания и поэтому была предусмотрена реконструкция существующей системы слива высоковязких нефтепродуктов.

Цель статьи. Для того чтобы сократить время разгрузки цистерны и обеспечить полную слива необходимо повысить текучесть высоковязких нефтепродуктов. Для решения этой проблемы необходимо применить технологию циркуляционного разогрева с одновременным разогревом твёрдых остатков.

В связи с этим для высоковязких нефтепродуктов с целью размыва твердых остатков рекомендуется использование системы верхнего размыва.

Данная система для слива мазута и других тяжелых нефтепродуктов из железнодорожных цистерн включает все необходимые составляющие для осуществления слива нефтепродуктов в холодное время года. Для их подключения требуется подведение водяного пара с целью функционирования применяемой системы, а также обеспечение отвода парового конденсата.

Предлагаемая система предусматривает возможность для размыва твердых остатков

мазута одночасно з нижнім циркуляційним розогревом використовувати систему верхнього розмива з застосуванням відповідних пристроїв.

При використанні даного способу одночасно здійснюється розмив твердого залишку через пристрій нижнього слива струями нагрітого в теплообміннику мазута, подаваного під тиском в цистерну через розмиваючий пристрій. При цьому струї направляють нахилно вгору, змінюючи висоту відносно вертикальної осі цистерни в процесі розмива і слива продукту.

Принцип роботи оснований на об'єднанні операцій по підогреву і сливу в'язких нафтопродуктів в один технологічний процес з використанням явища рекуперації теплоенергії.

Дане пристрій забезпечує незмінне якість слитих нафтопродуктів, так як розогрев і слив відбувається без обводнення нафтопродукту, оскільки продукт не має прямого контакту з водяним паром.

При реалізації даного способу слива і циркуляційного підогрева високов'язких мазутів зменшується їх в'язкість, і тим самим забезпечується підвищення ефективності і працездатності сливної системи.

При використанні даної системи розогрева змінювати кут нахилу струй нагрітого мазута можна тільки дуже обмежено, так як із-за конструктивних особливостей цистерн можливий вилет струй через верхній смотровий люк.

Кінетична енергія струй, направлених нахилно вгору, більшою часткою витратить на завихрення турбулентних потоків рідкого мазута, а розмив твердого залишку здійснюється за рахунок поступового розогрева його зовнішніх шарів струями мазута через гідромонітор нижнього розмиваючого пристрою.

Основний матеріал дослідження з повним обґрунтуванням отриманих наукових результатів. Кількість тепла, необхідне для розогрева нафтопродуктів в цистернах, визначається за формулою [5]

$$Q = q_1 + q_2 + q_3, \quad (1)$$

де $q_1 = M \cdot c_p \cdot (t_k - t_n)$ – тепло, необхідне для розогрева всієї маси нафтопродукту M від початкової t_n до кінцевої t_k температури;

c_p – удільна ізобарна теплоємність, Дж/(кг·К);

$q_2 = M_n \cdot x$ – тепло, необхідне на розплавлення застигнутого нафтопродукту (парафіна) в кількості M_n ;

x – схована теплоплота плавлення парафіна;

$q_3 = K \cdot F \cdot \tau \cdot (t_{cp} - t_0)$ – теплові втрати в оточуюче середовище, де K – коефіцієнт теплопередачі від нафтопродукту в оточуюче середовище, Вт/(м²·К);

F – площа поверхні охолодження, м²;

τ – час розогрева;

t_{cp} – середня температура нафтопродукту за час розогрева, °С;

t_0 – температура оточуючого середовища, °С.

Удільна масова теплоємність для нафтопродуктів лежить в межах 1600 ÷ 2500 Дж/(кг·К). Для розрахунків приймають середнє значення, рівне 2100 Дж/(кг·К).

В таблиці 1 вказані температура плавлення і необхідне значення теплоплоти для плавлення 1 кг парафіна.

Коефіцієнт теплопередачі K розраховують в залежності від типу ємкості, товщини стінок, ізоляції. При розрахунках коефіцієнт K орієнтовочно приймають рівним 5-7 Вт/(м²·К).

Таблиця 1 – Теплоплота плавлення парафінів

Плотність при 70°С, кг/м ³	Температура плавлення, К	Теплоплота плавлення, кДж/кг
773	325	163
774	333	172
775	338	184

При розрахунку втрат теплоплоти через стінку цистерни за один годину коефіцієнт теплопередачі $Kч$ буде мати одиницю величини кДж/(м²·ч·°С). Орієнтовочно величина $Kч = 12 ÷ 25$.

Для залізничних цистерн температура оточуючого середовища, °С, приймають рівною температурі зовнішнього повітря.

Час розогрева і слива нафтопродукту, наприклад мазутів, залежить від температури оточуючого середовища. В теплий період року він рівний, відповідно, 3 і 4 ч., а в холодний період (з 15 вересня по 15 квітня) – відповідно 6 і 10 годин.

Сумарне час розогрева і слива залізничної цистерни, заповненої нафтопродуктом, залежить від його кінематичної в'язкості, температури застигання і наведено в таблиці 2.

Таблиця 2 – Сумарне час на розогрев і слив в'язких і застигаючих нафтопродуктів

Група нафтопродукту	Кінематична в'язкість при 323К, мм ² /с	Температура застигання, К	Час розогрева і слива вантажу, год.
1	36 – 117	258 – 273	4
2	118 – 190	274 – 288	6
3	199 – 305	289 – 303	8
4	Свыше 305	Свыше 303	10

Тепло, витрачене безпосередньо на розогрев нафтопродукту, частково втрачається. Втрати тепла при підогреві можуть бути підраховані за формулою [6,7]

$$t_{cp} = 0,5 \cdot (t_n + t_k) \quad (2)$$

при $\frac{t_k - t_0}{t_n - t_0} \leq 2$,

Таблица 3 – Характеристика мазута, получаемого из нефтей бакинских месторождений

Выход на нефть, %	ρ_4^{20}	Кинематическая вязкость, сСт						Температура, К		Коксуемость %
		323К	333К	343К	353К	363К	373К	застывания	воспламенения	
Мазут >350-53	0,9200	62,66	51,63	42,11	36,0	31,0	18,0	308	501	3,34

Таблица 4 – Характеристика мазута, получаемого из нефтей среднеазиатских месторождений

Выход на нефть, %	ρ_4^{20}	Кинематическая вязкость, сСт						Температура, К		Коксуемость %
		323К	333К	343К	353К	363К	373К	застывания	воспламенения	
Мазут топочный 40-54,5	0,9260	59,50	48,45	40,70	35,0	30,65	20,0	299	505	7,1

Таблица 5 – Характеристика мазута, получаемого из западно-сибирских нефтей

Выход на нефть, %	ρ_4^{20}	Кинематическая вязкость, сСт						Температура, К		Коксуемость %
		323К	333К	343К	353К	363К	373К	застывания	воспламенения	
Мазут топочный 40	0,9431	152,40	123,03	102,57	87,93	76,56	38,37	298	484	5,2

где t_n и t_k – начальная и конечная температура нефтепродукта, °С;

t_0 – температура окружающей среды, °С.

При подогреве острым паром часовой расход пара

$$q = \frac{Q}{i_n - i_k} \text{ кг/час}, \quad (3)$$

где i_n – теплосодержание пара;

i_k – теплосодержание конденсата.

При подогреве закрытыми стационарными или переносными змеевиками площадь теплопередачи обычно известна, а время подогрева определяют по формуле

$$\tau = \frac{Q}{KF(t_n - t_{cp})} \text{ час}. \quad (4)$$

Диаметр подводящего трубопровода можно определить из формулы

$$f = \frac{d}{3600\omega\gamma} \text{ м}^2, \quad (5)$$

откуда диаметр

$$d = \sqrt{\frac{4f}{\pi}}. \quad (6)$$

Здесь f – площадь сечения паропровода в м²;

ω – скорость движения пара (принимается 25-35 м/с);

γ – удельный вес пара в кг/м³.

В лабораторных условиях были проведены анализы проб мазутов, полученных из бакинских, среднеазиатских и западно-сибирских нефтей.

Результаты лабораторных исследований показаны в таблицах 3, 4, 5.

На рис. 1 представлена вязкостно-температурная зависимость для мазутов, построенная по результатам лабораторных исследований.

Вязкость определяет методы и продолжительность сливо-наливных операций, условия перевозки и перекачки, гидравлические сопротивления при транспорте топлива по трубопроводам, а также эффективность работы технологических печей.

В зависимости от природы сырья и с учетом физико-химических свойств нефтепродуктов подогрев высоковязких и легкозастывающих нефтепродуктов следует производить до температуры, предотвращающей его застывание и обеспечивающей надежную работоспособность сливной системы.

Как температура застывания, так и вязкость характеризует условия слива и перекачки нефтепродукта. Она зависит от двух основных факторов: качества перерабатываемой нефти и способа получения топлива.

В зависимости от физико-химических свойств вязких нефтепродуктов по вязкостно-температурным кривым видно, что температура нагрева может колебаться в пределах от 323К до 363К. Температура нагрева зависит от вязкости и температуры застывания продукта. Чем ниже температура застывания, тем ниже будет температура нагрева нефтепродукта, т.е. ниже 363К и, таким образом, суммарное время разогрева и слива нефтепродукта с использованием современного высокотехнологичного оборудования соответственно уменьшается.

В результате существенно сокращаются энергетические затраты на нагрев мазута.

С целью обеспечения повышения эффективности перевалки застывающих и высоковязких нефтепродуктов метод циркуляционного разогрева с системой верхнего размыва был применен на действующем нефтяном терминале.

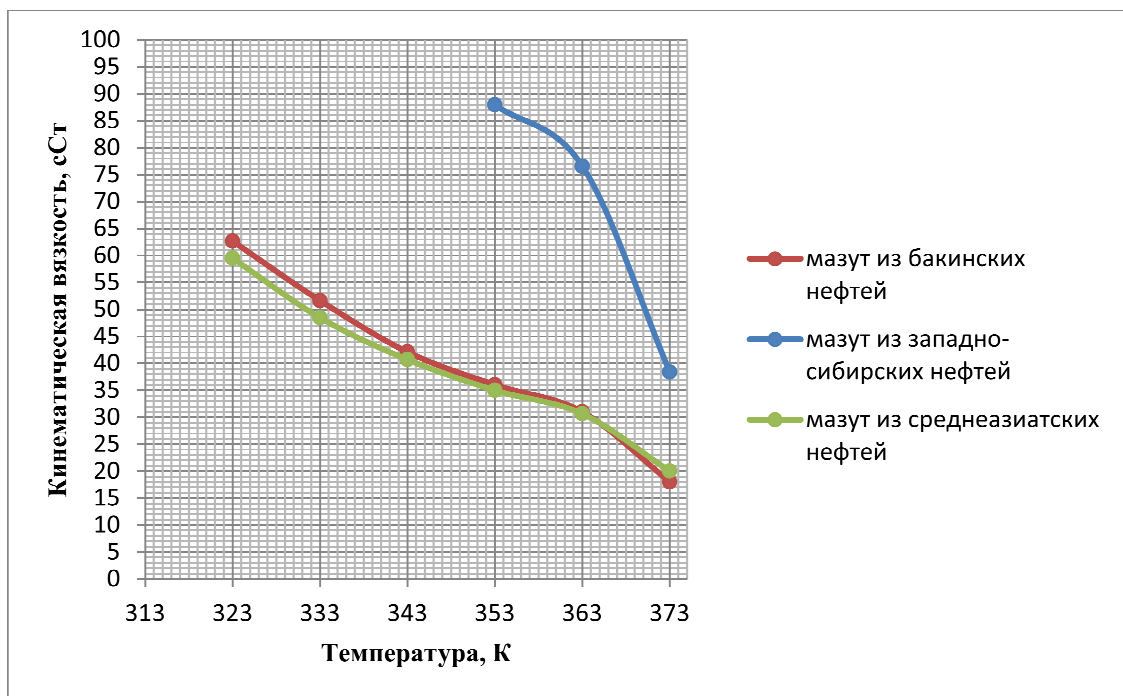


Рисунок 1 – Залежності в'язкості мазуту від температури

Слив високов'язкого мазуту був передумовлений на двохсторонній залізничній естакаді.

На нафтяному терміналі для розігріву та сливу високов'язких нафтопродуктів із залізничних цистерн була використана спеціальна технологія розвантаження продукту з використанням способу циркуляційного розігріву через теплообмінне обладнання.

Однак у зимовий час існуючий спосіб не забезпечував слив мазутів з підвищеною температурою застигання і тому була передбачена реконструкція діючої системи сливу високов'язких нафтопродуктів.

Реконструкція сливної системи передбачає можливість для розмиву твердих залишків мазуту одночасно з нижнім циркуляційним розігрівом використовувати систему верхнього розмиву з використанням пристрою марки УНЖ 6-100С-01.

При використанні даної технології одночасно здійснюється розмив твердого залишку через пристрій нижнього сливу УСН-175г струями нагрітого в теплообміннику мазуту, подаваного під тиском в цистерну, і подачу нагрітого в тому ж теплообміннику мазуту через пристрій верхнього розмиву на поверхню твердого залишку.

Таким чином, була забезпечена ефективність вивантаження твердого залишку високов'язких мазутів.

На основі вибраної технології були проведені реконструктивні заходи на залізничній естакаді і після реконструкції сливної системи для в'язких нафтопродуктів продовжити сливні операції в зимовий час знизилася приблизно вдвічі.

Схема процесу циркуляційного розігріву мазуту з системою верхнього розмиву показана на рисунку 2.

Після вивантаження з цистерни двох третин об'єму мазуту через пристрій нижнього сливу, через верхню смотрову горловину цистерни можна оцінити наявність та розташування твердих залишків різної форми. Після цього, не припиняючи процесу розвантаження, в верхню смотрову горловину встановлюється пристрій верхнього розмиву, в який подається мазут з цистерни через теплообмінник і верхній напорний трубопровід. Встановлені під кутом до вертикальної осі форсунки через повітряну середовище забезпечують напрямленість струй в торці цистерни на поверхню твердого залишку.

Робота пристрою нижнього сливу і пристрою верхнього розмиву твердого залишку здійснюється одночасно в зв'язі з тим, що:

- при наливці через верхнє пристрій розмиву мазуту забезпечується откачка мазуту через пристрій нижнього сливу, тим самим виключається перелив цистерни;

- тверді фрагменти залишку, механічно розбиті струями мазуту, поступаючого через пристрій верхнього розмиву залишку, в подальшому ефективно розігріваються в гідравлічних потоках нагрітого нафтопродукту, оброблених форсунками гідромонітора пристрою нижнього сливу.

Спосіб вивантаження твердого залишку високов'язкого мазуту із залізничної цистерни, включає розмив твердого залишку через пристрій нижнього сливу струями нагрітого зовнішнього теплообмінника мазуту, подаваного під тиском в цистерну, і його слив, а також відмінний тим, що одночасно

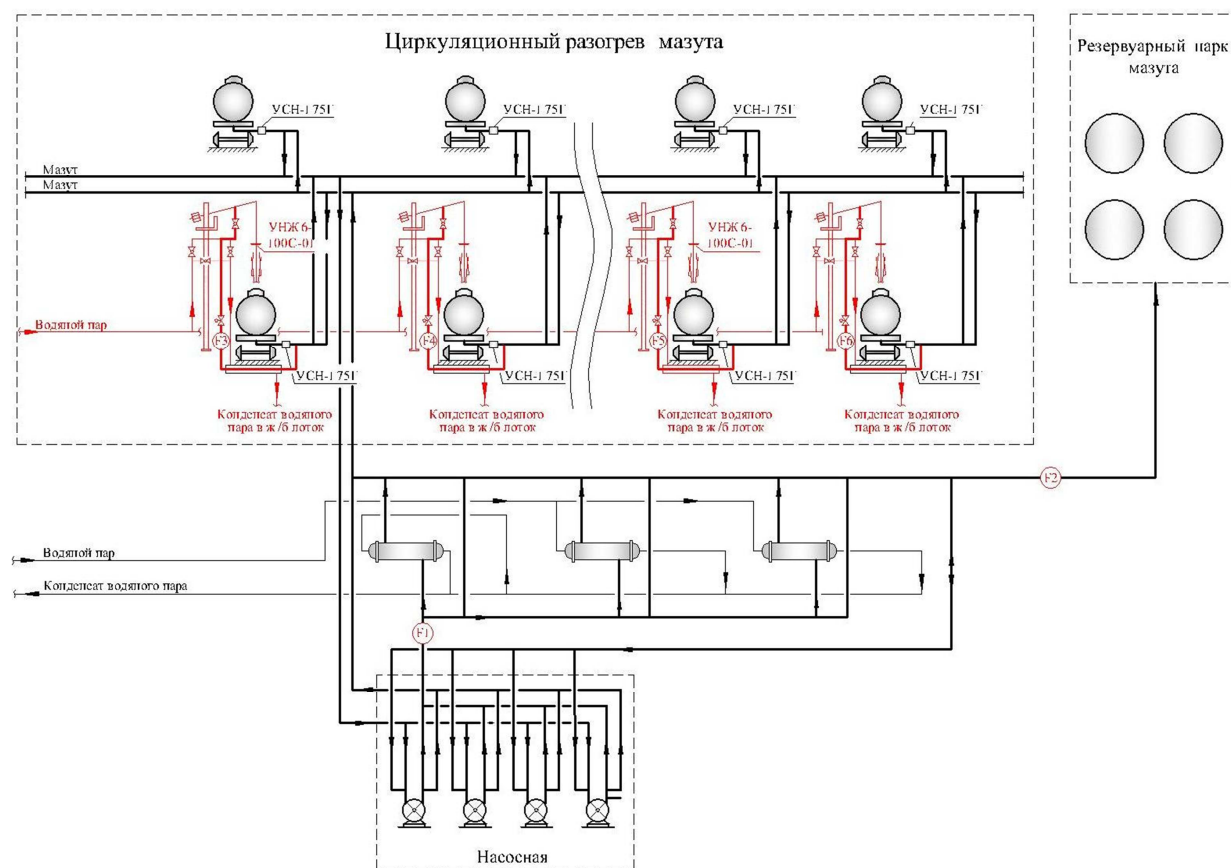


Рисунок 2 – Схема разогрева высоковязких нефтепродуктов

осуществляют подачу нагретого в теплообменнике мазута через устройство верхнего размыва на поверхность твердого остатка.

Для оптимизации сливных операций применена система автоматизации. Система автоматизации для режима выгрузки высоковязких мазутов принята с расчётом, что на выходе насоса предусмотрен расходомер с регулирующим клапаном на линии верхнего размыва. Из-за того, что в верхней части давление меньше, чем в нижней части цистерны вследствие гидростатической нагрузки, при открытии клапана расход продукта в верхней части можно регулировать. Регулированием расхода можно оптимизировать контур циркуляции в цистерне.

С целью обеспечения повышения эффективности перевалки нефтепродуктов для застывающих и высоковязких продуктов рекомендуется современная технология разгрузки продукта из железнодорожных цистерн. Принцип работы устройства основан на объединении операций по подогреву и сливу вязких нефтепродуктов в один технологический процесс с использованием явления рекуперации тепловой энергии. Применённая система для обеспечения сливных операций обладает такими преимуществами, как длительный срок эксплуатации, достигающий десяти и более лет, исключительная простота использования и надёжность.

Для оптимизации сливных операций применена система автоматизации и в связи с чем

усовершенствуется процесс сливных операций высоковязких нефтепродуктов.

При использовании данного способа обеспечивается повышение эффективности выгрузки твердого остатка, а также время слива высоковязких нефтепродуктов (мазутов). В результате существенно сокращаются энергетические затраты на нагрев мазута.

Таким образом, с применением АСУ ТП усовершенствуется процесс сливных операций высоковязких нефтепродуктов.

Выводы

Для проведения сливо-наливных операций вязких и высоковязких нефтепродуктов необходим нагрев с целью снижения вязкости.

Температура застывания, зависит от двух основных факторов: качества перерабатываемой нефти и способа получения топлива.

Суммарное время разогрева и слива нефтепродукта с использованием современного высокотехнологичного оборудования существенно уменьшается, существенно сокращаются энергетические затраты на нагрев мазута.

Данная технология предусматривает возможность для размыва твердых остатков мазута одновременно с нижним циркуляционным разогревом использовать систему верхнего размыва.

Данная технология предусматривает возможность в зимнее время примерно в два раза

снизить продолжительность слива высоковязких продуктов.

Главное преимущество устройства системы верхнего размыва - обеспечение планируемого объема перевалки высоковязких нефтепродуктов.

Литература

1 Шалай В.В. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и АЗС / В.В.Шалай, Ю.П. Макушев. – Омск: Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Омский государственный технический университет», 2010. – 127 с.

2 Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз). ВНТП 5-95. – Волгоград: Минэнерго России, 1995. – 124 с.

3 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП 3-85). – М.: Миннефтепром, 1985.

4 Правила технической эксплуатации нефтебаз. – М.: Недра, 1986. – 168 с.

5 Типовые технические решения по проектированию. Нефтеперекачивающие станции с резервуарным парком в системе магистральных трубопроводов ОАО «АК ТРАНСНЕФТЬ». Графические материалы. – Москва, 2007. – Кн. 1, 2.

6 Хранение нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие / под общ. ред. Ю.Д. Земенкова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 536 с.

7 Шишкин Г.В. Справочник по проектированию нефтебаз / Г.В. Шишкин. – Л.: Недра, Ленингр. отд-ние, 1978. – 216 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
29.08.16*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Бабаєвим Р.
(НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР,
м. Баку, Азербайджан)*