

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 553.983+552.52 (477.8)

ГОЛОВНІ КРИТЕРІЇ НАФТОНОСНОСТІ «БОРИСЛАВСЬКОГО ПІСКОВИКУ»

Г.М. Петруняк

Львівський національний університет: 79005, м. Львів, вул. М.Грушевського, 4;
e-mail: galina_kosiv@mail.ru

Ряд формаційних ознак, мінералогенез, метасоматичні зміни порід, встановлені закономірності міграційно-еміграційних процесів з фракціонуванням нафти в горизонті "бориславського пісковика" в південно-східній частині Бориславо-Покутської зони дають підстави стверджувати про ймовірність залягання покладів нафти в пластах пологого, крутоспадаючого і перекиненого залягань на незначних глибинах у випадках наявності тектонічних, стратиграфічних, (а інколи і гідродинамічних) екранів.

Ключові слова: формація, метасоматоз, мінералогенез, локалізація нафти, "бориславський пісковик", Карпатська нафтогазоносна провінція.

Ряд формационных признаков, минералогенез, метасоматические преобразования пород, установленные закономерности миграционно-эмиграционных процессов с фракционированием нефти в горизонте "бориславского песчаника" позволяют утверждать о вероятности обнаружения залежей нефти в пластах наклонного, крутоспадающего и опрокинутого залеганий на незначительных глубинах при наличии тектонических, стратиграфических, (а иногда и гидродинамических) экранов.

Ключевые слова: формация, метасоматоз, минералогенез, локализация нефти, "бориславский песчаник", Карпатская нефтегазоносная провинция.

A number of formational features, mineralogenesis, metasomatic transformations of rocks, and determined patterns of migration and immigration processes with oil fractionation in the horizon "Borislav sandstone" in the south-eastern part of the Boryslav-Pokuttia zone suggest that the probability of finding oil deposits in low-dipping, steep, and overturned formations at shallow depths in the case of tectonic, stratigraphic, and hydrodynamic screens.

Key words: formation, metasomatism, mineralogenesis, localization of oil, "Borislav sandstone", Carpathians.

Вступ. Нафтопромисловий горизонт під назвою «бориславський пісковик» є одним з основних колекторів для покладів нафти [1] в Карпатській нафтогазоносній провінції.

Наведені в наукових роботах характеристики цього горизонту відображають розбіжності вікової прив'язки, інтерпретації його будови та регіонального поширення. В одних випадках він розглядається як олігоценове формування товщиною 40 м, а в інших – в об'єднанні з мергелистими відкладами шешорського горизонту. Відсутність чіткого стратиграфічного положення горизонту "бориславського пісковика" викликає труднощі при інтерпретації польових даних з метою вирішення проблем нафтоносності.

Стратиграфічне положення горизонту «бориславського пісковика». В стратиграфіч-

ному розрізі горизонт залягає між бистрицькою світою еоцену та олігоценовими бітумінозними менілітовими сланцями.

Бистрицька світа – P_2^3bs верхнього еоцену – це товща порід, в розрізах якої в нижній частині виділяється глиниста фация, а в нижній – більш піщаниста – попельська. В глинистій товщі в деяких розрізах на південному сході виділяється строкатий горизонт. Останній відображає геохімічну направленість процесів літогенезу для визначеного тектоно-седиментаційного циклу.

У відслоненому розрізі бистрицької світи (р. Пістинька, с. Шешори) простежується чіткий стратиграфічний контакт строкатого горизонту з покрівлею вигодсько-пасічнянської світи.

Строкатий горизонт (12,8 м) виражений тонкоритмічним чергуванням форамініферових



Рисунок 1 – Нептунічна дайка в глинистих не карбонатних відкладах бистрицької світи. Дно русла р. Пістинька під час посухи

вапняків (пісковиків), вишнево-червоних та зеленуватих глин гідролюдистого складу. Товщина проверстків мінлива: 0,5-15 см – червоні глини, 2,0-20 см – зелені глини та 0,3-10 см псамітові форамініферові вапняки, що у верхній частині заміщуються мергелями та проверстками карбонатних конкрецій (5-12 см).

Вверх за розрізом строкатий горизонт переходить у тонкоритмічне чергування (загальною товщиною 60-65 м) зеленувато-сірих глин з проверстками родохритових та олігонітових конкрецій, які щільно прилягають одна до одної. В складках Каменистого і Карматури товщина відкладів бистрицької світи зберігається з переходом до складки Максимця та поступово зменшується до 5 м (с. Шипіт) і 15 м (присілки Параджина, Максимець). В прилеглій до Покутських складок Орівській скибі (с. Петраші) товщина світи не перевищує 8 м, де на поверхні підшви пісковиків фіксуються численні відбитки слідів повзання амонітів, а червоні та зелені глини – зі скупченням карбонатних панцирів остракод *Cyprus sp.*

Про розмив відкладів світи (р. Лючка, с. Нижній Березів) свідчать виявлені в червоноколірних глинах перенесені одиничні корали, моховатки і фрагменти ракоподібних. Органічні рештки заміщені фосфатами, кремнеземом, карбонатами кальцію, мангану і заліза. Наявність родохритових конкрецій, уламків і жорсткості метаморфічних порід вказує на складну взаємодію басейну седиментації з ділянками розвитку клифів в період безперервної сейсмічної активності, що супроводжувалась утворенням нептунічних дайок.

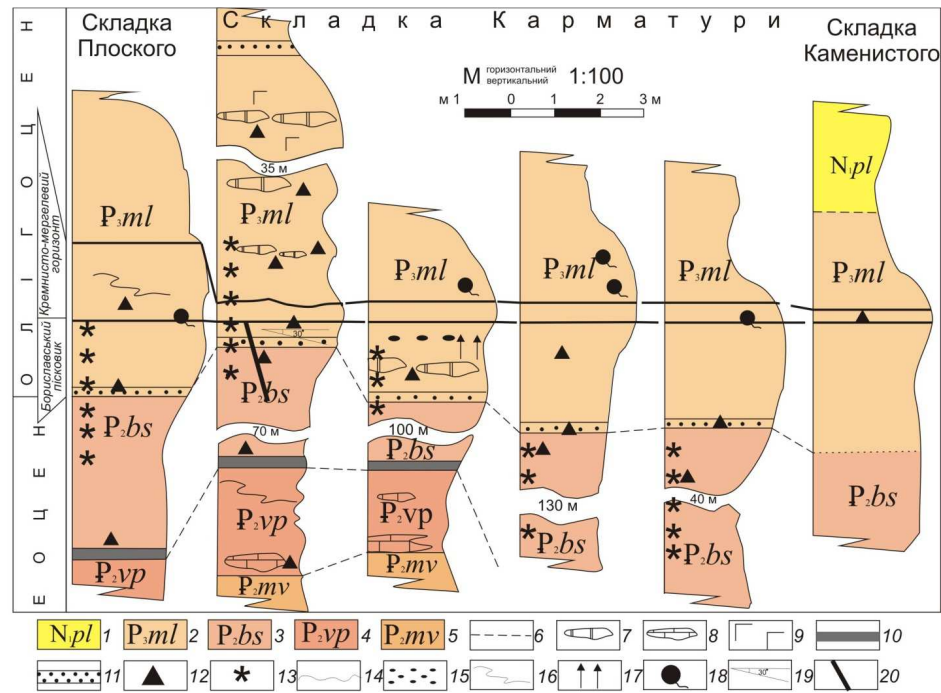
Крім того, значні розбіжності товщин світи в структурних елементах пояснюються постседиментаційними тектонічними деформаціями, що призвели до розвальцювання товщі або непомірного її згромадження.

Нептунічна дайка виповнена уламковим псамітовим матеріалом, в південному крилі

складки Карматура (с. Шешори) від підшви кремнисто-мергелистого горизонту (12 см) занурюється в глинисті відклади бистрицької світи і виклинується на відрізок в 20 м. (рис. 1). Бистрицька і менілітова світи в цьому місці мають ознаки нафтоносності (запах, незмочуваність порід тощо).

Основа детальних досліджень. Стратиграфічні контакти у корінних виходах Покутських складок, Добротівської антикліналі, Скибової та Сілезької (Кросненської) зон Карпат межиріччя Черемоша і Бистриці Надвірнянської вказують на відсутність сталих співвідношень товщин горизонту «бориславського пісковика» з відкладами бистрицької світи і кремнисто-мергелевим горизонтом менілітової світи, навіть, в межах однієї складки. Дані співвідношення, ділянки відбору проб, розвиток ознак нафтоносності, ділянки розвитку галотрихити і алуногену, місця витікання сірководню з колоїдною сіркою, засоленість порід, що контролюються структурними елементами та літолого-геохімічною поведінкою відкладів в зоні гіпергенезу показані на кореляційних розрізах (рис. 2; 3; 4). Таким чином, виявлено, що прояви нафтоносності відкладів на денній поверхні в р. Пістинька (с.Шешори) проходить за наступною схемою: *нафтонасичені глини бистрицької світи – "бориславський" пісковик-колектор – кремне-мергелистий горизонт менілітової світи – нептунічні дайки – нафтоносність.*

Нафтонасичені глинисті відклади бистрицької світи. В руслах рік часто спостерігаються брили аргілітоподібних темно-сірих глин, слабо змочуваних водою з запахом нафти, що при ударі молотком розсипаються на жорстку та розкидані по русловому алювію на ділянці від перших сотень метрів до 5 км. Транспортування їх водними потоками не може перевищувати сотні метрів, а значне розповсюдження пояснюється геологічною будовою Берегової скиби



Умовні позначення: 1 – поляницька світа; 2 – менілітова світа; 3 – бистрицька світа; 4 – вигодсько-пасічнянська світа; 5 – манявська світа; 6 – лінії кореляції; 7 – нафтонасичені карбонатні стяжіння; 8 – глиби ванняків вигодсько-пасічнянської світи; 9 – розвиток галотрихіту і алуногену; 10 – строкатий горизонт; 11 – базовий пісковик; 12 – точка відбору проб; 13 – ознаки нафтоносності; 14 – конседиментаційні осуви; 15 – конгломерати; 16 – осуви; 17 – сліди вертикальної міграції вуглеводнів; 18 – місця утворення сірководню; 19 – кутова незгідність; 20 – нептунічні дайки

Рисунок 2 – Кореляція розрізів палеогенових відкладів в структурних елементах Покутських складок по р. Пістинька

по р. Прут [2] та специфікою тектонічної будови в зоні Покутського розриву по р. Лючка.

Проверстки нафтонасичених глин на фоні фаціальної мінливості світи строго локалізовані на визначеному стратиграфічному рівні (басейни річок Пістинька, Лючка, Прут), а в селах Черганівка і Соколівка охоплюють значну частину товщі (до 50 м) бистрицької світи.

Окремі проверстки аргілітів (30-40 см) перекриваються монтморилонітовим рожевуватобілим компонентом (1-2 см) (р. Прут, смт. Делятин). При наближенні до стратиграфічної межі «бориславського пісковика» в глинах присутні нафтонасичені алевроліти (1-4 см) з текстурою скаламучення.

Монтморилонітові глини бистрицької світи. В прируслової частині лівого берега р. Прут (сmt. Делятин) відслонюється товща (видима товщина 40 м) глин світло-сірих, монтморилонітових, тонкошаруватих, некарбонатних. Основна їх маса з мозаїчною структурою, містить розсіяні кутасті уламки змінених плагіоклазів №70 з одиничними зернами глауконіту, епідоту і реліктів піроксенів. Монтморилонітова складова глин після насичення етиленгліколем збільшує міжплощинну відстань між пакетами від 15Å до 17Å і по шаруватості містить чорні смужки реліктів фосфатизованих скелетів риб і губок.

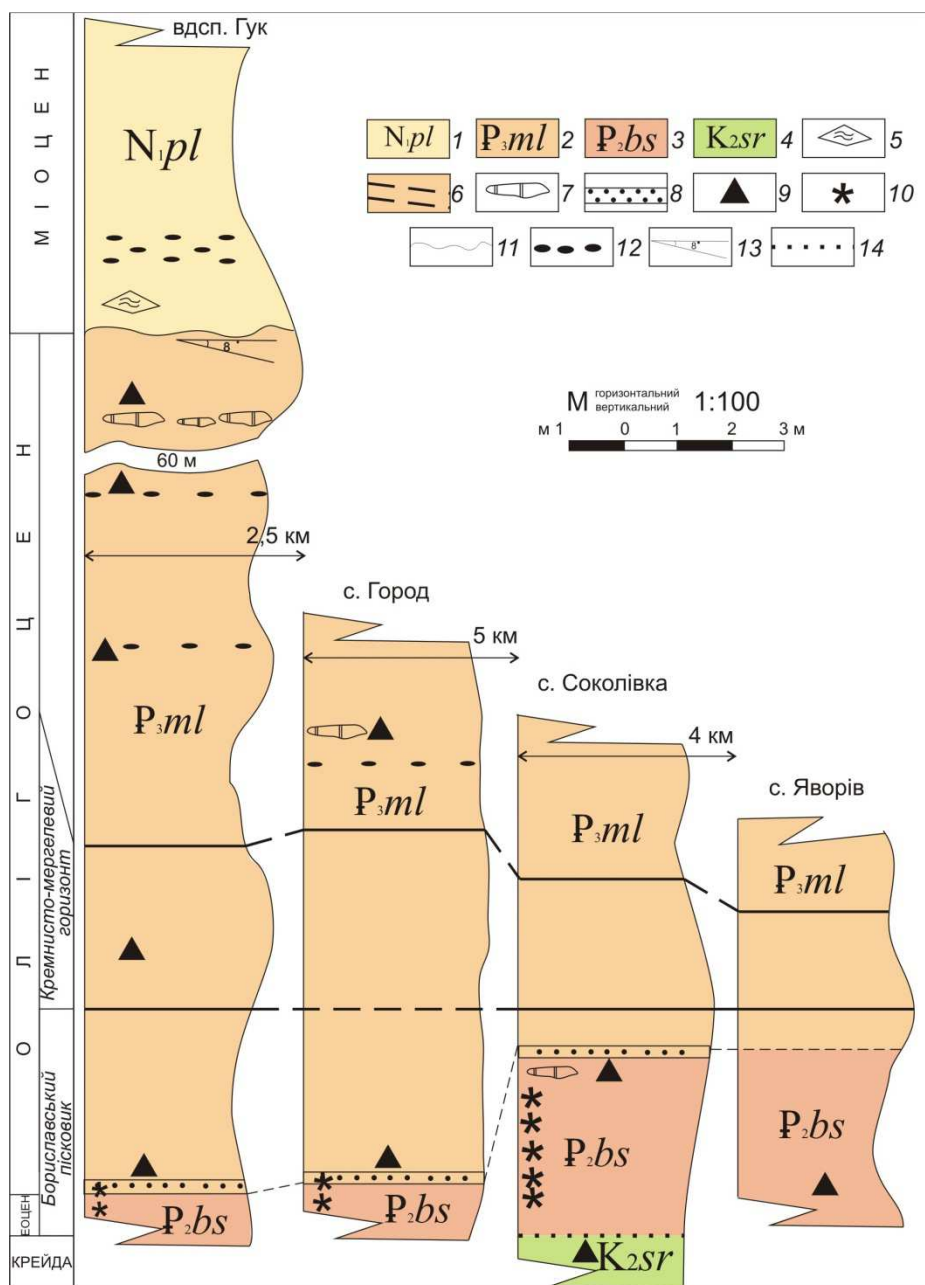
В інших структурних одиницях глини на цьому стратиграфічному рівні сірі до темносірих, аргілітоподібні, в основному складені тон-

корозкристалізованими гідрослюдами іліт-монтморилонітового складу з розсіяними, не відсортованими кутастими уламками кварцу, реліктів змінених плагіоклазів, вулканічного скла, мусковітом, глауконітом, рідкісними зернами хлоритоїду, фосфатів, вміст яких в алевритовій фракції досягає 15%. У шліфах з цих глин спостерігається перегрупування кластичного матеріалу, характерне лише для верхів бистрицької світи.

В строкатому горизонті перехід між контрастно забарвленими глинами нечіткий, проходить по хвилястій поверхні, біля межі якої фіксуються релікти однієї кольорової відміни в іншій. Їх забарвлення визначається вмістом у вишнево-червоних – трьохвалентного заліза (Fe^{+3}), а в зеленувато-сірих – двоховалентного (Fe^{+2}). Останні відрізняються від перших підвищеним вмістом кальциту, утвореного внаслідок діагенетичної генерації CO_2 за рахунок $C_{орг}$.

Псаміто-алевроитова фракція глин складена уламками кварцу, польового шпату, глауконіту, агрегатами хлориту і форамініферами. У важкій фракції зустрічаються одиничні зерна турмаліну, циркону, гранату та псиломелану. Карбонатність зеленувато-сірих глин в нижній частині розрізу світи іноді сягає 8%. Вверх за розрізом вміст карбонатів поступово спадає, а при наближенні до горизонту «бориславського пісковика» – повністю зникає.

За гранулометричним складом глини псамітові і характеризуються таким розподілом



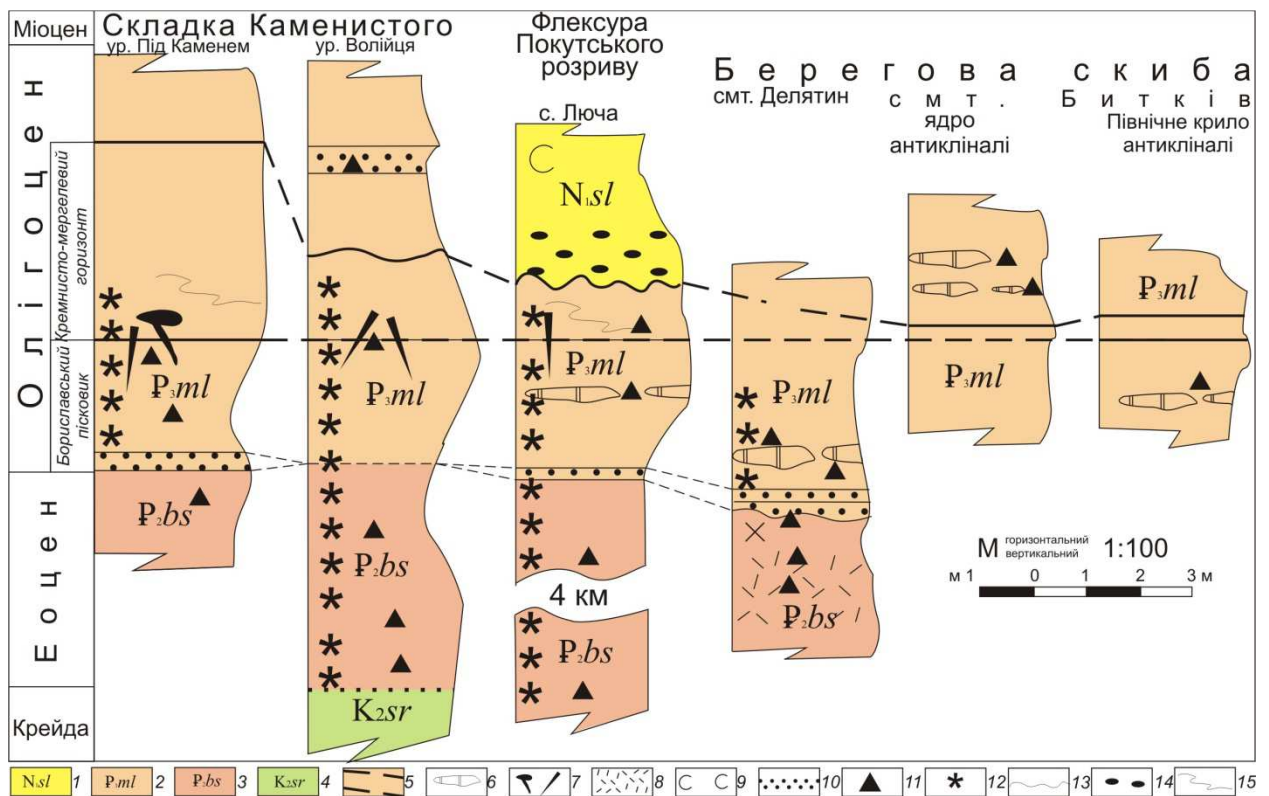
Умовні позначення: 1 – поляницька світа; 2 – менлітова світа; 3 – бистрицька світа; 4 – стрийська світа; 5 – олістоліти; 6 – стратиграфічні межі; 7 – карбонатні нафтонасичені стяжіння; 8 – базовий пісковик; 9 – місце відбору проб; 10 – ознаки нафтоносності; 11 – стратиграфічна незгідність; 12 – конгломерати; 13 – кутова незгідність в градусах; 14 – тектонічний контакт

Рисунок 3 – Кореляція стратиграфічних розрізів палеогену в складках Каменистого, Карматури і Брусного по р. Рибниця

кластогенного матеріалу: 1-0,25мм – 5-2,5%; 0,25-0,1 – 19,5-14,5% для зеленуватих відмін і для вишнево-червоних – 1-0,25мм – 3,6-0,98% і 0,25-0,1 – 12,4-9,3%. Фракція 0,25-0,1мм значно збагачена фораменіферами і зубами риб.

Гідрослюди виступають основним породотворним мінералом і, на відміну теригенних мінералів, є визначальними індикаторами фізико-хімічних умов осадконагромадження та геохімічних процесів усіх стадій седиментогенезу. Поруч з гідрослюдою на дні басейну часто накопичувалась значна кількість органічних решток, що відігравали важливу роль в процесах

діагенезу. Рентгено-фазовим аналізом (аналітик В.С. Мельников) в глинистих фракціях встановлюється їх полімінеральне утворення, складене кварцом, гідрослюдою та монтморилонітом, що утворився в епігенетичну стадію гідратації і є типовим двошаровим диоктаєдричним утворенням (001) – біля 10Å. Особливо досліджено фракцію глини < 0,001мм, що дала серію базальних відбиттів: (001) – 10,3Å; (002) – 4,89Å; (003) – 3,12Å; (004) – 2,56Å; (005) – 1,98Å; – для гідрослюди та біля 12,6Å для монтморилоніту.



Умовні позначення: 1 – слобідська світа; 2 – менітова світа; 3 – бистрицька світа; 4 – стрийська світа; 5 – лінії стратиграфічних рівнів; 6 – карбонатні нафто насичені стяжіння; 7 – нептунічні дайки; 8 – туфовий горизонт; 9 – засоленість порід; 10 – базовий пісковик; 11 – місце відбору проби; 12 – ознаки нафтоносності; 13 – конседиментаційні розмиви; 14 – конгломерати; 15 – конседиментаційні зсуви

Рисунок 4 – Кореляція окремих стратиграфічних розрізів головних структур з Карпатським простяганням

Диференціальні криві нагрівання фракції червоних і зелених глин характеризуються трьома ендотермічними ефектами при температурах 90-140°; 500-550°; 840-880°. Перший ефект зумовлений виділенням низькотемпературної води. За своїми розмірами він різкіший за другий, що виникає внаслідок втрати конституційної води. Третій ендопік знаменує руйнування глинистих мінералів. На термограмах чітко вирізняється екзопік при 300°, що пов'язано з вигоранням органічних речовин. Після обробки зразків 20% розчином пергідроло цей пік зникає.

Гравеліти на опаловому цементі виявлені у верхніх частинах бистрицької світи серед нафтонасичених глин (р. Рибниця, с. Соколівка). Вони складені кварц-мусковітовими, кварц-хлоритовими, філітовими сланцями, кварцитом добре окатаними, на опаловому цементі (в УФ-спектрі жовтуватого кольору), ізотропним, в окремих ділянках волокнистої будови, що слабо взаємодіє з поляризованим світлом (рис. 5), з дрібними псамітовими кустастими уламками кварцу, рідше плагіоклазу. Місцями порода пронизана прожилками кальциту, що на ділянках перетину з цементом утворюють брудно-коричневу масу, яка реагує на поляризоване світло. Кальцит з прожилків і цемент в УФ-спектрі жовтого кольору.

Базовий пісковик (0-5 м) залягає на межі еоценових і олігоценівих відкладів в основі горизонту «бориславського пісковика». За своїми текстурними особливостями та складом він відрізняється від підстелюючих і перекриваючих відкладів. Переважно, це пласт пісковика попелисто-сірого кольору, глауконіт-кварцового, з горизонтальною і косою шаруватістю, розділеного поверхнями конседиментаційних розмивів, з уламками глин та слідами повзання організмів.

По р. Рибниця (м. Косів) лінза аналогічного пісковика розбита на блоки з прожилками кальциту, в підшві з ходами намулоїдів, покритих плівками озокериту. При нагріванні на пришліфованій поверхні такого зразка виступають крапельки нафти.

В Береговій скибі пісковик складений кварцом, плагіоклазом, мікрокліном, зернами кальциту, одиничними форамініферами, фосфатами, зубами риб, турмаліном і цирконом, псамітової, рівномірно зернистої структури. Цемент глинистий, плівковий, дотуку, в окремих ділянках глауконітовий згущений, а в напрямі до підшви переходить у згущено-базальний колофану і хлор-апатиту.

По латералі в пласті спостерігаються «болідоподібні» ділянки суцільного метасоматичного окварцування без зміни первинних текстурних ознак і об'єму. Наведене заміщення по-

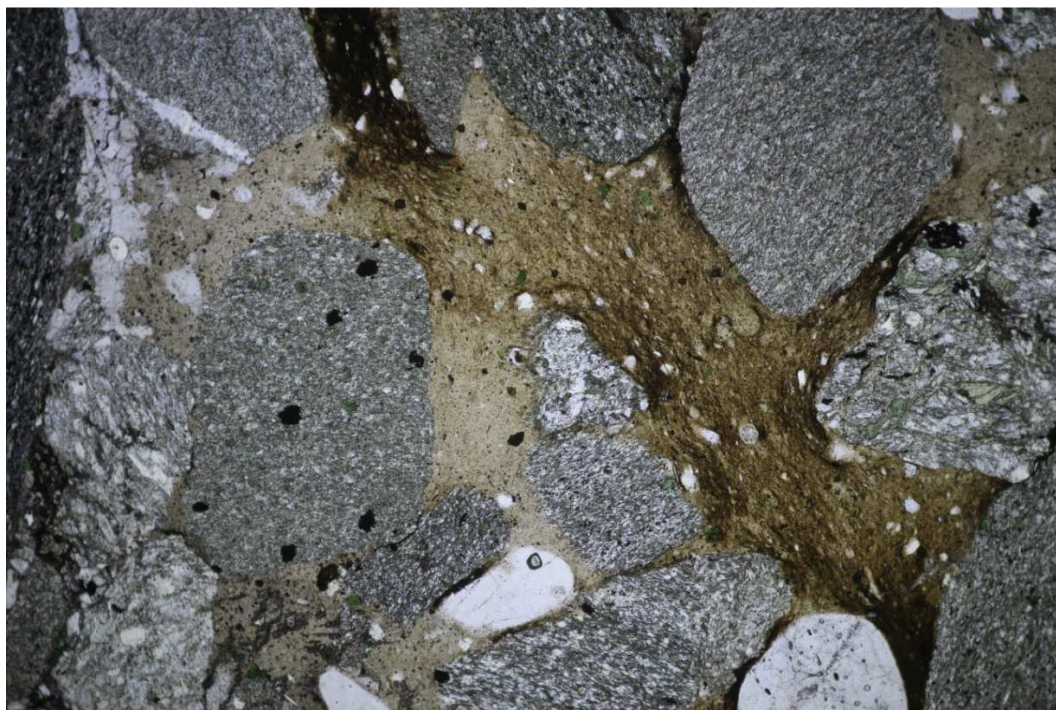


Рисунок 5 – Згусток опалового цементу з вуглеводнями в гравеліті в прохідному світлі. Збільш. 15 раз. (с. Соколівка, складка Карматура)



Рисунок 6 – Кварцитовидний пісковик з січними кварцовими епігенетичними прожилками і дендровидними виділеннями скам'янілої нафти (урочище Під Каменем, складка Каменистого)

яснюється симетрією направленості елізійного гідродинамічного режиму в такій геохімічній обстановці, коли іони Ca^{+2} і присутні вуглеводні впливали на рухливість $[\text{SiO}_4]^{-4}$ та кристалізацію кварцу.

На поверхнях сколювання окварцованої породи спостерігається дендровидне розтікання скам'янілої нафти (антраксоліту) (рис. 6). В підстелюючих породах пісковика та глинах не виявлено жодних метасоматичних змін. На незначному віддаленні окварцована порода переходить в звичайний пласт з ознаками деформації первинної шаруватості.

Вперше кварцитоподібні алевроліти і пісковики описані на Бориславському родовищі нафти. Згодом в горизонті «бориславського пісковика» описані аналогічні пісковики з регенераційним кварцовим і халцедоновим цементом дотику, що на думку автора погіршує колекторські властивості.

Цей пісковик відноситься до базового, оскільки розвинений в самій основі горизонту «бориславського пісковика» з непостійним розподілом в ньому нафти.

Загальну будову горизонту «бориславського пісковика» слід розглядати як результат осаждонагромадження нового тектоноседиментаційного циклу за умов комплексної взаємодії палеогеоморфологічних, палеотектонічних, палеосейсмічних і палеогідродинамічних факторів. Про це свідчать консидентаційні розмиви менілітової і бистрицької світ, тектонічне перегрупування порід з синхронними до них моретрясіннями, що сприяли формуванню нештучних дайок, в тому числі ін'єкційної природи.

В межах Покутських складок об'єм і будова «бориславського пісковика» від базового до кремнисто-мергелистого горизонту значно різняться. Наприклад, в південному крилі складки

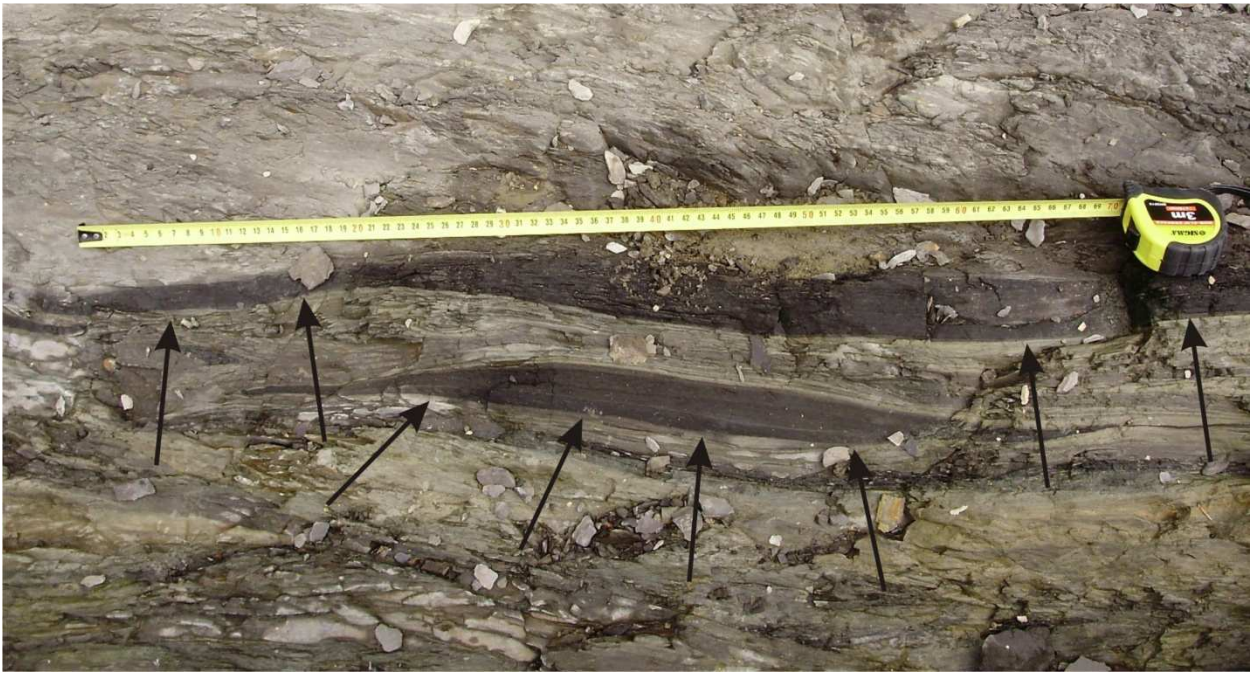


Рисунок 7 – Лінзоподібні ділянки, збагачені вуглефікованим матеріалом в проверстках горизонту «бориславського пісковіку» по р. Пістинька

Карматура (с. Шешори) наближення його до кремнисто-мергелистого горизонту менілітової світи досягає одного метра, а в північному крилі – віддалення від нього сягає 30 м. По Бистриці Надвірнянській в синхронних відкладах Орівської скиби виявлені уламки кременю, що опинились у горизонті внаслідок непостійності товщини кремнисто-мергелистого горизонту менілітової світи, і утворенням лінз, збагачених бітумінозним матеріалом (рис. 7). Морфологія і положення їх в сучасній структурі дозволяють встановити, що домінуючий напрям ламінарних придонних течій здійснювався по азимуту 315°.

За таких гідродинамічних умов формування породи горизонту «бориславського пісковіку» набувають високих колекторських властивостей, часто пронизані циліндричними, заповненими піском отворами, залишених від переміщення ріючих організмів до поверхні розділу *осад – водне середовище*. В окремих ділянках породи пронизані каналами вертикальної міграції вуглеводнів (рис. 8).

Формування «бориславського пісковіку» не виходило за межі неритової зони. Про це свідчать знахідки бурштину в околицях м. Косова, с. Космача, смт. Ділятина, с. Мізунь, що подаються без визначеної стратиграфічної прив'язки. В одних випадках бурштин описують у відкладах олігоцену (Ю.Недзведській), а в інших – еоцену (Г.М.Ладиженський).

Дослідженнями бурштину Карпат і Прикарпаття встановлено його постійну асоціацію з глауконітом, глинистими мінералами, піритом, кальцитом, бітумінозною речовиною. Наявність бурої окисненої кірочки на поверхні мінералу пояснюється перенесенням виковної смоли в майже незміненому стані на незначній відстані. Присутність такої кірочки характерне для бур-

штину Прибалтики, який внаслідок розмиву юрських блакитних глин опиняється на поверхні вузької хвилеприбійної берегової лінії узбережжя Балтійського моря.

Вагомою підставою обґрунтування мілководдя басейну седиментації є також знахідки бентосної фауни *Nummulites falanii* (Preves) та *Diskocyclus sp.* у вигодсько-пасічанських відкладах та сліди кріпелень *Ventraculites sp.* до субстрату на покрівлі глауконітових пісковиків горизонту «бориславського пісковіку» по тоці Черник басейну р. Бистриці Надвірнянська.

Розглянемо співвідношення менілітової і поляницької світи по р. Рибниці в м.Косів, яке вниз за течією ріки від кремнисто-мергелистого горизонту виглядає наступним чином. Вверх по розрізу бітумінозні відклади менілітової світи містять *нафту* і карбонатні нафтонасичені *стяжіння* чорного кольору. Поверхня розмиву менілітової світи має вигляд вирівняної подекуди горбистої площини, перекритої поляницькою світою з кутовою незгідністю близько 8°. Її відклади середньоритмічні сіроколірні, складені карбонатними алеврито-пісковиками, аргілітами з пластами конгломератів, брилами менілітових сланців і кременів. Даний геологічний об'єкт в наукових публікаціях відомий під назвою шарів Гука.

Карбонатні нафтонасичені стяжіння. В розрізі горизонту «бориславського пісковіку» і менілітовій світі на різних стратиграфічних рівнях спостерігаються так звані «*сидеритові стяжіння*», що були предметом спеціальних досліджень. Їх описують як залізисті доломіти [4], що мають форму лінзоподібних *стяжінь* і дезінтегрованих пластових утворень розміром від декількох десятків сантиметрів до десятків метрів. Вміщуючі породи на контакті з ними стиснуті й зібрані в мікроскладки, що свідчить



Рисунок 8 – Канали вертикальної міграції вуглеводнів в горизонті бориславського пісковик (р. Пістинька, північна околиця с. Шешори)

про поступлення їх в басейн седиментації у вигляді твердих тіл.

Центральна частина стяжінь містить мінералізовані пустоти, виповнені барит-кальцит (доломіт, сидерит)-кварцевою мінералізацією, формування якої супроводжувалось диференційованим фракціонуванням вуглеводневих компонентів.

«Бориславський пісковик» перекривається *кремнисто-мергелистим* горизонтом, що починає розріз *менілітової* світи. В її основі залягають бітумінозні кремені, що перекриваються по вертикалі мергелистою пачкою загальною потужністю до 5 м.

В тектонічних елементах товщина кремнисто-мергелистого горизонту часто сягає 40 м з наявними ознаками конседиментаційного оповзання ще не літифікованого осадку, пронизаного численними нештучними дайками.

В Покутських Карпатах цей горизонт перекривається тонколистуватими чорними сланцями. В стратиграфічному розрізу пачки сланців містяться проверстки пісковиків, що в північних складках підпорядковані сланцям, в південних – переважають над ними. Особливо, це помітно по кількісному збільшенні світло-сірих, цукровидних до білих, тонкозернистих пісковиків потужністю 1-2 м. До цієї пачки (60-70 м) приурочені поверхневі прояви нафти в

складці Максимця. Вверх за розрізом відбувається різка зміна на блакитнувато-сірі та сірі карбонатні глини з молочно-кремовими смугастими вапняками.

В північному крилі складки Карматура по р. Рибниці сіроколірна пачка набуває ознак строкатості і представлена червоними, зеленими та сірими глинами з тонкими проверстками пісковиків з малахітом. В її основі знаходиться проверсток туфу (5 см). В Буковинських Карпатах (с.Черешенька) товщина строкатоколірної пачки зростає до 15 м. Таким чином, підтверджується розвиток строкатого горизонту, що на південному сході перекривається чорними аргілітами з рідкими проверстками пісковиків (10-50 м) в *менілітовій* світі Бориславо-Покутської зони.

В силіцитовій частині кремнисто-мергелистого горизонту спостерігаються деформовані прожилки кварцу з кристобалітом чотирикутних обрисів, а в їх центральній частині з його різновидністю – тонковолокнистими агрегатами зі значно нижчими показниками заломлення від канадського бальзаму і двозаломленням.

В усіх геологічних структурах від р. Тисмениця (м. Борислав) до долини р. Черемош (смт. Кути) у зразках порід кремнисто-мергелистого горизонту в УФ-спектрі діагностується постійна присутність вуглеводнів. В період ви-



Рисунок 9 – Відособлені виділення нафти в зернах кварцу нафтонасичених пісковиків в прохідному світлі. Збільш. $\times 48$ разів (с. Стебний, Довжинська антикліналь)

вчення речовинного складу халцедонолітів (кременів) виявлено в них вміст органічної речовини [4]. В результаті встановлено, що найменшу кількість C_{org} мають темно-сірі і чорні халцедоноліти (0,134-0,455 %), а найбільшу – вуглисто-чорні (0,561-1,36 %), коричневі відміни – до 0,197-0,432 %.

Нептунічні дайки і ознаки нафтоносності. Серед осадової товщі стратиграфічного розрізу Карпат найдавніша нептунічна дайка виявлена на контакті стрийської світи і яремчанського горизонту (с. Великий Рожен, присілок Рабинець), що займає прямовисне положення до нашарування порід. Віддавна відома нептунічна дайка серед порід манявської світи в скелястому урвищі Підсокільське. Відмічена також і серед кременистого горизонту по р. Опір [4]. Переважна більшість нептунічних дайок фіксується в кремнисто-мергелистому горизонті менілітової світи, що через фізичні і морфологічні особливості порід доступніші до детального вивчення. Морфологічно дайки обмежані паралельними площинами, що сходять на клин донизу або у вигляді безсистемно з'єданого між собою розгалуження, заповненого зернами кварцу, глауконіту і розсіяних виділень піриту на халцедоновому цементі. Просторове положення дайок відображає стан седиментогенних процесів і тектонічну перебудову сформованої товщі, що супроводжувались палеосейсмічними і тектонічними процесами. По потоці Рушорць менілітові сланці залягають вертикально.

Після чого утворилася нептунічна дайка, що в даний момент перетинає породи під гострим кутом до нашарування з витриманою потужністю (15 см) по простяганню. На окремих ділянках нептунічні дайки взаємно перетинаються (рис. 9), що свідчить про їх неодноразове утворення. У місцях розвитку нептунічних дайок простежується загальна закономірність присутності вуглеводнів на вищих стратиграфічних рівнях осадової товщі.

Стратиграфічна приуроченість нафтонасичених еоценових глин бистрицької світи наближена до основи горизонту «бориславського пісковіку».

Горизонт «бориславського пісковіку» – поліфаціальне утворення знаходиться в складних формаційних співвідношеннях між бистрицькою світою еоцену і бітумінозною товщею менілітової світи.

Формування «бориславського пісковіку» і кремнисто-мергелистого горизонту супроводжувалось тектоно-консидентаційним перегрупуванням осадків, утворенням нептунічних дайок з ознаками міграції нафти по латералі і вертикалі. На поверхнях нашарування в менілітових сланцях неподалік привнесених нафтонасичених стяжінь часто спостерігаються затверділі кірочки асфальту, а також в породах поблизу нафтового родовища Лопушна. В с. Космач спеціально розроблялись поклади важкої нафти, але про умови залягання цього покладу геологічної інформації недостатньо.

В Українських Карпатах дебіт лише однієї свердловини "Oil Sity" в м. Бориславі перевищував 3000 тонн/добу. Пояснення такого феномену не існує по сьогоднішній день.

Не знаходяться пояснення генезису розірваних включень в мармарошських «діамантах», насиченості вуглеводнями бариту, кальциту, доломіту, халцедону і кварцу. При розчиненні мінералів в кислотах відбувається також вивільнення значного об'єму вуглеводневих сполук.

Причина цього як і включення нафти в мінеральні індивіди та інші породні утворення, звичайно, прихована в фізико-хімічних властивостях самих вуглеводнів з їх винятковою проникною здатністю.

На багатьох геологічних об'єктах встановлено проникнення нафти по дзеркалах ковзання (с. Соколівка, Бескид), по площинах досконалої спайності в мінералах (с. Соколівка, м. Косів, с. Люча, смт. Делятин). На нафтопроявах с. Стебного (Рахівський район) в зразках, відібраних з гирла не обсадженої свердловини в кварцових зернах дисперсна нафта розпилена в мікротріщинах, а в одиничних їх зернах з відособленими сфероїдальними її включеннями. В антикліналі Побук (с. Верхнє Синьвидне) в пласті пісковика спостерігається незвичне розтріскування зерен кварцу (без зовнішнього впливу на породу), залікованих регенованим кварцом або агресивним заміщенням їх кальцитом.

У вакуолях мінералів жодного разу не виявлено сумісного знаходження компонентів (вода-нафта), оскільки вони не можуть скласти єдину систему, здатну гомогенізуватись.

В основу розгляду стратиграфічної будови і висвітлення проблеми нафтоносності горизонту «бориславського пісковика» вкладено аналіз опублікованої літератури і систематизовані дані особистих польових спостережень (рис. 2; 3; 4).

Висновки

В «бориславському пісковика» міграційно-еміграційні процеси супроводжуються диференційованим фракціонуванням нафти і метасоматичними заміщеннями в породах за гідрогеохімічної обстановки елізійного, інфільтраційного і, навіть, гравітаційного режимів (с. Слобода Рунгурська).

Дослідженнями горизонту на поверхні встановлена нерівномірність розподілу в ньому нафти на фоні її регіональної присутності в підстилюючих глинах бистрицької світи еоцену.

Головні критерії нафтоносності горизонту «бориславського пісковика» на відміну класичного їх визначення, слід розглядати у звуженому стратиграфічному інтервалі на фоні складних співвідношень геологічних формацій з врахуванням тектонічних та гідрогеологічних факторів.

На підставі літолого-фаціального аналізу виявлені основні закономірності розподілу нафти в горизонті «бориславського пісковика» в стратиграфічному розрізі міжрегіонально роз-

виненими нафтоносними глинами еоцену і кремнисто-мергелистим горизонтом менілітової світи. Таким чином, проведено важливе уточнення для головних критеріїв нафтоносності палеогенової товщі [1] у звуженому стратиграфічному інтервалі, побудовано кореляційні розрізи співвідношень горизонту у відслонених ділянках в межах Бориславо-Покутської зони Карпат.

Гідрогеологічний критерій визначений гідродинамічними умовами формування горизонту, що визначають його колекторські властивості. Динаміка міграції вуглеводнів чітко простежується у відслоненні по р. Пістинка, а їх присутність підтверджується в УФ-спектрі.

Тектонічний критерій розглядається у стратиграфічному інтервалі на фоні складних співвідношень геологічних формацій в умовах напівізму. Стратиграфічний критерій визначається положенням нафтоносного горизонту, що простежується в наведених схемах розрізів в межах складок Каменистого, Карматури, Максимця.

Результати дослідження горизонту «бориславського пісковика» на поверхні дають підстави стверджувати про ймовірну наявність покладів нафти в ньому в пологого, круто падаючого і перекиненого залягання серед складно нагромадженої товщі Карпат у випадках наявності тектонічних, стратиграфічних, а інколи і гідродинамічних екранів.

Література

- 1 Крупський Ю. З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України / Ю. З. Крупський. – К.: Укр ГДПІ, 2001. – 144 с.
- 2 Tołwiński K. Z geologii południowej strefy przedgórz polskich Karpat wschodnich / K. Tołwiński // Spraw. P.I.G. – Warszawa, 1927. – Т. 4. – З. 1/2.
- 3 Черемисская О.М. Геолого-структурные, литологические и палеогеографические аспекты формирования отложений стебниковской свиты Предкарпатского прогиба / О.М. Черемисская, Ю.В. Черемисский // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. – Новосибирск: ИНГ СО РАН, 2013. – С. 251-254.
- 4 Лазаренко Є.К. Мінералогія осадочних утворень Прикарпаття / Є.К. Лазаренко, М. П. Габінет, О.П. Сливко. – Л.: Видав. Львів. ун-ту, 1962. – С. 481.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
05.05.16*

*Рекомендована до друку
професором **Тарком Я.Б.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Крупським Ю.З.**
(Львівський національний університет
ім. І. Франка, м. Львів)*

Техніка і технології

УДК 622.276

МЕТОДИКА ПРАКТИЧНОГО РОЗРАХУНКУ КАВІТАЦІЙНО-ПУЛЬСАЦІЙНОГО МЕТОДУ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ

В.Р. Возний, Д.О. Вольченко, В.Д. Катрич, О.М. Федик

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 580750,
e-mail: vasya_katrich@mail.ru*

Метою дослідження діяння впливу ударно-хвильової дії на привибійну зону продуктивного пласта в інтервалі перфорації є визначення оптимізаційних параметрів кавітаційних пухирців, а саме їх радіуса. Беззаперечно, що змінюючи геометричні параметри пухирців можна збільшувати або зменшувати інтенсивність кавітації.

Ключові слова: очищення, продуктивний пласт, інтенсифікація, проникність, кавітація, пухирці, радіус.

Целью исследований влияния ударно-волнового действия на призабойную зону продуктивного пласта в интервале перфорации является определение оптимизационных параметров кавитационных пузырьков, а именно, их радиуса. Очевидно, что изменяя геометрические параметры данных образований можно увеличивать или уменьшать интенсивность кавитации.

Ключевые слова: очистка, продуктивный пласт, интенсификация, проницаемость, кавитация, пузырьки, радиус.

The objective of the study of shock-wave effect on the bottomhole zone of the producing formation in the perforation interval consists in determination of the optimization parameters of cavitation bubbles, namely, their radius. Undoubtedly, when changing the geometrical parameters of the bubbles, it is possible to increase or decrease cavitation intensity.

Keywords: cleaning, producing formation, stimulation, permeability, cavitation, bubbles, radius.

Постановка проблеми. Основні нафтогазові родовища України перебувають на пізній стадії розробки, яка характеризується зниженням пластового тиску і значним обводненням (90 % і більше) [1]. В процесі тривалої експлуатації свердловини відбувається забруднення її привибійної зони продуктивного горизонту, що зменшує продуктивність свердловини і продуктивну потужність інтервалу перфорації. Ця зона потребує періодичного очищення пласта. Неоднорідність колекторських властивостей призводить до нерівномірного нафтогазовилучення і зниження його загальною.

Тому підвищення продуктивності свердловин є однією із головних проблем нафтогазовидобувної промисловості не тільки України, але й у всьому світі.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Останнім часом застосовується велика кількість методів інтенсифікації припливу вуглеводнів із

пласта [2-4]. Серед останніх досягнень світової науки в галузі інтенсифікації припливу вуглеводнів виділяють декілька методів.

З метою очищення привибійної зони пласта (ПЗП) і підвищення коефіцієнта нафтогазовилучення розроблено технологію і технічні засоби ударно-хвильової дії на привибійну зону продуктивного пласта в інтервалі перфорації, які дають можливість в локальних об'ємах чинити дію на пласт, імітуючи геодинамічну дію [1]. Ударно-хвильова дія на пласт передбачає два види ефектів: безпосередню дію на наближену привибійну зону пласта з радіусом захоплення до 50 см. від джерела пружних хвиль ультразвукового діапазону частот і віддалену дію, яка реєструється гідрофонами на віддалі 1-1,5 км від джерела, яке генерує низькочастотні 0,2 Гц пружні хвилі. Джерелом ударного і низькочастотного хвильового навантаження при цьому є свердловинно-електророзрядний пристрій, а джерелом високочастотних коливань –

свердловинний пристрій, який генерує пружні коливання в ультразвуковому діапазоні частот 18-25 Гц.

Потенціальну продуктивність видобувних і нагнітальних свердловин відновлюють руйнуванням колоїдно-дисперсних систем, які кольматують привибійну зону продуктивного пласта-колектора, в результаті чого утворюються шари зниженої проникності.

Одним із методів підвищення проникності в ПЗП є вплив на продуктивний колектор методами, які забезпечують тріщиноутворення. З цією метою можуть бути застосовані теплові методи [2], які базуються на використанні термічної напруги, викликаній зміною теплового стану речовин під час їх нагрівання, охолодження, а також тривалого перебування за підвищеної або пониженої температур.

Технологія підвищення проникності ПЗП за рахунок створення мережі штучних тріщин може бути реалізована з допомогою теплового удару (наприклад, швидким закачуванням в ПЗП газового конденсату, охолодженого «сухим льодом»). З цією метою можна використовувати такі фактори: високу температуру продуктивного пласта; наявність перфораційних отворів в обсадній колоні, які концентрують теплові напруження; наявність порових каналів і природних тріщин для швидкого проникнення теплоносія в пласт; низьку пластичність гірських порід продуктивного пласта; різницю між коефіцієнтами теплового розширення компонентів продуктивного пласта; різницю між коефіцієнтами теплопровідності компонентів породи продуктивного пласта; можливість зміни температури теплоносія, який подається на вибій; можливість додаткового нагрівання ПЗП термохімічним способом перед закачуванням холодоагенту або навпаки.

Під час струминно-вакуумної дії [3] на привибійну зону свердловини використовують струминний насос і додатковий вакуумний модуль, який значно знижує вимоги до якості посадки пакера; можлива і відсутність пакера. Адаптивність системи полягає у зміні режимів функціонування вакуумного модуля у міру зниження тиску в привибійній зоні. При цьому імпульсний режим вакуумного оброблення привибійної зони переходить у високочастотний віброрежим поступового зниження гідростатичного тиску. Це допомагає більш повному видаленню забруднених частинок з пластової системи і покращення її колекторських властивостей. Ефективність підвищення дебіту нафти для малодобітних свердловин з високою в'язкою нафтою не менше 40% від початкового видобутку з тривалістю ефекту не менше року.

Технологія інфрачастотної хвильової дії на пласт [4] призначена для оброблення привибійної зони пласта з метою збільшення припливу рідини в видобувні свердловини і збільшення приймальності нагнітальних свердловин. Поставленої мети було досягнуто покращенням колекторських властивостей привибійної зони пласта шляхом очищення її від забруднюючих частинок, створенням в привибійній зоні мікро-

тріщинуватості, а також генерацією домінантних резонансних частот в пластовому середовищі. В основі технології оброблення привибійної зони пласта лежить симетрична дія на колектор пульсуючими тисками рідини, спеціально підібраними хімічними реагентами і кавітаційними струменями. Завдяки наявності рідини в порах колектора і пружності твердої фази колектора генеруючі коливання поширюються із привибійної зони в пластове середовище.

Виділення невирішених частин загальної проблеми. Згадані методи дії на пласт мають низьку недоліків, які обмежують можливість їх використання. Перспективним на даний час є метод впливу за допомогою кавітації. Суть нового способу дії різних за величиною ударних імпульсів і коливання тиску в широкому діапазоні частот полягає в тому, що на основі утворення газової фази в рідинних системах з допомогою спеціального пристрою-кавітатора (пульсатора) на вибій і в привибійній зоні свердловини послідовно створюються численні пухирці різних розмірів, заповнені газом або повітрям. Ці пухирці, потрапляючи до зони високого тиску, лускають з виникненням ударних імпульсів тиску різної амплітуди і широкого спектру гармонік коливань тиску в привибійній зоні свердловини [5]. Невирішеними на даний момент залишаються питання практичного розрахунку оптимізаційних параметрів кавітаційного впливу на гірську породу.

Постановка задачі. Одним із основних оптимізаційних параметрів під час розрахунку кавітаційного впливу на ПЗП є розміри кавітаційних пухирців, а саме їх радіуси. Змінюючи геометричні параметри даних утворень, можна збільшувати або зменшувати інтенсивність кавітації [6].

Основний матеріал досліджень. Опишемо роботу гідродинамічного пульсатора (рис. 1)

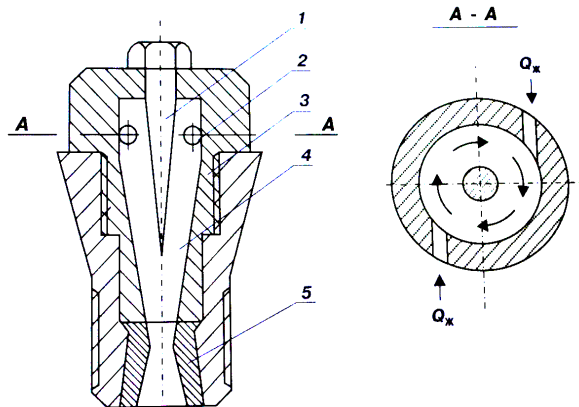


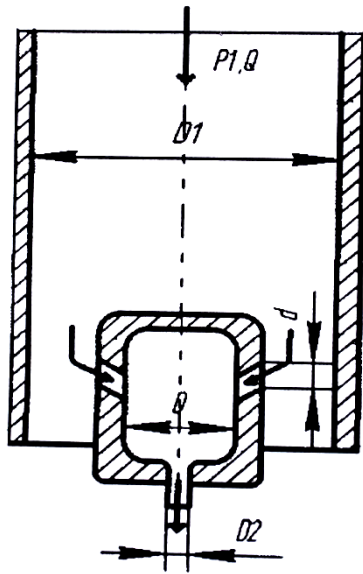
Рисунок 1 – Схема гідродинамічного пульсатора

Промивальна рідина крізь вхідні отвори 2 потрапляє до вихрової камери 4, де набуває обертального руху з миттєвим збільшенням

швидкості робочого потоку. Вихровий потік рідини під дією відцентрових сил і перепаду тиску безперервно потрапляє до кільцевого конфузторного каналу робочих насадок 5, виконаного з кутом розкриття від 6° до 7°. Потік промивальної рідини спрямований у напрямку, дотичному до кільцевого конфузторного каналу, тому чим більший час проходження через зону тиску в робочій насадці 5, тим значніше будуть зростати пухирці і їх кількість.

Потік промивальної рідини в насадці пульсатора-кавітатора рухається з наростанням швидкості, що створює умови для його відриву від стінок сопла пульсатора-кавітатора і утворення нових пухирців і каверн. В результаті виникає коливний процес. Для попередження передчасного руйнування вихрової камери від дії можливих гідроакустичних хвиль і коливань тиску в пристрої передбачено шпиль-відбивач 1, який закріплюється до головки вихрової камери. Основні робочі елементи вихрової камери (4) пульсатора-кавітатора виготовляються за технологіями порошкової металургії із надтвердих матеріалів.

Гідродинамічний пульсатор, конструкція якого описана вище, в першому наближенні можна привести до гідравлічної схеми, яка зображена на рисунку 2.



- Q – витрата рідини, м³/с;
- D₁ – діаметр корпусу пульсатора, м;
- D₂ – діаметр вихідного отвору, м;
- d – діаметр вхідного отвору кавітаційної камери, м

Рисунок 2 – Гідравлічна схема гідродинамічного пульсатора

Розрахунок параметрів потоку рідини приведемо до гідравлічної схеми. Згідно з рівнянням Бернуллі:

$$z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{\alpha_1 V_1^2}{2g} = z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\alpha_2 V_2^2}{2g} + h_{1,2} + h_{ін}, \quad (1)$$

де P₁, P₂ – відповідно тиск рідини на вході і виході із робочої насадки. МПа;

ρ – густина рідини, кг/м³;

α₁, α₂ – коефіцієнт Коріоліса відповідно на вході і виході із пульсатора;

z₁, z₂ – позначки геометричних положень перерізів відносно площини порівняння;

h_{1,2} – лінійний напір;

h_{ін} – інерційний напір;

V₁, V₂ – швидкість на вході і виході із робочої насадки, м/с;

$$V_1 = \frac{4Q\mu_1}{\pi D_1^2}, \quad V_2 = \frac{4Q\mu_2}{\pi D_2^2}, \quad (2)$$

де μ₁ = 0,85; μ₂ = 0,92 – коефіцієнти опору для циліндричних і гідромоніторних сопел відповідно:

$$h_{1,2} = \xi_1 \frac{V_1^2}{2g} + \xi_2 \frac{V_2^2}{2g}, \quad (3)$$

де ξ₁ – коефіцієнт місцевого опору для раптового повороту, ξ₁ = 1.19 [7];

ξ₂ – коефіцієнт місцевого опору для раптового звуження, ξ₂ = 0.38 [7].

h_{ін} – інерційний напір, м. [7];

$$h_{ін} = \frac{V^2}{2g}, \quad (4)$$

V – лінійна швидкість руху рідини, м/с.

$$V = \frac{4Q\mu_2}{n\pi d^2}, \quad (5)$$

де n – кількість сопел (n=4).

Отже, перепад тиску ΔP = P₁ – P₂ може бути визначений за [5] формулою:

$$\Delta P = \left[\frac{\alpha_2 V_2^2 - \alpha_1 V_1^2}{2g} + h_{1,2} + h_{ін} \right] \rho. \quad (6)$$

Для вихідних умов: густина рідини – 1200 кг/м³ і витрата рідини – 0,005 м³/с, перепад тиску за формулою (6) складе P_н – 1,33 МПа. Але, реальний перепад тиску, отриманий при стендових випробуваннях при дотриманні відповідних вихідних даних склав P_н – 6,5 МПа. Тоді різницю тиску в невзбуреній рідині і даній точці кавітаційного пухирця [5], визначимо за формулою (7).

$$P_n = - \frac{\Gamma^2 \rho}{8\pi \bar{r}^2} + \frac{2\sigma}{r}, \quad (7)$$

де Γ – циркуляція швидкості, м²/с (Γ = 0.000141 м²/с [7]);

\bar{r} – радіус-вектор розглянутої збуреної рідини, м (\bar{r} = 0.0175 м);

σ – поверхневий натяг рідини на межі розділу з газом (парою). Н/м.

r – радіус пухирця, м.

ρ – густина рідини, кг/м³;

Значення тиску можна отримати як:

$$P = P_n - \Delta P. \quad (8)$$

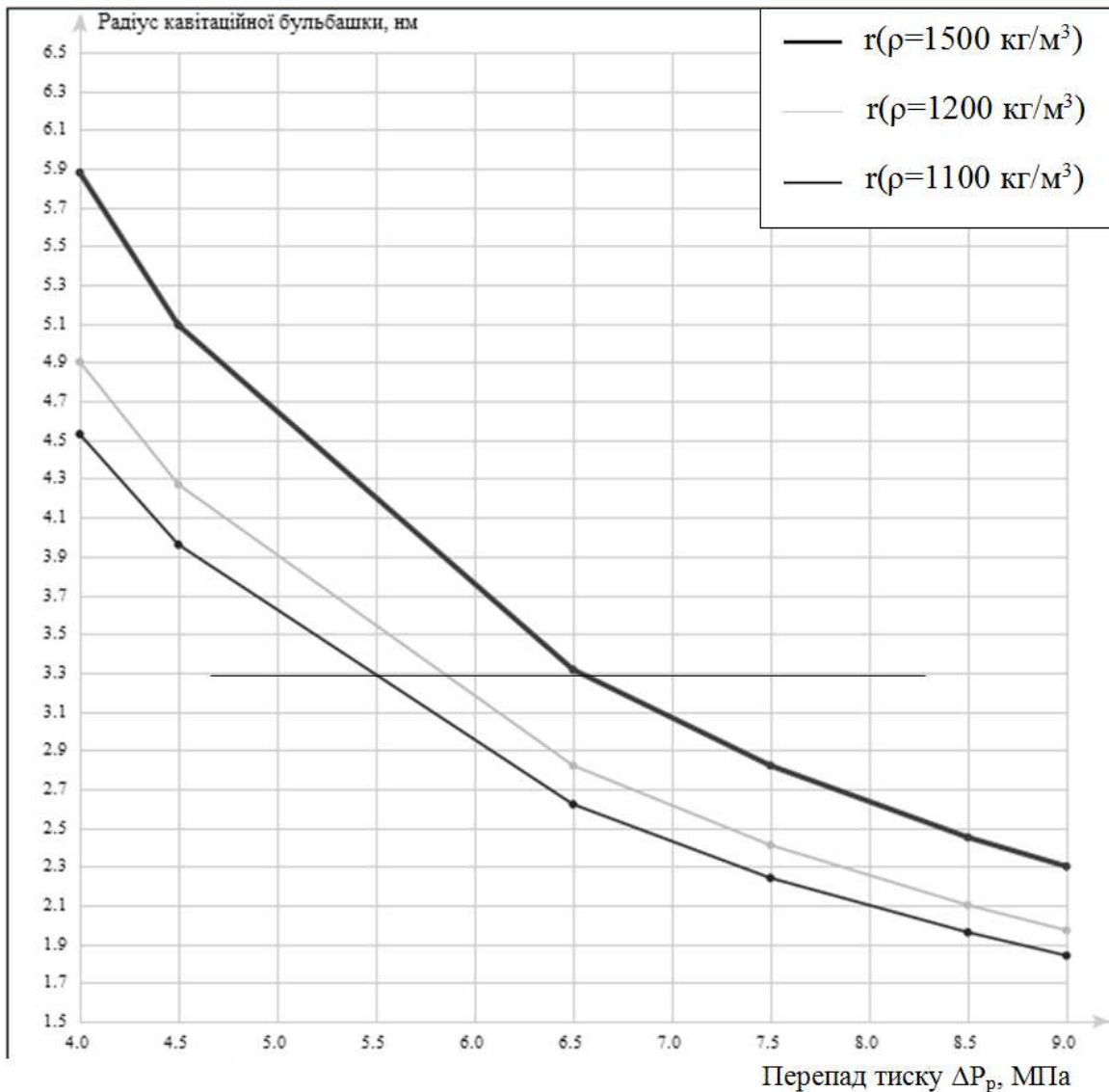


Рисунок 3 – Залежність радіуса кавітаційної бульбашки від змін перепаду тиску та густини рідини

Звідси, підставляючи (6) і (7) у 8, отримаємо:

$$P = P - \Delta P = -\frac{\Gamma^2 \rho}{8\pi\Gamma^2} + \frac{2\sigma}{r} - \left[\frac{\alpha_2 V_2^2 - \alpha_1 V_1^2}{2g} + h_{1,2} + h_{iH} \right] \rho g \cdot (9)$$

Радіус кавітаційного пухирця можна визначити за формулою:

$$r = \frac{2\sigma}{P_n - \left[\frac{\alpha_2 V_2^2 - \alpha_1 V_1^2}{2g} + h_{1,2} + h_{iH} \right] \rho g + \frac{\Gamma^2 \rho}{8\pi\Gamma^2}} \cdot (10)$$

Оскільки радіус кавітаційного пухирця є оптимізаційним фактором під час проведення гідродинамічного оброблення привибійної зони пласта наведеним кавітатором-пульсатором, то необхідно розрахувати залежність радіуса кавітаційного пухирця від зміни перепаду тиску і густини промивальної рідини; співвідношення розмірів насадок кавітатора. Діаграми залежно-

сті радіуса кавітаційного пухирця від перепаду тиску, і співвідношення діаметрів зображені на рисунках 3, 4.

Висновки

Проведені дослідження дали можливість визначити оптимальні розміри кавітаційних пухирців як основного оптимізаційного параметра під час оброблення привибійної зони пласта за допомогою розробленого гідродинамічного пульсатора. Виходячи із наведених вище залежностей, визначено, що оптимальний перепад тиску для рідин з різною густиною залишається в межах 4.0 - 4.5 МПа (рис. 3), а оптимальне співвідношення діаметрів сопла не повинно перевищувати 1,67 (рис. 4), оскільки відбувається розрив рідини з внутрішнім гідрударом. Подальші дослідження будуть спрямовані на створення технології очищення привибійної зони пласта в залежності від глибини свердловини.

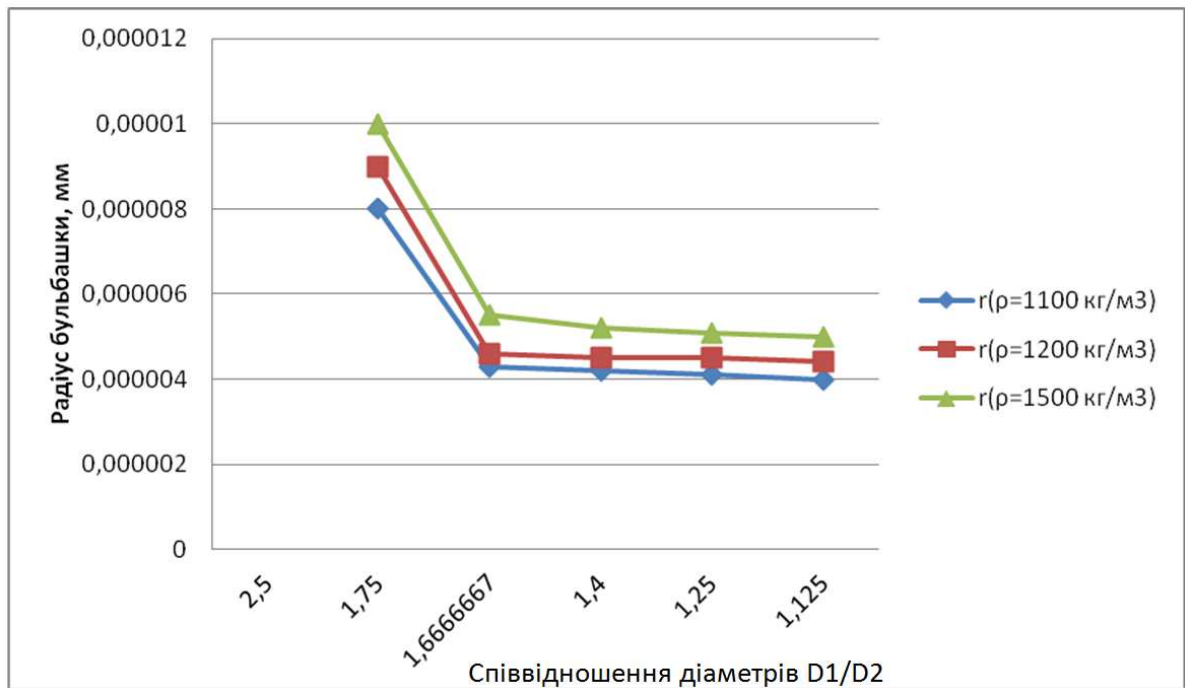


Рисунок 4 – Залежність радіуса кавітаційної бульбашки від співвідношення діаметрів насадок кавітатора

Література

1 Технология ударно-волнового воздействия на призабойную зону нефтяных и газовых скважин / Кучернюк А.В., Кучернюк В.А. и др. // Материалы междунар. науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы развития нефтегазовой отрасли». – Киев: ОАО «УКРНГИ», 2006. – С. 47-48.

2 Свитлицкий В.М. К вопросу термодеструктивного действия на породы производительных пластов / В.М. Свитлицкий, Б.Б. Сянюк, О.О. Иванкив // Материалы междунар. науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы развития нефтегазовой отрасли». – Киев: ОАО «УКРНГИ», 2006. – С. 52-55.

3 Шевчук С.П. Технологический адаптивный комплекс струйно-вакуумного действия / С.П. Шевчук, В.М. Слиденко, О.В. Саливон // Материалы междунар. науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы развития нефтегазовой отрасли». – Киев: ОАО «УКРНГИ», 2006. – С. 46-47.

4 Слиденко В.М. Инфрачастотна волновая технология повышения производительности нефтяных скважин / В.М. Слиденко, С.П. Шевчук, Л.К. Листовщик // Материалы междунар. науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы развития нефтегазовой отрасли». – Киев: ОАО «УКРНГИ», 2006. – С. 45-46.

5 Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти с применением генераторов затопленных турбулентных струй и адиабатных двухфазных потоков / Л.Х. Ибрагимов // Нефтегазопромышленное дело. – 1996. – № 6. – С. 44-49.

6 Яремийчук Р.С. Методика и анализ экспериментальных данных исследований работы вихревого гидродинамического пульсатора / Р.С. Яремийчук, В.Р. Возный, Я.М. Фемяк, Я.Я. Якимечко // Нефтяная и газовая промышленность. – 2008. – № 1. – С. 19-21.

7 Дин Р. Образование пузырей / Р. Дин // Вопросы физики кипения. – М.: Мир, 1964. – 325 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
26.04.16

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

ДОСЛІДЖЕННЯ ГЕРМЕТИЗАЦІЙНОЇ ЗДАТНОСТІ ГУМОВИХ УЩІЛЬНЕНЬ УСТЬОВИХ ВИПРОБУВАЛЬНИХ ПАКЕРІВ

¹М.А. Дорохов, ²І.В. Костриба

¹ Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка;
м. Полтава, пр. Першотравневий, 24, тел. (050) 6317980, e-mail: maxitri.5@gmail.com

²ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42264,
e-mail: no@nimg.edu.ua

Проаналізовано проблематику випробування устьового та противикидного обладнання при бурінні чи підземному ремонті свердловин в умовах необсадженого ствола. Обґрунтовано доцільність використання свердловинних пакерів для проведення випробування та переваги від використання останніх на базі самоущільнюючих манжет. Висвітлено важливість забезпечення герметизаційної здатності вузла ущільнення устьового випробувального пакера при проведенні випробування устьового та противикидного обладнання. Зазначено умову герметизації самоущільнюючої манжети устьового випробувального пакера. Висвітлено фактори, що впливають на забезпечення стабільності контактних тисків на спряженій поверхні: манжета – обсадна труба. Проведено аналіз наукових праць з дослідження ущільнень свердловинних пакерів та самоущільнюючих манжет, що використовуються для запирання робочих рідини у рухомих та нерухомих з'єднаннях різноманітних гідравлічних та пневматичних систем агрегатів чи пристроїв. Описано метод дослідження контактних тисків на спряженій поверхні. Висвітлено конструкцію лабораторного стенду та тарувальної установки для проведення дослідження. Описано хід планування експерименту. Зазначено основні рівні, інтервали варіювання факторів та межі області дослідження контактних тисків. Проаналізовано графічні залежності зміни контактного тиску від дії різних факторів.

Ключові слова: устьове та противикидне обладнання, герметизаційна здатність, устьовий випробувальний пакер, самоущільнююча манжета, контактний тиск.

Проанализировано проблематику испытания устьевого и противовыбросового оборудования при бурении или подземном ремонте скважин в условиях необсаженного ствола. Обоснована целесообразность использования скважинных пакеров для проведения испытания и преимущества использования последних на базе самоуплотняющихся манжет. Освещены важность обеспечения герметизационной способности узла уплотнения устьевого испытательного пакера при проведении испытания устьевого и противовыбросового оборудования. Указано условие герметизации самоуплотняющейся манжеты устьевого испытательного пакера. Освещены факторы, влияющие на обеспечение стабильности контактных давлений на сопряженной поверхности: манжета – обсадная труба. Проведен анализ научных работ по исследованию уплотнений скважинных пакеров и самоуплотняющихся манжет, используемых для запирання рабочих жидкостей в подвижных и неподвижных соединениях различных гидравлических и пневматических систем агрегатов или устройств. Описан метод исследования контактных давлений на сопряженной поверхности. Освещены конструкции лабораторного стенда и тарировочной установки для проведения исследования. Описан ход планирования эксперимента. Указаны основные уровни, интервалы варьирования факторов и пределы области исследования контактных давлений. Проанализировано графические зависимости изменения контактного давления от действия различных факторов.

Ключевые слова: устьевое и противовыбросовое оборудование, герметизационная способность, устьевой испытательный пакер, самоуплотняющаяся манжета, контактное давление.

The article analyzes the problems of the test wellhead and blowout equipment during drilling or underground repair of wells in the open hole conditions. The expediency of using downhole packers for testing, as well as their use on the basis of the self-sealing cuffs, is proved. The article also highlights the importance of ensuring the sealing capability of the seal assembly of the wellhead test packer when testing the wellhead and blowout equipment. The condition for sealing of the self-sealing cuff of the wellhead test packer is indicated. There are also described the factors affecting the provision of stability of contact pressures on the mating surface: cuff – casing. The article analyzes some scientific studies on the downhole packer seals and self-sealing cuffs, used for shutting-off of working fluids in the mobile and fixed joints of different hydraulic and pneumatic systems, units or devices. The method for studying the specific contact pressures on the mating surface is described. The structure of the laboratory bench and calibration unit for carrying out the study is also depicted. The progress of experimental design is described. The main levels, intervals of factors variation, and boundaries of the study area of the specific contact pressures are indicated. Graphical dependencies of the specific contact pressure change on various factors effect are analyzed.

Key words: wellhead and blowout equipment, sealing capability, wellhead test packer, self-sealing cuff, specific contact pressure.

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями. При спорудженні та підземному ремонті нафтових і газових свердловин з метою перевірки герметиза-

ційної здатності противикидне та устьове обладнання підлягає гідравлічному випробуванню:

- перед встановленням на свердловині;
- після кожного монтажу на свердловині;

– після проведення ремонтних робіт (заміна плашок превентора, заміна ущільнення штока гідроциліндра плашкового превентора тощо);
 – перед розкриттям продуктивного горизонту;
 – періодично у відповідності до вимог бурової компанії або підприємства (згідно з вимогами стандарту API R 53 з інтервалом не більшим ніж 3 тижні) [1].

У процесі буріння свердловин часто виникає необхідність у випробуванні превенторів при наявності необсадженого ствола свердловини. Створення в свердловині надлишкового тиску при випробуванні може призвести до поглинання рідини свердловиною, а інколи навіть до гідравлічного розриву пласта. Як наслідок, у такому разі неможливо дотриматись регламентованих вимог процесу випробування змонтованих превенторів. Аналогічна ситуація має місце також при випробуванні змонтованих превенторів перед ремонтом нафтових і газових експлуатаційних свердловин [2].

На часі для відокремлення ствола свердловини від противикидного та устьового обладнання при їх випробуванні використовують свердловинні пакери. Для випробування повинні використовуватись пакери, які відрізняються простотою експлуатації та високою герметизаційною здатністю. Таким вимогам на сьогоднішній день відповідають пакери на базі самоущільнюючих манжет. Для досягнення герметизації відсутня необхідність у прикладанні зовнішніх зусиль, оскільки ущільнення пакерів на базі самоущільнюючих манжет спрацьовують автоматично при появі надлишкового тиску випробувальної рідини в надпакерному просторі.

Сучасний ринок обладнання для спорудження чи експлуатації нафтових і газових свердловин характеризується різноманітністю конструкції пакерів на базі самоущільнюючих манжет. Серед наявних найбільш вдало себе зарекомендувала конструкція пакера типу УВЧ виробництва спеціальної аварійно-рятувальної служби «ЛКВО» ПАТ «Укргазвидобування» [3].

Успішність проведення випробування устьового та противикидного обладнання за допомогою пакера залежить від герметизаційної здатності його основного конструктивного елемента – вузла ущільнення.

Герметизаційна здатність як комплексний показник властивостей ущільнення визначається характерними умовами роботи ущільнення та експлуатаційними факторами.

Виходячи з умов роботи самоущільнюючої манжети устьового випробувального пакера, для успішної герметизації затрубного простору необхідне забезпечення умови герметизації

$$q \geq P, \quad (1)$$

де q – контактний тиск на спряженій поверхні: манжета – обсадна труба;

P – робочий тиск випробувальної рідини.

Отже, одним із основних факторів, що впливають на герметизаційну здатність ущільнення, є забезпечення стабільності контактних

тисків на спряженій поверхні: манжета – обсадна труба протягом періоду випробування устьового та противикидного обладнання.

Забезпечення стабільності контактних тисків, а, отже, і надійної герметизації, пов'язано із забезпеченням збалансованості конструктивних параметрів вузла ущільнення, фізико-механічних характеристик матеріалу манжети, стану ущільнюючої поверхні, величини тиску випробування та часу протягом якого відбувається випробування.

Вміння оперувати величиною контактних тисків є дуже важливою задачею як з практичної так і з наукової точки зору. Вирішення цієї задачі вимагає ґрунтовних досліджень.

Аналіз останніх досліджень і публікацій, в яких започатковано розв'язання даної проблеми. Дослідженню герметизаційної здатності свердловинних пакерів присвячено численну кількість наукових праць.

Авторами роботи [4] проведено дослідження з визначення умов герметизації (1) ущільнюючого елемента свердловинного пакера. Причому встановлена залежність між контактними тисками на спряженій поверхні: ущільнення – обсадна труба та випробувальним тиском.

Враховуючи той факт, що дослідження проводилися з свердловинними пакерами на базі циліндричних ущільнень (механізм герметизації полягає у радіальній деформації ущільнення при його осьовому стисканні зовнішньою силою), результати експериментальних досліджень не можуть бути застосовані для конструювання самоущільнюючих манжет устьових випробувальних пакерів, які автоматично спрацьовують під дією тиску.

В роботі [5] висвітлено конструктивні особливості випробувального пакера на базі самоущільнюючої манжети з деякими практичними рекомендаціями щодо підвищення герметичності в процесі випробування устьового та противикидного обладнання. В роботі надано рекомендації щодо радіального зазору між упором вузла ущільнення та стінкою обсадної колони але відсутні будь-які експериментальні або теоретичні підтвердження наданих рекомендацій. Практичний досвід застосування конструкції самоущільнюючого вузла пакера, описаного в роботі [5], свідчить про необхідність створення імпульсних навантажень (закачування випробувальної рідини з великою продуктивністю насосних агрегатів) для спрацювання манжети і досягнення герметизації в процесі випробування. Такий режим випробування викликаний замалим натягом самоущільнюючої манжети, а, отже, відсутністю достатніх початкових контактних тисків. Зважаючи на незначну глибину встановлення випробувальних пакерів з самоущільнюючими манжетами, а, отже, як наслідок на обмежений об'єм затрубного простору куди закачується випробувальна рідина, не виключена можливість руйнування обладнання і травмування працюючих за умов імпульсних навантажень.

Враховуючи відсутність чітко сформульованих критеріїв забезпечення герметичності самоущільнюючих манжет свердловинних випробувальних пакерів, було проведено критичний аналіз наукових праць з дослідження роботи та конструкцій самоущільнюючих манжет в галузі загального машинобудування. Принцип роботи самоущільнюючих манжет свердловинних випробувальних пакерів є абсолютно аналогічним принципу роботи манжет, що використовуються для ізолювання робочих рідин у рухомих та нерухомих з'єднаннях різноманітних гідравлічних та пневматичних систем агрегатів чи пристроїв.

У роботах [6–8] висвітлено результати досліджень гумових манжет силових гідроциліндрів у вигляді графічної залежності між випробувальним тиском; величиною радіального зазору: між упором та стінкою гідроциліндра та безпосередньо величиною об'єму матеріалу манжети, що витискується під час її роботи в зазор.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми, яким присвячується стаття. Результати наукових праць [6–8], що стосуються теоретичних та експериментальних досліджень самоущільнюючих манжет в галузі загального машинобудування, не можуть повною мірою бути використані для дослідження герметизаційної здатності та конструювання манжет устьових випробувальних пакерів внаслідок зовсім іншої конфігурації останніх. Підтвердженням цьому є ряд досліджень [9], які свідчать, що працездатність та значення напружень, які виникають під час експлуатації, суттєво залежать, від розмірів, форми, матеріалу та температури експлуатації ущільнення тощо. Порівнюючи складові конфігурації самоущільнюючих манжет устьових випробувальних пакерів та манжет загального машинобудування, можна стверджувати, що, окрім принципу роботи, вони не мають нічого спільного.

Аналіз наукових праць розглядуваної тематики свідчить, що на часі недостатньо інформації стосовно дослідження самоущільнюючих манжет устьових випробувальних пакерів в умовах комплексної дії на останні силових, геометричних параметрів та властивостей матеріалу. Відсутня систематизована база розподілу контактних тисків за умов різних рівнів напруженого стану ущільнюючого елемента при різних значеннях випробувального тиску, радіального зазору та натягу.

Підсумовуючи вище зазначену інформацію авторами було вирішено провести експериментальні дослідження на натурних зразках манжет устьових випробувальних пакерів в умовах, наближених до реальних.

Мета роботи. Проведені експериментальні дослідження ставили за мету: визначити характер розподілу контактних тисків по довжині спряженої поверхні: зовнішня поверхня робочої та опорної частин манжети – обсадна труба з метою подальшого вдосконалення конструкції

самоущільнюючого вузла устьового випробувального пакера.

Висвітлення основного матеріалу дослідження. Для проведення експерименту з визначення контактних тисків було розроблено та виготовлено лабораторний стенд, що дозволив провести дослідження натурних зразків манжет. Принципова схема та загальний вигляд установки показані на рисунках 1 та 2 відповідно.

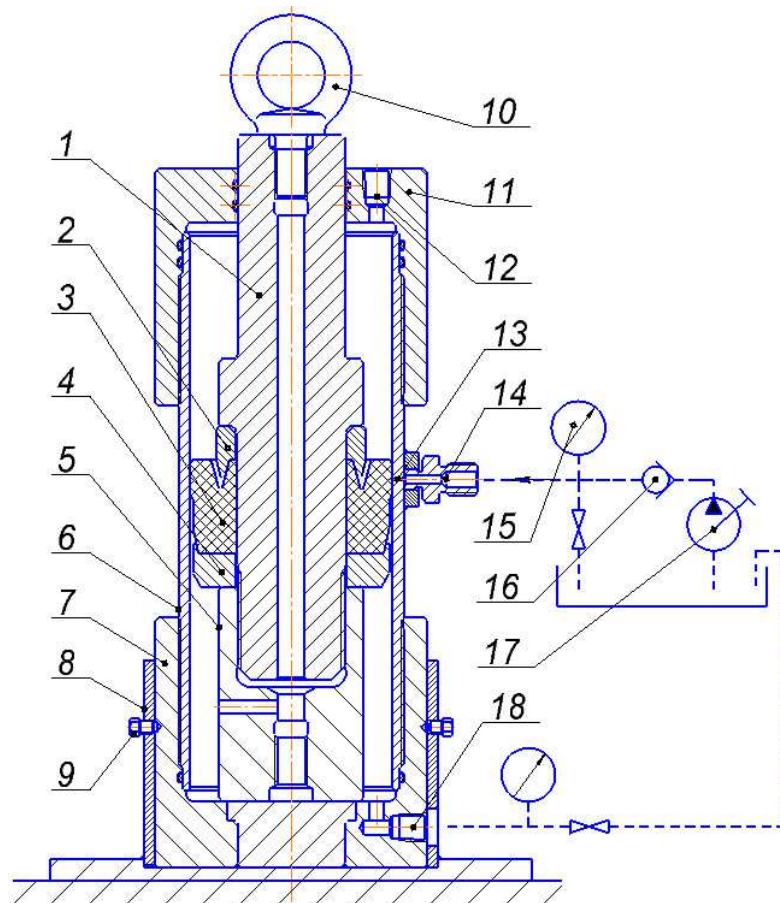
Лабораторний стенд, передбачає встановлення попередньо зібраного випробувального пакера натурних розмірів, на корпусі 1 якого розміщені упорна втулка 2, самоущільнююча манжета 3 та упор 4, що складають разом вузол ущільнення пакера та затягаються упорною гайкою 5. Зібраний пакер з попереднім натягом вставляють у патрубок 6 (представлений відрізком обсадної труби), яка попередньо звинчена з нижньою кришкою 7. Остання, в свою чергу, зафіксована від можливого обертання при збиранні установки відносно упорного стакана 8 стопорними гвинтами 9. Після цього вся компоновка герметично загвинчується верхньою кришкою 11.

Метод дослідження контактних тисків за допомогою описаного лабораторного стенду дістав назву «метод контрольних отворів».

За даним методом контактний тиск на спряженій поверхні визначається тиском зовнішньої вимірювальної гідравлічної системи, яка з'єднана з радіальним отвором малого діаметра 13, вихід із якого закритий зовнішньою поверхнею самоущільнюючої манжети. Остання під час випробування перебуває у внутрішньому просторі лабораторного стенду під дією тиску випробування P . Коли тиск у зовнішній гідравлічній системі, до якої входять контрольний манометр 15, зворотний клапан 16, ручний гідравлічний насос 17, стане рівним контактному тиску в місці контакту манжети з виходом радіального отвору, між зовнішньою поверхнею манжети та внутрішньою поверхнею обсадної труби з'явиться щілина, по якій рідина із вимірювальної зовнішньої гідравлічної системи пройде в порожнину зливу до зливного отвору 18. Тиск в момент відкриття щілини приймають рівним контактному тиску з деякою поправкою, яка була досліджена на спеціальній тарувальній установці.

Призначення тарувальної установки, принципова схема якої зображена на рисунку 3 – перевірити працездатність «методу контрольних отворів» за допомогою гумового елемента, який звулканізований з тієї ж гумової суміші, що й самоущільнююча манжета устьового випробувального пакера.

Тарувальна установка, загальний вигляд якої показаний на рисунку 4, представлена вантажем 1, гумовим зразком 2, опорною плитою 3, змінною вставкою 4 із контрольним отвором 5. Шорсткість контактної поверхні змінної вставки відповідала шорсткості внутрішньої поверхні обсадної труби при випробуванні на лабораторному стенді.

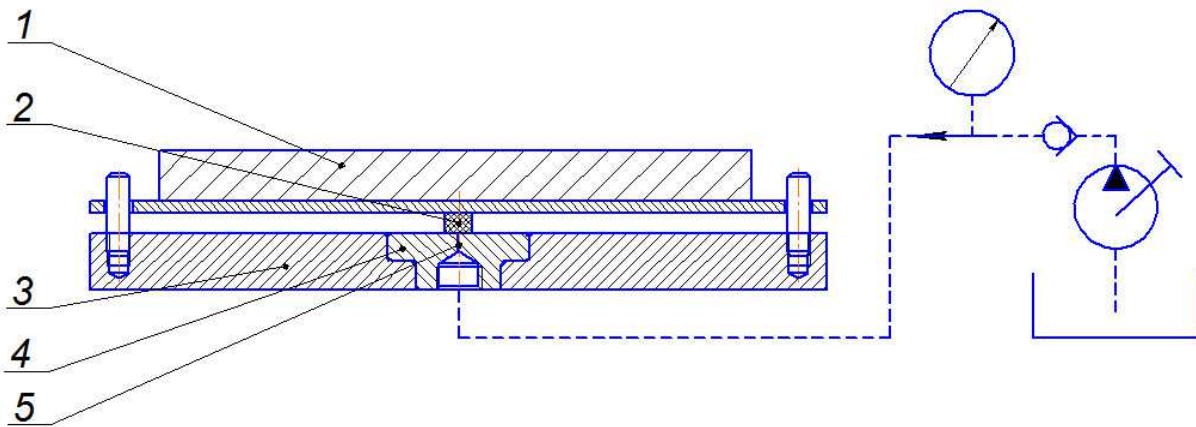


- 1 – ствол пакера; 2 – упорна втулка; 3 – самоущільнююча манжета; 4 – упор; 5 – упорна гайка;
 6 – патрубок; 7 – нижня кришка; 8 – упорний стакан; 9 – стопорні гвинти; 10 – рим-болт;
 11 – верхня кришка; 12 – вхідний отвір для підведення випробувальної рідини;
 13 – радіальний випробувальний отвір; 14 – запобіжний штуцер; 15 – контрольний манометр;
 16 – зворотний клапан; 17 – ручний гідравлічний насос; 18 – зливний отвір

Рисунок 1 – Принципова схема лабораторного стенду



Рисунок 2 – Загальний вигляд лабораторного стенду для дослідження контактних тисків



1 – вантаж; 2 – гумовий зразок; 3 – опорна плита; 4 – змінна вставка; 5 – контрольний отвір

Рисунок 3 – Тарувальна випробувальна установка



Рисунок 4 – Загальний вигляд тарувальної випробувальної установки

Сутність визначення контактних тисків на тарувальній установці аналогічна сутності визначення на лабораторному стенді для випробування устьового пакера. Під час проведення експерименту передбачалося, що якщо навантажити гумовий зразок 2 з контактної площею 1 cm^2 силою в 10 H , то контактний тиск на спряженій поверхні, гумовий елемент – змінна вставка, має складати $0,1 \text{ МПа}$. По наближенню значення маси вантажу до значення контактного тиску на спряженій поверхні і визначалась достовірність проведення експерименту. Після проведення випробувань на тарувальній установці було отримано залежність (рисунок 5), яка враховувалась при визначенні контактних тисків на лабораторному стенді.

Під час дослідження контактних тисків використовувалися манжети різних типорозмірів, що звulkanізовані з гумової суміші ІРП-1293.

З метою отримання максимуму інформації при мінімумі витрат було проведено планування експерименту, що полягав у визначенні залежної змінної (відгуку), у виборі параметрів

оптимізації та їх рівнів варіювання, визначення необхідного числа дослідів, встановленні порядку проведення експерименту, складанні математичної моделі і перевірці суттєвості статистичних зв'язків за допомогою дисперсійного і кореляційного аналізів [10].

При плануванні експерименту на основі апріорної інформації та попередніх досліджень за незалежні фактори приймали: діаметральний натяг – Δ , мм; тиск опресування P , МПа; радіальний зазор δ між опорною втулкою та обсадною трубою, мм та модуль зсуву матеріалу σ_{zc} , МПа. В якості цільової функції E , МПа було прийнято величину контактного тиску. Експеримент поставлено за програмою центрального композиційного рототабельного плану другого порядку Бокса-Хантера. Ядро плану було представлено напівреплікою 2^{5-1} ($1=X_1 X_2 X_3 X_4 X_5$). Реалізовано 28 дослідів.

Основні рівні варіювання факторів та межі області дослідження вибрані за результатами попередніх експериментів і на основі апріорної інформації (таблиця 1).

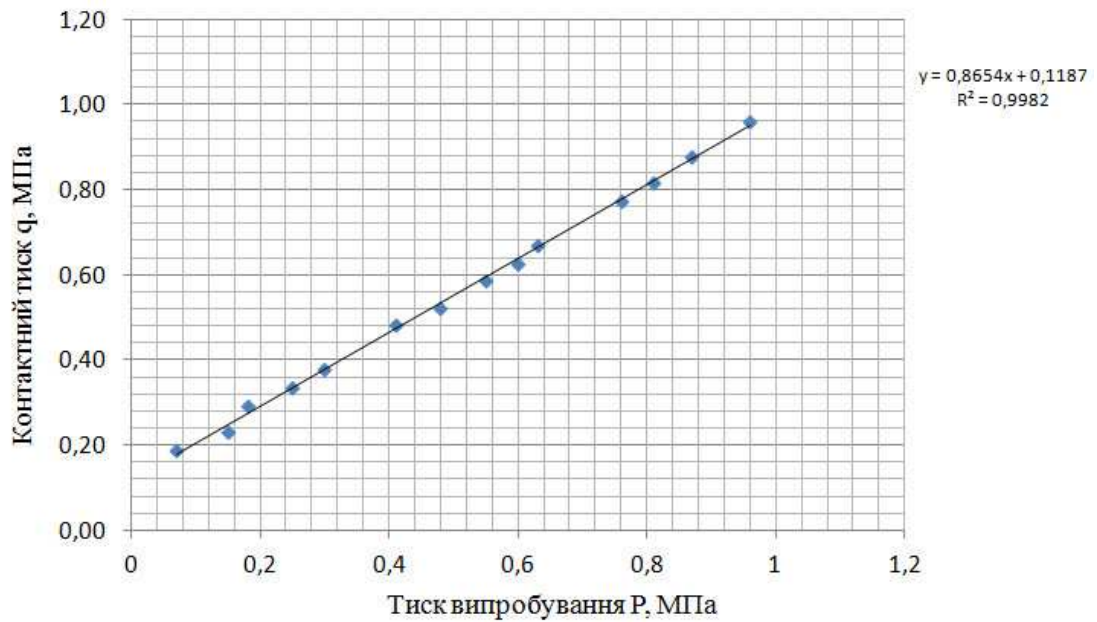


Рисунок 5 – Графічна залежність контактної тиску від тиску випробування

Таблиця 1 – Основні рівні, інтервали варіювання факторів та межі області дослідження

Фактор	Позначення	Код	Одиниця виміру	Інтервал виміру	Основні рівні				
					-2	-1	0	+1	+2
Діаметральний натяг	Δ	X_1	мм	1	1	2	3	4	5
Тиск випробування	P	X_2	МПа	5	10	15	20	25	30
Радіальний зазор	δ	X_3	мм	1	1	2	3	4	5
Модуль зсуву матеріалу ущільнення	σ_{zc}	X_4	МПа	10%	2,93	2,75	2,47	1,94	1,72

Функція відгуків апроксимована поліномом другого порядку виду

$$Y = b_0 + \sum_{1 \leq i \leq k} b_i X_i + \sum_{1 \leq i < j \leq k} b_{ij} X_i X_j + \sum_{1 \leq i \leq k} b_{ii} X_i^2, \quad (2)$$

де k – число незалежних змінних.

Обробкою результатів експерименту та аналіз регресійної моделі здійснено за допомогою модуля «Планування експерименту» статистичної програми Statgraphics 5.0 Plus. Рівняння регресії з урахуванням значущості коефіцієнтів набуло вигляду

$$q = 30,475 + 1,28975 \cdot X_1 + 1,99608 \cdot X_2 - 1,62917 \cdot X_3 + 1,19583 \cdot X_4 - 0,031875 \cdot X_1^2 + 0,10625 \cdot X_1 \cdot X_2 + 0,11875 \cdot X_1 \cdot X_3 + 0,00625 \cdot X_1 \cdot X_4 - 0,045375 \cdot X_2^2 - 0,11875 \cdot X_2 \cdot X_3 - 0,00625 \cdot X_2 \cdot X_4 + 0,27875 \cdot X_3^2 + 0,00625 \cdot X_3 \cdot X_4 - 0,04625 \cdot X_4^2. \quad (3)$$

Коефіцієнти моделі наведено у нормованому (кодованому) вигляді. Адекватність отриманої регресійної моделі підтверджується ве-

ликим значенням коефіцієнта детермінації R -квадрат, який склав 99,55%. Значення коефіцієнтів моделі визначали за допомогою P -рівня і відображена на стандартизованому Парето-графіку (рисунок 6).

Вертикальна лінія на графіку відповідає 95% статистичній значущості коефіцієнтів.

За результатами проведених досліджень були отримані значення та графічні залежності контактних тисків від вказаних факторів впливу.

На рисунку 7 представлено тривимірний графік залежності контактної тиску від тиску випробування та натягу. На рисунку 10 показано тривимірний графік залежності контактної тиску від тиску випробування та радіального зазору.

Враховуючи нестабільність контактних тисків по довжині спряженої поверхні було отримано графічну залежність при тиску випробування 35 МПа (рисунок 8).

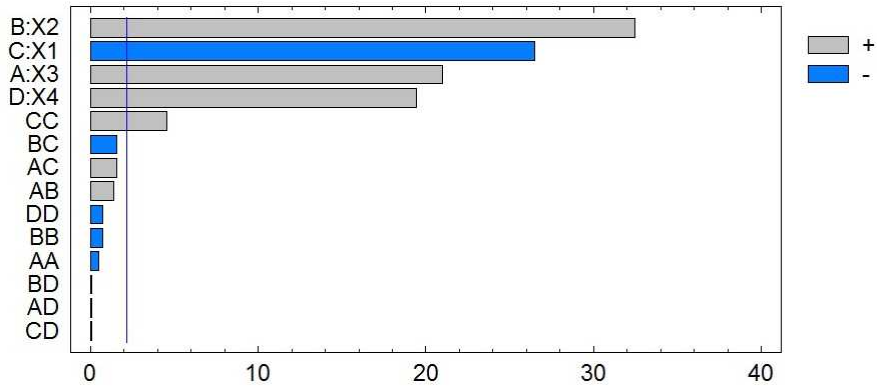


Рисунок 6 – Значення коефіцієнтів моделі

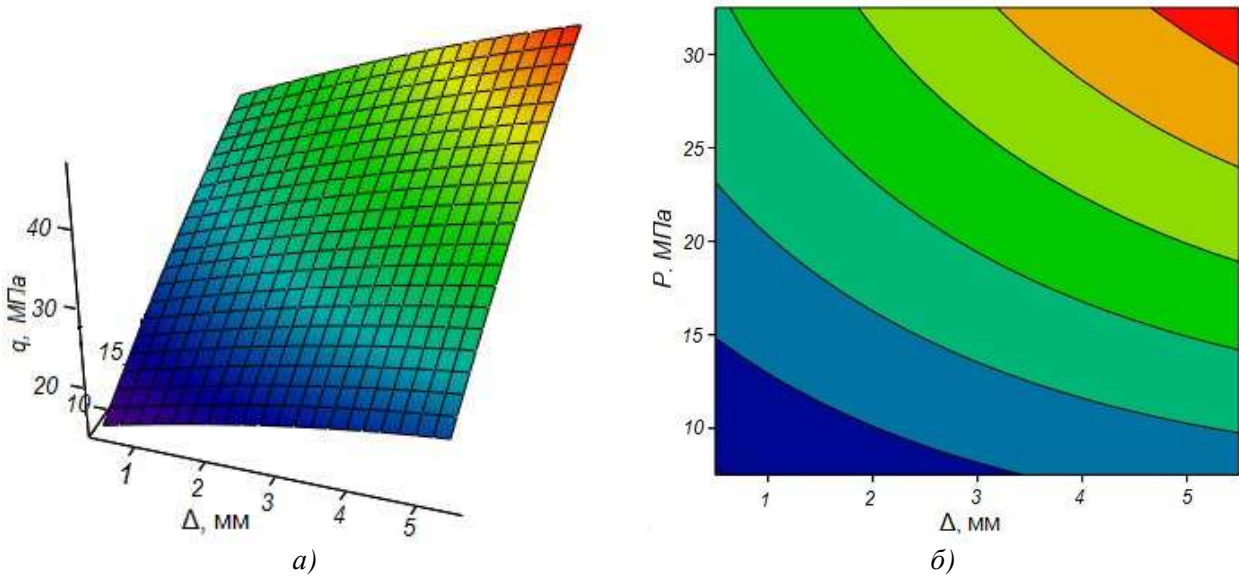


Рисунок 7 – Тривимірний графік залежності контактного тиску від тиску випробування та натягу манжети

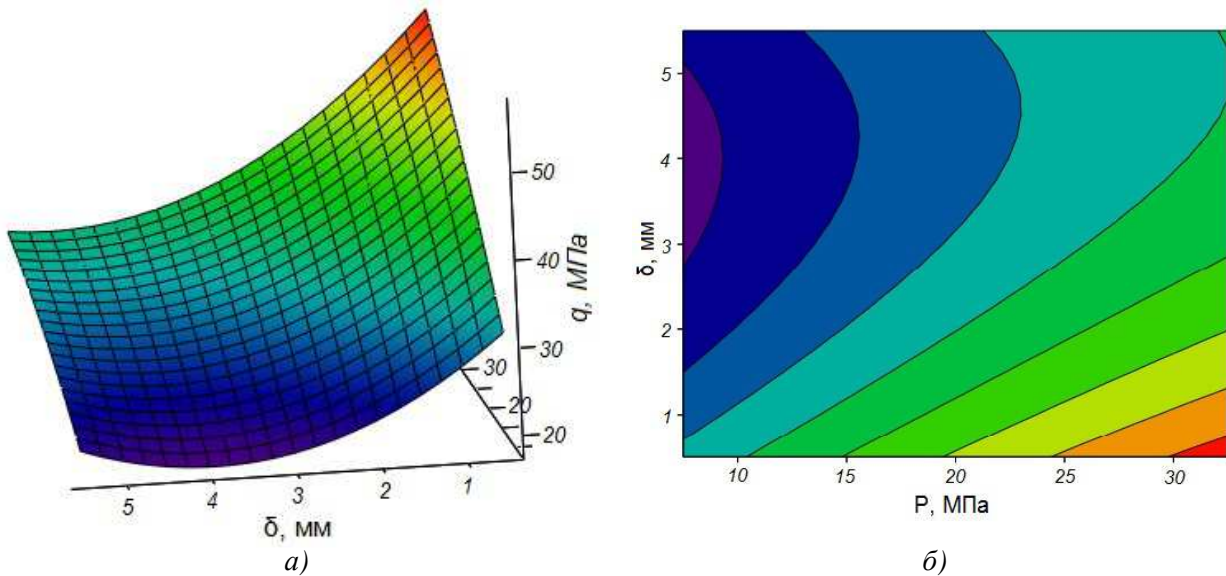
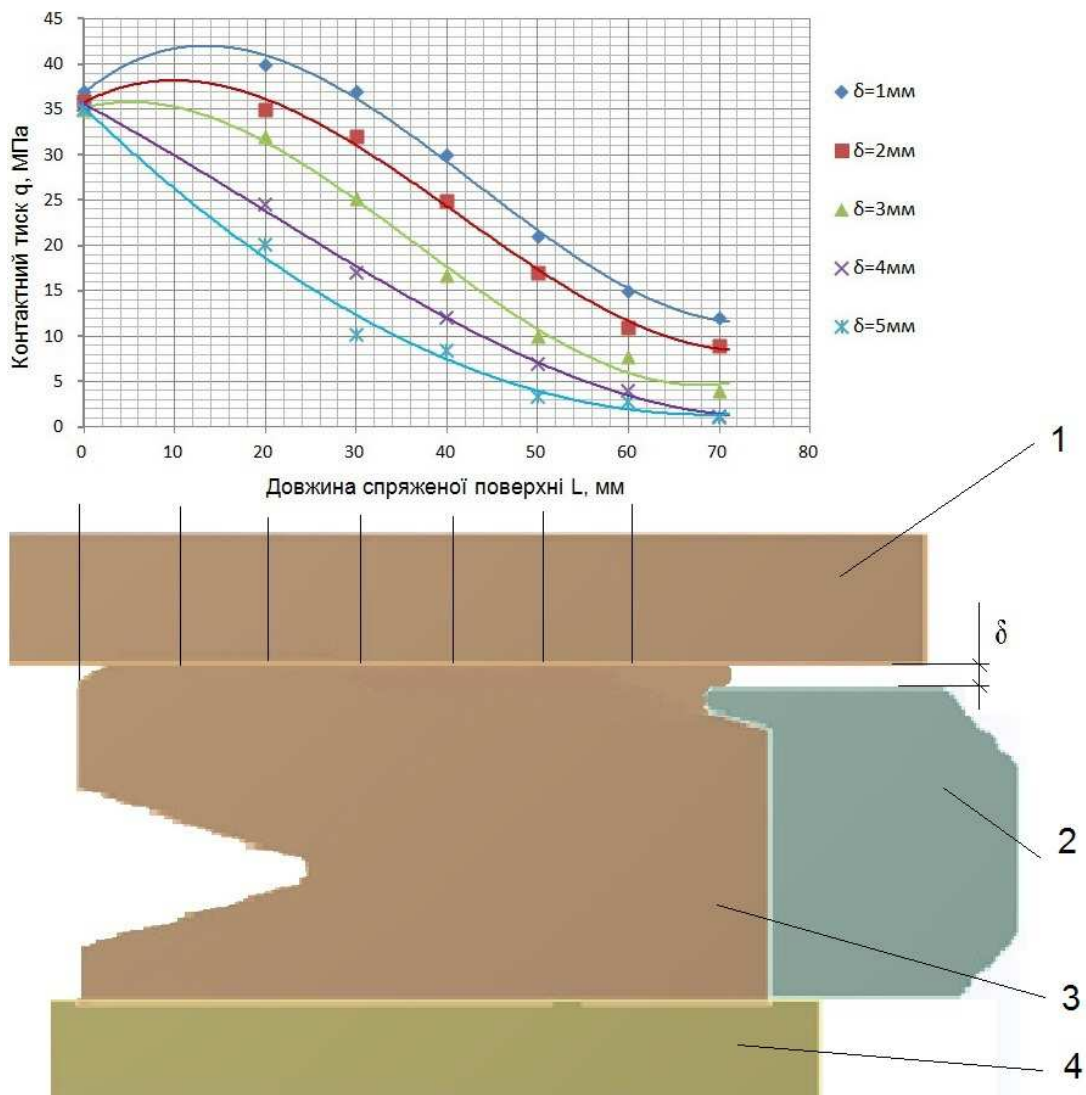


Рисунок 8 – Тривимірний графік залежності контактного тиску від тиску випробування та радіального зазору



1 – обсадна труба; 2 – упор; 3 – самоущільнююча манжета; 4 – ствол пакера
Риснок 9 – Графік розподілу контактних тисків по довжині спряженої поверхні залежно від радіального зазору при тиску випробування 35 МПа

Аналіз отриманої графічної залежності (рисунок 9) свідчить, що при максимальному тиску випробування, герметизаційна здатність самоущільнюючої манжети знижується вже при величині понад 2 мм. При значенні радіального зазору більше за 2 мм, тиск випробування має бути зменшеним, що не завжди відповідає плану робіт з випробування устьового та противикидного обладнання.

Висновки

1 Контактні тиски зменшуються при збільшенні радіального зазору від кромки робочої губи до опорної частини манжети. Інтенсивність спаду контактних тисків збільшується, коли радіальний зазор перевищує 2 мм.

2 Контактні тиски зменшуються при збільшенні модуля зсуву матеріалу манжети. Це пов'язано з тим, що при збільшенні модуля зсуву збільшується опір пружній деформації, а, отже, зменшується інтенсивність росту контактних тисків.

3 Визначення величини попередніх контактних тисків дало змогу визначити раціональний натяг манжети, що склав від 4 до 6 мм на діаметр.

4 Отримано характер розподілу контактного тиску по довжині спряженої поверхні від дії різних факторів, що було враховано при конструюванні вдосконаленої самоущільнюючої манжети.

Література

1 Костриба І.В. Гумові технічні вироби в нафтогазовому обладнанні [Текст] / І.В. Костриба, І.І. Шостаківський. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 324 с.

2 Костриба І.В. Розроблення та дослідження пакерів для випробування противикидного обладнання [Текст] / І.В. Костриба, М.А. Дорохов // Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2013», 7-11 жовтня 2013 р. – Івано-Франківськ, 2013. – С. 54-56.

3 Дорохов М.А. Дослідження механічних властивостей гумових ущільнень свердловинних пакерів [Текст] / М.А. Дорохов // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2014. – 2(37). – С. 27–31.

4 Яковлев А. С. Исследование работы манжетных уплотнителей пакеров в режиме саомуплотнения [Текст] / А.С. Яковлев, С.С. Яковлев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 9. – С.44–46.

5 Римчук Д.В. Нові технічні засоби ДП «ЛІКВО» для забезпечення фонтанної та газової безпеки під час буріння та капітального ремонту свердловин [Текст] // Нафтогазова галузь України. – 2015. – № 6. – С.37–40.

6 Buyalich G.D. Modeling of Hydraulic Power Cylinder Seal Assembly Operation [Text] / G. D. Buyalich, K. G. Buyalich // Presented at Mining 2014: Taishan Academic Forum – Project on Mine Disaster Prevention and Control: Chinese Coal in the Century: Mining, Green and Safety, China, Qingdao, 17–20 October 2014. – Amsterdam – Paris – Beijing: Atlantis Press, 2014. – P. 167–170.

7 Boart P. On the Normal Stress Effect in Grease-Lubricated Bearing Seals [Text] // P. Boart, M. Lugt, B. Procash // Tribology Transactions. – 2014. – Vol. 57. – Issue 5. – P. 939–943.

8 Huang Y. Simulation of the Effects of a Plunge Ground Rod on Hydraulic Rod Seal Behavior [Text] // Y. Huang, R. Slant // Tribology Transactions. – 2013. – Vol. 56. – Issue 6. – P. 986–996.

9 Лепетов В.А. Расчет и конструирование резиновых изделий [Текст] / В.А. Лепетов, Л.Н. Юрцов. – М: Химия. – 1977. – 408 с.

10 Сергеев П.В. Комп'ютерне моделювання технологічних процесів переробки корисних копалин (практикум) [Текст] / П.В. Сергеев, В.С. Білецький. – Маріуполь: Східний видавничий дім, 2016. – 119 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.05.16*

*Рекомендована до друку
професором **Бойком В.С.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Павленком А.М.***

*(Полтавський національний технічний
університет ім. Ю. Кондратюка, м. Полтава)*

ПАРАМЕТРИЧЕСКИЙ СИНТЕЗ ФРИКЦИОННЫХ УЗЛОВ ЛЕНТОЧНО-КОЛОДОЧНОГО ТОРМОЗА БУРОВОЙ ЛЕБЕДКИ

Д.Ю. Журавлев

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nuing.edu.ua

У матеріалах статті стосовно параметричного синтезу фрикційних вузлів (серійних і багатопарних) стрічково-колодкового гальма бурової лебідки дана оцінка енергетичного балансу його пар тертя. В останній увійшли механічна, електрична та теплова складові потужності тертя. Математичним шляхом розкрито зміст кожної зі складових потужності тертя і зроблено наголос на теплову складову, виходячи з того, що вона є максимальною за величиною і впливає на формування теплових потоків в парах тертя "стрічка - накладки" і "накладки - шків". При цьому приділено увагу не тільки конвективному теплообміну матових і полірованих поверхонь металевих фрикційних елементів, але і їх радіаційному теплообміну. Встановлено співвідношення між площами матових і полірованої поверхонь гальмівного шківа. Експериментальним шляхом проілюстровано закономірності зміни температури на різних стадіях нагрівання в приповерхневих шарах фрикційних накладок ФК-24А при різних величинах зносу і по товщині обода шківа стрічково-колодкового гальма бурової лебідки. При цьому оцінено термостабілізаційний стан обода шківа.

Ключові слова: стрічково-колодкового гальма, фрикційний вузол, гальмівний шків, фрикційна накладка, пари тертя, параметричний синтез, приповерхневий шар.

В материалах статьи применительно к параметрическому синтезу фрикционных узлов (серийных и многопарных) ленточно-колодочного тормоза буровой лебедки дана оценка энергетического баланса его пар трения. В последний вошли механическая, электрическая и тепловая составляющие мощности трения. Математическим путем раскрыта сущность каждой из составляющих мощности трения и сделан упор на тепловую составляющую исходя из того, что она является максимальной по величине и влияет на формирование тепловых потоков в парах трения "лента - накладки" и "накладки - шкив". При этом уделено внимание не только конвективному теплообмену матовых и полированных поверхностей металлических фрикционных элементов, но и их радиационному теплообмену. Установлено соотношение между площадями матовых и полированной поверхностей тормозного шкива. Экспериментальным путем проиллюстрированы закономерности изменения температуры на различных стадиях нагревания в приповерхностных слоях фрикционных накладок ФК-24А при различных величинах износа и по толщине обода шкива ленточно-колодочного тормоза буровой лебедки. При этом оценено термостабилизационное состояние обода тормозного шкива.

Ключевые слова: ленточно-колодочный тормоз, фрикционный узел, тормозной шкив, фрикционная накладка, пары трения, параметрический синтез, приповерхностный слой.

The article deals with the parametric synthesis of friction units (multiple and multi-pair) of the drawworks band-shoe brake and evaluates energy balance of its friction pairs. The latter includes mechanical, electrical, and thermal components of the friction power. The essence of each of the power friction components is mathematically justified. The emphasis is laid on the thermal component taking into account the fact that it is of the maximum size and influences the heat flows formation in friction pairs "band - lining" and "lining - pulley". Furthermore, special attention is paid not only to convective heat transfer of matt and polished surfaces of metal friction elements, but also to their radiation heat transfer. The correlation between the areas of matt and polished surfaces of the brake pulley is determined. The authors define the factors of the temperature change at various heating stages in near-surface layers of the friction linings ФК-24А at different wear rate values and in accordance with the thickness of the pulley rim of the drawworks band-shoe brake. Moreover, the thermal stabilization state of the pulley rim is evaluated.

Keywords: band-shoe brake, friction unit, brake pulley, brake lining, friction pairs, parametric synthesis, near-surface layer.

Актуальность. При трении металлополимерных пар трения ленточно-колодочного тормоза бурової лебідки интенсивное тепловыделение на беговой дорожке трения с большим коэффициентом взаимного перекрытия пар трения ($k_{вз} = 0,7-0,8$) приводит к неравномерному нагреванию обода шківа в радиальном, осевом и окружном направлениях. Исходя из этого, необходимо оценить энергетический баланс пар трения тормоза и показать влияние на его тепловую составляющую электрической составляющей, а также определить соотношение между нагреваемой и охлаждаемой по-

верхностями тормозного шківа. Кроме того, возникающие на рабочей поверхности обода шківа большие температурные градиенты способствуют зарождению и развитию микротрещин под воздействием температурных напряжений. Указанные выше параметры относятся к одним из основных применительно к параметрическому синтезу фрикционных узлов ленточно-колодочного тормоза бурової лебідки.

Анализ опубликованных трудов. Основными причинами отказов ленточно-колодочных тормозов буровых лебедок являются износ ра-

бочих поверхностей фрикционных накладок и выход из строя тормозного шкива. Это происходит вследствие влияния тяжелого температурного режима при аperiodических циклических торможениях, а также в условиях экстремного торможения при возникновении аварийной ситуации при высоких начальных скоростях скольжения пар трения тормоза. Исследование процесса износа деталей ленточно-колодочного тормоза необходимо вести на основе оценки энергетического баланса его пар трения и возникновения термостабилизационного состояния с учетом их теплового баланса, что не было сделано в работах [1, 2, 3 и др.].

Цель статьи – оценка энергетического баланса пар трения ленточно-колодочного тормоза с учетом механической, электрической и тепловой составляющей с последующим рассмотрением теплового баланса серийных и многопарных фрикционных узлов ленточно-колодочного тормоза.

Методы теоретических и экспериментальных исследований. Как известно, перенос теплоты от пятен контакта микровыступов обода шкива (в однопарных) и тормозной ленты (в двухпарных) в глубь их объема, а дальше – в поверхности трущихся тел осуществляется упругими тепловыми колебаниями микрочастиц и механизмом теплового движения электронов и ионов проводимости. В начальные моменты фрикционного взаимодействия "лента – накладки" происходит прогрев поверхностных слоев металлических элементов и распространение теплового потока вглубь с убывающей скоростью, которая зависит от плотности входящего в каждый элемент теплового потока. Плотность тепловыделения на границе фрикционного контакта пропорциональна работе трения при предварительных расчетах

$$q(t) = f(t)p(t)V(t), \quad (1)$$

где t – время тепловыделения;
 f – динамический коэффициент трения;
 p – удельная нагрузка на фактической площади контакта (A_a);
 V – скорость скольжения в узле трения.

Однако тепловыделению предшествует электрическая составляющая мощности трения фрикционного узла трения тормоза, которая равна

$$W_{эл} = k_g \cdot I \cdot U, \quad \text{Дж/с}, \quad (2)$$

где k_g – коэффициент, учитывающий время контакта микровыступов фрикционной накладки с микровыступами металлического фрикционного элемента ($k_g = 2 \cdot 10^2$);

I – сила тока, генерируемая микровыступами металлополимерных пар трения при условии $A_r < A_a$, что фактическая площадь контактирования (A_r) мала по сравнению с номинальной (A_a), а при $A_r = A_a$ фиксируется трибоЭДС в соприкосновении.

Сила тока I определяется по зависимости вида

$$I = \sqrt{\frac{t_{max} \cdot \alpha_n \cdot (dt/dl_k) \cdot V_m \cdot \tau}{R_k \cdot \rho_3 \cdot N}}, \quad (3)$$

где t_{max} – максимальная температура на пятне контакта микровыступов, °C;

α_n – коэффициент внешней теплоотдачи, Вт/(м²·°C);

(dt/dl_k) – градиент температуры по длине контакта, °C/мм;

V_m – объем микровыступа, м³;

τ – время контактирования, с;

R_k – термическое сопротивление контакта, °C/Вт;

ρ_3 – удельное электрическое сопротивление, (Ом·мм²)/м;

N – импульсное нормальное усилие, Н.

Действительная тепловая составляющая мощности трения фрикционного узла трения тормоза равна

$$W_{тепл} = 0,68 \cdot 10^{-3} \omega \cdot M_T = \\ = 0,68 \cdot 10^{-3} \frac{V \cdot f \cdot N}{2 \cdot \pi}, \quad \text{Дж/с}, \quad (4)$$

где M_T – тормозной момент, развиваемый парой трения тормоза, Нм.

Механическая составляющая мощности трения фрикционного узла при заданных параметрах полимерной накладки (на основании расчетно-экспериментальных данных) определяется по следующей зависимости

$$W_{мех} = 2,63 \frac{r_m \cdot V \cdot N}{L_n}, \quad \text{Дж/с}, \quad (5)$$

где r_m – приведенный радиус микровыступов поверхностей металлического фрикционного элемента, м;

L_n – длина фрикционной накладки по ширине обода шкива;

ω – угловая скорость вращения тормозного шкива, с⁻¹.

Распределение тепловых потоков между тормозным шкивом и лентой, накладками и окружающей средой составляет

$$q(t) = q_1(t) + q_2(t) + q_3(t) + q_4(t), \quad (6)$$

где $q_1(t)$, $q_2(t)$ – плотность теплового потока, направленного в тормозной шкив и в ленту, соответственно;

$q_3(t)$ – плотность теплового потока, направленного во фрикционные накладки;

$q_4(t)$ – плотность теплового потока, отданная в окружающую среду конвективным и теплоотдачей лучеиспусканием от полированной и матовой поверхностей тормозного шкива и тормозной лентой.

С поверхностей (полированных и матовых) тормозного шкива и ленты осуществляется теплоотдача лучеиспусканием обтекающему их воздуху. Согласно закону Стефана-Больцмана коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием определяется из выражений, приведенных в работе [4].

Результаты расчета по формуле, представленной в работе [4], показали, что коэффициент α_n увеличивается с повышением температуры

полированных и матовых поверхностей шкивов и лент.

Установлено, что величина отношения коэффициентов излучения матовой и полированной площадей равна отношению охлаждаемой к нагреваемой поверхности тормозного шкива. В виде соотношения имеем [5, 6]

$$\frac{C_{лм}}{C_{лн}} = \frac{A_o}{A_n} \quad (7)$$

Анализ соотношений (7) показывает следующее:

- отношение $C_{лм}/C_{лн}$ является величиной постоянной;

- отношение A_o/A_n является величиной переменной, поскольку с увеличением диаметра тормозного шкива происходит, в основном, увеличения его матовой поверхности при коэффициенте взаимного перекрытия ($k_{\text{вз}}$), равном 0,7–0,8;

- оценку составляющих A_o/A_n необходимо давать отдельно, т.е. охлаждаемую матовую поверхность шкива учитывать в процессах теплообмена через каждые его четыре оборота, охлаждаемую полированную поверхность беговой дорожки трения, учитывать в процессах теплообмена такое количество оборотов шкива без его одного оборота, который отвечает условному полному перекрытию фрикционными накладками беговой дорожки трения обода шкива.

Остановимся на определении составляющих выражения (6)

$$\begin{aligned} q_1(t) &= k_1 q(t); \quad q_2(t) = k_2 q(t); \\ q_3(t) &= (1 - k_1)q(t) + (1 - k_2)q(t), \end{aligned} \quad (8)$$

где k_1, k_2 – коэффициенты распределения тепловых потоков между ободом шкива и лентой.

Более подробно определение коэффициентов распределения тепловых потоков между металлическим и полимерным фрикционным элементом приведено в работе [5,6].

Плотность теплового потока q_3 , отведенного в окружающую среду при конвективном теплообмене, определяется уравнением Ньютона

$$q_3(t) = \alpha_n(t)[T_n(0, \tau) - T_o], \quad (9)$$

где α_n – коэффициент теплоотдачи.

Коэффициент теплоотдачи α_n в реальных условиях торможения ленточно-колодочного тормоза является трудно определяемой величиной. Он зависит от скорости вращения тормозного шкива и других часто случайных условий (загрязненность фрикционных элементов, атмосферные условия и др.).

Рассмотрим тепловые процессы, протекающие в системе "обод шкива – накладки – окружающая среда", за время, кратное четырем оборотам шкива

$$\tau = \frac{2\pi \cdot n}{\omega \cdot 4}, \quad (10)$$

где n – количество оборотов шкива.

В течении промежутка времени τ шкив получает количество теплоты

$$Q_1 = 2q_1(\tau)A_{a1} \cdot \tau. \quad (11)$$

За этот же промежуток времени обод шкива теряет с дорожки трения за счет конвективного теплообмена с окружающей средой количества теплоты

$$Q = \alpha_n(\tau)[t_1(0, \tau) - t_0](nA_a - A_a)\tau, \quad (12)$$

где t_1 – температура поверхности беговой дорожки трения после четырех оборотов шкива при торможении, °C;

A_a – площадь дорожки трения обода тормозного шкива $A_a = 2\pi R_o b$;

R_o – радиус обода тормозного шкива;

b – ширина накладок.

Следовательно, суммарное количество теплоты, поступающее в обод шкива за время τ , выражается зависимостью вида

$$Q = \{2q_1(\tau)A_{a1} - \alpha_n(\tau)[t_1(0, \tau) - t_0](nA_a - A_a)\} \times \frac{2\pi \cdot n}{\omega \cdot 4}. \quad (13)$$

Поделив левую и правую части уравнения (13) на $2\pi A_a / \omega$, получим среднее за четыре оборота шкива значение плотности теплового потока, аккумулированного в теле обода шкива

$$q_1(\tau) = q_1(\tau)k_{\text{вз}} - \alpha_n(\tau)[t_1(0, \tau) - t_0](1 - k_{\text{вз}}), \quad (14)$$

где $k_{\text{вз}}$ – коэффициент взаимного перекрытия, $k_{\text{вз}} = 2A_a / A = l / \pi R$;

l – длина накладок.

Изложенный материал полностью относится к тормозной ленте при рассмотрении первой стадии торможения с учетом числа оборотов обода шкива, перекрытого рабочими поверхностями фрикционных накладок. Кроме того, полированная поверхность тормозной ленты (внутренняя) остается перекрытой наружными поверхностями фрикционных накладок, но при этом в процессах теплообмена принимает участие матовая поверхность тормозной ленты за счет лучеиспускания и при малой интенсивности конвективного теплообмена из-за ее квазистатического состояния.

Продолжительность действия теплового потока при торможении ленточно-колодочным тормозом характеризуется числом Фурье [1]

$$F_o = \frac{a \tau_T}{\delta_o^2}, \quad (15)$$

где a – коэффициент температуропроводности материала тормозного шкива, м/с²;

τ_T – время торможения;

δ_o – толщина нагреваемого слоя тормозного шкива, мм.

При подсчете числа Фурье для накладки иногда рекомендуется учитывать ее влияние на охлаждение обода шкива при попадании ее в зону выше допустимой температуры для ее материалов. Однако в данном случае рассматривается энергонагруженность поверхности фрикционной накладки ниже допустимой температуры для ее материалов.

При малых числах Фурье $F_o < 0,01$ теплоотдача с нерабочей стороны накладки практически отсутствует, и можно считать, что накладка нагревается потоками $q_1(t)$ и $q_2(t)$.

Таблица 1 – Зависимость параметра B от толщины нагреваемых обода шкива тормозной ленты

Материал нагреваемого элемента	Параметр B при глубине нагревания, δ_0 , мм						
	10/1,0	20/2,0	30/3,0	50/5,0	60/6,0	70	80
Сталь	114,00	28,50	12,667	4,560	3,167	2,327	1,781
	11,4	2,85	1,27	0,46	0,32	-	-
Чугун	104,00	26,00	11,556	4,160	2,889	2,122	1,625
	10,4	2,6	1,16	0,416	0,29	-	-

В табл. 1 приведен параметр B , рассчитанный для фрикционных элементов из различных материалов. Число Фурье определялось по формуле $F_0 = 10^3 B \tau$, где τ – время действия теплового потока (секунд).

Расчеты показывают, что для реальных условий торможения буровой лебедки значения числа Фурье не превышают $F_0 = 15$. При этом необходимо знать не только глубину нагревания (особенно тормозного шкива), но и прогрев его поверхностных слоев, позволяющих устанавливать, соответственно, термостабилизационный и установившиеся режимы пар трения ленточно-колодочного тормоза.

Согласно работ [1-6 и др.] составляющими процессов термостабилизационного явления обода тормозного шкива являются:

- отсутствие кондуктивного теплообмена между ободом шкива и его крепежным выступом;

- адсорбционно-десорбционные и деструкционные изменения в поверхностных и подповерхностных слоях полимерных накладок, которые способствуют инверсии тепловых потоков от них к рабочей поверхности обода шкива. Это происходит при условии, что для первых температурный градиент слоя больше, чем для второго элемента; по толщине полимерной накладки температурный градиент является намного большим минимального градиента по толщине обода шкива;

- слабый теплообмен поверхностей металлополимерных пар трения со скоростными токами омывающей среды в течении термостабилизационного явления, то есть теплообмен якобы «останавливается».

Рассмотрим теплонагруженность металлополимерных пар трения при температурах ниже и выше допустимой для материалов фрикционной накладки.

До температуры ниже допустимой для материалов накладок пар трения тормоза преобладает, в основном, вынужденный конвективный теплообмен от поверхностей металлического фрикционного элемента. После превышения допустимой температуры для материалов накладок пар трения тормоза уже преобладает лучистый теплообмен (перенос теплоты осуществляется электромагнитными волнами). В это время происходит выгорание связующих компонентов из приповерхностных слоев накладок. Идущая термохимическая реакция с точки зрения энергетики является слабой, так

как она носит эндотермический характер. Согласно электронно-ионной теории о двойном электрическом слое в это время формируются два двойных электрических слоя. Первый – на полированной поверхности металлического фрикционного элемента и рабочих поверхностях накладок. Второй слой охватывает рабочие поверхности фрикционных накладок (которые не взаимодействуют с полированной поверхностью металлического фрикционного элемента) и нижний уровень их подповерхностного слоя. В то же время на контактных поверхностях пар трения происходит непрерывное образование «жестких» и «мягких» окисных пленок, частично экранируемых взаимным массопереносом, и являющимися соединительными мостиками термоэлементов в микротермобатареях. При этом зарождается тепловое равновесие между металлическим фрикционным элементом и его крепежным выступом из-за перераспределения теплоты между ними на основе темпов нагревания.

Выбор объектов исследования металлических элементов трения ленточно-колодочных тормозов обусловлен условиями эксплуатации, степенью их динамической и тепловой нагруженности и, как следствие, границами изменения эксплуатационных параметров тормоза.

При торможении происходит генерирование электрических токов и аккумуляирования теплоты в поверхностных слоях рабочих деталей фрикционного узла. Наибольшие изменения указанные процессы вызывают в приповерхностных слоях фрикционных накладок. В процессе пластической деформации в их материалах происходит изменение структуры и свойств. Одновременно с этим непрерывно изменяются механические и температурные градиенты в поверхностных слоях накладок, уровень которых зависит от режимов торможения. На рис. 1 а приведены закономерности изменения температуры на разных стадиях нагревания (I, II, III) в приповерхностных слоях фрикционных накладок ФК-24А при различных величинах их линейного износа. Указанные накладки установлены на тормозной ленте ленточно-колодочного тормоза буровой лебедки У2-5-5. По мере износа рабочих поверхностей фрикционных накладок уменьшается толщина их приповерхностных слоев (см. столбец 1-3). Это объясняется тем, что на рабочих поверхностях за счет химико-физических процессов, которыми сопровождается трение, образуются вторичные

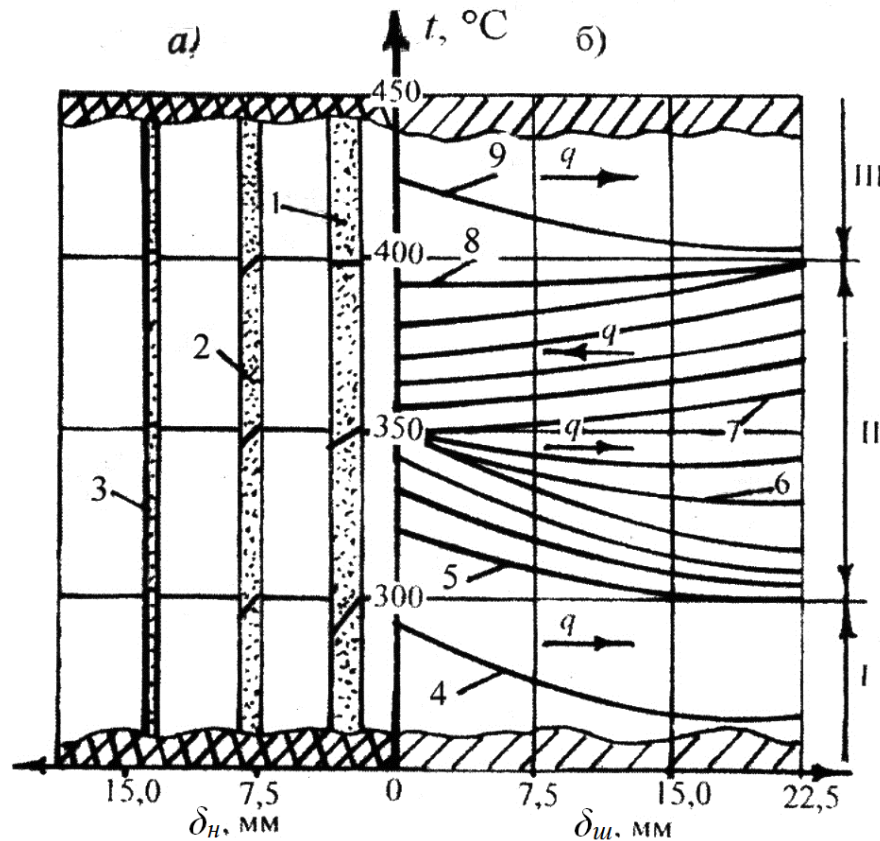


Рисунок 1 – Закономерности изменения температуры на различных стадиях нагревания (I, II, III) в приповерхностных слоях фрикционных накладок ФК-24А (а) при различных величинах их линейного износа; по толщине обода шкива (б) ленточно-колодочного тормоза буровой лебедки У2-5-5

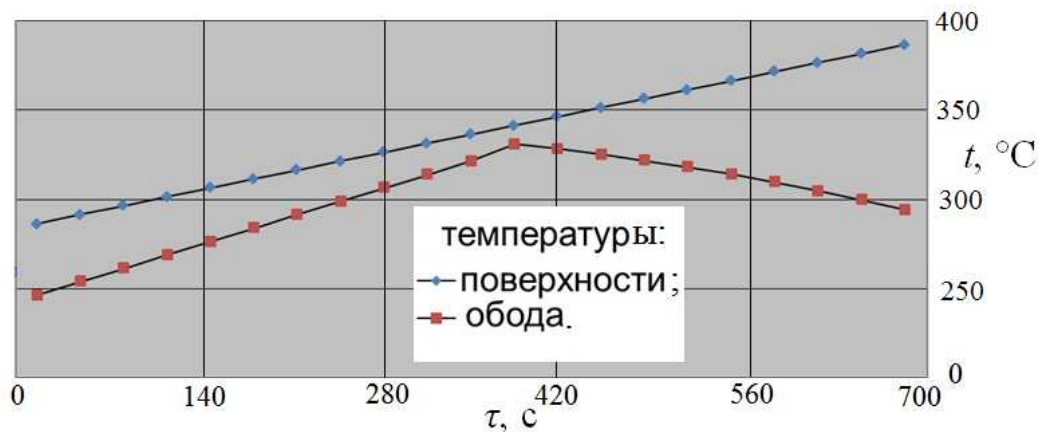


Рисунок 2 – Зависимость температур поверхности пары трения и обода тормозного шкива ленточно-колодочного тормоза буровой лебедки У2-5-5 от времени

структуры. Вследствие этого происходит закупоривание пор материалов накладки и снижение интенсивности выгорания их связующих компонентов из поверхностных слоев. Температурные градиенты по толщине приповерхностного слоя уменьшаются и становятся квазипостоянными при износе фрикционной накладки до допустимой величины. Исследованиями установлено, что такой же величины температурного градиента достигает поверхностный слой накладки в процессе ее приработки при температуре 400°C (столбец 1), когда, в основном, завершаются деструкционные преобразо-

вания в их материалах. Течение деструкционных процессов происходит интенсивнее в поверхностных слоях материалов эксплуатируемых накладок, чем в материалах чистых образцов, изготовленных из серийных накладок, поскольку они находятся под действием тепловых потоков, возникающих при трении.

На рис. 1 б приведены закономерности изменения температуры на разных стадиях нагревания (I, II, III) по толщине обода тормозного шкива ленточно-колодочного тормоза буровой лебедки У2-5-5.

Графические закономерности изменения температуры по толщине тормозного шкива (рис. 1 б, кривые 4-9) на разных стадиях его нагревания полученными экспериментальным путем при спуске колонны бурильных труб весом 962,23 кН на глубину 4108,0 м при скорости ее движения 2,7-8,1 м/с, удельных нагрузках во фрикционных узлах 0,2-0,95 МПа и скорости скольжения поверхностей трения 1,3-4,8 м/с. Температурные градиенты по толщине обода тормозного шкива (см. рис. 1 б) в интервалах его поверхностных температур 200-450°C на первой стадии (I) составили 40-60°C, на второй (II) – 20-30°C, на третьей (III) – 30-50°C.

Изменение величин температурных градиентов по толщине ободов тормозных шкивов ленточно-колодочного тормоза на второй стадии нагревания в интервалах температур 350-400°C составляет, 7,5-12,5°C, что свидетельствует о наличии стабилизационного теплового состояния исследуемых ободов шкивов. На это указывает также на изменение направления теплового потока (q), что, в свою очередь, свидетельствует о высокой интенсивности принудительного охлаждения рабочей поверхности обода тормозного шкива.

Из приведенных графических зависимостей на рис. 2 следует:

- температура обода тормозного шкива в интервале времени от 280 с до 700 с изменилась всего примерно на 40,0 °С; ее рост наблюдался от 280 с до 390с, а от 390 с до 700 с имело место падение температуры;

- в интервале времени от 280 с до 700 с при температурах (310,0-335,0)°С наблюдалось термостабилизационное состояние обода тормозного шкива [5];

- температура поверхности пары трения все время увеличивалась за счет метастабильного состояния поверхностей фрикционных накладок в приповерхностных слоях которых имели место эндотермические реакции.

Снижение температуры обода шкива от 336,0 °С до 290,0 °С за время от 390 с до 700 с объясняется наличием жидких фракций на поверхностях фрикционных накладок, образовавшихся в результате выгорания связующих компонентов их материалов.

Следовательно, снижение энергонагруженности пар трения ленточно-колодочного тормоза позволит улучшить их износостойкие свойства и работать в регламентированном интервале удельных нагрузок, динамических коэффициентов трения, тормозных моментов и поверхностных температур.

Практическая значимость параметрического синтеза фрикционных узлов ленточно-колодочного тормоза заключается в том, что он позволяет конструктору на стадии проектирования варьировать их конструктивными параметрами.

Выводы

Таким образом, в результате проведенных исследований параметрический синтез фрикционных узлов дополнен мощностью трения пар трения и термостабилизационном состоянием обода тормозного шкива ленточно-колодочного тормоза буровой лебедки. Кроме того, параметрический синтез фрикционных узлов тормоза позволяет его спроектировать таким образом, чтобы избежать попаданию обода тормозного шкива в зону термостабилизационного состояния, и как следствие, уменьшить его поверхностные температурные напряжения.

Литература

1 Трение изнашивание и смазка: Справочник. В 2-х кн. Кн. 2 / Под ред. И.В. Крагельского, Э.В. Аликина. – М.: Машиностроение, 1978. – 358 с.

2 Вольченко Н.А. Многопарные фрикционные узлы / Н.А. Вольченко. – Ростов-на-Дону: Северо-Кавказский научн. центр высш. школы, 2005. – 237 с.

3 Трение, износ и смазка (трибология и триботехника) / Под общ. ред. А.В. Чичинадзе. – М.: Машиностроение, 2003. – 575 с.

4 Трибология / А.И. Вольченко, М.В. Киндрачук, Д.Ю. Журавлев [и др.]. – Киев – Краснодар: Изд-во "Плай", 2015. – 575 с.

5 Проектный и проверочный расчет фрикционных узлов ленточно-колодочных тормозов буровых лебедок / А.Х. Джанахмедов, Д.А. Вольченко, Д.Ю. Журавлев [и др.]. – Баку: Апострофф, 2016. – 312 с.

6 Ленточно-колодочные тормозные устройства: монография (научное издание) в 2 т. Т. 2 / Н.А. Вольченко, Д.А. Вольченко, Д.Ю. Журавлев [и др.]. – Краснодар – Иванов-Франковск: Кубанский государственн. технологич. ун-т., 2013. – 441 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
22.05.16*

*Рекомендована до друку
професором **Копесм Б.В.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-р техн. наук **Ромасевичем Ю.О.**
(Національний університет біоресурсів і
природокористування України, м. Київ)*

Дослідження та методи аналізу

УДК 553.98.061.4

ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНІ ЧИННИКИ НИЗЬКООМНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДІВ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ РОДОВИЩ БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Д.Д. Федоришин, О.М. Трубенко, Я.М. Фтемов, Я.С. Витвицький,
С.Д. Федоришин, В.В. Федорів

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40155,
e-mail: geotom@nuing.edu.ua

Розглядаються результати вивчення електропровідності продуктивних газонасичених порід-колекторів неогенових відкладів газових та газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Наведено літолого-мінералогічну та літологічно-геофізичну моделі порід-колекторів неогенових відкладів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Встановлено чинники, які є визначальними при формуванні електричних полів та утворенні їх ємнісних та фільтраційних параметрів. Виявлено та обґрунтовано особливості геологічної будови неогенових відкладів. Наведено приклади їх впливу на покази геофізичних досліджень свердловин.

Ключові слова: порода-колектор, мінеральний склад, питомий електричний опір, електропровідність, структура порового простору.

Рассматриваются результаты изучения электропроводимости продуктивных газонасыщенных пород-коллекторов неогеновых отложений газовых и газоконденсатных месторождений Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба. Приведена литолого-минералогическая и литологическо-геофизическая модели пород-коллекторов неогеновых отложений Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба. Встановлено факторы, которые являются определяющими при формировании электрических полей и образовании их емкостных и фильтрационных параметров. Виявлені і обґруновані особливості геологічного строення неогенових отложений. Приведены примеры их влияния на значения геофизических исследований скважин.

Ключевые слова: порода-коллектор, минеральный состав, удельное электрическое сопротивление, электропроводимость, структура порового пространства.

The article deals with the study results of electrical conductivity of the productive gas-saturated reservoir rocks of the Neogene deposits of the gas and gas-condensate fields of the Bilche-Volytska zone of the Precarpathian foredeep. The lithological-mineralogical and lithological-geophysical model of the reservoir rocks of the Neogene deposits of the Bilche-Volytska zone of the Precarpathian foredeep is shown. The factors that are crucial when forming electric fields and their capacitive and filtration parameters are determined. The features of the geological structure of the Neogene deposits of the Bilche-Volytska zone of the Precarpathian foredeep are discovered and proved. The examples of their influence on the well logging data are shown.

Key words: reservoir rock, mineral composition, specific electrical resistance, electrical conductivity, pore space structure.

Актуальність. Значна частина невилучених вуглеводнів на нафтогазових родовищах України пов'язана з породами складної будови, які проблематично виділяти у геологічних розрізах пошукових площ. Найчастіше така проблема спостерігається при інтерпретації результатів геофізичних досліджень тонкошару-

ватих неогенових розрізів газових та газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Як свідчить практика геолого-пошукових робіт, значні скупчення вуглеводнів приурочені до порід із складною мінералогічною будовою матриці та наявністю в них різних типів пористості (гранулярна, ка-

вернозна, тріщинувата). Вивчення таких порід-колекторів геофізичними методами досліджень свердловин (ГДС) є не достатньо інформативним. Зокрема, це відноситься до інтерпретації показів електричних методів, які не відповідають дійсним електричним параметрам пластів, що вивчаються. Встановлення впливу складу матриці породи, типу насичуючого флюїду, зв'язаної води та інших чинників на величину електропровідності породи-колектора дозволить підвищити ефективність та достовірність інтерпретації результатів електричних методів. Підвищення інформативності результатів комплексних геофізичних досліджень складнопобудованих порід-колекторів буде сприяти виявленню додаткових об'єктів скупчення вуглеводнів, що дасть змогу прирошувати їх запаси та збільшити коефіцієнти газовилучення.

Аналіз опублікованих праць. В основі всіх електричних методів лежить здатність гірських порід чинити опір проходженню електричного струму, проводити електричний струм та впливати на електричні параметри природних і визваних полів. Враховуючи те, що методи електричного опору є базовими для оцінки водонасиченості, а відповідно коефіцієнтів нафтонасиченості або газонасиченості, значна кількість вчених працювала над встановленням чинників та причин змін електропровідності продуктивних порід-колекторів [1, 2]. Проблема побудови моделі електропровідності для конкретних геологічних розрізів є першочерговою задачею. Однак свого часу ці роботи не отримали розвитку через недостатнє інформативне апаратне забезпечення свердловинних та лабораторних досліджень.

Мета статті. Встановити чинники, які впливають на величину електропровідності продуктивних газонасичених порід-колекторів тонкоконденсатних неогенових розрізів газових та газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Методи дослідження. Основними методами досліджень є експериментальні лабораторні вимірювання електричних параметрів порід-колекторів на представницьких колекціях керну, відібраного з продуктивних горизонтів неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Для досягнення мети нами відбирався керновий матеріал із низькоомних об'єктів, на основі якого формувалися колекції зразків для комплексних лабораторних експериментальних досліджень. Слід відмітити, що експериментальні дослідження зміни фізичних та петрофізичних параметрів, в залежності від тих чи інших чинників, проводились в умовах, наближених до пластових. Для встановлення мінералогічної будови порід-колекторів, які характеризуються низькими питомими електричними опорами, проводились петрографічні і рентгенорадіометричні дослідження.

Детальний опис виготовлених шліфів та макроскопічний аналіз зразків керну дозволив

встановити, що пісковики, які досліджувались, формувалися у відносно спокійній гідродинамічній обстановці, більшість із них охарактеризовані значною гранулярною пористістю і практично відсутністю вторинної пористості, які за класифікацією А.А. Ханіна відносяться до першої і другої групи [3]. Пісковики першої і другої групи в своїй більшості відрізняються між собою співвідношенням уламкових компонентів та складом цементу. У пісковиках першої групи відмічається різний гранулометричний склад, не зважаючи на подібність уламків кварцу, однаково незначну кількість таких мінералів, як циркон, ставроліт, рутил, турмалін, іліт, лімоніт. У деяких шліфах відмічено уламки алевролітів, алевритистих аргілітів та вапняків.

У пісковиках другої групи відмічено, окрім вище перерахованих мінералів, наявність хлориту (3-5%), глауконіту (0,5%), згустків фосфоритів з уламками халцедону, зерна піриту, ставроліту та шамозиту (таблиця 1). Цемент, який досліджувався у пісковиках наведених вище груп, має відмінності за величиною співвідношення головних та другорядних аутигенних мінералів.

Головними в цементах обох груп пісковиків є кварц, гідрослюди, іліт, монтморилоніт у вигляді фракцій розміром 0,1 мм і менше. Другорядними мінералами в цементі породи є каолініт, хлорит глауконіт, пірит, рідко халцедон, фосфорит.

Аналіз геологічної будови та результатів експериментальних досліджень зразків порід неогенових відкладів Більче-Волицької зони, дозволив нам класифікувати окремі літотипи за їх фізичними та геофізичними параметрами. Результати аналізу дали змогу встановити, що в неогенових відкладах основними породами колекторами є пісковики першої, другої і третьої груп. Окрім них, відмічається наявність вуглеводнів у алевролітах, які виповнюють сарматські та баденські відклади Летнянського, Бережницького, Вишнянського, Гуцулівського та інших родовищ. Низькоомні продуктивні породи-колектори спостерігаються у літологічних відкладах першої і другої групи.

Аналіз результатів геолого-геофізичних досліджень (таблиця 2) свідчить, що співвідношення в цементі породи головних та другорядних мінералів визначають, окрім фільтраційно-емісійних параметрів, ще і геофізичні параметри, зокрема питомий електричний опір гірської породи, її інтегральну радіоактивність та акустичний імпульс. Так, наприклад, керн, відібраний із інтервалу 1580-1600 м у св. 5-Летнянська, представлений хлорито-глауконітовим, глинистим цементом складається із кутастих напівкруглих уламків кварцу-65%, які дотикаються один до одного. Частинки мінералів розміром 0,3-0,5 мм складають (10-15)%, а 0,3-0,1 мм – (15-25)%, розподіл уламків хаотичний. В основній масі глинистої речовини переважає глауконіт, гідрослюди, каолініт, хлорит та іліт, монтморилоніт у вигляді фракцій 0,01 мм (пілтова фракція – 15-25%).

Таблиця 1 – Літолого-мінералогічна характеристика порід-колекторів неогенових відкладів газових і газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину

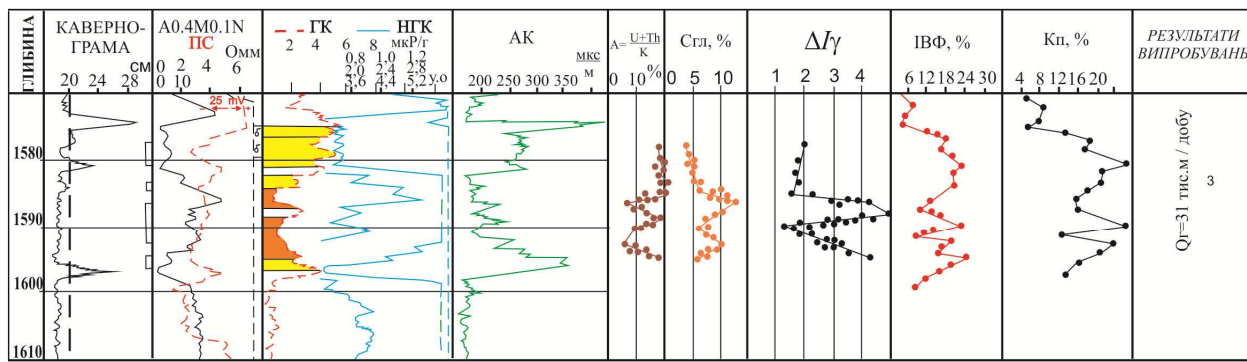
№ з/п	Номер зразка інтервал відбору (м)	Літологічна характеристика, текстура	Відношення розміру зерен до просвітності пор мм/λ	Склад уламкової частини					Характеристика цементу літогену	Вторинні зміни
				Головні мінерали	Другорядні мінерали		Характеристика цементу літогену			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Бережницьке родовище										
1.	1116,0-1122,4	Пісковик крупнозернистий, слабоалевритистий, неупорядкована	1,874 0,0180	= -	-	± +	± +	Глинисто-глауконітовий, глинистий	Деякі зерна кварцу тріщинуваті, корозійність окремих зерен зумовлена вапняком	
2.	1024,0-1033,0	Пісковик крупнозернистий, алевритистий, алеврито псамітова	2,178 0,0361	= -	-	± +	± +	Глинисто-глауконітовий, глинистий	Деякі зерна кварцу тріщинуваті, корозійність окремих зерен зумовлена вапняком	
3.	825,0-827,0	Пісковик середньозернистий, неупорядкована	1,724 0,0574	- +	+	± +	± +	Глинисто-карбонатний контактово-пустотного типу	Тріщинуватість корозійність окремих зерен зумовлена вапняком	
4.	1043,0-1057,2	Пісковик середньозернистий, неупорядкований, алевритопсамітова	1,148 0,0327	± -	+	± +	± +	Глинистий, контактово-пустотного типу	Тріщинуватість корозійність окремих зерен зумовлена вапняком	
Вижомлянське родовище										
5.	1147-1360	Пісковик крупнозернистий, слабоалевритистий, неупорядкована	3,808 0,0458	± -	-	± +	± +	Глинисто-глауконітовий контактово-пустотного типу, глинистий з бурою органічною речовиною	Деякі зерна кварцу тріщинуваті, корозійність окремих зерен зумовлена вапняком	

Продовження таблиці 1

№ з/п	Номер зразка інтервал відбору (м)	Літологічна характеристика, текстура	Відношення розміру зерен до просвітності пор мм/λ	Склад уламкової частини					Характеристика цементу літопіпу	Вторинні зміни
				Головні мінерали	Другорядні мінерали		Летнянське родовище			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
6.	1130,0-1136,4	Пісковик крупнозернистий, слабоалевритистий, неупорядкована	1.837 0,0120	- -	- -	+ +	+ +	+ +	Глинисто-глауконітова, контактово-пустотного типу, глинистий	Деякі зерна кварцу тріщинуваті, корозійність окремих зерен зумовлена вапняком
7.	1136,4-1141,6	Пісковик крупнозернистий, алевритистий, алевроитопсамітова	2.171 0,0341	- -	- -	+ +	+ +	+ +	Глинисто-глауконітова, контактово-пустотного типу, глинистий	Деякі зерна кварцу тріщинуваті, корозійність окремих зерен зумовлена вапняком
8.	1162,0-1176,0	Пісковик середньозернистий, неупорядкована	1.714 0,0514	- +	+ -	+ +	+ +	+ +	Глинисто-карбонатний контактово-пустотного типу	Тріщинуватість корозійність окремих зерен зумовлена вапняком
9.	1177,6-1179,6	Пісковик середньозернистий, неупорядкований, алевроитопсамітова	1.145 0,0317	+ -	+ -	+ +	+ +	+ +	Глинистий, контактово-пустотного типу	Тріщинуватість корозійність окремих зерен зумовлена вапняком
10.	1249,2-1268,0	Пісковик крупнозернистий, слабоалевритистий, неупорядкований	2.241 0,0546	- -	+ -	+ +	+ +	+ +	Глинисто-глауконітовий, глинистий	Деякі зерна кварцу тріщинуваті, корозійність окремих зерен зумовлена вапняком

Таблиця 2 – Літологічно-геофізична характеристика порід-колекторів неогенових відкладів Білече-Волицької зони Передкарпатського прогину

№ з/п	Літологічна група порід	Геофізична характеристика					Тип проникнення за даними БКЗ	Акустичний опір $10^3 \frac{z}{v \cdot \delta_{\text{п}}}$	Час повздовжньої релаксації $T_1, \text{мс}$	Мінералогічний склад матриці
		$K_{\text{п}} \%$	$K_{\text{сп}} 10^{-15} \text{м}^2$	$S_{\text{гл}} \%$	$\rho_{\text{п}} \text{Омм}$	$\Delta T \frac{\text{мкс}}{\text{м}}$				
1	Пісковики гравійні з хлорито-кальцитовим і хлорито-глинистим цементом	17	10,05	8,0	17-23	250	підвищений	2,62	350-610	Циркон, хлорит, мусковіт, кальцит, глауконіт <1%, іліт, гідрослюда
2	Пісковики різнозернисті з хлорито-глинистим цементом	22	15,8	4,1	3-18	284	підвищений	2,81	300-657	Хлорит (3-6)%, глауконіт (0,5%), біотит, ставроліт, шамозит, пірит (1-3)%
3	Пісковики середньозернисті з кальцитовим цементом	15	0,8	5,0	17-35	288	понижений	2,04	80-205	Кварцит, кремній кальцит, мусковіт, біотит
4	Пісковики дрібнозернисті з хлорито-глинистим цементом	11	<0,02	12	10-17	227	понижений	2,10	50-140	Кварцит, анагас, глауконіт, лейкоксен
5	Пісковики алевроїтні з глинисто-кальцитовим цементом	8	<0,001	14	16-27	228	понижений	2,15	60-200	Кварцит, кремній, мусковіт, один. зерна циркону, гранату, лейкоксену
6	Алевроліти	10	<0,01	23	30-70	225	понижений	2,23	60-218	Циркон, гранат, хлорит
7	Аргіліти	6	<0,04	25-80	25-51	117	понижений	1,89	47-161	Поодинокі зерна глауконіту, циркону, каолінгу, біотиту
8	Вапняки	12	<0,01	-	30-45	249	понижений	2,1	52-155	Поодинокі зерна глауконіту, біотиту, каолінгу



1 – інтервали відбору керну; 2 – пісковики-колектори з низькою гама-активністю; 3 – пісковики-колектори з підвищеним вмістом урану і торію

Рисунок 1 – Ефективність ядерно-фізичних методів при виділенні пластів-колекторів у гелветських відкладах у свердловині 5-Летнянська

Питомий електричний опір зразків керну, виміряного у лабораторних умовах, склав 1,5-2 Омм, за даними замірів опору у свердловині півметровим градієнт зондом (A0,4M0,1N) він рівний 1-1,8 Омм. Так, пісковики в інтервалах 1570-1610 м згідно даних електричних методів класифікуються як водонасичені, однак при їх випробуванні отримано припливи газу 31 тис. м³/добу [4]. Подібна ситуація спостерігається і при дослідженні свердловин Гуцулівського, Летнянського, Вижомлянського, Бережницького та інших родовищ у межах Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

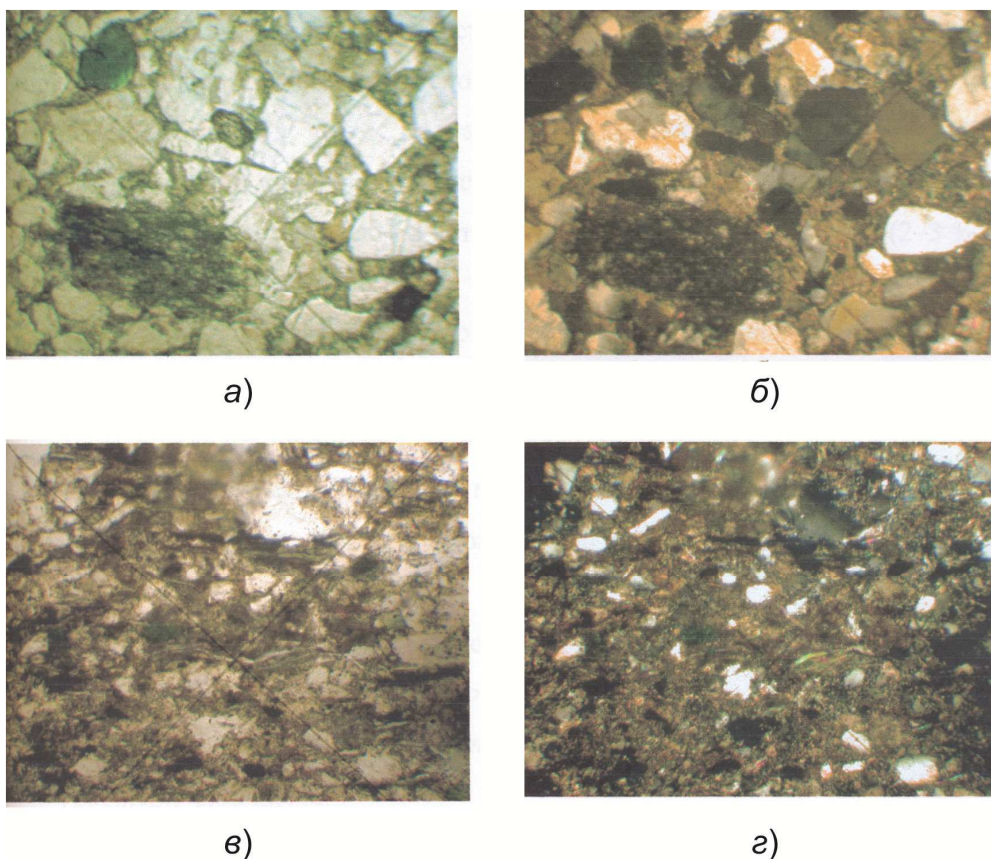
Так, у свердловині 2-Гуцульська Гуцулівського родовища, перспективними у газоносному відношенні є баденські відклади. Породи-колектори у інтервалі 290-522 м виповнені піщано-алевритистими різновидами, пористість яких змінюється у межах (12-18)%, є водонасиченими, з питомим електричним опором 7-8 Омм та опором ЗП рівним $\rho_{zn}=12-14$ Омм. Водночас у інтервалах 741-749 м, 804-827 м пласти № 39, 43, 45, 46 виповнені піщано-алевролітистими різновидами, з пористістю (10-12)% та з пониженими фільтраційно-емкісними властивостями, які характеризуються питомим електричним опором (3,8-5,5) Омм, і є слабогазонасиченими. При проведенні випробувань пластів на трубах в інтервалі 742-805 м отримано слабкий приплив газу. У аналогічних за електричними параметрами породах-колекторах неогенових відкладів свердловини 8-Гуцулівська також отримано приплив газу дебітом $Q_g=600$ м³/д.

Як видно із таблиці 1, у пісковиках, які за даними електрометрії характеризуються несприятливими пластовими умовами та насиченістю за електричними параметрами (газонасичені пласти $\rho_n=1,5-7$ Омм), переважають у складі матриці та цементі породи, такі мінерали як іліт, кварц, каолінит, пірит, глауконіт, халцедон; зустрічаються зерна анатазу, циркону, лейкоксену. Таке різноманіття мінералів, для

яких характерна електронна провідність як у матриці, так і у цементі породи, їх співвідношення та характер розподілу, робить суттєвий внесок у електропровідність породи. Збільшення процентного вмісту піриту та мінералів класу сульфідів у складі другорядних породоутворюючих мінералів обумовлює електронну провідність при їх вмісті 45-50% від об'єму породи та у випадку, коли тонкі ланцюжки піриту замкнені у коло [5, 6]. У продуктивних породах-колекторах міоценових відкладів, які характеризуються низьким питомим електричним опором, випадків електронної провідності нема.

За даними описування шліфів кернового матеріалу міоценових відкладів таких газових і газоконденсатних родовищ, як Грудівське, Вишнянське, Вижомлянське, Бережницьке, Нікловичське, відмічається, що породи-колектори теригенного розрізу, які характеризуються низькими питомими опорами, можна поділити на мономінеральні та поліміктові. Мономінеральні пісковики у більшості випадків виповнюють теригенні розрізи газових і газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони.

Мономінеральні пісковики представлені глинисто-глауконітовим, глауконіто-кварцовим, дрібнозернистим, алевритистим з включеннями карбонатів цементом, структура алевропсамітова, текстура масивна (рис. 2, 3). За результатами вивчення шліфів встановлено, що вміст теригенного уламкового матеріалу змінюється від 40 до 62% (у середньому рівний 58 %) і складений зернами кварцу розміром від 0,02 до 0,3 мм, домінують фракції уламкових мінералів з радіусами 0,07 мм та 0,5 мм. Спостерігаються окремі зерна польових шпатів, циркону. У ролі цементу виступає глауконіт та включення карбонатних мінералів. Вміст глауконіту у окремих випадках складає 10-15%. Міжзерновий простір виповнений глинисто-карбонатним матеріалом (у середньому 40%). У цих породах спостерігаються фрагменти органіки – черепашки, форамініфери, рештки водоростей, уламки двостулкових молюсків та



а), б) - пісковик кварцовий, алевритистий з базально-поровим і поровим карбонатним цементом;
в), з) - алевроліт дрібнозернистий, глинистий

Зр. 3В, інт.гл. 940-950 м, св. Вишнянська 5, зб. 9х10. Нік.: а - II; б - X.
Зр. 1В, інт.гл. 883-893 м, св. Вишнянська 1, зб. 9х10. Нік.: а - II; б - X

Рисунок 2 – Поодинокі зерна глауконіту зеленого кольору

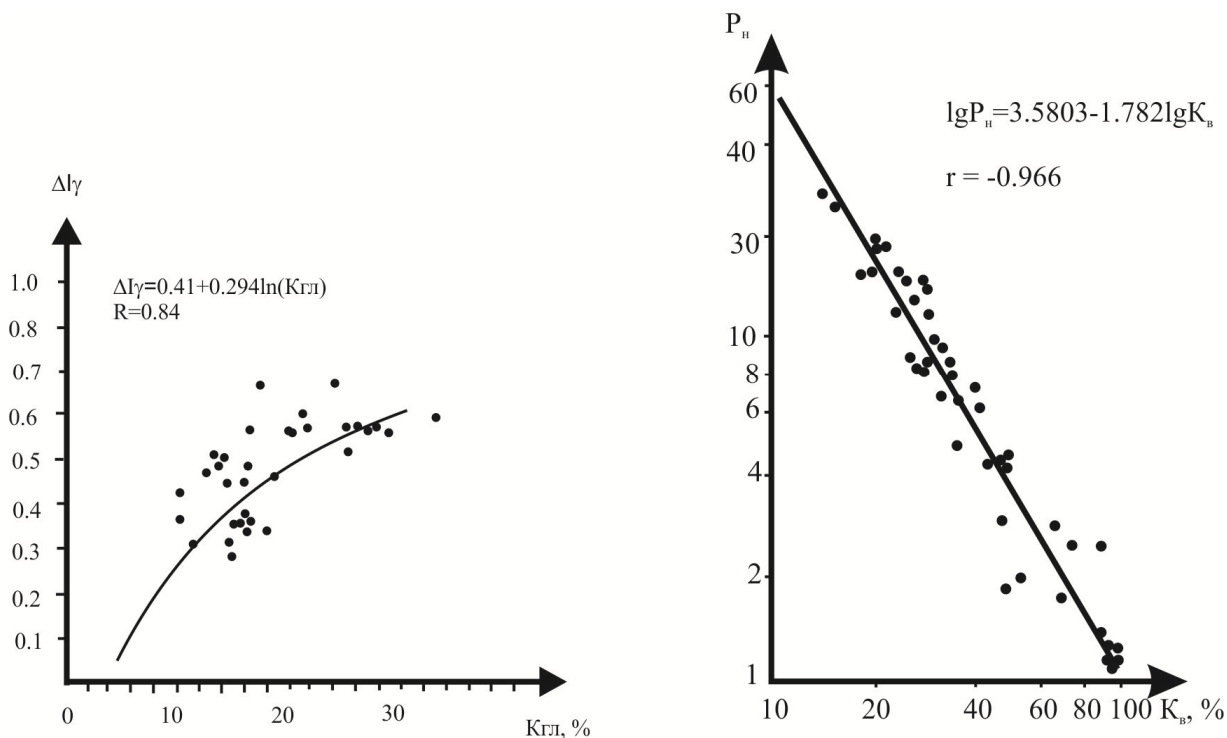


Рисунок 3 – Петрофізична характеристика порід-колекторів неогенових відкладів газових і газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони

моховаток. Карбонатна речовина різною мірою перекристалізована, кородує уламкові зерна, що входять до складу матриці породи.

Висновки та завдання подальших досліджень. За результатами лабораторних експериментальних досліджень на зразках керну встановлено особливості будови складнопобудованих колекторів, які насичені вуглеводнями але відображаються на зареєстрованих кривих свердловинних геофізичних досліджень несприятливими умовами насичення пласта. Ними встановлено, що електропровідність мономінеральних неогенових відкладів газових та газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину обумовлена комплексними чинниками, які ґрунтуються, в основному, на мінералогічному складі, структурі порового середовища та літології порід-колекторів, котрі суттєво впливають на електричні характеристики та утворення їх фільтраційно-смісних параметрів.

Завданням подальших досліджень є встановлення характеристик електричної моделі мономінеральних та полімінеральних пісковиків та розроблення зведених петрофізичних моделей для такого типу порід-колекторів. Впровадження запропонованих петрофізичних моделей для оцінки підрахункових параметрів порід-колекторів складної будови та їх удосконалення.

Література

- 1 Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин / М.М. Элланский // Методическое пособие. РАЕН. – Изд-во ГЕРС. – 2001. – 229 с.
- 2 Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промышленной геофизики / М.М. Элланский – М.: Недра, 1978. – 215 с.
- 3 Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и их изучение / А.А. Ханин – М.: Недра. 1976. – 363 с.
- 4 Федоришин Д.Д. Причины низькоомності порід-колекторів та оцінка характеру їх насичення в умовах нафтогазових родовищ України / [Федоришин Д.Д., Федоришин С.Д., Старостін А.В., Коваль Я.М.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3. – С. 35–40.
- 5 Петрофизика: Справочник. В трёх книгах. Книга первая. Горные породы и полезные ископаемые / Под редакцией Н.Б. Дортман. – М.: Недра, 1992. – 391 с.
- 6 Кобранова В.Н. Петрофизика / В.Н. Кобранова – М.: Недра, 1986. – 392 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
04.05.16*

*Рекомендована до друку
професором Кузьменком Е.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром геол. наук Лазаруком Я.Г.
(ІГГК НАН України, м. Львів)*

УНІФІКАЦІЯ РОЗРАХУНКУ ДЕБІТІВ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Р.В. Бойко

*УМГ «Львівтрансгаз»; 79053, м. Львів, вул. І. Рубчака, 3,
e-mail: Rbo yk o 2 5 @ g m a i l . c o m*

Математична складність розв'язування просторової задачі припливу нафти і, особливо, газу до горизонтальних свердловин зумовила використання дослідниками різних підходів і методів з метою отримання прийнятних розв'язків і виведення різних формул для розрахунку дебітів таких свердловин. Базуючись на тому, що процес фільтрації нафти і газу описується одним і тим же диференціальним рівнянням, обґрунтовано метод уніфікації розрахункових формул. З використанням цього методу формули багатьох авторів, отримані для випадку фільтрації нафти, записано стосовно фільтрації реального газу. Виділено геометричний фактор, що характеризує свердловину і її розміщення в покладі. Фільтрація відбувається або в пористому середовищі, або в тріщинному.

Ключові слова: фільтрація в пористому і тріщинному середовищі, врахування реальних властивостей газу, геометричний фактор свердловини.

Математическая сложность решения пространственной задачи притока нефти и, особенно, газа к горизонтальным скважинам обусловила применение исследователями различных подходов и методов с целью получения приемлемых решений и вывода разных формул для расчета дебитов таких скважин. Основываясь на том, что процесс фильтрации нефти и газа описывается одним и тем же дифференциальным уравнением, обоснован метод унификации расчетных формул. С использованием этого метода формулы многих авторов, полученные для случая фильтрации нефти, записано применительно к фильтрации реального газа. Выделен геометрический фактор, характеризующий скважину и ее размещения в залежи. Фильтрация происходит или в пористой среде, или в трещинной.

Ключевые слова: фильтрация в пористой и трещинной среде, учета реальных свойств газа, геометрический фактор скважины.

The mathematical complexity of 3D-problem solving for oil and especially gas inflow to horizontal wells conditioned the researches' use of different approaches and methods for obtaining acceptable solutions and developing different formulas for flow rate calculation of such wells. Based on the fact that oil and gas filtration processes are described by the same differential equation, the method for unification of calculation formulas was grounded. Using this method, many authors' formulas, obtained for the case of oil filtration, are written in respect to the real gas filtration. It is emphasized on the geometrical factor characterizing the well and its location in the deposit (reservoir). Filtration takes place either in the porous or fractured medium.

Key words: filtration in porous or fractured medium, taking into account of real gas properties, well geometrical factor.

Вступ

Застосування горизонтальних свердловин для видобування вуглеводнів небезпідставно сьогодні вважається науковим і технологічним проривом у нафтовій і, відтак, у газовій галузях. Горизонтальні свердловини уможливають порівняно із вертикальними свердловинами отримувати із покладів набагато більше дебіти, а в ряді випадків залучати до розробки запаси нафти і газу, які видобувати при застосуванні вертикальних свердловин є або складно, або технологічно неможливо, або економічно нерентабельно (поклади під водоймами і в акваторіях, ущільнені наднизькопроникні сланцеві породи, ділянки покладів із підшовною водою, підгазові зони нафтових об'ємів тощо) [1]. Актуальність застосування горизонтальних свердловин також зумовлена переходом основних родовищ світу на завершальну стадію розробки, їх виснаженістю і відповідно неминучим зменшенням поточних видобутків нафти і газу, а як наслідок, потребою освоювати родовища в складніших геологічних та природно-кліматичних умовах і повертатися до

залучення в розробку відкритих запасів вуглеводнів, котрі раніше відносили до нерентабельних [2]. У всіх випадках економічна доцільність і технологічна ефективність застосування горизонтальних свердловин повинна бути науково обґрунтована.

Аналіз сучасних досліджень

Для обґрунтування, в першу чергу, технологічної ефективності, починаючи з 80-х років минулого століття, проведено ряд досліджень фільтрації нафти до горизонтальних нафтових свердловин і запропоновано різні формули для розрахунку дебіту нафти.

Дослідження припливу рідини (і газу) до горизонтальної (чи довільно розміщеної) свердловини в однорідному пористому пласті обмеженої товщини призводить до постановки дуже складних просторових задач підземної гідрогазомеханіки, а також динаміки підземних вод (в гідрогеології, геофільтрації). Потік у такому випадку є тривимірним (просторовим) у декартових координатах, а через необхідність урахування вертикальної складової в пласті об-

меженої товщини його не вдається звести до простих одновимірних (прямолінійно-паралельного, плоско-радіального, сферично-радіального). Цим і зумовнюються неоднакові підходи і використання різних методів з метою ефективного розв'язування складної гідрогазомеханічної задачі припливу флюїдів до горизонтальних свердловин.

Найбільш відомими і поширеними формулами припливу до горизонтальних свердловин за законом Дарсі є формули, запропоновані Ю.П. Борисовим із співавторами [3], F.M. Giger [4], S.D. Jochi [5, 6], G. I. Renard і J.M. Dupuy [7], як стверджують G.I. Renard і R. Greenslade [8], а G.I. Renard і J.M. Dupuy [9] доказали, що ці формули є ідентичними, і розширили їх для включення скін-ефекту. Дані формули отримано стосовно припливу нафти із недеформівних пористих пластів, а пізніше нами [10] запропоновано формули дебіту нафти стосовно пористих і деформівних тріщинних пластів. Для розрахунку дебіту горизонтальних газових свердловин запропонували формули З.С. Алієв і В.В. Шеремет [11], К.С. Баснієв, З.С. Алієв і В.В. Черних [12] та інші за умови справедливості лінійного і нелінійного законів фільтрації в пористих пластах, а також автор даної роботи стосовно припливу газу із пористих і нафти із деформівних тріщинних пластів [13].

Виділення невирішених питань

На фоні розмаїття формул для розрахунку дебіту горизонтальних свердловин невирішеним залишилося питання уніфікації – зведення їх до однотипного вигляду стосовно нафти і газу.

Формулювання цілей статті

Задача полягає у виконанні уніфікації розрахункових формул до однотипного вигляду.

Висвітлення основного матеріалу

Усталена фільтрація як і нафти, так і газу за лінійним законом Дарсі описується узагальненим диференціальним рівнянням [10]

$$\operatorname{div} \left[\rho(p) \frac{k(p)}{\mu(p)} \operatorname{grad} p \right] = 0, \quad (1)$$

а якщо ввести модифіковану потенціальну функцію (відому як функція Лейбензона в підземній гідрогазомеханіці)

$$P = \int \frac{\rho(p)k(p)}{\mu(p)} dp + c, \quad (2)$$

то воно задовольняє рівнянню Лапласа

$$\nabla^2 P = 0, \quad (3)$$

де $\rho(p)$, $\mu(p)$ – густина і динамічний коефіцієнт в'язкості флюїду (нафти, газу) як функція тиску p ;

$k(p)$ – коефіцієнт проникності середовища, в якому фільтруються флюїди;
 P – потенціальна функція;
 c – постійна інтегрування.

Це підтверджується відомою аналогією між фільтрацією нестисливих (нафта, вода) і стисливих флюїдів (газ) [10], за якою у формулах, котрі описують фільтрацію нафти, замість об'ємної швидкості фільтрації \vec{v} , об'ємної витрати Q і тиску p можна, для опису фільтрації газу, записати відповідно масову швидкість фільтрації $\rho \vec{v}$, масову витрату Q_m і функцію Лейбензона P або ж навпаки.

Стосовно пористого середовища припускають практично завжди, що $k(p) = k_0 = \text{const}$, а стосовно тріщинного – $k(p) \neq \text{const}$ (відповідно до результатів експериментів).

Густини нафти ρ_n і газу ρ_g при пластовій температурі $T_{пл}$ і біжучому тиску p виражаємо через об'ємні коефіцієнти:

$$\rho_n(p) = \frac{\rho_{n0}}{b_n(p)}; \quad \rho_g(p) = \frac{\rho_{g0}}{b_g(p)}, \quad (4)$$

де ρ_{n0} , ρ_{g0} – густини, відповідно, нафти і газу за стандартних умов;

$b_n(p)$, $b_g(p)$ – об'ємні коефіцієнти відповідно нафти і газу при пластовій температурі $T_{пл}$ і тиску p .

При фільтраційних розрахунках здебільше приймають $b_n(p) = b_n(p_{пл})$, де $p_{пл}$ – пластовий тиск, а тоді $\rho_n(p) = \rho_n(p_{пл}) = \text{const}$; тут також динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $\mu_n(p) = \mu_n(p_{пл}) = \text{const}$.

Для газу об'ємний коефіцієнт згідно із законом Клапейрона-Менделєєва

$$b_g(p) = \frac{p_0 T_{пл} z_g(p)}{p T_0 z_{g0}}, \quad (5)$$

де p_0 , T_0 – стандартні тиск і температура;

z_{g0} , $z_g(p)$ – коефіцієнти стисливості газу відповідно за стандартних умов (тиск p_0 і температура T_0) та при пластовій температурі $T_{пл}$ і біжучому тиску p , причому $z_{g0} = 1$.

Об'ємний коефіцієнт $b_g(p)$ і динамічний коефіцієнт в'язкості газу $\mu_g(p)$ істотно залежать від тиску p , а це значно ускладнює розрахунки, тому за пропозицією С. С. Гацулаєва (з похибкою до 5 %) їх приймають рівними середньоарифметичним значинам при пластовому $p_{пл}$ і вибійному p_v тисках

$$\bar{\mu}_g = \frac{\mu_g(p_{пл}) + \mu_g(p_v)}{2}; \quad (6)$$

$$\bar{z}_g = \frac{z_g(p_{пл}) + z_g(p_v)}{2}.$$

Тоді функцію Лейбензона стосовно до фільтрації в пористому середовищі відповідно нафти і газу отримуємо із (2) у вигляді:

$$P' = \frac{\rho_{n0} k_0}{b_n(p_{пл}) \mu_n(p_{пл})} p + c; \quad (7)$$

$$P'' = \frac{\rho_{г0} k_0 T_0 z_{г0}}{2 p_0 T_{пл} \bar{z}_г \bar{\mu}_г} p^2 + c. \quad (8)$$

Для різниці ΔP функцій Лейбенсона $P_{пл}$ і P_B , котрі відповідають різницям Δp пластового $p_{пл}$ і вибійного p_B тисків, відповідно запишемо

$$\Delta P' = P'_{пл} - P'_B = \frac{\rho_{н0} k_0}{b_n (p_{пл}) \mu_n (p_{пл})} (p_{пл} - p_B); \quad (9)$$

$$\Delta P'' = P''_{пл} - P''_B = \frac{\rho_{г0} k_0 T_0 z_{г0}}{2 p_0 T_{пл} \bar{z}_г \bar{\mu}_г} (p_{пл}^2 - p_B^2). \quad (10)$$

Отже, звідси впливає метод уніфікації (трансформування) формул стосовно нестисливої нафти і реального газу до однотипного вигляду, згідно з яким із метою отримання розрахункових формул для розрахунку дебіту реального газу горизонтальної чи вертикальної газової свердловини при фільтрації за лінійним законом Дарсі в просторовому пласті треба у відповідних формулах для однорідної нестисливої ньютонівської нафти замінити комплекс величин

$$A_n = \frac{\rho_{н0} k_0 (p_{пл} - p_B)}{b_n (p_{пл}) \mu_n (p_{пл})} \quad (11)$$

на комплекс

$$A_g = \frac{\rho_{г0} k_0 T_0 z_{г0} (p_{пл}^2 - p_B^2)}{2 p_0 T_{пл} \bar{z}_г \bar{\mu}_г}, \quad (12)$$

а геометричний фактор залишити без змін. Трансформування можна виконати і навпаки на випадки однорідної і газованої нафти (з використанням функції Христіановіча).

Математична складність дослідження припливу рідини (нафти) до похилої чи горизонтальної свердловини полягає в тому, що потік є тривимірним і треба врахувати вертикальну складову потоку в пласті обмеженої товщини. В. П. Пилатовський запропонував розв'язок припливу рідини до похилої свердловини в круговому горизонтальному однорідному пористому пласті [3] на основі способу побудови потенціалу швидкостей точкового стоку, використавши відому в теорії Бесселевих функцій формулу і метод суперпозиції. В результаті отримав досить точну, хоч і наближену, залежність для припливу нафти до похилої свердловини. Якщо в цій залежності взяти кут β нахилу осі свердловини до горизонтальної площини рівним нулю ($\beta = 0$), то отримаємо формулу дебіту горизонтальної нафтової свердловини, а коли $\beta = \pi/2$, залежність зводиться до випадку припливу рідини до вертикальної гідродинамічно досконалої (формула Дюпюї) або до гідродинамічно недосконалої свердловини за ступенем розкриття пласта.

Для останнього випадку відомо загально прийняту формулу М. Маскета [10]. Нами зіставлено результати розрахунків дебіту за обома формулами, на основі чого виснуємо, що формула В. П. Пилатовського порівняно із формулою М. Маскета дає дещо занижені резуль-

тати (розбіжність зростає від 0 до 9 % зі зменшенням ступеня розкриття пласта від 1 до 0,05), коли радіус зони дренування рівний 750 м, радіус свердловини – 0,1 м, товщина пласта – 20 м.

На основі запропонованого методу ми трансформували формулу В. П. Пилатовського для розрахунку дебіту горизонтальної нафтової свердловини, врахували анізотропію пласта за проникністю у вертикальному напрямку за методом М. Маскета [10] і записали нову формулу В. П. Пилатовського для об'ємного дебіту горизонтальної газової свердловини у вигляді:

$$Q_{0п} = \frac{\pi k_g T_0 z_{г0} (p_{пл}^2 - p_B^2)}{p_0 T_{пл} \bar{z}_г \bar{\mu}_г} \times \left\{ \frac{1}{2} \ln \frac{R_k^2}{\frac{L^2}{4} + r_c^2} + 1 - \frac{2r_c}{L} \arctg \frac{L}{2r_c} + \right. \quad (13)$$

$$\left. + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos^2 \frac{\pi n \delta^{L/2}}{h} \int_0^{K_0} \left(\frac{\pi n}{\kappa_B h} \sqrt{s^2 + r_c^2} \frac{2ds}{L} \right) \right\}^{-1},$$

де k_g – коефіцієнт проникності пласта в горизонтальному напрямку;

h – товщина пласта;

R_k – радіус кругової області зони дренування;

L – довжина горизонтального стовбура (горизонтальної свердловини);

r_c – радіус свердловини;

n – параметр, $n = 1, \dots, \infty$;

δ – відстань від осі свердловини до підшви пласта, $0 \leq \delta \leq h/2$;

κ_B – коефіцієнт анізотропії проникності пласта у вертикальному напрямку,

$\kappa_B = \sqrt{k_g/k_z}$, $\kappa_B = 0$ і $\kappa_B = \infty$ при відповідно $k_g = \infty$ і $k_z = 0$;

k_z – коефіцієнт проникності пласта у вертикальному напрямку;

k_0 – модифікована (видозмінена) функція Бесселя другого роду нульового порядку за відповідного аргументу;

ds – елементарна довжина свердловини.

Ю. П. Борисов із співавторами, застосовуючи метод еквівалентних фільтраційних опорів, вивів формулу дебіту горизонтальної нафтової свердловини в пористому пласті [3], яку стосовно горизонтальної газової свердловини на основі названого методу з урахуванням введеного нами коефіцієнта анізотропії κ_B записуємо так:

$$Q_{0Б} = \frac{\pi k_g h T_0 z_{г0} (p_{пл}^2 - p_B^2)}{p_0 T_{пл} \bar{z}_г \bar{\mu}_г} \times \left\{ \ln \frac{4R_k}{L} + \frac{\kappa_B h}{L} \ln \frac{\kappa_B h}{2\pi r_c} \right\}^{-1}, \quad (14)$$

де перший доданок у фігурних дужках описує зовнішній фільтраційний опір (у горизонтальній площині), а другий – внутрішній опір (у вертикальній площині).

Аналогічно формулу F. Giger [4] для нафти трансформуємо на випадок фільтрації газу до горизонтальної свердловини в пористому пласті

$$Q_{0G} = \frac{\pi k_r h T_0 z_{r0} (p_{пл}^2 - p_B^2)}{\rho_0 T_{пл} \bar{z}_r \bar{\mu}_r} \times \left\{ \ln \frac{1 + \sqrt{1 - [L/(2R_k)]^2}}{L/(2R_k)} + \frac{\kappa_B h}{L} \ln \frac{\kappa_B h}{2\pi c} \right\}^{-1} \quad (15)$$

де перший доданок у фігурних дужках характеризує опір при фільтрації в круговому пласті, товщина якого приблизно рівна діаметру горизонтального стовбура, а другий – як у формулі Ю. П. Борисова.

При малому відношенні $L/2R_k$ із цієї формули отримуємо формулу дебіту одної прямолінійної тріщини [10].

Формула S. D. Joshi [5, 6] стосовно нафти трансформована нами на випадок фільтрації газу до горизонтальної свердловини в пористому пласті і набула вигляду:

$$Q_{0J} = \frac{\pi k_r h T_0 z_{r0} (p_{пл}^2 - p_B^2)}{\rho_0 T_{пл} \bar{z}_r \bar{\mu}_r} \times \left\{ \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} + \frac{\kappa_B h}{L} \ln \frac{\kappa_B h}{2r_c} \right\}^{-1} \quad (16)$$

де $a = \frac{L}{2} \left[0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{0,5}$, а вираз

першого доданка отримано шляхом моделювання фільтрації в горизонтальній площині за методом конформних відображень, причому анізотропія впливає тільки в радіальній складовій потоку.

G. I. Renard і J. M. Durou запропонували формулу для розрахунку дебіту горизонтальної нафтової свердловини в пористому пласті [7], яку таким же чином записуємо для дебіту горизонтальної газової свердловини:

$$Q_{0R} = \frac{\pi k_r h T_0 z_{r0} (p_{пл}^2 - p_B^2)}{\rho_0 T_{пл} \bar{z}_r \bar{\mu}_r} \times \left\{ \cos h^{-1}(X) + \frac{\kappa_B h}{L} \ln \frac{\kappa_B h}{2\pi c} \right\}^{-1} \quad (17)$$

де $X = \frac{2a}{L}$; a – параметр (див. вище).

Нами виведено формулу дебіту горизонтальної нафтової свердловини в просторово анізотропному пористому пласті за умови справедливості лінійного закону фільтрації [10], яку аналогічно трансформуємо на випадок фільтрації газу до горизонтальної свердловини

$$Q_0 = \frac{\pi k_r h T_0 z_{r0} (p_{пл}^2 - p_B^2)}{\rho_0 T_{пл} \bar{z}_r \bar{\mu}_r} (\ln \varphi_1 + \tau \ln \varphi_2)^{-1}, \quad (18)$$

де

$$\varphi_1 = \frac{4\pi R_k}{\pi L + 8l}; \quad \tau = \frac{\kappa_B h}{4L}; \quad (19)$$

$$\varphi_2 = \left(\operatorname{ch} \frac{2\pi l}{\kappa_B h} - \cos \frac{\pi c}{\kappa_B h} \right) \left[\operatorname{ch} \frac{2\pi l}{\kappa_B h} - \cos \frac{\pi(2\delta - r_c)}{\kappa_B h} \right] \times \left\{ \left(1 - \cos \frac{\pi c}{\kappa_B h} \right) \left[1 - \cos \frac{\pi(2\delta - r_c)}{\kappa_B h} \right] \right\}^{-1}; \quad (20)$$

$l = 2h$ – половина ширини еквівалентного прямокутника для заміни його еліпсом;

δ – відстань від осі горизонтального стовбура до підшови (чи покрівлі) пласта.

Після спрощення функцій у виразі φ_2 за відомими формулами отримуємо першу наближену формулу дебіту горизонтальної газової свердловини в круговому анізотропному пласті

$$Q'_0 = \frac{\pi k_r h T_0 z_{r0} (p_{пл}^2 - p_B^2)}{\rho_0 T_{пл} \bar{z}_r \bar{\mu}_r} \times \left\{ \ln \varphi_1 + \frac{\pi l}{L} + \tau \ln \frac{h^2}{2\pi^2 r_c^2 \left[1 - \cos \frac{\pi(2\delta - r_c)}{\kappa_B h} \right]} \right\}^{-1} \quad (21)$$

при $\delta = 0$ – другу наближену формулу дебіту горизонтальної газової свердловини без урахування її розміщення відносно підшови пласта

$$Q''_0 = \frac{\pi k_r h T_0 z_{r0} (p_{пл}^2 - p_B^2)}{\rho_0 T_{пл} \bar{z}_r \bar{\mu}_r} \times \left\{ \ln \varphi_1 + \frac{2\pi \kappa_B l}{L} + \frac{\kappa_B h}{L} \ln \frac{\kappa_B h}{\pi c} \right\}^{-1}, \quad (22)$$

а при $l = 0$ – третю наближену формулу

$$Q'''_0 = \frac{\pi k_r h T_0 z_{r0} (p_{пл}^2 - p_B^2)}{\rho_0 T_{пл} \bar{z}_r \bar{\mu}_r} \times \left\{ \ln \frac{4R_k}{L} + \frac{\kappa_B h}{L} \ln \frac{\kappa_B h}{\pi c} \right\}^{-1}. \quad (23)$$

Ця формула в третьому наближенні аналогічна формулі Ю. П. Борисова для дебіту горизонтальної газової свердловини, тільки замість $\ln[\kappa_B h / (2\pi c)]$ маємо $\ln[\kappa_B h / (\pi c)]$.

Формула Ю. П. Борисова, як і третя наближена формула, дає велику розбіжність результатів розрахунку порівняно із нашою формулою (без спрощень) в анізотропному пласті.

Нехтуючи у третій наближеній формулі внутрішнім фільтраційним опором (другий доданок у фігурних дужках), отримуємо формулу В. П. Табакова для розрахунку дебіту доскона-

лої вертикальної тріщини в круговому пористому пласті [10], котра модифікована стосовно до фільтрації газу.

Опускаючи вираз $\ln \phi_1$, котрий характеризує потік у горизонтальній площині, отримуємо відповідно точну і наближену (в першому наближенні) формули дебіту горизонтальної газової свердловини, яка довільно розміщена відносно підшви в смугоподібному анізотропному пористому пласті з двостороннім контуром живлення:

$$Q_{0cm} = \left\{ \pi k_r L T_{0z_{r0}} (p_{пл}^2 - p_B^2) \right\} \cdot \left\{ p_0 T_{пл} \bar{z}_r \bar{\mu}_r \frac{\kappa_B}{4} \times \ln \frac{\left(\operatorname{ch} \frac{2\pi l}{\kappa_B h} - \cos \frac{\pi c}{\kappa_B h} \right) \left[\operatorname{ch} \frac{2\pi l}{\kappa_B h} - \cos \frac{\pi(2\delta - r_c)}{\kappa_B h} \right]}{\left(1 - \cos \frac{\pi c}{\kappa_B h} \right) \left[1 - \cos \frac{\pi(2\delta - r_c)}{\kappa_B h} \right]} \right\}^{-1} \quad (24)$$

$$Q'_{0cm} = \left\{ \pi k_r h T_{0z_{r0}} (p_{пл}^2 - p_B^2) \right\} \cdot \left\{ p_0 T_{пл} \bar{z}_r \bar{\mu}_r \times \left[\frac{\pi}{L} + \frac{\kappa_B h}{4L} \ln \frac{\kappa_B^2 h^2}{2\pi^2 r_c^2 \left[1 - \cos \frac{\pi(2\delta - r_c)}{\kappa_B h} \right]} \right] \right\}^{-1} \quad (25)$$

де l – відстань між контурами живлення пласта за симетричного розміщення свердловини між ними.

Нами зіставлено результати розрахунку дебіту горизонтальної газової свердловини в однорідному ізотропному ($\kappa_r = \kappa_B = 1$) пористому пласті за нашою (без спрощень) і точною формулою В. П. Пилатовського. Звідси зроблено висновок, що наша формула порівняно із формулою В. П. Пилатовського дає розбіжність величин дебіту від -3% до $+8\%$, коли довжина горизонтальної свердловини зростає від 50 м до 200 м, $R_K = 750$ м, $r_c = 0,1$ м, $\delta = h/2$.

Числовий аналіз показав, що зі збільшенням коефіцієнта анізотропії проникності κ_B у вертикальній площині, коли коефіцієнт анізотропії в горизонтальній площині $\kappa_r = 1$, дебіти горизонтальної свердловини, розраховані за цими формулами, зменшуються (у $1,6$ рази за $\kappa_B = 10$, а наша формула дає завищення результату порівняно із формулою В. П. Пилатовського до 8% , коли κ_B зростає від $1,0$ до 10 (решта даних аналогічна попередньому)).

Відповідно потенціальну функцію можна записати для тріщинного пласта, врахувавши зміну коефіцієнта тріщинної проникності $k(p)$ від тиску p , тобто

$$P = \int \frac{\rho(p)k(p)}{\mu_r(p)} dp + c, \quad (26)$$

в якій подаємо $k(p)$ експоненціальною залежністю.

Відтак отримуємо формулу об'ємного дебіту горизонтальної газової свердловини, довільно розміщеної між підшвою і покрівлею, в круговому просторово анізотропному і деформівному тріщинному пласті.

Подібну формулу дебіту нафти отримано нами раніше [10, 13].

Геометричний фактор у цих формулах залишається незмінним, а комплекси A_H і A_r , що характеризують нафту і газ, набувають вигляду:

$$A_H = \frac{k_{x0} \left[1 - e^{-\alpha_k (p_{пл} - p_B)} \right]}{b_H (p_{пл}) \mu_H (p_{пл}) \kappa_r \alpha_k}; \quad (27)$$

$$A_r = \left\{ T_0 k_{x0} z_{r0} \cdot (\alpha_k (p_{пл} - 1) - (\alpha_k p_B - 1)) \times \times e^{-\alpha_k (p_{пл} - p_B)} \right\} \cdot \left\{ 2 p_0 T_{пл} \bar{z}_r \bar{\mu}_r \kappa_r^2 \alpha_k^2 \right\}^{-1}. \quad (28)$$

Тобто і стосовно до тріщинного пласта можна здійснити таке ж трансформування формул.

На основі узагальнення робіт різних авторів геометричний фактор можна подати як функцію

$$f = f(L, r_c, h, R_K, \kappa_r, \kappa_B, \delta). \quad (29)$$

Висновки

Математична складність розв'язування просторової (без будь-якої симетрії) задачі припливу нафти і, особливо, газу до горизонтальних свердловин зумовила застосування дослідниками неоднакових підходів та різних методів із метою отримання прийнятних розв'язків і відповідно появу багатьох формул для розрахунків дебітів таких свердловин. Процес фільтрації і нафти, і газу є однаковим, його можна описати однаковими законами, а особливості математичного опису зумовлюються відмінностями фізичних властивостей цих флюїдів. Звідси задача розв'язувалась в основному стосовно фільтрації нафти в пористих і, здебільшого, ізотропних пластах за лінійним законом Дарсі, а стосовно газу – за нелінійним законом.

Базуючись на аналогії фільтрації флюїдів, обгрунтовано метод уніфікації розрахунку припливу нестисливої рідини (нафти) до випадку фільтрації реального (стисливого) газу, згідно з яким у відповідних формулах для однорідної нестисливої ньютонівської нафти треба замінити комплекс величин, котрі характеризують фільтрацію нафти, на подібний комплекс стосовно газу, а геометричний фактор (різний у різних формулах) залишити без змін.

Трансформування можна виконати і навпаки на випадки однорідної і газованої нафти (з використанням функції Христіановіча).

Таке трансформування виконано щодо формул В. П. Пилатовського, Ю. П. Борисова, F. Gigers, D. Jochi, G. I. Renard і J. M. Dupuy (в деяких введено коефіцієнт анізотропії за проникністю) та автора даної роботи (точна формула, наближені формули в першому, в другому і в третьому наближеннях). Із формули ав-

тора в третьому наближенні впливає практично формула Ю. П. Борисова, а відтак – формула В. П. Табакова (для вертикальної тріщини). Із формул автора отримано також точну і наближену формули для дебіту горизонтальної газової свердловини в смугоподібному анізотропному пористому пласті з двостороннім контуром живлення. Подальші дослідження слід пов'язувати із уточненням виразу для геометричного фактора.

Література

1 Закиров С. Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа: монография / С. Н. Закиров, И. М. Индрупский, Э. С. Закиров и др. – Москва – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2009. – 484 с.

2 Лысенко В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений: монография / В. Д. Лысенко. – М.: ООО «Недра – Бизнес-центр», 2000. – 516 с.

3 Борисов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами: монография / Ю. П. Борисов, В. П. Пилатовский, В. П. Табаков. – М.: Недра, 1964. – 164 с.

4 Giger F. Reduction du nombre de puits par l'utilisation de forages horizontaux / F. Giger // Revue de l'institut Francais du Petrole, vol. 38, No 3. – May-June 1983.

5 Jochi S. D. Agmentation of Well Productivity Using Slant and Horizontal Wells / S. D. Jochi // Journal of Petroleum Technology. – June 1988. – Pp. 729-739.

6 Jochi S. D. A Review of Horizontal Wells and Drainhole Technology / S. D. Jochi // Paper SPE 16868, presented at the 1987 Annual Technical Conference, Dallas, Texas. A revised version was presented at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, Wyoming, May 1988.

7 Renard G. I. Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency on Horizontal Wells / G. I. Renard, J. M. Dupuy // Paper SPE 19414, presented at the Formation Damage Control Symposium. – Lafayette, Louisiana. – Feb. 22-23, 1990.

8 Renard G. I. Horizontal Wells for Primare Recovery of Heavy Oil Reservoirs. Theoretical Basis and Field Examples / G. I. Renard, R. Greenslade, J. P. Fossey, E. Vanderbroucke, J. M. Dupuy // Нефть и битумы. Том III. – Международная конференция «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)». – Сб. тр. (4-8 октября 1994 г., Казань). – Казань, 1994. – С. 913-943.

9 Renard G. I. Formation Damage Effects on Horizontal-well Flow Efficiency / G. Renard, J. M. Dupuy // JPT, Vol. 43, No 7, July 1991. – Pp. 786-789, 868-869.

10 Бойко В. С. Підземна гідрогазомеханіка: підручник / В. С. Бойко, Р. В. Бойко – Львів : Априорі, 2005. – 452 с.

11 Алиев З. С. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты: монография / З. С. Алиев, В. В. Шеремет. – М.: Недра, 1995. – 131 с.

12 Басниев К. С. Методы расчетов дебитов горизонтальных, наклонных и многоствольных скважин: монография / К. С. Басниев, З. С. Алиев, В. В. Черных. – М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 1999. – 47 с.

13 Бойко В. С. Приплив реального газу до горизонтальної свердловини за нелінійним законом у просторово анізотропному (круговому) пласті / В. С. Бойко, Р. В. Бойко // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 5. – С. 36-38.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
24.05.16*

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

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТИСКУ ПОЧАТКУ НАГНІТАННЯ АЗОТУ У ВИСНАЖЕНЕ ГАЗОВЕ РОДОВИЩЕ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЦЕСУ ВИЛУЧЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Охарактеризовано методи підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення виснажених газових родовищ. Для умов гіпотетичного газового родовища виконано математичне моделювання процесу витіснення залишкового природного газу азотом. Досліджено вплив тиску початку нагнітання азоту в родовищі і тривалості періоду його нагнітання на технологічні показники дорозробки родовища і кінцевий коефіцієнт газовилучення. Встановлено оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту в родовищі і тривалості періоду його нагнітання, при яких забезпечується ефективна дорозробка родовища з високим коефіцієнтом газовилучення.

Ключові слова: родовище, свердловина, розробка, експлуатація, нагнітання, газ, азот, газовилучення.

Охарактеризованы методы повышения конечного коэффициента газоотдачи истощенных газовых месторождений. Для условий гипотетического газового месторождения выполнено математическое моделирование процесса вытеснения остаточного природного газа азотом. Исследовано влияние давления начала нагнетания азота в месторождение и продолжительности периода его нагнетания на технологические показатели доразработки месторождения и конечный коэффициент газоотдачи. Определены оптимальные значения давления начала нагнетания азота в месторождение и продолжительности периода его нагнетания, при которых обеспечивается эффективная доразработка месторождения с высоким коэффициентом газоотдачи.

Ключевые слова: месторождение, скважина, разработка, эксплуатация, нагнетание, газ, азот, газоотдача.

The methods for enhancement of the final gas recovery factor on depleted gas fields were characterized. The mathematical modeling of the residual gas displacement by nitrogen was made for the conditions of a hypothetical gas field. The pressure influence of beginning of nitrogen injection into the field and duration of the period of its injection on technological indicators of further field development and final gas recovery factor was studied. The optimal pressure values of beginning of nitrogen injection into the field and duration of the period of its injection, which provide further effective field development with high gas recovery factor, were determined.

Key words: field, well, development, exploitation, injection, gas, nitrogen, gas recovery.

Постановка проблеми дослідження

Газові родовища з газовим режимом переважно розробляють в режимі виснаження пластової енергії. Після закінчення розробки родовища в результаті зниження дебіту свердловин і відповідно річного видобутку газу до економічно рентабельної межі в пласті ще залишається значна кількість газу. За промисловими даними по закінчених розробкою родовищах кількість залишкового газу може в середньому становити від 10 до 15 % від початкових запасів [1,2].

Одним із методів підвищення коефіцієнта газовилучення виснажених газових родовищ є витіснення з пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами [1,2]. Результати лабораторних досліджень з витіснення метану діоксидом вуглецю азотом і димовими газами з однопластових і двопластових горизонтальних моделей пласта свідчать про високу технологічну ефективність цього методу [3-8]. З наведених неуглеводневих газів найефективнішим є діоксид вуглецю, який у пластових умовах має більшу густину і в'язкість порівняно з метаном, а також характеризується високою розчинністю у пластовій воді. Тому він пізніше надходить у видобувні свердловини, ніж азот і димові гази. Згідно з

результатами математичного моделювання процесу витіснення природного газу з виснажених родовищ діоксидом вуглецю коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим при меншому тиску здійснюється нагнітання в пласт неуглеводневого газу [9-12]. Проте витіснення залишкового природного газу з виснаженого родовища неуглеводневим газом після зниження пластового тиску до мінімального тиску «закидування» може виявитися економічно невигідним через низькі дебіти свердловин, які знаходяться на межі рентабельності. Тому актуальним є проведення досліджень з оцінки оптимального значення пластового тиску, при якому починають запомповування неуглеводневого газу у виснажене газове родовище. У статті наведено результати математичного моделювання процесу витіснення залишкового природного газу з виснаженого газового родовища неуглеводневим газом за різних тисків початку нагнітання неуглеводневого газу в пласт.

Методика дослідження і вихідні дані

Для оцінки впливу тиску початку нагнітання неуглеводневого газу у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилу-

чення залишкового природного газу виконано математичне моделювання витіснення природного газу із пористого середовища азотом. Вибір азоту у ролі витіснювального агента пояснюється можливістю отримання його з повітря безпосередньо на місці споживання з допомогою установок, випуск яких освоєно промисловістю. Дослідження виконано на прикладі гіпотетичного газового родовища у вигляді квадрата з такими параметрами: сторона квадрата – 1500 м, площа родовища – $2,25 \cdot 10^6 \text{ м}^2$, товщина пласта – 10 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт проникності пласта – $0,2 \text{ мкм}^2$, глибина залягання продуктивного пласта (середня глибина свердловини) – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К, відносна густина газу – 0,553, коефіцієнт стисливості газу за початкового пластового тиску і пластової температури – 0,934, початкові запаси газу, підраховані програмою CMG (Computer Modelling Group), – 800,044 млн.м³.

Родовище розробляють на виснаження чотирма свердловинами, розміщеними в кутах квадрата, які експлуатують на режимі постійної депресії тиску на пласт 0,26 МПа. Початковий дебіт однієї свердловини по газу становить 55 тис.м³/д.

Після зниження пластового тиску на певну величину від початкового тиску починають запомповувати азот в пласт через нагнітальну свердловину, яка розміщена в центрі квадрата на відстані 1061 м від видобувних свердловин.

Запомповування азоту в нагнітальну свердловину здійснюють впродовж заданого періоду часу. При цьому продовжують експлуатацію видобувних свердловин. В ролі нагнітальної свердловини використовують ліквідовану, законсервовану, недіючу або малодебітну свердловину. В окремих випадках може виявитися доцільним буріння нової свердловини. Добову витрату азоту вибирають з умов рівності її за поточних пластових умов сумарному дебіту видобувних свердловин по газу, що забезпечує постійне значення пластового тиску впродовж періоду запомповування азоту в пласт.

У дослідженнях розглянуто варіанти нагнітання азоту в родовище після зниження пластового тиску до 0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1 від початкового значення. У кожному варіанті нагнітання азоту в пласт здійснювали впродовж різного періоду часу: 1, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 30 і 36 місяців.

Розрахунки виконано з використанням ліцензованої комп'ютерної програми CMG.

Результати дослідження

Родовище уведено в розробку 16.07.2015 р. чотирма видобувними свердловинами, розміщеними в кутах квадрата. Після зниження пластового тиску до заданого значення почали запомповувати азот в нагнітальну свердловину в центрі квадрата впродовж заданого періоду часу. При цьому не припиняли експлуатацію видобувних свердловин. Розрахунки виконували з кроком у часі в 1 рік. Для кожного моменту ча-

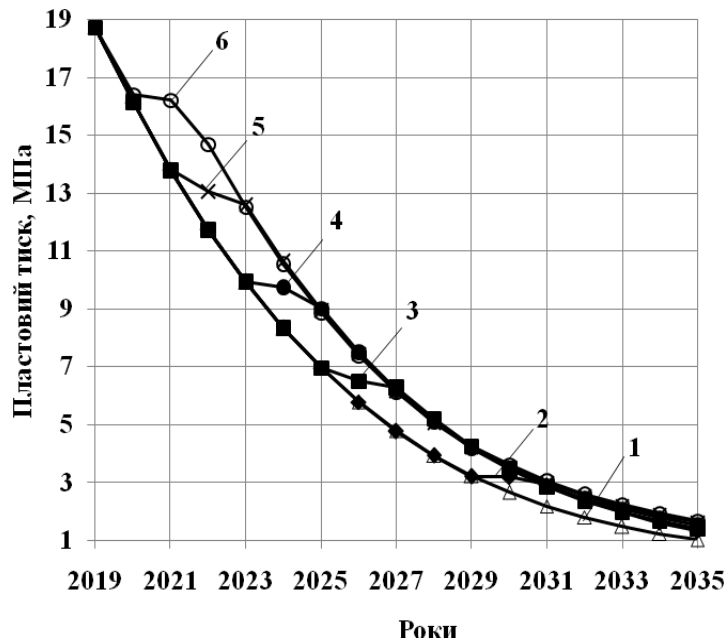
су визначали пластовий тиск, дебіт видобувної свердловини по газу та азоту, вміст азоту у свердловинній продукції і коефіцієнт газавилучення. Для порівняння виконано розрахунки показників процесу розробки родовища на виснаження за відсутності нагнітання азоту в пласт. За результатами розрахунків будували графічні залежності зміни технологічних показників розробки родовища по роках і залежно від тиску початку нагнітання азоту в пласт та тривалості періоду його нагнітання. У роботі для наглядності наведено графічні залежності для окремих технологічних показників тільки для періоду після початку нагнітання азоту в пласт.

На рисунку 1 зображено залежності зміни в часі пластового тиску в газовому родовищі для різних значень тиску початку нагнітання азоту в пласт за тривалості періоду його нагнітання 18 місяців. У зв'язку з підтримуванням постійного пластового тиску в період нагнітання азоту в родовище на рисунку 1 чітко виділяються горизонтальні площадки для тисків початку нагнітання азоту 0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1 від початкового пластового тиску. Чим раніше розпочато нагнітання азоту в родовище, тим на вищому рівні підтримується пластовий тиск у процесі подальшої дорозробки родовища. Зображені на рисунку залежності для пластового тиску не перетинаються між собою і в процесі дорозробки родовища поступово зближуються.

На рисунку 2 зображено залежності пластового тиску від тривалості періоду нагнітання азоту в родовище для різних значень тиску початку його нагнітання на 2035 р. Поточний пластовий тиск тим більший, чим триваліше нагнітається азот в родовище. Така тенденція зберігається і для інших років розробки родовища. Для тисків початку нагнітання азоту в родовище 0,4 і 0,5 від початкового тиску відповідні залежності на рисунку 2 майже співпадають. Таким чином, чим раніше і довше нагнітається азот у родовище, тим на вищому рівні підтримується поточний пластовий тиск. В результаті зростають дебіт газу і устьовий тиск, що позитивно впливає на ефективність дорозробки родовища.

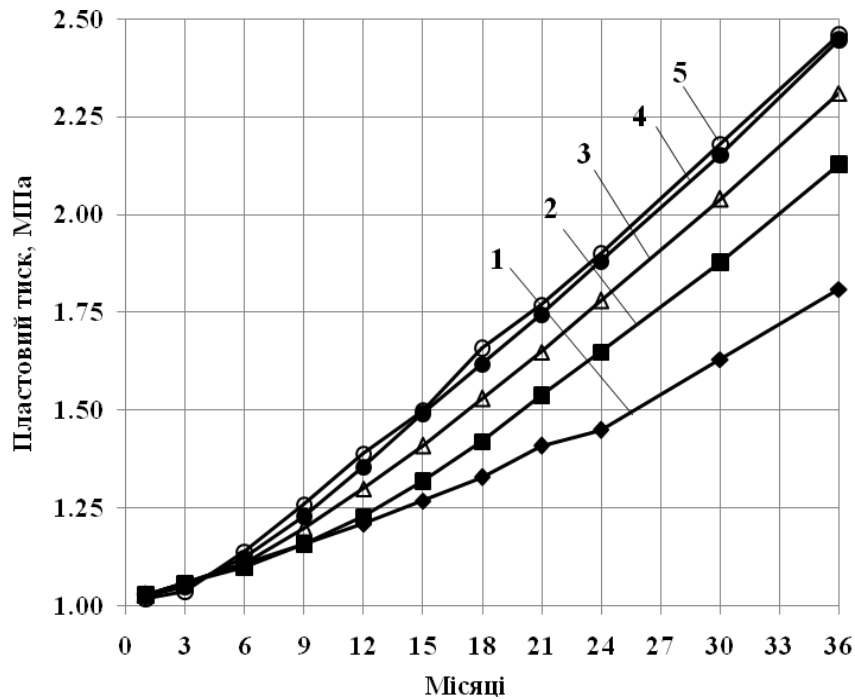
У процесі нагнітання азоту в родовище дебіт газу підтримується постійним, після чого поступово знижується. На рисунку 3 для прикладу наведено відповідні залежності для тривалості періоду нагнітання азоту в родовище 18 місяців.

Чим раніше, при більшому пластовому тиску, розпочато нагнітання азоту в родовище, тим раніше він поступає у видобувні свердловини. З моменту прориву азоту у видобувні свердловини дебіт газу різко знижується і відповідні залежності на рисунку 3 для тривалості періоду нагнітання азоту 18 місяців перетинаються між собою. Дебіт газу стає меншим, ніж при розробці родовища на виснаження за відсутності нагнітання азоту в родовище. Винятком є варіант з тиском початку нагнітання азоту в родовище 0,1 від початкового тиску, при якому впродовж всього періоду дорозробки родовища



1 – виснаження; 2 – 0,1 $P_{поч}$; 3 – 0,2 $P_{поч}$; 4 – 0,3 $P_{поч}$; 5 – 0,4 $P_{поч}$; 6 – 0,5 $P_{поч}$

Рисунок 1 – Динаміка пластового тиску для різних значень тиску початку нагнітання азоту в родовище за тривалості періоду його нагнітання 18 місяців



1 – 0,1 $P_{поч}$; 2 – 0,2 $P_{поч}$; 3 – 0,3 $P_{поч}$; 4 – 0,4 $P_{поч}$; 5 – 0,5 $P_{поч}$

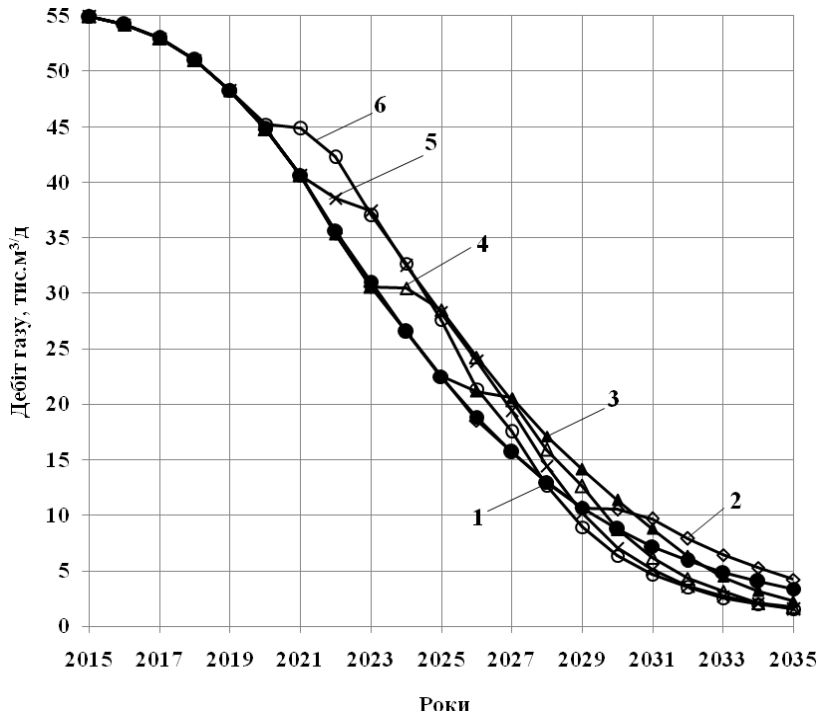
Рисунок 2 – Залежності пластового тиску від тривалості періоду нагнітання азоту в родовище для різних значень тиску початку нагнітання азоту

дебіт газу за тривалості періоду нагнітання азоту в родовище 18 місяців є більшим, ніж при розробці на виснаження.

Час прориву азоту у видобувні свердловини залежить від тиску початку нагнітання його в родовище і тривалості періоду нагнітання (рисунок 4). Із збільшенням тривалості періоду нагнітання азоту в родовище прорив його у видобувні свердловини відбувається раніше, а після 18 місяців нагнітання азоту в родовище

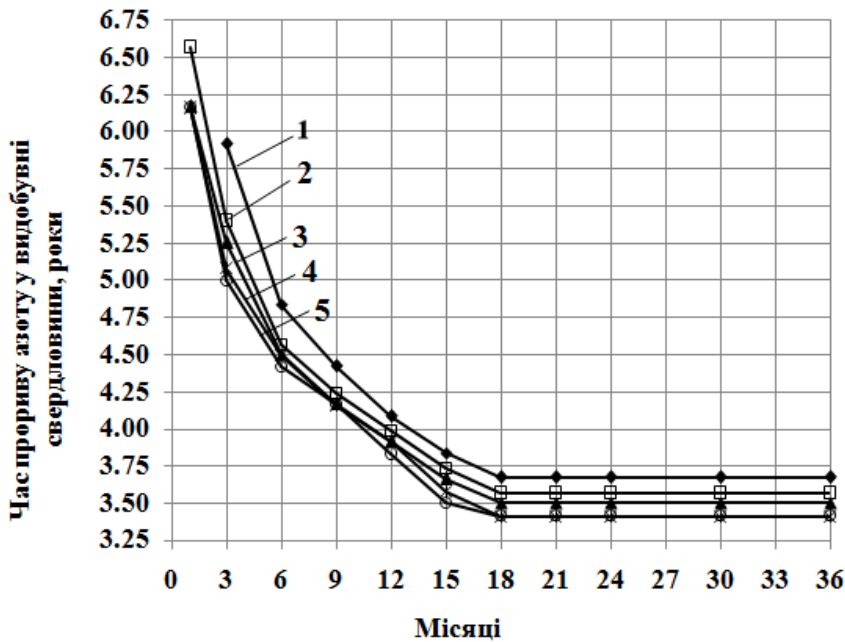
відповідні залежності на рисунку 4 для всіх значень тиску початку нагнітання азоту виполюються.

За тривалості періоду нагнітання азоту в родовище 12 місяців прорив його у видобувні свердловини відбувається за такий інтервал часу: 0,5 $P_{поч}$ – 3,83 роки; 0,4 $P_{поч}$ – 3,91 роки; 0,3 $P_{поч}$ – 3,92 роки; 0,2 $P_{поч}$ – 3,99 роки; 0,1 $P_{поч}$ – 4 роки. За тривалості періоду нагнітання азоту в родовище 18 місяців прорив його у видо-



1 – виснаження; 2 – 0,1 $P_{поч}$; 3 – 0,2 $P_{поч}$; 4 – 0,3 $P_{поч}$; 5 – 0,4 $P_{поч}$; 6 – 0,5 $P_{поч}$

Рисунок 3 – Динаміка дебіту газу для різних значень тиску початку нагнітання азоту в родовище за тривалості періоду нагнітання азоту 18 місяців



1 – 0,1 $P_{поч}$; 2 – 0,2 $P_{поч}$; 3 – 0,3 $P_{поч}$; 4 – 0,4 $P_{поч}$; 5 – 0,5 $P_{поч}$

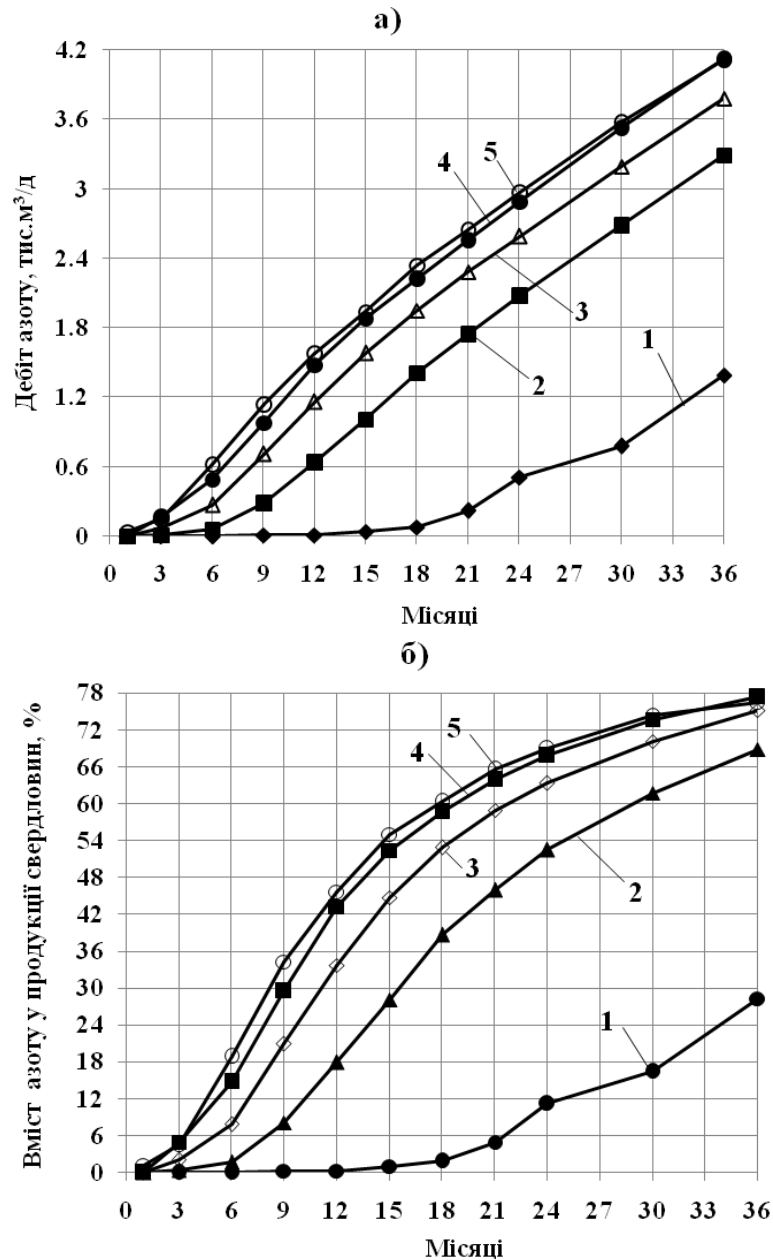
Рисунок 4 – Залежності часу прориву азоту у видобувні свердловини від тривалості періоду нагнітання його в родовище для різних значень тиску початку нагнітання азоту

бувні свердловини відбувається за такий інтервал часу: 0,5 $P_{поч}$ – 3,41 роки; 0,4 $P_{поч}$ – 3,41 роки; 0,3 $P_{поч}$ – 3,5 роки; 0,2 $P_{поч}$ – 3,57 роки; 0,1 $P_{поч}$ – 3,67 роки.

На рисунку 5 наведено залежності дебіту азоту (рисунк 5а) і вмісту азоту у видобувному газі (рисунк 5б) від тривалості періоду на-

гнітання його в родовище для різних значень тиску початку нагнітання азоту на кінець розглядуваного періоду розробки родовища (16.07.2035 р.).

За тиску початку нагнітання азоту в родовище 0,1 $P_{поч}$ дебіт азоту є незначним і на 16.07.2035 р. для різної тривалості періоду



1 – 0,1 $P_{поч}$; 2 – 0,2 $P_{поч}$; 3 – 0,3 $P_{поч}$; 4 – 0,4 $P_{поч}$; 5 – 0,5 $P_{поч}$

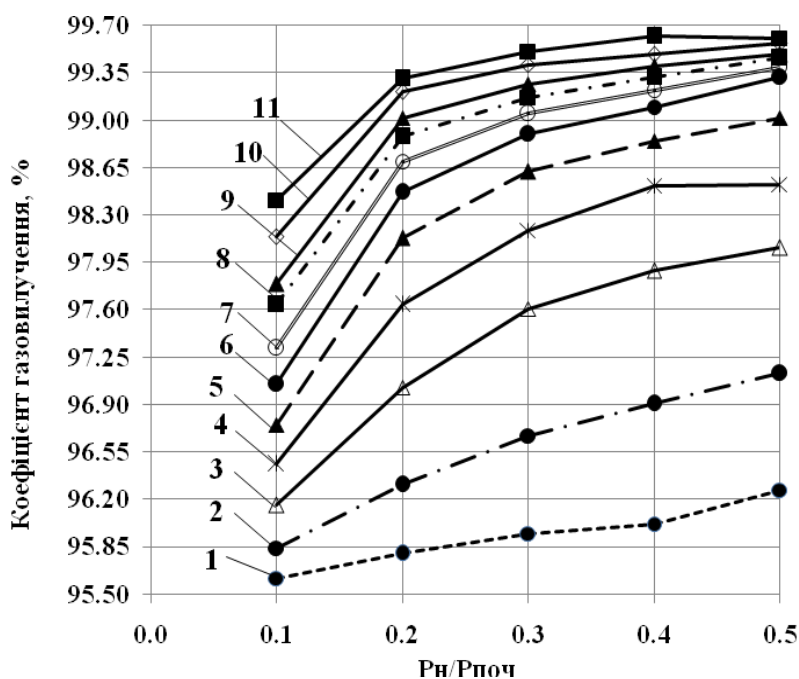
Рисунок 5 – Залежності дебіту азоту (а) і вмісту азоту у видобувному газі (б) від тривалості періоду нагнітання його в родовище для різних значень тиску початку нагнітання азоту

нагнітання його в родовище становить: 12 місяців – 0,01 тис.м³/д, 15 місяців – 0,04 тис.м³/д, 18 місяців – 0,08 тис.м³/д, 21 місяць – 0,22 тис.м³/д, 24 місяці – 0,51 тис.м³/д, 30 місяців – 0,78 тис.м³/д, 36 місяців – 1,39 тис.м³/д. Так само низький вміст азоту у видобувному газі, який до 2033 р. не перевищує 1%. На 16.07.2035 р. вміст азоту у видобувному газі за різної тривалості періоду нагнітання його в родовище становить: 9 місяців – 0,263%, 12 місяців – 0,252%, 15 місяців – 0,969%, 18 місяців – 1,865%, 21 місяць – 4,944%, 24 місяці – 11,16%, 30 місяців – 16,387 %, 36 місяців – 28,252%.

Із збільшенням тиску початку нагнітання азоту в родовище зростає дебіт азоту і вміст його у видобувному газі в міру збільшення три-

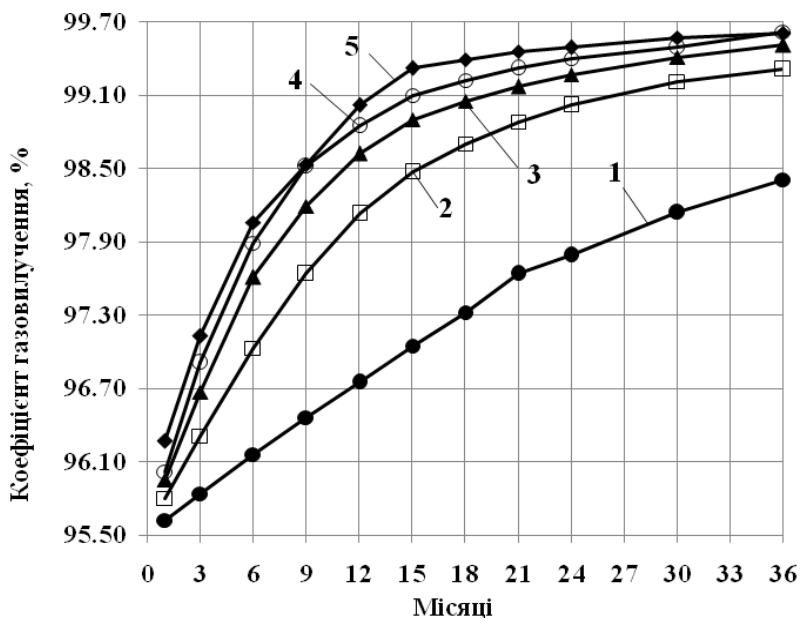
валості періоду нагнітання азоту (рисунок 5). Зменшити кількість азоту, що видобувається з родовища, можна ранішим припиненням розробки родовища. При цьому через значний вміст азоту у свердловинній продукції видобуток залишкового природного газу буде незначним, що мало впливатиме на кінцевий коефіцієнт газовилучення.

Коефіцієнт газовилучення зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту в родовище (рисунок 6) і тривалості періоду його нагнітання (рисунок 7). Наведені залежності побудовано за результатами розрахунків на кінець періоду розробки родовища (16.07.2035 р.). Аналіз їх свідчить, що із збільшенням тиску початку нагнітання азоту в родовище і тривало-



1 – 1 місяць; 2 – 3 місяці; 3 – 6 місяців; 4 – 9 місяців; 5 – 12 місяців; 6 – 15 місяців;
7 – 18 місяців; 8 – 21 місяців; 9 – 24 місяці; 10 – 30 місяців; 11 – 36 місяців

Рисунок 6 – Залежності коефіцієнта газовилучення від тиску початку нагнітання азоту в родовище для різних значень тривалості періоду його нагнітання



1 – 0,1 P_{поч}; 2 – 0,2 P_{поч}; 3 – 0,3 P_{поч}; 4 – 0,4 P_{поч}; 5 – 0,5 P_{поч}

Рисунок 7 – Залежності коефіцієнта газовилучення від тривалості періоду нагнітання азоту в родовище для різних значень тиску початку його нагнітання

сті періоду його нагнітання вплив їх на приріст коефіцієнта газовилучення поступово зменшується. Починаючи з певного значення досліджуваних параметрів, зображені на рисунках 6 і 7 залежності виположуються.

За результатами статистичного оброблення розрахункових даних методом найменших квадратів отримано «критичні» (оптимальні) значення досліджуваних параметрів, вище яких коефіцієнт газовилучення мало змінюється.

Оптимальне значення тиску початку нагнітання азоту в родовище за різної тривалості періоду його нагнітання становить: 1 місяць – 0,123 P_{поч}; 3 місяці – 0,245 P_{поч}; 6 місяців – 0,295 P_{поч}; 9 місяців – 0,293 P_{поч}; 12 місяців – 0,281 P_{поч}; 15 місяців – 0,277 P_{поч}; 18 місяців – 0,274 P_{поч}; 21 місяць – 0,275 P_{поч}; 24 місяці – 0,275 P_{поч}; 30 місяців – 0,274 P_{поч}; 36 місяців – 0,281 P_{поч}; середнє значення за 6-36 місяців – 0,280 P_{поч}.

Оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту в родовище за різного тиску початку його нагнітання становить: 0,1 $P_{\text{поч}}$ – 18,6 місяців; 0,2 $P_{\text{поч}}$ – 13,032 місяці; 0,3 $P_{\text{поч}}$ – 10,145 місяців; 0,4 $P_{\text{поч}}$ – 9,191 місяців; 0,5 $P_{\text{поч}}$ – 9,504 місяців.

Для оптимального тиску початку нагнітання азоту в родовище 0,280 $P_{\text{поч}}$ оптимальна тривалість періоду його нагнітання становить близько 12,5 місяців. Для цих значень тиску початку нагнітання азоту в родовище і тривалості періоду його нагнітання технологічні показники на момент закінчення розробки родовища (16.07.2035 р.) становлять: пластовий тиск – 1,32 МПа, дебіт однієї видобувної свердловини по газу – 2,22 тис.м³/д, дебіт видобувної свердловини по азоту – 1,23 тис.м³/д, вміст азоту у видобувному газі – 35,67 %, коефіцієнт газовилучення – 98,62 %. Для зменшення вмісту азоту у видобувному газі можна, раніше, наприклад, на 1 рік, припинити розробку родовища. При цьому коефіцієнт газовилучення зменшиться незначно (з 98,62 до 98,09 %), дебіт свердловин по газу зростає з 2,22 до 3,09 тис.м³/д, дебіт свердловин по азоту зменшиться з 1,23 до 1,11 тис.м³/д, вміст азоту у видобувному газі зменшиться з 35,67 до 26,43 %.

Таким чином, нагнітання азоту у виснажене газове родовище з метою вилучення залишкового природного газу доцільно проводити при тиску, більшому за тиск, який відповідає економічно рентабельній межі розробки родовища.

При підвищеному пластовому тиску збільшуються дебіти свердловин по газу і поточний видобуток газу з родовища. Зростає устьовий тиск, що покращує умови подачі газу споживачеві. Зростає коефіцієнт газовилучення родовища порівняно з витісненням залишкового газу азотом після зниження пластового тиску до мінімального тиску «закидування».

Висновки

Результати комп'ютерного моделювання процесу витіснення залишкового газу азотом з виснаженого газового родовища свідчать про його технологічну ефективність. Згідно з результатами виконаних досліджень залежно від геолого-фізичної характеристики і системи розробки родовища можна вибрати такі оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище і тривалості періоду його нагнітання, при яких досягаються більші на 5-10 % значення кінцевого коефіцієнта газовилучення порівняно з дорозробкою родовища на виснаження без нагнітання азоту в пласт. Нагнітання азоту у виснажене газове родовище дає змогу інтенсифікувати процес його дорозробки і видобути додаткову кількість газу.

Література

1 Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: учебн. пос. для вузов / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1980. – 334 с.

2 Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов [Текст] /Р.М.Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.

3 SPE 94129. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics A. Al-Hasami, S.R. Ren, SPE, and B. Tohidi, SPE, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot Watt U.

4 Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency / S.S.K. Sim, A.T. Turta, A.K. Singhal, B.F. Hawkins // 9th Canadian International Petroleum Conference (the 59th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society), June 17-19, 2008, in Calgary, Alberta, PETSOC-09-08-49-P.

5 SPE 113468. Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration by Injection of Exhaust Gases From Combustion of Bitumen / Steve S.K. Sim, Alberta Research Council; Patrick Brunelle, Quadris Canada Fuel Systems Inc.; Alex T. Turta and Ashok K. Singhal, Alberta Research Council.

6 Enhanced Gas Recovery: Factors Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS Alberta Research Council, PAPER 2008-145.

7 Basic Investigations on Enhanced Gas Recovery by Gas-Gas Displacement A.T. TURTA, S.S.K. SIM, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS Alberta Research Council. PAPER 2007-124.

8 Enhanced Gas Recovery: Effect of Reservoir Heterogeneity on Gas-Gas Displacement S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS. Alberta Research Council. PAPER 2009-023.

9 SPE 144951. Simulation Study of Enhanced Gas Recovery Process Using a Compositional and a Black Oil Simulator. M.M. Rafiee, TU Bergakademie Freiberg (TUBAF); M. Ramazanian, National Iranian Oil Co (NIOC).

10 SPE 84813. Enhanced Gas Recovery (EGR) with Carbon Dioxide Sequestration: A Simulation Study of Effects of Injection Strategy and Operational Parameters. Sinisha A. Jikich, Duane H. Smith, W. Neal Sams, Grant S. Bromhal.

11 SPE 94129. CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics. A. Al-Hasami, S. R. Ren, SPE, and B. Tohidi, SPE, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot-Watt U.

12 SPE 130151. Enhanced Gas Recovery – Challenges shown at the example of three Gas Fields. Torsten Clemens. Severin Secklehner, OMV; Konstantinos Mantatzis, OMV; Bas Jacobs, OMV.

Стаття надійшла до редакційної колегії
17.05.16

Рекомендована до друку
професором Чудиком І.І.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Акульшиним О.О.
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)

ТЕОРЕТИЧНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ ЗАЛЕЖНОСТІ ФОРМИ ПРОФІЛЮ ВИХІДНОГО ТРИКУТНИКА ГВИНТОВОЇ ЗАМКОВОЇ НАРІЗИ ВІД ГЕОМЕТРИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ РІЗЦЯ

О.Р. Онисько, М.І. Псюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727126,

e-mail: O. Onysko@nuing.edu.ua

Конічні гвинтові нарізи широко застосовуються у техніці, зокрема у конструкціях труб нафтогазового сортаменту. Їх виготовлення та ремонт здійснюється за допомогою нарізних токарних різців, тож форма профілю нарізних конічних поверхонь значною мірою залежить від профілю різальної кромки різця та його геометричних параметрів. Отримані теоретичні дослідження уможливають визначити осьовий профіль вихідного трикутника гвинтової замкової нарізи у його функціональній залежності від геометричних параметрів різальної кромки нарізних різців. Використання отриманих теоретичних залежностей дасть змогу значно підвищити ефективність виготовлення нарізевих кінців на трубах нафтогазового сортаменту.

Ключові слова: замкова гвинтова нарізь, вихідний трикутник нарізи, конічна гвинтова поверхня, нарізний різець, кут нахилу різальної кромки.

Конические винтовые резьбы широко применяются в технике, в частности в конструкциях труб нефтегазового сортамента. Их изготовление и ремонт осуществляется с помощью резьбовых токарных резцов, поэтому форма профиля резьбовых конических поверхностей в значительной степени зависит от профиля режущей кромки резца и его геометрических параметров. Полученные теоретические исследования позволяют определить осевой профиль исходного треугольника винтовой замковой резьбы в его функциональной зависимости от геометрических параметров режущей кромки нарезных резцов. Использование полученных теоретических зависимостей позволит значительно повысить эффективность производства резьбовых концов на трубах нефтегазового сортамента.

Ключевые слова: замковая винтовая резьба, выходной треугольник резьбы, коническая винтовая поверхность, нарезной резец, угол наклона режущей кромки.

Tapered screw threads are widely used in engineering, particularly in oil and gas pipe designs. They are manufactured and repaired with the help of the screw turning tools, so the screw profile form of the conical surfaces largely depends on the tool cutting edge profile and its geometrical parameters. The obtained theoretical studies allow determining of the axial profile of the output triangle screw of the tool-joint screw thread in its functional dependence on geometrical parameters of the tool cutting edge. Use of the obtained theoretical dependencies will significantly increase the efficiency of manufacturing of the threaded pipe ends of oil and gas pipes.

Key words: tool-joint screw thread, output thread triangle, conical helical surface, threading tool, cutting edge inclination angle.

Вступ. Виробництво нарізевих кінців труб нафтогазового сортаменту як правило здійснюється на великих трубних компаніях шляхом застосування автоматизованих і спеціалізованих верстатів на яких профіль нарізи виконується за допомогою токарних нарізевих різців. Таким чином продуктивність і точність виготовлення нарізей бурових та обсадних труб значною мірою залежить від точності профілю та геометричних параметрів зазначених металорізальних інструментів.

Огляд досліджень і публікацій. Визначення профілю гвинтової нарізи у залежності від профілю та геометричних параметрів нарізевого різця описано у публікаціях [1,2,3,4,5,6]. Але проблематикою конічних гвинтових ліній зазначені публікації не охоплюють. Певною мірою вказану тему розглядають у публікаціях [7,8,9]. Попри певні теоретичні здобутки, у зазначених публікаціях не йдеться про відтворення форми профілю конічних гвинтових нарізей у залежності від профілю інструмента та його геометричних параметрів [10].

Згідно із даними [11] на рисунку 1 та таблиці 1 показано профіль трикутної замкової нарізи для муфт та ніпелів для усіх п'яти його форм. Найбільш проблематичними поверхнями цієї нарізи є звісно бічні поверхні профілю які власне і є гвинтовими конічними поверхнями, причому їхній профіль не є ані однаковим, ані дзеркальним.

Крок P вимірюють паралельно до осі гвинтової нарізи, а висоту вихідного трикутника нарізи H – перпендикулярно до цієї ж осі. Кут нахилу гвинтової нарізи ϕ вказано як кут між її середнім діаметром та віссю. K – конусність замкової гвинтової нарізи.

Мета статті полягає в тому, щоб установити функціональну залежність вихідного трикутника гвинтової замкової нарізи від геометричних параметрів токарного різця.

Постановка задачі. Задача полягає у тому, щоб на основі геометричних методів здійснити побудову передньої поверхні різця у декартовій, а також циліндричній системі коор-

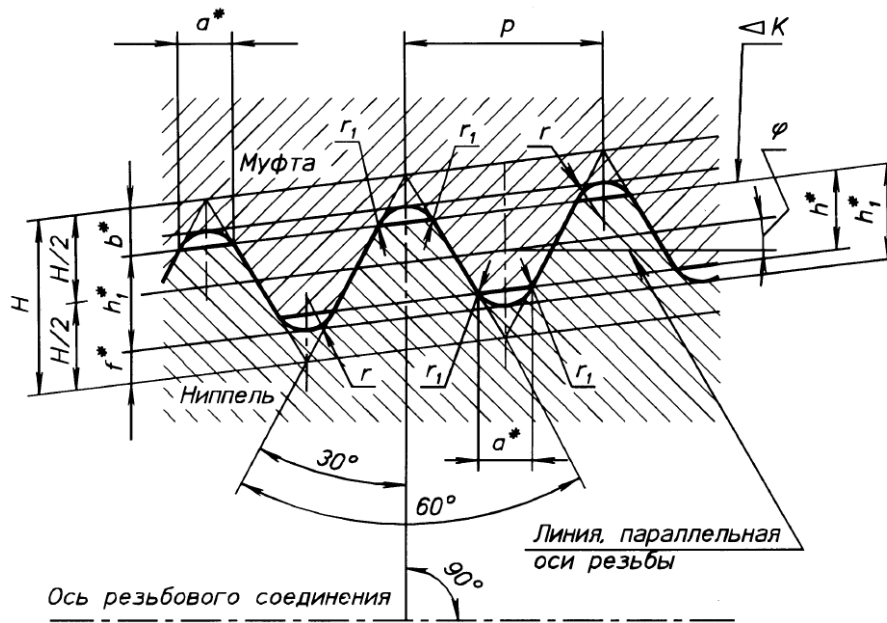


Рисунок 1 – Профіль зовнішньої (муфта) та внутрішньої (ніпель) гвинтової замкової нарізі згідно з міждержавним стандартом ГОСТ 28487–90

Таблиця 1– Розміри деяких елементів ніпеля і муфти до рисунка 1

Параметри і елементи нарізі	Форма профілю				
	I	II	III	IV	V
Кількість кроків на дюйм	4	5			
P	5,08	6,35			
$K(2tg\varphi)$	1:4		1:6	1:4	
H	4,376	5,471	5,487	5,471	

динат, з тим щоб вивести аналітичні залежності осевого профілю трикутної замкової нарізі від величини переднього кута та кута нахилу різальної кромки різця.

Виклад основного матеріалу. На рисунку 2 показано розрахункову схему профілю замкової гвинтової нарізі за стандартом [12]. Розглянемо вихідний трикутник ABD , у якого усі сторони та кути є різні за величиною. Відомо, що кут DAB має величину 60° . Тож можна визначити величину кута ABD за формулою:

$$\angle ABD = \pi / 2 - 30^\circ - \varphi. \quad (1)$$

В такий сам спосіб можна отримати значення іншого кута – ADB за формулою:

$$\angle ADB = \pi / 2 - 30^\circ + \varphi. \quad (2)$$

Користуючись теоремою синусів можна відшукати величину сторони AB :

$$|AB| = \frac{H \cdot \cos \varphi}{\sin(60^\circ - \varphi)}. \quad (3)$$

Аналогічно можна отримати вираз для розрахунку величини сторони AD :

$$|AD| = \frac{H \cdot \cos \varphi}{\sin(60^\circ + \varphi)}. \quad (4)$$

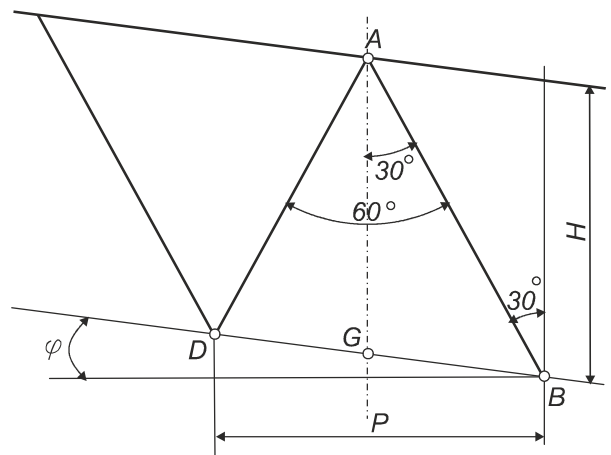


Рисунок 2 – Схема вихідного трикутника конічної гвинтової нарізі

Геометричні параметри різальної частини різального різця. На рисунку 3 зображено комплексне креслення площини ABD передньої поверхні різального різця. Площина проєкції $\pi 1$ відповідає основній статичній площині у вершинній точці A . Через вершинну точку A проведена фронтально проєктуюча площина, таким чином створена пряма AG , що є лінією перетину цієї площини із передньою поверх-

нею ABD . Як результат у площині π_2 отримано кут $s'a'g'$, який відповідає статичному передньому куту γ_a у точці A . Через довільну точку передньої поверхні D проводимо площину, яка є паралельною до площини проєкції π_3 . Як результат перетину маємо пряму SD і кут $s''d'n$, який відповідає повороту різця навколо своєї повздожньої осі. На рисунку цей кут позначено – λ_z . При обробці нарізей величина цього кута вибирається рівною куту підйому з метою забезпечення оптимальних значень його задніх і передніх кутів на лівій і правій різальних кромках.

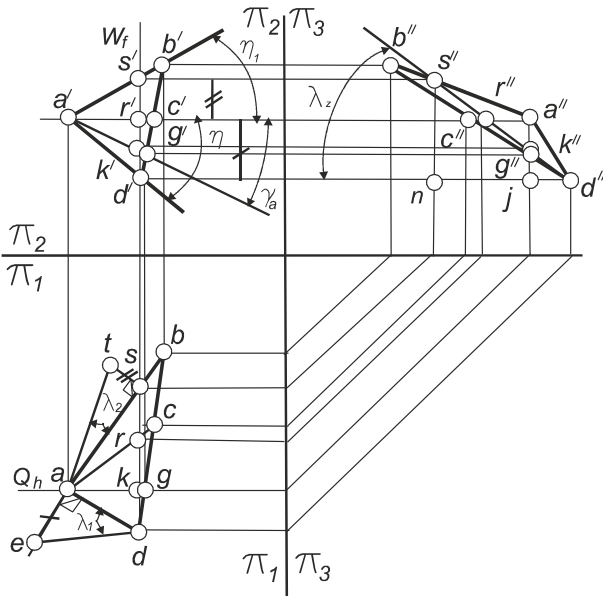


Рисунок 3 – Комплексне креслення площини передньої поверхні ABD різця з геометричними параметрами

Оскільки основна статична площина у точці A співпадає із осью площинною гвинтової нарізи, то горизонтальна проєкція плоскої передньої поверхні різця adb повинна бути такою ж як вихідний трикутник ABD на рисунку 2 за стандартом [12]. Побудова натурального значення кута нахилу різальної кромки AB відбувається за відомим методом нарисної геометрії: у точку d опускається перпендикуляр до ad і на ньому відкладається різниця між фронтальними проєкціями точок a і d . Отриманий кут ade є дійсним кутом різальної кромки AD до основної статичної площини. Отже статичний кут λ_1 може бути визначений за формулою:

$$tg(\lambda_1) = \frac{|ae|}{|ad|}. \quad (5)$$

Визначення кута η є необхідним для подальшої побудови конічної гвинтової поверхні у циліндричних координатах. Це є кут нахилу фронтальної проєкції різальної кромки AD до площини π_1 . Його можна визначити із прямокутного трикутника $a'r'd'$. Катет $a'r'$ дорівнює по довжині відрізку ak , який з трикутника AKD можна визначити за формулою:

$$|ak| = |a'r'| \frac{|ad|}{\cos(\angle gad)},$$

де $\angle gad = 30^\circ$ (див. рисунок 2),
 $|ad|$ визначається за формулою 4.
 Отже,

$$|a'r'| = |ak| = \frac{2|ad|}{\sqrt{3}}. \quad (6)$$

Катет $r'd'$ дорівнює різниці між фронтальними проєкціями точок a і d . Отже його можна визначити як величину ae з рівняння 5. Тобто:

$$|r'd'| = |ae| = |ad|tg(\lambda_1). \quad (7)$$

Отже використовуючи вирази 6,7 величину кута η визначатимемо за формулою:

$$\eta = \arctg \frac{|r'd'|}{|a'r'|} = \arctg \frac{2tg(\lambda_1)}{\sqrt{3}}. \quad (8)$$

Визначення функціональної залежності між кутами λ_2 , λ_1 і λ_z . Величина кута λ_2 визначена згідно за методикою, що прийнята у нарисній геометрії: на точку s опущений перпендикуляр ts , розмір якого дорівнює різниці фронтальних координат точок s' і r' . Отриманий кут tas має величину, що відповідає натуральному значенню кута нахилу різальної кромки AB . Таким чином цей кут можна визначити за формулою:

$$tg(\lambda_2) = \frac{|s'r'|}{|as|}, \quad (9)$$

де величину as можна визначити із трикутника asd за теоремою синусів і застосовуючи рисунок 2:

$$|as| = \sin(\angle ads) \frac{|ad|}{\sin(\angle asd)} = \frac{\sin 60^\circ |ad|}{\sin 60^\circ} = |ad|. \quad (10)$$

Отже на основі рівнянь 9,10 отримаємо:

$$|s'r'| = tg(\lambda_2)|ad|. \quad (11)$$

Для визначення величини $s'r'$ застосуємо наступні вирази:

$$tg(\lambda_z) = \frac{|s''n|}{|nd''|}, \quad (12)$$

де після застосування формули 7 отримаємо такий вираз:

$$|s''n| = |s'r'| + |r'd'| = |s'r'| + |ad|tg(\lambda_1). \quad (13)$$

Із комплексного креслення видно, що відрізок nd'' дорівнює відрізку sd , який можна визначити із трикутника asd , який судячи із рівняння 10 є рівностороннім. Значить:

$$|nd''| = |sd| = |ad|. \quad (14)$$

Використовуючи формули 12,13,14 отримаємо наступну:

$$|s'r'| = |s''n| - |ad|tg(\lambda_1) = tg(\lambda_z)|nd''| - |ad|tg(\lambda_1) = |ad|(tg(\lambda_z) - tg(\lambda_1)). \quad (15)$$

Якщо порівняти рівняння 11 і 15 то залишиться наступний вираз:

$$tg(\lambda_2) = tg(\lambda_z) - tg(\lambda_1). \quad (16)$$

Визначення кута η_2 є теж необхідним для подальшої побудови конічної гвинтової поверхні у циліндричних координатах. Із трикутника $a's'r'$ та за допомогою рівнянь 6, 11 його визначають за формулою:

$$\operatorname{tg}(\eta_1) = \frac{|s'r'|}{|a'r'|} = \frac{\sqrt{3}\operatorname{tg}(\lambda_2)}{2}. \quad (17)$$

Визначення функціональної залежності між величинами γ_a , λ_1 , λ_z . Кут γ_a можна визначити із трикутника $ar'k'$ за таким рівнянням:

$$\operatorname{tg}\gamma_a = \frac{|r'k'|}{|a'r'|}.$$

Враховуючи те, що $|k'd'| = |k'j| = |jd'|\operatorname{tg}(\lambda_z) = |kd|\operatorname{tg}(\lambda_z)$ і водночас користуючись формулою 7 отримаємо вираз:

$$|r'k'| = |r'd'| - |k'd'| = |ad|\operatorname{tg}(\lambda_1) - |kd|\operatorname{tg}(\lambda_z).$$

Після підстановки цього виразу і користуючись формулою 6 і 7 отримаємо рівняння:

$$\operatorname{tg}\gamma_a = \frac{|r'k'|}{|a'r'|} = \frac{\operatorname{tg}(\lambda_1)\sqrt{3}}{2} - \frac{\sqrt{3}|kd|\operatorname{tg}(\lambda_z)}{2|ad|}.$$

Відрізок $|ad|$ визначимо за рівнянням 4, а $|kd|$ можна визначити за формулою:

$$|kd| = |ab|\sin 30^\circ = \frac{|ab|}{2} = \frac{H \cdot \cos \varphi}{2 \cdot \sin(60^\circ - \varphi)}.$$

Таким чином формула, що функціонально пов'язує величини γ_a , λ_1 , λ_z буде такою:

$$\operatorname{tg}\gamma_a = \frac{\operatorname{tg}(\lambda_1)\sqrt{3}}{2} - \frac{\sqrt{3}H \sin(\varphi + 60^\circ)}{4 \sin(60^\circ - \varphi)} \operatorname{tg}(\lambda_z). \quad (18)$$

Побудова передньої поверхні у циліндричних координатах. На рисунку 4 показано розрахункову схему, на якій ABD – площина передньої поверхні. У площині XOY розміщена полярна система координат, а вісь X – полярна вісь. Вказана полярна система є частиною циліндричної системи координат. Вісь Z – вісь концентричних циліндрів з радіусами r_a, r_b, r_d , які є складовими частинами циліндричної системи координат. На циліндрі з радіусом r_a розміщена точка A , з якою співпадає її фронтальна проекція з рисунку 3— a' . На циліндрі r_b розміщена точка B , а також її фронтальна проекція b' . Пряма (Bb') теж належить даному циліндрі і є паралельною до осі Z . На циліндрі r_d розміщена точка D , а також її фронтальна проекція b' . Пряма (Dd') теж належить даному циліндрі і є паралельною до осі Z . Пряма $a'b'$ відповідно до рисунку 3 є проекцією прямої AB на площину XOY . Пряма $a'd'$ відповідно до рисунку 3 є проекцією прямої AD на площину XOY . Кути нахилу вказаних прямих до площини ZOX позначені як η_1 і η_2 . Вони лежать у площині XOY . Величину відрізка Dd' можна визначити користуючись рисунком 3. З якого маємо, що величина його дорівнює відстані між точками d і k . Отже для даної величини підходить формула:

$$|Dd'| = |kd| = \frac{H \cdot \cos \varphi}{2 \cdot \sin(60^\circ - \varphi)}.$$

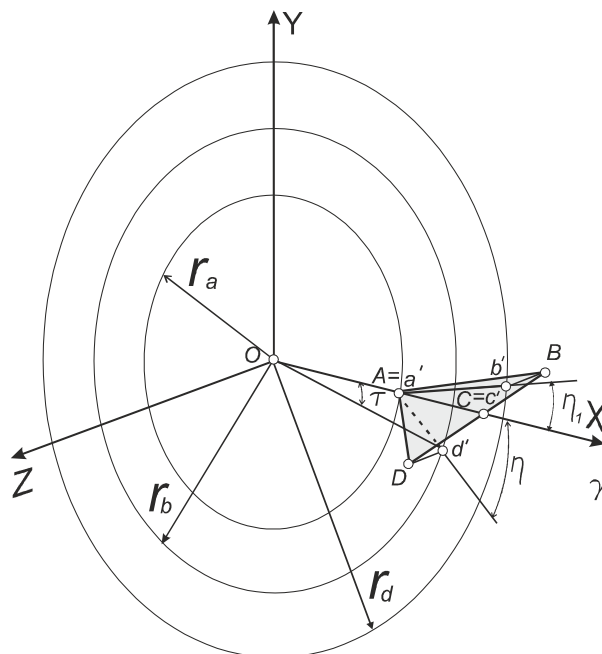


Рисунок 4 – Схема розміщення площини передньої поверхні різця ABD у циліндричній системі координат

Використовуючи цю формулу і вираз 4 можна визначити формулу розрахунку кута $\angle DAd'$:

$$\sin(\angle DAd') = \frac{|Dd'|}{|DA|} = \frac{\sin(60^\circ + \varphi)}{2 \sin(60^\circ - \varphi)}. \quad (19)$$

Значення відрізка $b'B$ можемо отримати як різницю горизонтальних проекцій точок b і g . Але оскільки різниця горизонтальних проекцій точок b і d дорівнює кроку P , а різниця проекцій точок d і k дорівнює довжині відрізка kd то можна написати наступний вираз щодо шуканого розв'язку:

$$|b'B| = P - |dk| = P - \frac{H \cos \varphi}{2 \sin(60^\circ - \varphi)}. \quad (20)$$

Використовуючи рівняння 20 і 3 визначимо величину кута $\angle b'AB$ за формулою:

$$\sin(\angle b'AB) = \frac{|b'B|}{|AB|} = \frac{2P \sin(60^\circ - \varphi)}{H \cos \varphi} - 1. \quad (21)$$

Для кращої ілюстрації ходу розв'язку поставленої задачі доповнимо статтю уточненим фрагментом рисунка 4, а саме побудуємо більш детально те, що розміщено у площині XOY тобто у полярній системі координат. Отже на рисунку 5 показано полярну вісь X і перпендикулярну до неї вісь Y . Пряма $a'd'$ є дотичною до кола з радіусом r_1 . Таким чином це коло називається основним. Точка m_1 розміщена на місці дотику прямої $a'd'$ до основного кола. Точка d' у полярній системі координат визначається кутом τ і довжиною відрізка od' . Аналогічно точка b' визначається параметрами: кут τ_1 і відрізок ob' .

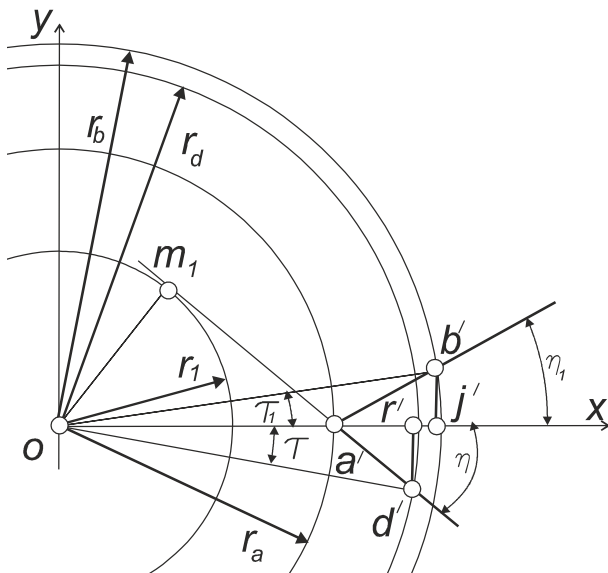


Рисунок 5 – Схема розміщення площини передньої поверхні різця ABD у полярній системі координат

Рівняння осевого перерізу конічної гвинтової поверхні може бути отримане з використанням методики 7, 12. Згідно із нею можна отримати значення аплікати z точок твірної AD у залежності від кута повороту τ і величини радіуса r_a .

$$z(\tau) = \operatorname{tg}(\alpha_1)x \frac{\sin \tau}{\sin \eta} - \frac{P}{2\pi} \tau, \quad (22)$$

де кут α_1 – це кут Dad' , який можна визначити за допомогою формули 19, або це кут $b'AB$, який можна визначити за формулою 21;

кут η може бути визначений за формулою 8, або 17;

τ – це одна із криволінійних координат різальної кромки, що визначається за формулою:

$$\tau = \eta - \arcsin\left(\frac{r_a \sin \eta}{x}\right).$$

Оскільки радіус r_a є постійною величиною згідно з [12], а у конічних гвинтових поверхнях аналогічні величини є змінними, то у даній формулі слід замінити величину r_a на $r_a(\tau)$, яку можна представити таким виразом:

$$r_a(\tau) = r_m + \frac{P \cdot \theta \cdot \operatorname{tg}(\beta)}{2\pi}, \quad (23)$$

де θ – кут повороту гвинтової поверхні навколо власної осі

З рисунка 5 можна за аналогією до [13] визначити залежність полярної координати $\rho(\tau)$, тобто відрізка $|Od'|$:

$$\rho(\tau) = \frac{r_a(\tau) \cdot \sin \eta}{\sin(\eta - \tau)}.$$

У площині XOZ міститься осевий переріз даної гвинтової поверхні з твірною AD . У цьому перерізі вектор $\rho(\tau)$ лежить на осі OX і відповідно параметр $\rho(\tau)$ дорівнює координаті x , отже попереднє рівняння можна подати у такому вигляді:

$$x(\tau) = \frac{r_a(\tau) \cdot \sin \eta}{\sin(\eta - \tau)}, \quad (24)$$

де $r_a(\tau)$ визначається за формулою 23.

Таким чином осевий переріз конічної гвинтової поверхні, враховуючи формули 22, 23, 24 розраховується за системою рівнянь:

$$z(\tau) = \operatorname{tg}(\alpha_1)r_a(\tau) \frac{\sin \tau}{\sin \eta} - \frac{P}{2\pi};$$

$$x(\tau) = \frac{r_a(\tau) \cdot \sin \eta}{\sin(\eta - \tau)}, \quad (25)$$

де $r_a(\tau) = r_m + \frac{P \cdot \tau \cdot \operatorname{tg}(\beta)}{2\pi}$.

Величину кута η визначають за формулою (8), а його залежність від величин кута нахилу різальної кромки та переднього кута — за формулами (17), (18).

Висновки

1. Отримана система рівнянь надає можливість для теоретичного розрахунку осевого профілю вихідного трикутника замкової нарізи заданого кроку P у залежності від величини переднього кута та кута нахилу різальної кромки інструмента, а також кута підйому нарізи.

2. На основі отриманої системи рівнянь можна вирішити обернену задачу, тобто визначити величину необхідного переднього кута нахилу різальної кромки, якщо відомий профіль вихідного трикутника нарізи, кут її підйому та заданий передній кут нарізного токарного різця.

У подальших розвідках слід розробити прикладну програму для автоматичного розрахунку параметрів різця і здійснити параметричне моделювання вказаного токарного різця.

Література

1 Равська Н.С. Основи формоутворення поверхонь при механічній обробці. [текст]: навчальний посібник для студентів спеціальностей 7.090202 «Технологія машинобудування», 7.090203 «Металорізальні верстати та системи», 7.090204 «Інструментальне виробництво» / Н.С. Равська, П.Р. Родін, Т.П. Ніколаєнко, П.П. Мельничук. – Житомир: ЖІТІ, 2000. – 332 с.

2 Мочернюк Д.Ю. Исследование и расчет резьбовых соединений труб, применяемых в нефтедобывающей промышленности [текст] / Д.Ю. Мочернюк. – М. : Недра, 1970. – 137 с.

3 Фомин Е. В. Повышение стойкости и точности резьбовых резцов на основе моделирования процесса резбонарезания [Текст]: дис. ... канд. техн. наук : 05.03.01 : защищена 22.03.07 : утв. 24.09.07 / Фомин Евгений Владимирович – М., 2007. – 206 с. – Библиогр.: С. 194–202.

4 Прокофьев А. Н. Технологическое обеспечение и повышение качества резьбовых соединений [Текст]: дис. ... докт. техн. наук : 05.02.08 : защищена 01.07.08 / Прокофьев Александр Николаевич – Брянск, 2008. – 304 с. – Библиогр.: С. 298–302.

5 Смоловский Ф.А. Исследование многопроходного резьботочения полукруглого (арочного) профиля с канавкой в условиях массового производства шариковых винтовых пар. [Текст]: дис. ... канд. техн. наук : 05.02.08 / Смоловский Феликс Анатолиевич. – М., 1983. – 238 с. – Библиогр.: С. 172–176.

6 Орлов Е. М. Совершенствование процесса и инструмента резьботочения [Текст]: дис. ... канд. техн. наук : 05.03.01 / Орлов Евгений Маркович. – М., 2004. – 175 с. – Библиогр.: С. 153–165.

7 Люкшин В.С. Теория винтовых поверхностей в проектировании режущих инструментов [текст] / В.С.Люкшин. – М.: Машиностроение, 1967. – 372 с.

8 Чернов Б.О. Підвищення експлуатаційних характеристик обсадних колон шляхом удосконалення конструкцій різьбових з'єднань. [текст] / Б.О.Чернов, В.Б.Чернов, М.Є.Чернова, В.Д.Яцишин. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 1(38). – С. 91-95.

9 Роп'як Л.Я. Теоретичне дослідження зміни кута підйому гвинтової лінії конічних різьб. [текст] / Л.Я. Роп'як, М.В. Маковійчук, О.В. Рогаль // Резание и инструмент в технологических системах. – 2015. – № 85. – С.252–262.

10 ДСТУ 2249-93. Оброблення різанням. Терміни, визначення та позначення: Обработка резанием. Термины, определения и обозначения: чинний від 1995-01-01. Офіц. вид. – К.: Держстандарт України, 1994. – 63 с.

11 ГОСТ 28487-90. Межгосударственный стандарт. Резьба коническая замковая для элементов бурильных колонн. Профиль. Размеры. Допуски [Текст]. Разработан и внесен Министерством нефтяной и газовой промышленности СССР, Государственным комитетом СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 27.03.90 № 614. Введен впервые. Издание с изменением № 1, утвержденным в июле 1992 г. (ИУС 10-92). – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 10 с.

12 Онисько О. Р. Теоретична основа технологічної неможливості відтворення теоретично точного профілю різьб на трубах нафтогазового сортаменту [Текст] / О.Р. Онисько, Я.В. Теліхович, Т.Р. Гнатик // Нафтогазова енергетика. – 2015. – № 1(23). – С. 94 –99.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
02.06.16*

*Рекомендована до друку
професором **Мойсишиним В.М.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Никифорчиним О.Р.**
(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаніка, м. Івано-Франківськ)*

ХАРАКТЕРИСТИКИ РОБОТИ ПЛАСТОВОЇ СИСТЕМИ ДАШАВСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ЗА ПЕРІОД ЕКСПЛУАТАЦІЇ

О.Т. Чернова

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727138,
e-mail: m-oksa-na-t@ukr.net

Наведено класифікацію підземних сховищ в залежності від порід, в яких вони розташовані та характеристики періодів, які включає в себе технологічний процес експлуатації ПСГ. Проаналізовано методи, які дозволяють збільшувати поровий об'єм, їх переваги та недоліки. На основі даних Дашавського підземного сховища зроблено висновок про показники роботи на даному етапі та властивості пластової системи.

Ключові слова: підземні сховища, пористість, мережа підземних сховищ, фільтрація газу, керн.

Приведена классификация подземных хранилищ в зависимости от пород, в которых они расположены и характеристику периодов, которые включает в себя технологический процесс эксплуатации ПХГ. Проанализированы методы, которые позволяют увеличивать поровой объем, их преимущества и недостатки. На основе данных Дашавского подземного хранилища сделан вывод о показателях работы на данном этапе и свойства пластовой системы.

Ключевые слова: подземные хранилища, пористость, сеть подземных хранилищ, фильтрация газа, керн.

The article presents the classification of underground storages depending on the rocks, in which they are situated, and characteristics of the periods, which are considered to be a part of the technological process of the underground gas storage operation. The methods that can increase the pore volume, as well as their advantages and disadvantages, are analyzed. Based on the data from the Dashavske underground storage, there are some conclusions made about the performance at this stage and properties of the formation system.

Key words: underground storage, porosity, network of underground storages, gas filtration, core.

Вступ

У геології Землі особливе місце займає оболонка земної кулі, яка називається земною корою. Її товщина складає від 15 до 70 км. Ця оболонка складена з різних гірських порід і в ній залягають різноманітні породи нафти і горючі гази. Питання про те, яким чином нафта і природні гази утворюють різні за розмірами скупчення має велике теоретичне та практичне значення. Правильна відповідь на нього дасть можливість підвищити ефективність видобувних та розвідувальних робіт.

Під час руху підземних вод у проникному середовищі вуглеводні за певних умов утворюють скупчення. Але для цього необхідно, щоб виникла перешкода. Зустрівши її, вуглеводні потрапляють у природну пастку і накопичуються у перешкоді. Незважаючи на широке поширення в природі процесів міграції вуглеводнів, на жаль, не кожна пастка є місцем скупчення нафти і газу. Практикою пошукових робіт було встановлено, що значна кількість пасток, володіючи високими колекторними властивостями, залишаються в той час незмінними, тобто не містять скупчень газу, їх потенційні можливості виявляються нереалізованими. Тому постає ряд запитань: яким чином вони мігрують. Вчені дійшли висновку, що основною причиною, яка викликає міграцію є вільна циркуляція води під впливом гідростатичного тиску. Рухома вода захоплює рідкі та газоподібні вуглеводні – найдрібніші краплі нафти і бульбашки газу. Під час цього руху відбувається диференціація всіх флюїдів або під впливом різниці густини води, нафти і газу (у разі добре

проникних колекторів), або в результаті відмінності в силах поверхневого натягу (у разі слабопроникних колекторів).

Нафта і газ легші за воду, тому крапельки нафти і бульбашки газу прагнуть спливати у верхню частину пласта-колектора. У процесі фільтрації вони переносяться у вільному вигляді водою. Ряд вчених вказують й інший спосіб міграції нафти і газу у вільній формі. Нафта і природний газ можуть знаходитися в пористому водоносному пласті, що має ухил, не у вигляді окремих крапельок або бульбашок, а у вигляді значних мас, що заповнюють поровий простір породи. Такі маси, що утворилися за рахунок з'єднання крапель нафти або бульбашок газу, володіють величезною піднімальною силою. Завдяки цьому вся система може спливати по похилому пористому пласті. Чим більший кут нахилу пласта, тим більша сила спливання мас нафти і газу. Це просування нафти і газу по підняттю (ходу) пласта може мати не безперервний, а періодичний характер. Учені розглядають подібне спливання нафти і газу як струминну міграцію і вважають цей спосіб міграції основним в утворенні нафтових і газових покладів.

Використання підземних сховищ має вже майже столітню історію. Перше промислове підземне газосховище місткістю 62 млн м³ було створено у 1916 році у виснаженому газовому родовищі Зоар в районі міста Буффало, США. З того часу підземні сховища газу (ПСГ) стали невід'ємною частиною систем газопостачання та газотранспортування у багатьох країнах світу. Метод спорудження підземних резервуарів

вибирався в залежності від гірських порід та геологічною і гідрогеологічною характеристикою робочої потужності пласта або структури, географічних факторів, економічних показників і згідно експлуатаційних особливостей. Тому за роки будівництва утворилась класифікація підземних сховищ залежно від порід, в яких вони розташовані:

- у виснажених нафтових і газових родовищах;
- в пористих водоносних шарах;
- у покладах кам'яної солі розчиненням через бурові свердловини;
- в масивах міцних, щільних гірських порід шахтовим методом і в гірничих виробках відпрацьованих рудників;
- у вічномерзлих породах (льодопородні);
- що утворені камуфлетними (глибинними) вибухами;
- підземні ізотермічні.

Огляд відомих досліджень та невирішених проблем

На даний час на території України діє 13 ПСГ, активна місткість яких складає 21,3 % від загальноєвропейської активної ємності мережі підземних сховищ (за даними Інтернет-порталу Міністерства економіки України). Одинадцять Українських сховищ створені у виснажених газових родовищах, а два – у водоносних шарах. Властивості які характерні при зберіганні газу у підземних сховищах ідентичні природнім, оскільки створені вони на місці скупчення природних газів.

Тривалий практичний досвід експлуатації сховищ не обґрунтовує багатьох питань, а тривала експлуатація враховуючи важливість безперебійної роботи ставить постійно нові запитання та завдання. Однією з актуальних проблем є питання будови активної зони та напрямків простягання високопроникних та застійних зон в межах пласта-резервуару. Основною характеристикою процесів підземних сховищ є циклічність дії нагнітання та відбирання газу, а швидкість їх протікання набагато перевищує величини, характерної для звичайних газових родовищ. Режими роботи підземних сховищ характеризуються пористістю середовища, його властивостями та фільтрацією газу.

Вивченням параметрів роботи ПСГ, що створені у виснажених газових родовищах та працюють у газовому режимі роботи займалися і займаються багато вчених. Вплив циклічності роботи газосховищ на його герметичність вивчали Гімер Р.Ф. та Полищук С.П. [1]. Питаннями пористості газонасичених колекторів за даними ГДС можна ознайомитись у працях Солодкого Є. В. та Карпенка О. М. [2]. Автори на основі лабораторних досліджень керну, геофізичних досліджень свердловин та результатів випробування пластів вивчали вплив характеру насичення на визначення пористості порід-колекторів. В результаті приведених даних та аналізу геолого-геофізичної інформації зроблено висновки щодо впливу характеру насичення при обрахунках пористості порід-колекторів.

Існує велика кількість методів визначення пористості, але найбільш широко розповсюдженим є метод, заснований на використанні загальновідомого рівняння середнього часу [3]. Згідно цих даних для визначення коефіцієнта пористості (K_{II}) за даними акустичного каротажу (метод, що дозволяє характеризувати ємнісні властивості порід-колекторів) найбільш сприятливим є діапазон пористості 5-25 %. Порооди з $K_{II} > 25$ %, як правило, слабозцементовані з недосконалою акустичним контактом між зернами скелету. Для щільних порід з $K_{II} < 5$ % спостерігається сильний вплив різноманіття в мінеральному складі і геометрії пор відкладів, що досліджували. На покази методу впливає значна кількість факторів: пористість, мінеральний склад зерен твердої фази, тип наповнювача пор, об'єм газу в порах, гідрофільність, структурні і текстурні особливості, тиск і температура, кавернозність і тріщинуватість, орієнтація тріщин, а також ряд штучних зовнішніх факторів.

Експериментальні дослідження процесу осушення пористого середовища наводить Сусак О. М. [4]. У даній праці він представляє результати експериментальних досліджень процесу осушення пористого середовища від залишкової води. Згідно результатів експерименту розроблена математична модель для розрахунку максимальної зміни залишкової водонасиченості від проникності і параметрів роботи пористого середовища. Розрахунки максимальної зміни водонасиченості показали, що на процес осушення порового простору суттєво впливають: середній тиск, температура та проникність середовища. Враховуючи цей факт, за умов роботи ПСГ температура покладів залишається незмінною, отже для умов ПСГ України розрахунки максимальної зміни водонасиченості в покладах можна розрахувати, виходячи зі значень проникності та середнього тиску газу в покладах.

Питання впливу залишкової насиченості на характер фільтрації газу також піднімається та вивчається науковцями Щелкачевим В.Н. [5], Чарним І. А. [6], Хейном А. Л. [7]. Детально процес осушення пористого середовища під час розробки на виснаження газового родовища вивчав Ширковський А. І. [8]. Згідно з його працями можна стверджувати, що протягом усього періоду розробки на виснаження осушується тільки привибійна зона свердловини, а пласт загалом не зазнає змін у залишковій водонасиченості. Але, в працях не розглядається режим нагнітання ненасиченого вологою природного газу в обсязі, що прирівнюється до початкових запасів родовища. Процес осушення порового простору під час циклічної експлуатації покладів ПСГ розглянено праці [9]. Згідно з результатами встановлено, що осушення порового простору активної зони відбувається протягом перших 6-8 років циклічної експлуатації. В результаті активно працюючий поровий простір збільшується на 5-7,7 %. При цьому, поровий простір застійної зони – на 0,44 %.

Питаннями, пов'язаними із вивченням особливостей будови активної зони та картуванням напрямків протягання високопроникних та застійних зон в межах резервуару займаєся Петровський О. П., Федченко Т. О. та Трачук А. Ю. [10]. Вони стверджують, що одним із інструментів, який може допомогти у вирішенні даних питань є гравітаційний моніторинг. Параметром, на який реагує гравітаційне поле, є зміна густини газонасичених пластів. В якості основного елементу дослідження ними використано просторову постійно діючу геолого-геофізико-промислово модель ПСГ. В якості інформативного параметру вибрано об'ємну густину порід. Результати проведених розрахунків дозволили зробити висновки, що можна ранжувати фізико-хімічні процеси, які відбуваються у пласті по величині їх впливу на зміну густини.

Виклад основного матеріалу

Згідно технології процес експлуатації ПСГ включає в себе чотири періоди: запомповування газу, відбирання газу та два нейтральні періоди між ними. Залежно від режиму експлуатації газосховища в період закачування у газонасиченому пористому об'ємі відбувається збільшення маси газу, що може призводити як до збільшення пластового тиску, так і до збільшення газонасиченого об'єму породи при умовно незмінному пластовому тиску. В період відбирання процес відбувається навпаки – маса газу зменшується і в результаті знижується пластовий тиск або заміщується газонасичений об'єм.

Існує також нейтральний період. Він настає після закінчення етапів закачування і відбирання до виходу ПСГ на пікові показники – максимальні (в кінці періоду нагнітання) та мінімальні (в кінці періоду відбирання). Даний період характеризується припиненням зовнішнього впливу на пластову систему сховища і в результаті вона знаходиться в стані динамічної рівноваги. Період встановлення повної динамічної рівноваги залежить від розподілу коефіцієнта проникності і градієнта пластового тиску.

Відомо, що фазова проникність пористого середовища залежить не тільки від фізичних властивостей гірських порід, але й від ступеня насиченості їх порового простору рідиною або газом. Дослідження газових покладів України показують наявність значної кількості залишкової води. Вона присутня незалежно від явно вираженого руху пластових вод. На етапі проектування підземних сховищ факт наявності залишкової води не враховується, а отже не враховується її вплив.

Під час циклічної експлуатації сховищ виникло питання збільшення порового об'єму. Зробити це можна за рахунок осушення покладів від залишкової води або модернізувавши їх новітніми технологіями.

Існує різноманіття методів хімічного впливу на продуктивні пласти. Вони здійснюються на основі вивчення особливостей структури і

властивостей пористого середовища та фізико-хімічних властивостей рідин, що їх насичують, а також процесів, що проникають на границі розподілу рідина-рідина, рідина-тверде тіло. Дослідження макро- та мікропроцесів, що протікають між рідинами і породою безпосередньо в поровому просторі, практично не досліджені через надзвичайно великі труднощі проведення таких досліджень. Інформація про процеси, що відбуваються при фільтрації багатозафазових рідин крізь пористі середовища ґрунтується переважно на вивченні властивостей рідин у вільному обсязі і тих змін, які вони зазнають під час фільтрації через моделі пористих середовищ. Ці дослідження описані в різноманітних математичних моделях, що охарактеризовують процеси витіснення води з допомогою хімічних реагентів. Різноманітні результати лабораторних досліджень часто суперечать один одному. Таким чином, немає єдиної думки з найважливіших питань фізики та фізикохімії витіснення води з пористих середовищ.

Що стосується результатів промислових випробувань, то в більшості публікацій відзначається позитивна ефективність випробуваних хімічних МУН. Найчастіше їх авторами є розробники технологій, які наводять проведені випробування. Жодний з запропонованих методів не знайшов свого практичного використання за межами компаній-розробників.

В якості експериментальних досліджень осушення пористого середовища запропоновано експерименти з допомогою продування взірця метаном із одночасним визначенням фазової проникності взірця. При цьому характер зміни фазової проникності був практично однаковий. Спочатку фазова проникність мало чим відрізнялась від нуля, далі стрімко зростала. Але, не вся вода видалялась з порового простору, у взірці залишалась нерухома залишкова вода, на яку впливають капілярні сили.

З метою аналізу даних питань проаналізуємо Дашавське підземне сховище, яке розташоване у Стрийському районі і створене у виснажених покладах однойменного газового родовища. Воно територіально розміщено на північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Активними пластами для зберігання газу у газосховищі є два горизонти нижньодашавських пісковиків сарматського ярусу неогену НД-8 та НД-9 (рис. 1).

Місцями для зберігання газу є чотири поклади Е, Ж+В в горизонті НД-8 та А, Г в горизонті НД-9, які утворюють єдину газодинамічну систему. Місткість Дашавського газосховища складає 5,3 млрд м³ газу з яких 2,15 млрд м³ є активним об'ємом. Амплітуда зміни пластового тиску коливається від 1,9 до 4,3 МПа. Площа газонасиченості 46 км², середня ефективна товщина 10,8 м. [12].

Одним з основних чинників, який впливає на процеси, що проходять в підземних сховищах є режим їх експлуатації. Виходячи з цього, розрізняють газовий, жорсткий водонапірний та пружний водонапірний режими експлуатації

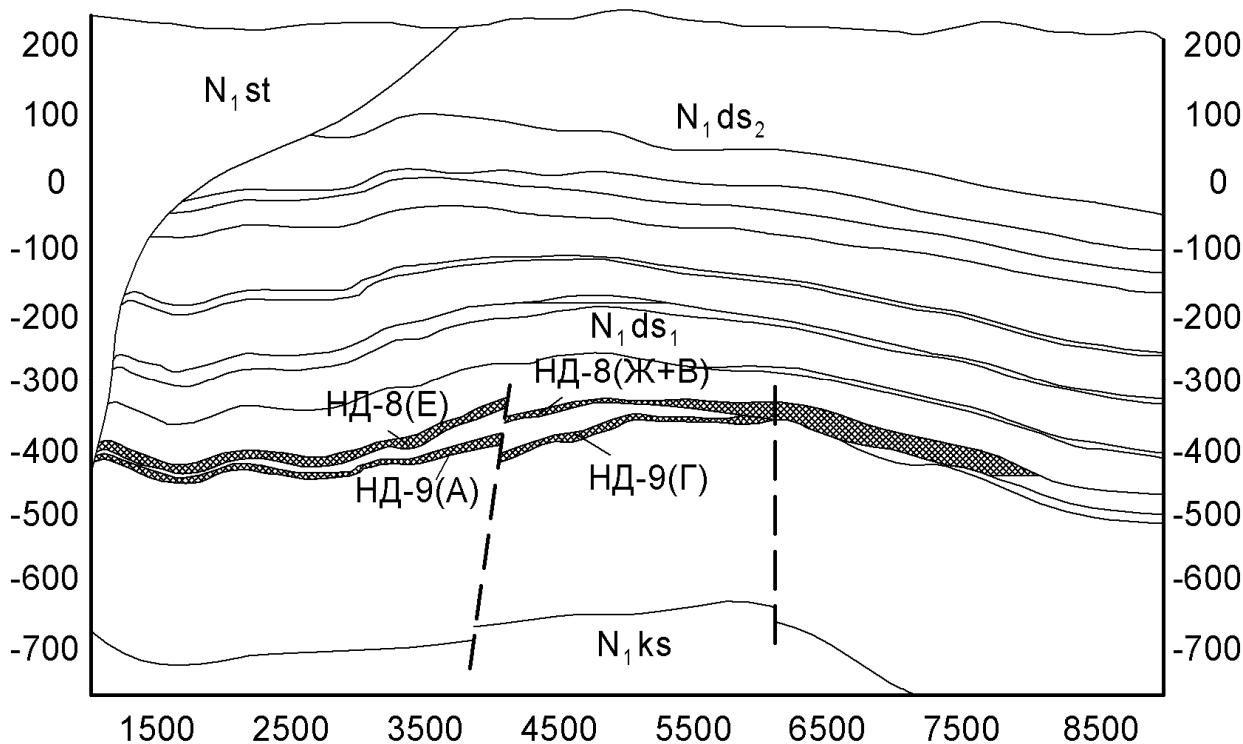


Рисунок 1 – Схематичний геологічний розріз Дашавського підземного сховища газу

ПСГ. Так, при газонасиченому режимі при зміні тиску об'єм газонасиченої частини пласта залишається незмінним. У випадку жорсткого водонапірного режиму все проходить навпаки – пластова вода витісняє газ без його суттєвого стиснення, а початковий пластовий тиск в часі практично не змінюється. Проміжне положення між газовим і жорстким займає пружний водонапірний режим.

Існує також декілька методів розрахунку залишкової водонасиченості:

- графічний метод розрахунку залежно від проникності породи; запропонований Амиксом Дж., Джонсом П. Д;
- аналітичний метод за залежностями, що базуються на аналізі численних кернів породи.

Згідно з графічним методом визначення проводиться залежно від типу породи та проникності за монограмою. Така діаграма побудована для пісковиків Джонсом П. Д. у межах проникності 2 мДс до 10 Дс. Аналітичні залежності отримані на основі результатів аналізу при випробуванні різних кернів порід. Ширковський А. І. [8] у своїх працях наводить такі залежності:

$$S_n = 0,337 - 0,155 \cdot \log \frac{k_0}{m_0}, \quad (1)$$

$$S_{nc} = 0,182 - 0,1 \cdot \log \frac{k_0}{m_0}, \quad (2)$$

де S_n, S_{nc} – відповідно залишкова водонасиченість для пісків та пісковиків, частки одиниць;

k_0 – абсолютна проникність, Дс;

m_0 – відкрита пористість, частки одиниць.

Гимматудинов Ш. К. [11] приводить дещо інші залежності, хоча принципової відмінності між ними немає:

$$S_n = 0,437 - 0,155 \cdot \log \frac{k_0}{m_0}, \quad (3)$$

$$S_{nc} = 0,283 - 0,1 \cdot \log \frac{k_0}{m_0}, \quad (4)$$

$$S_{van} = 0,183 - 0,1 \cdot \log \frac{k_0}{m_0}, \quad (5)$$

де S_n, S_{nc}, S_{van} – відповідно залишкова водонасиченість для пісків, пісковиків та вапняків, у частках одиниць;

k_0 – абсолютна проникність в мДс;

m_0 – відкрита пористість у відсотках.

Одночасно як показали роки експлуатації підземних сховищ, поровий простір впродовж розробки на виснаження практично не зазнає впливу ефекту осушення. Протягом усього періоду розробки на виснаження осушується практично тільки привибійна зона свердловини, а сам пласт не зазнає змін у питанні залишкової водонасиченості. Враховуючи необхідність збільшення активного об'єму підземних сховищ вирішення даної проблеми водонасиченості є питанням світового рівня.

На даний момент нагнітання та відбирання газу на Дашавському ПСГ вже проведено 28 повних циклів з залученням всього пористого об'єму. Незалежно від величини початкової пористості, значне її зменшення спостерігається протягом 7-8 циклу. При подальшій експлуатації параметри пласта-колектора практично не змінюються. Згідно з технологічним проектом

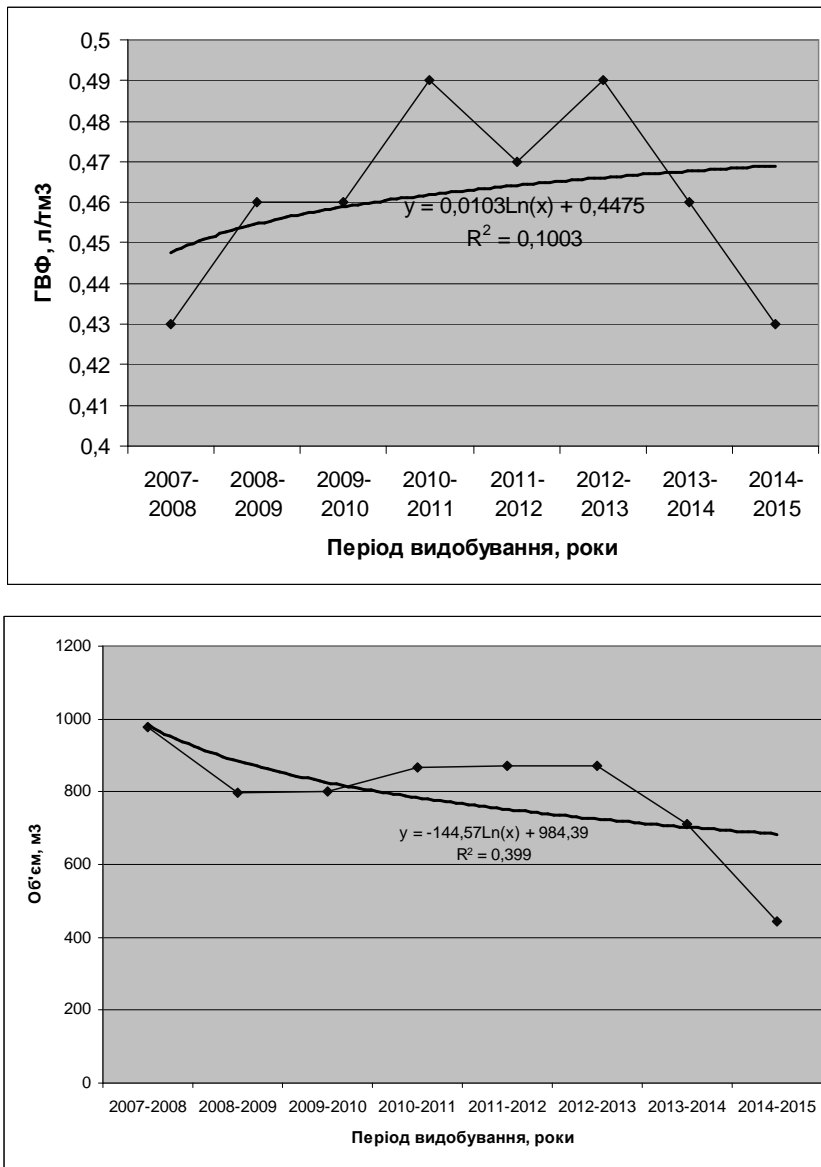


Рисунок 2 – Аналіз кількості води у вигляді об’ємної кількості відібраної вологи на одиницю об’єму відібраного газу за роки циклічної експлуатації Дашавського підземного сховища

циклічної експлуатації Дашавського газосховища, зміну коефіцієнта пористості пластової системи можна вважати незначною і такою, що не впливає на загальну зміну геогустинних властивостей газонасичених пластів. За показниками даного періоду пористість складає до 30%.

Пористе середовище в підземних сховищах заповнене рідиною або газом. При цьому природний газ в пластових умовах насичений парами води, а газонасичені породи ще й містять зв’язану, а подекуди і вільну воду. Вологість газу характеризується концентрацією води в пароподібній фазі системи газ-вода. Вміст води в газі найбільше залежить від тиску і температури.

Пластовий тиск в газонасичених пластах Дашавського ПСГ коливається в межах від 20 до 50 атм, пластова температура 25 °С. Відповідно максимальний вміст вологи в природному

газі при таких умовах буде коливатись в діапазоні $0,65-1,6 \times 10^{-3}$ гк (води)/м³ (газу).

Практика експлуатації сховища показала, що разом з відібраним природним газом на поверхню виходить і вода. Її кількість протягом років експлуатації складала від $0,8 \times 10^{-4}$ кг/м³ до $5,6 \times 10^{-4}$ кг/м³. Кількість води у вигляді об’ємної кількості відібраної вологи на одиницю об’єму відібраного газу за роки циклічної експлуатації показано на рисунку 2.

Для пластової системи Дашавського газосховища характерний чисто газовий режим експлуатації і внесок зміни водонасичення газу в загальну зміну густини породи є незначним. Тому для умов Дашавського підземного резервуару впливом зміни водонасичення можна знехтувати.

Коли газосховище експлуатується у газовому режимі, динамічні зміни у газонасичених пластах ПСГ призводять до зміни об’ємної гус-

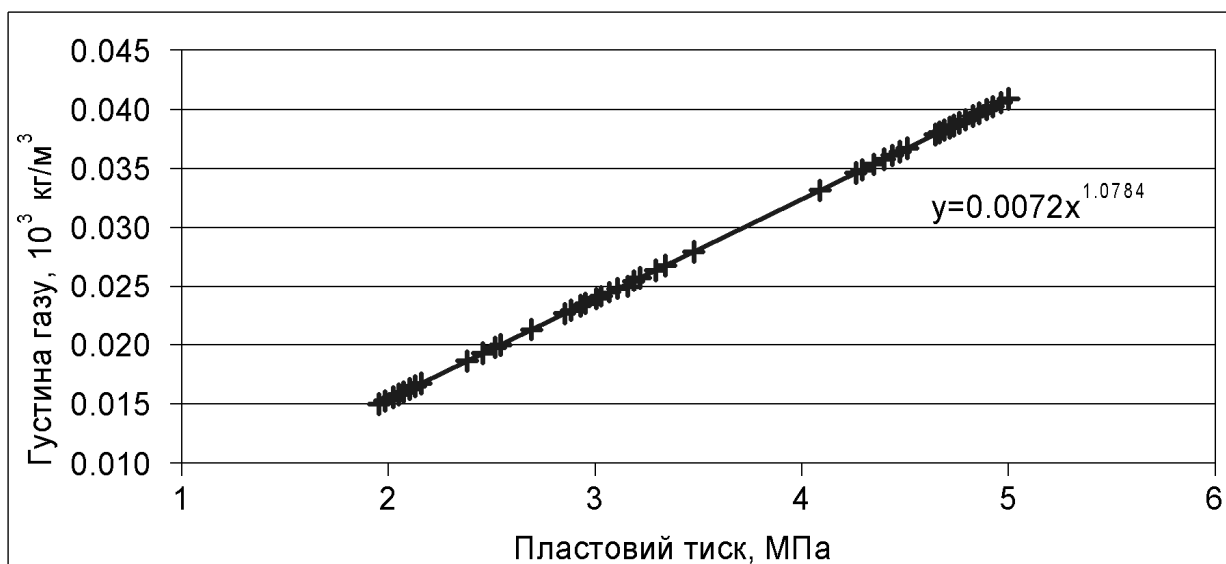


Рисунок 3 – Залежність густини газу від пластового тиску у газосховищі (точки – результати вимірів пластового тиску у експлуатаційних свердловинах Дашавського газосховища на різних етапах його експлуатації)

тини газу. В результаті відбуваються зміни в значенні густини газонасиченої породи. Найбільший вплив здійснює зміна густини внаслідок його розширення або стиснення. Густину газонасиченої породи можна розрахувати із залежності:

$$\sigma_n = \sigma_{ск} (1 - k_n) + \sigma_2 \cdot k_n, \quad (6)$$

де σ_n - густина породи,
 $\sigma_{ск}$ - густина скелету породи,
 σ_2 - густина газу,
 k_n - коефіцієнт абсолютної пористості.

Густина газу залежить від хімічного складу і пластових умов та може бути з достатньою точністю розрахована з використанням відомих рівнянь реального газу (рівняння Клапейрона-Менделєєва):

$$p \cdot V = Z_2 \cdot n \cdot R \cdot T, \quad (7)$$

де p – пластовий тиск,
 T – температура в пласті,
 V – об'єм газу,
 Z_2 – коефіцієнт стисливості газу,
 R – універсальна газова стала,
 n – кількість газу.

Молекулярну кількість газу n можна представити у вигляді:

$$n = \frac{m}{\mu}, \quad (8)$$

де m – маса газу,
 μ – молекулярна маса газу.

Підставляючи співвідношення $\sigma_2 = \frac{m}{V}$ та (7) у (8) отримаємо для густини газу:

$$\sigma_G = \frac{p \cdot \mu}{Z_2 \cdot R \cdot T}. \quad (9)$$

Аналіз зміни густини газу для Дашавського ПСГ проводиться із врахуванням фактичного хімічного складу газу (табл.1) при пластовій температурі 25⁰ С [12].

Таблиця 1 – Хімічний склад газу на Дашавському газосховищі (за даними УМГ «Львівтрансгаз» 27.06.2012)

Найменування складової газу	Вміст, %
Метан	91,308
Етан	4,341
Пропан	1,115
Ізо-бутан	0,116
Н-бутан	0,166
Нео-пентан	0,001
Ізо-пентан	0,039
Н-пентан	0,030
Гексан+вищ.	0,044
Кисень	0,003
Азот	1,268
Двоокис вуглецю	1,568

Згідно з результатами розрахунку з використанням формули (9) можна зробити висновок, що між густиною газу і пластовим тиском існує зв'язок практично лінійного типу (рис. 3).

Щоправда, певний вплив має коефіцієнт стисливості при різних значеннях тиску, який вносить певну нелінійність при різних значеннях тиску. Пластова система Дашавського ПСГ зазнає невеликих перепадів пластового тиску (не перевищує 2,4 МПа), а тому коефіцієнт стисливості є незначним. Середнє відхилення від лінійного закону складає 0,00017 г/см³, а коефіцієнт кореляції дорівнює 0,997 [10]. Отже, середня величина зміни густини газу в робочій зоні на різних етапах експлуатації Дашавського ПСГ складає 0,019 г/см³.

Висновки

Отже, можна зробити висновки, що Дашавське підземне сховище на даному етапі працює на таких показниках:

– зміна тиску в результаті експлуатації підземного сховища становить 99,88 %;

– зміна вологонасиченості газової суміші 0,12 %;

– зміна пористості і проникності пластової системи 0 %.

У зв'язку з циклічною експлуатацією газосховища відбувається зміна фільтраційно-ємнісних властивостей пластової системи. Проведені неодноразово експериментальні дослідження показують, що незалежно від величини початкової пористості, значне її зменшення спостерігається до 6-8 циклу. При подальшій експлуатації ємнісні параметри пласта-колектора практично не змінюються.

На Дашавському ПСГ загальний поровий об'єм складає 117,4 млн. м³, в тому числі покладів "Е+Г+Д" – 108,5 млн. м³, покладів "Ж+В" – 8,9 млн. м³. Загальна площа покладів ПСГ ("Е+Г+Д") складає 62790 тис. м², в тому числі перший блок 19350 тис. м² (30,8 %), другий – 23600 тис. м² (47,6 %), третій та четвертий – 19840 тис. м² (31,6 %). Середня ефективна товщина складає 8,44 м., пористість – 0,19 [12].

Для визначення застійних зон Дашавського ПС проаналізуємо величину запасів газу по блоках на кінець періоду відбирання 2012/2013 р. і закачування 2013 р. На кінець відбирання 10.04.2013 року загальні запаси газу склали 3116 млн. м³ (у першому блоці 39,3 %; у другому – 47,7 %; у третьому – 6,9 % і у четвертому – 6,1 %). Станом на 31.10.2013 року – кінець циклу нагнітання запаси газу склали 4795 млн. м³ (у першому блоці – 54,9 %; у другому – 37,2 %; у третьому – 4,2 % і четвертому – 3,7 %. У таблиці 2 подано розподіл газу по блоках на кінець циклу нагнітання 2013 року.

Таблиця 2 – Розподіл газу по блоках на кінець сезонів

Блоки	Сезон відбирання газу		Сезон нагнітання газу	
	млн. м ³	%	млн. м ³	%
I	1224,588	39,3	2632,455	54,9
II	1486,332	47,7	1783,74	37,2
III	215,004	6,9	201,39	4,2
IV	190,076	6,1	177,415	3,7
Всього	3116	100	4795	100

З цих даних можна бачити, що третій і четвертий блоки являють собою "застійні" зони з запасами газу коло півмільйона кубічних метрів, які практично не змінюються на протязі циклу, а у другому блоці "застійна" зона утримує коло 1500 млн. м³ природного газу. Таким чином можна зробити висновок, що в застійних зонах скупчилось приблизно 2 млрд. м³ природного газу, який не бере участі у процесі нагнітання і відбирання. Його можна теоретично за-

мінити азотом. Другий блок має частково обмежений доступ через відсутність достатньої кількості свердловин (є тільки у південній частині структури ліквідовані свердловини Д-52, Д-54 і Д-58, розміщені практично в її центральній частині). Тому доступ до нього є обмежений і займає більше 20 % від загальної площі можливої неоднорідності пласта колектора і нерівномірність руху фронту "азот-природний газ", коефіцієнт ефективності витіснення можна прийняти на рівні 0,5-0,7 від об'єму газу в застійній (третій та четвертий блоки) і перехідній (другий блок) зонах. Тоді кількість додаткового видобутого газу становитиме від 950 до 1330 млн. м³.

Використання підземних сховищ газу є одним з основних методів забезпечення надійності газопостачання, підвищення гнучкості поставок газу споживачам і ефективності реалізації газ.

Газова промисловість країни характеризується падінням показників роботоздатності. Тривалі роки експлуатації газотранспортної системи та підземних сховищ України вимагають капітального ремонту і подальшого розвитку з тим, щоб вона повністю відповідала європейським вимогам та приваблювала для транспортування та зберігання. Важливим напрямком роботи по підвищенню ефективності і безпеки, розширення, циклічної експлуатації та надійності функціонування підземних сховищ є удосконалення і розробка методів і технологій. Аналіз роботи пластових систем підземних сховищ необхідний для оцінки нинішнього стану сховищ, визначення необхідної кількості інвестицій та вибору технології проведення робіт для його модернізації з метою збільшення обсягу транспортування газу.

Література

1 Гимер Р. Ф. О влиянии цикличности работы газохранилища на его герметичность / Р. Ф. Гимер, С.П. Полищук. // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. Республиканский научно-технический сборник. – Львов: Из-во Львовского гос. университета, 1983. – Вып. 20. – С. 101-103.

2 Солодкий Є. Пористість газонасичених колекторів за даними ГДС / Є. Солодкий, О. Карпенко // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. – 2013. – С. 20-24.

3 Wyllie M. R. J. Elastik wave velocities in heteroqeneous and porous media / M. R. J. Wyllie, A. R. Gregqory, L. W. Gardner // Geophysics. – 1958. – Vol. XXI, №1. – PP. 41-70.

4 Сусак О.М. Експериментальні дослідження процесу осушення пористого середовища / О.М. Сусак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 1(22). – С. 98-102.

5 Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика / В.Н. Щелкачев, Б.Б. Лапук. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 523 с.

6 Динамика осушки водоносных пластов при создании подземных газохранилищ / [Чарный И. А. и др.] // Газовая промышленность. – 1962. – № 1. – С. 15-18.

7 Хейн А.Л. Экспериментальное исследование процесса двухстадийной осушки водоносного пласта газом / А.Л. Хейн, С. Н. Бузинов, П.Я. Алтухов // Вопросы подземного хранения газа в водоносных структурах. Труды ВНИИ-ГАЗ. – 1961. – Вып. 11(19). – С.296-345.

8 Ширковский А.И. Определение и использование физических параметров пористой среды при разработке газоконденсатных месторождений / А.И. Ширковский // ВНИИГаз-пром. Серия: Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – 1971. – С. 49.

9 Сусак О.М. Розрахунок збільшення газонасиченого порового об'єму ПСГ за рахунок осушення покладів / О.М. Сусак // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – № 1(15). – С. 98-102.

10 Петровський О. П. Геогустинні характеристики пластової системи підземного сховища газу на різних етапах експлуатації / О. П. Петровський, Т. О. Федченко, А. Ю. Трачук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 3(52). – С. 79-87.

11 Гимматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гимматудинов, А. И. Ширковский. – М.; Недра, 1982. – 312 с.

12 Звіт про науково-дослідну роботу «Технологічний проект циклічної експлуатації Дашавського ПСГ». – Харків: УКРНДІГАЗ, 1999. – 282 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
06.05.16*

*Рекомендована до друку
професором Грудзом В.Я.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Говдяком Р.М.
(ІК «Машекспорт», м. Київ)*

Наука — виробництву

УДК [622.742:621.928.235]:622.24.065

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПОЛИЧАСТОТНОМ ГРОХОТЕ МВГ

¹А.Ф. Булат, ¹В.Г. Шевченко*, ¹Г.А. Шевченко, ²Б.В. Бокий

¹Институт геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины;
49005, г. Днепрпетровск, ул. Симферопольская, 2а, e-mail: office.igtm@nas.gov.ua

²ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько»; 86065, Донецкая обл., г. Авдеевка, проезд Индустриальный, 1,
e-mail: info@zasadyko.net

Мета – визначення ефективності технології очищення бурового розчину на вібраційному полічастотному грохоті МВГ. Методи досліджень - механіки рідких і сипучих середовищ, промислові випробування технології очищення бурового розчину від породних часток на грохоті МВГ, оцінка результатів з використанням методів математичної статистики. Відмінні риси розробленої технології: реалізація полічастотних коливань і збільшення в більш ніж 25 разів прискорень сит грохотів МВГ у порівнянні з типовими грохотами; забезпечення підвищення продуктивності та ефективності очищення бурових розчинів, у порівнянні із традиційних віброситами з моночастотним збудженням сит; збільшення припустимої швидкості буріння, що обмежується ступенем очищення бурових розчинів від породних часток, і підвищення техніко-економічних показників буріння свердловин. До переваг технології відноситься: забезпечення очищення бурового розчину від твердих породних часток і колоїдної глини на більш високому рівні, ніж на стаціонарних апаратах Brandt, які застосовуються для очищення бурового розчину на буровій К-160. У порівнянні з віброситами Brandt очищення бурового розчину на грохоті МВГ дозволяє зменшити втрати бурового розчину з виділеними породними частками; при очищенні бурового розчину від твердих породних часток і глини на грохоті МВГ отвори сита не забиваються твердими породними частками, не відбувається налипання глини на поверхню сита. Подачі додаткової розмивочної води на сито грохота (як при очищенні на ситі вібросита Brandt) не потрібно; при збільшенні розміру осередків сит на грохоті МВГ практично пропорційно зростає і продуктивність очищення бурового розчину. Продуктивність очищення на грохоті МВГ1.0 із ефективною площею поділу просівання $0,9 \text{ м}^2$ при осередку сита 25 мкм становить $6 \text{ м}^3/\text{годину}$, при 56 мкм - $6,5 \text{ м}^3/\text{годину}$, при 80 мкм - $10 \text{ м}^3/\text{годину}$, при 150 мкм - $28 \text{ м}^3/\text{годину}$, що не менше, ніж на апаратах Brandt. По технічних і технологічних параметрах розроблена технологія переверщує традиційно застосовувані технології очищення бурових розчинів по надійності, простоті обслуговування, вартості заміни сит, дозволяє скоротити кількість і типи застосовуваних апаратів, при цьому забезпечується поліпшення якості очищення бурових розчинів і підвищується продуктивність очищення, а, отже, і швидкість буріння свердловин.

Ключові слова: технологія очищення бурових розчинів, полічастотні грохоти, вибурена порода, швидкість буріння свердловин, поліпшення якості бурового розчину.

Цель – определение эффективности технологии очистки бурового раствора на вибрационном поличастотном грохоте МВГ. Методы исследований - механики жидких и сыпучих сред, промышленные испытания технологии очистки бурового раствора от породных частиц на грохоте МВГ, оценка результатов с использованием методов математической статистики. Отличительные особенности разработанной технологии: реализация поличастотных колебаний и увеличение в более чем 25 раз ускорений сит грохотов МВГ в сравнении с типовыми грохотами; обеспечение повышения производительности и эффективности очистки буровых растворов, по сравнению с традиционных виброситами с моночастотным возбуждением сит; увеличение допустимой скорости бурения, которые ограничиваются степенью очистки буровых растворов от породных частиц, и повышение технико-экономических показателей бурения скважин. К преимуществам технологии относится: обеспечение очистки бурового раствора от твердых породных частиц и колоидной глины на более высоком уровне, чем на стационарных аппаратах Brandt, которые применяются для очистки бурового раствора на буровой К-160. В сравнении с виброситами Brandt очистка бурового раствора на грохоте МВГ позволяет уменьшить потери бурового раствора с выделенными породными частицами; при очистке бурового раствора от твердых породных частиц и глины на грохоте МВГ

отверстия сита не забиваются твердыми породными частицами, не происходит налипание глины на поверхность сита. Поддачи дополнительной розмывочной воды на сито грохота (как при очистке на ситах вибросита Brandt) не требуется; при увеличении размера ячеек сит на грохоте МВГ практически пропорционально возрастает и производительность очистки бурового раствора. Производительность очистки на грохоте МВГ1.0 с эффективной площадью разделения $0,9 \text{ м}^2$ при ячейке сита 25 мкм составляет $6 \text{ м}^3/\text{час}$, при 56 мкм - $6,5 \text{ м}^3/\text{час}$, при 80 мкм - $10 \text{ м}^3/\text{час}$, при 150 мкм - $28 \text{ м}^3/\text{час}$, что не меньше, чем на аппаратах Brandt. По техническим и технологическим параметрам разработанная технология превосходит традиционно применяемые технологии очистки буровых растворов по надежности, простоте обслуживания, стоимости замены сит, позволяет сократить количество и типы применяемых аппаратов, при этом обеспечивается улучшение качества очистки буровых растворов и повышается производительность очистки, а, следовательно, и скорость бурения буровых скважин.

Ключевые слова: технология очистки буровых растворов, поличастотные грохота, выбуренная порода, скорость бурения скважин, улучшение качества бурового раствора.

The objective of the article is to determine the effectiveness of the drilling mud cleaning technology with the help of the vibrating poly-frequency MBG screen. The study methods include the mechanics of liquids and solids, field tests of the technology of drilling mud cleaning from rock particles with the help of the MBG screen, and evaluation of the results using the methods of mathematical statistics. The distinctive features of the developed technology are the following: implementation of the poly-frequency vibrations and more than twenty-fivefold increase of the MBG screen operation speed if compared to conventional screens; provision of improved productivity and efficiency of the drilling mud cleaning if compared to traditional vibrating screens with the sieve mono-frequency excitation; increase of the allowable drilling speed, which is usually limited by the degree of the drilling mud cleaning from rock particles, and improvement of the technical and economic indices of well drilling. The technology advantages include the following: provision of the higher degree of the drilling mud cleaning from solid rock particles and colloidal clay if compared with the stationary Brandt screens, which are used at the K-160 drilling rig for drilling mud cleaning. If compared to the Brandt screens, drilling mud cleaning with the help of the MBG vibrating screen allows decreasing of drilling mud loss together with separated rock particles; when the drilling mud is cleaned from the solid rock and clay particles with the help of the MBG screen, the sieve meshes are not clogged with solid rock particles and clay does not adhere to the surface of the sieve. Thus, there is no need to feed any additional wash water to the screen sieve (as it is required when cleaning with the help of the Brandt screen sieves); when the size of the sieve meshes on the MBG screen increases, productivity of the drilling mud cleaning increases almost proportionally. Cleaning productivity of the MBG 1.0 screen with the effective screening area of $0,9 \text{ м}^2$ and at the sieve mesh size of 25 μm is equal to $6 \text{ м}^3/\text{hour}$, at 56 μm - $6.5 \text{ м}^3/\text{hour}$, at 80 μm - $10 \text{ м}^3/\text{hour}$, at 150 μm - $28 \text{ м}^3/\text{hour}$; these figures are not less than the ones for the Brandt screens. According to technical and technological parameters, the developed technology exceeds traditional technologies of drilling mud cleaning in terms of reliability, ease of maintenance, and cost of sieve replacement; moreover, it reduces the number and types of the devices used and, at the same time, improves quality and productivity of the drilling mud cleaning and drilling operations speed.

Keywords: drilling mud cleaning technology, poly-frequency screens, cuttings, drilling speed, improvement of drilling mud quality.

Совершенствование технологий очистки буровых растворов от выбуренной породы, увеличение скорости бурения скважин и улучшение качества бурового раствора является актуальной проблемой, имеющей важное значение для нефте- и газодобывающей отрасли [1-4]. В Институте геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины разработана технология очистки буровых растворов от выбуренной породы нового технического уровня на вибрационном поличастотном грохоте МВГ [5-7]. Отличительной особенностью разработанной технологии является, реализация поличастотных колебаний и увеличение в более чем 25 раз ускорений сит грохотов МВГ в сравнении с типовыми грохотами, что обеспечивает повышение производительности и эффективности очистки буровых растворов на грохотах МВГ по сравнению с традиционных виброситами с моночастотным возбуждением сит. Это позволяет поднять допустимую скорость бурения, которая ограничивается степенью очистки буровых растворов от породных частиц, и способствует увеличению технико-экономических показателей процесса бурения.

Колебания сит в грохотах МВГ осуществляются от дебалансных инерционных вибровозбудителей, широко применяемых в типовых

вибрационных грохотах. Вибровозбудители закреплены на коробе грохота. При их возбуждении гармонические колебания короба с ускорениями не более нескольких десятков м/с^2 в упруго-механических виброударных системах, закрепленных также на коробе, за счет резонансных явлений усиливаются до сотен и более м/с^2 , преобразуются в поличастотные и через рабочие органы (ударники) передаются на сита и разделяемую сыпучую среду. При этом в грохоте значительным ускорениям подвержены только рабочие органы и сита, а другие узлы грохота разгружены, что обеспечивает их долговечность. В отличие от типовых грохотов, тонкое сито на грохоте МВГ установлено на коробе без натяжения, что в свою очередь увеличивает его относительную долговечность. Поскольку грохоты МВГ являются двухмассными зарезонансными системами, то колебания короба не передаются на опорную поверхность, что обеспечивает их установку без закрепления на основании, в том числе на перекрытиях зданий и сооружений, и необходимого обустройства специальных фундаментов.

На рис. 1 приведен фрагмент осциллограммы ускорений колебаний рабочего органа грохота при синхронной круговой частоте вращения и вынуждающей силе инерционного

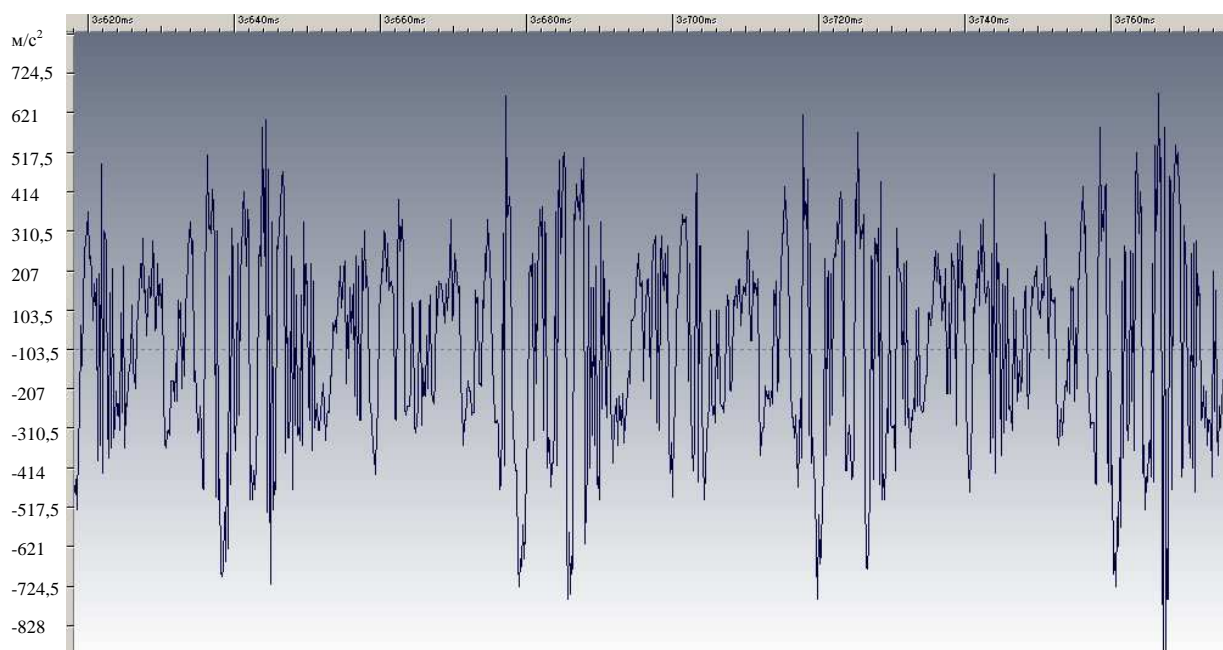


Рисунок 1 – Фрагмент осциллограммы ускорений колебаний рабочего органа грохота

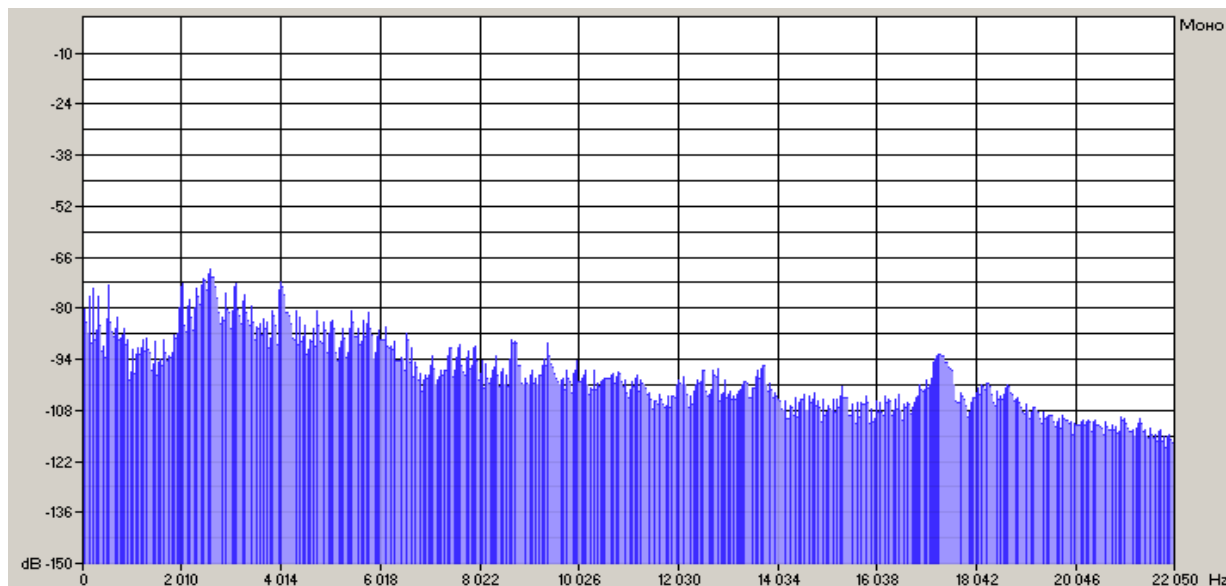


Рисунок 2 – Спектрограмма ускорений колебаний рабочего органа грохота

вибровозбудителя колебаний, соответственно равными 157 рад/с и 13,5 кН. Анализ осциллограммы показывает, что рабочий орган грохота совершает колебания с амплитудами ускорений превышающими 600 м/с^2 . Такой уровень ускорений достигается в результате резонансного усиления колебаний корпуса грохота в упруго-механических виброударных системах и преобразования их в поличастотные. Об этом свидетельствует спектральный анализ колебаний, приведенный на рис. 2. Спектр непрерывный и в изменении амплитудных значений возбуждаемых частот отсутствует какая-либо закономерность. Такой спектр характерен для непериодических колебаний и, следовательно, в целом рабочий орган грохота совершает непериодические или хаотические колебания. При этом амплитуды ускорений колебаний на некоторых

частотах превышают амплитуду на частоте внешнего возбуждения, что свидетельствует о резонансном усилении колебаний рабочего органа.

В результате виброударного нагружения в рабочем органе грохота возникают сложные колебательные формы. Они зависят от параметров воздействия и механических свойств виброударной системы грохота. Поличастотные колебания сит и разделяемых сред на сите с ускорениями в сотни м/с^2 и значительными энергиями обеспечивают возникновение резонансных явлений в связанных системах с упруго восстанавливающими силами, таких, например, как твердые частицы застрявшие в упругих ячейках сита, частицы прилипшие к поверхности сита за счет поверхностных сил адгезии и т. д. Это обеспечивает разрушение свя-



Рисунок 3 – Промышленные образцы вибрационных поличастотных грохотов MBG

зей и постоянную самоочистку сит за счет высвобождения застрявших частиц из ячеек и отрыв прилипших частиц, например, за счет поверхностного натяжения жидкости от поверхности сита.

Разработаны математические модели грохота, которые, в том числе, учитывают влияние несимметрии параметров и ограниченность мощности источника вибровозбуждения на динамику и позволяют выбирать рациональные параметры при проектировании грохота. Создан типовой ряд грохотов, отличающихся эффективной площадью просеивающих поверхностей в 1,0; 1,5; 2,0 и 4,0 м² (рис. 3) [6].

Цель статьи – определение эффективности технологии очистки бурового раствора на вибрационном поличастотном грохоте MBG.

На буровой К-160 «Володарская-2» ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько» (пос. Ольшаны, Дергачевский р-н, Харьковская обл.) проведены промышленные испытания технологии очистки бурового раствора на вибрационном поличастотном грохоте MBG 1.0 с площадью просеивающей поверхности 0,9 м² (далее, грохоте MBG 1.0).

Показатели очистки бурового раствора на грохоте MBG 1.0 сравнивались с показателями работы стационарного оборудования для очистки, установленном на буровой К-160, состоящем из двух однотипных вибросит Brandt, песко- и илоотделителей Brandt и центрифуги ОГШ 490У-01. На каждом из вибросит Brandt установлены по четыре карты 3-х слойных стальных сит общей площадью просеивающей поверхности 2,0 м² (на первом с размером ячейки 151,5 мкм, на втором - с размером ячейки 192,4 мкм). Во время сравнительных испытаний буровой раствор очищался только на первом вибросите Brandt.

В песко- и илоотделителях Brandt, состоящих из батарей гидроциклонов, происходит отделение частиц, соответственно, по крупности 50 и 25 мкм.

Грохот MBG1.0 с эффективной площадью просеивающей поверхности 0,9 м² был установлен в технологическую цепочку стационарного оборудования буровой для очистки бурового раствора, параллельно основным аппаратам (рис. 4). Также как и на виброситах Brandt очистка бурового раствора на грохоте MBG1.0 осуществляется на колеблющихся ситовых поверхностях. Отличие между виброситами Brandt и грохотом MBG заключается в различной конструкции их просеивающих поверхностей, интенсивности и характере их колебаний. На грохоте MBG возбуждаются поличастотные колебания просеивающих поверхностей с ускорениями в сотни м/с², что позволяет осуществлять эффективное выделение твердых частиц на ситах с ячейкой от 20 мкм.

На вибросите Brandt разделение происходит на четырех картах 3-х слойных стальных сит, сложных в изготовлении и, поэтому, относительно дорогостоящих. Процесс разделения частиц на поличастотном грохоте MBG осуществляется на многослойных ситах, состоящих из опорного стального сита с крупной ячейкой и тонкого сита для разделения. Опорное сито стационарно устанавливается на рабочем органе грохота с натяжением и не меняется при изменении крупности разделения, а тонкое - свободно без натяжения укладывается на опорное и подлежит замене при изменении крупности разделения. Отсутствие растягивающих напряжений позволяет увеличить долговечность тонкого сита и, кроме того, использовать относительно недорогие полимерные сита, изготовленные из тонких полимерных нитей (лески). В качестве тонких сит для разделения на грохоте MBG могут применяться сита капроновые и полиамидные, ситоткани, сита тканые нержавеющей. В качестве опорных сит используются сетки тканые нержавеющей с большой ячейкой (10–20 мм). Для защиты тонкого сита между опорным и тонким ситом укладывается полимерное сито с большей, чем у тонкого сита ячейкой (от 1 мм).



Рисунок 4 – Грохот МВГ в технологии очистки бурового раствора на буровой «Володарская-2» ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько»

При испытаниях, для регулирования крупности выделяемых из бурового раствора породных частиц и сравнения технико-экономических показателей очистки со стационарным оборудованием, на грохоте МВГ устанавливались полиамидные сита из стандартных ситотканей с размерами ячеек 150, 100, 80, 56 и 25 мкм, что, в том числе, соответствует крупности разделения на вибросите (151,5 мкм), песко- и илоотделителе Brandt (соответственно 50 и 25 мкм).

Регулирование производительности и качества очистки на грохоте МВГ осуществлялось за счет изменения угла наклона короба, а, следовательно, и просеивающей поверхности грохота к горизонту. При испытаниях устанавливались отрицательные по отношению к выгрузке из грохота углы наклона просеивающей поверхности к горизонту, равные -2,5; -8 и -12°.

Подача бурового раствора в грохот МВГ для очистки осуществлялась погружным шламовым насосом из питающей емкости первого вибросита Brandt. Оптимальная производительность подачи бурового раствора насосом устанавливалась исходя из минимальных потерь раствора в выделенном надрешетном продукте. Поэтому, в каждом опыте производительность подачи уменьшалась, до тех пор, пока не устанавливалась минимальная влажность надрешетного продукта (шлама), которая уже не изменялась при дальнейшем снижении производительности. Очищенный буровой раствор, прошедший через сито грохота МВГ (подрешетный продукт), сливался в емкость с очищенным раствором; надрешетный продукт (шлам) – по желобу сбрасывался в шламонакопитель.

Качество очищенного бурового раствора оценивалось: по изменению удельного веса

раствора подаваемого на очистку, после очистки на грохоте МВГ и на вибросите Brandt; по полевому анализу проб надрешетного продукта (шлама), выделенного из раствора на грохоте МВГ; по реологическому анализу бурового раствора до и после очистки на грохоте МВГ и оборудовании Brandt.

Испытания проводились в три этапа:

1. На первом этапе испытаний оценивалась возможность доочистки бурового раствора на грохоте МВГ на сите 25 мкм, предварительно очищенного на стационарном оборудовании буровой, в том числе, с очисткой на центрифуге ОГШ 490У-01. В этих испытаниях буровой раствор подавался в грохот МВГ шламовым насосом из емкости с очищенным буровым раствором, т.е. с теми техническими характеристиками, с которыми он подается в скважину при бурении.

2. На втором этапе определялась технологическая возможность очистки бурового раствора и возможность улучшения его качества в процессе забуривания на забой (расширения скважины). Буровой раствор из скважины подавался в грохот шламовым насосом из питающей емкости вибросита Brandt.

3. На третьем этапе испытаний определялась технологическая возможность очистки бурового раствора и возможность улучшения его качества в процессе бурения забоя. Буровой раствор из скважины подавался на грохот шламовым насосом из питающей емкости вибросита Brandt.

Доочистка бурового раствора на сите 25 мкм.

В табл. 1 приведены удельные веса исходного бурового раствора, очищенного на стационарном оборудовании буровой и продуктов разделения на грохоте МВГ на сите 25 мкм, при угле наклона просеивающей поверхности грохота -

2,5⁰ и оптимальной производительности подачи в 4,5 м³/ч. При этой производительности устанавливалась минимальная влажность шлама, выгружаемого из грохота. Анализ результатов показывает, что грохот обеспечивает доочистку бурового раствора. Процесс доочистки осуществлялся стабильно, отверстия сита не забивались твердыми породными частицами, не происходило налипание частичек глины на поверхность сита. Подача дополнительной размывочной воды на сито грохота (как при очистке на сита вибросит Brandt) не требовалась.

Таблица 1 – Результаты доочистки на грохоте МВГ на сите 25 мкм бурового раствора, очищенного на стационарном оборудовании буровой

Продукт	Удельный вес, г/см ³
Исходный буровой раствор, очищенный на стационарном оборудовании	1,20
МВГ (надрешетный)	1,21
МВГ (подрешетный)	1,19

Очистка бурового раствора в процессе за-буривания на забой (расширения скважины). В процессе разбуривания скважины определялись удельные веса исходного бурового раствора и продуктов разделения на вибросите Brandt (сито 151,5 мкм) и грохоте МВГ (сито 150 мкм), при углах наклона грохота -2,5⁰ и -8⁰ и максимально возможной производительности подачи бурового раствора в грохот МВГ 25 м³/ч шламовым насосом. В этих опытах минимальная влажность шлама устанавливалась уже при максимальной производительности подачи бурового раствора шламовым насосом.

Выбуренные породы были представлены преимущественно глиной и песком. Установлено, что грохот МВГ обеспечивает очистку бурового раствора на сите 150 мкм на уровне показателей его очистки на вибросите Brandt. В надрешетном продукте грохота МВГ присутствовал шлам с влажностью существенно ниже, чем шлам на вибросите Brandt. При увеличении угла наклона грохота МВГ до -8⁰ показатели эффективности продуктов разделения не изменились, при этом надрешетный продукт стал с большей скоростью перемещаться по просеивающей поверхности и выгружаться из грохота. Следовательно, на сите 150 мкм возможно обеспечить большую производительность очистки при сохранении показателей эффективности разделения.

В целом при разбуривании скважины процесс очистки на грохоте МВГ осуществлялся стабильно, отверстия сита не забивались твердыми породными частицами, не происходило налипание частичек глины на поверхность сита. Подачи дополнительной размывочной воды на сито грохота (как при очистке на сита вибросита Brandt) не требовалось.

Очистка бурового раствора в процессе бурения забоя. В процессе этих испытаний установлено, что грохот МВГ обеспечивает очистку бурового раствора на сите 150 мкм при угле наклона 8⁰ и максимальной производительности подачи 20-25 м³/ч на уровне показателей его очистки на вибросите Brandt. Выбуренные породы представлены глиной, песком, алевролитом и аргиллитом. В надрешетном продукте грохота МВГ - шлам, с влажностью ниже, чем шлам на вибросите Brandt, однако более влажный, чем в опытах при расширении скважины (этап 2). При замене сита на сито с ячейками 80 мкм оптимальная производительность подачи бурового раствора, при которой устанавливается минимальная влажность шлама, уменьшилась до 9,7 м³/ч. При этом в сравнении с ситом 150 мкм несколько увеличилась влажность шлама. На сите 56 мкм оптимальная производительность подачи уменьшилась до 6,4 м³/ч, при этом также несколько увеличилась влажность шлама, выгружаемого из грохота. Следовательно, влажность шлама зависит от выбуренных пород и при уменьшении крупности разделения влажность шлама увеличивается.

В табл. 2 приведены удельные веса исходного бурового раствора и продуктов разделения на вибросите Brandt (сито 151,5 мкм) и грохоте МВГ (сито 25 мкм) при производительности подачи бурового раствора 6,0 м³/ч и угле наклона грохота -2,5⁰.

Таблица 2 – Результаты очистки бурового раствора на вибросите Brandt на сите 151,5 мкм и грохоте МВГ на сите 25 мкм при угле наклона грохота -2,5⁰

Продукт	Удельный вес, г/см ³
Исходный буровой раствор из скважины	1,21
МВГ (надрешетный)	1,19
Вибросито Brandt (подрешетный)	1,22

В целом во всех опытах этого этапа бурения процесс очистки бурового раствора на грохоте МВГ осуществлялся стабильно, отверстия сит не забивались твердыми породными частицами, не происходило прилипание частичек глины к поверхности сита. Подачи дополнительной размывочной воды на сита грохота (как при очистке на вибросите Brandt) не требовалось.

Выполнен геологический анализ шлама, выгружаемого из грохота МВГ. Полевое описание проб выполнено геологической службой буровой. Всего было отобрано 4 пробы на разных этапах очистки:

- проба № 1 (сетка 150 мкм, очистка при расширении забоя – этап 2). Образец пробы был представлен песком и песчаником и незначительной мерой алевролитом. Данные породы составлены кварцем и полевым шпатом на гли-

Таблица 3 – Результаты реологического анализа проб

Показатель	После виросита Brandt	После илоотделителя Brandt	После грохота МВГ (сетка 56 мкм)	После грохота МВГ (сетка 25 мкм)
Удельный вес (Н), г/см ³	1,20	1,20	1,20	1,20
Водоотдача (В), см ³ /30 мм	3/05	не анализировалось	3/05	не анализировалось
Показатель среды (кислая / щелочная), рН	10,7	-	10,7	-
Сел (фунт/100 футов)	10/22	-	10/24	-
600 (скорость, об/мин)	49	53	48	49
300 (скорость, об/мин)	29	33	28	30
200 (скорость, об/мин)	23	27	22	26
100 (скорость, об/мин)	15	17	13	15
60 (скорость, об/мин)	14	16	11	12
30 (скорость, об/мин)	10	8	9	8
6 (скорость, об/мин)	5	6	4	6
3 (скорость, об/мин)	4	5	4	2
Пластическая вязкость (PV), мПа	20	20	20	19
Динамическое напряжение сдвига (УР), Па	9	13	8	11

* - забор осуществлялся одновременно (сравнивались данные столбцов 2 и 4; 3 и 5)

нистом цемента. Размер зерен колеблется от 0,25-1 мм;

- проба № 2 (сетка 80 мкм, очистка при бурении – этап 3). В образце наблюдается большее содержание глинистых минералов, как аргиллит и алевролит, но основную массу занимает песок. Размер зерен колеблется от 0,1-0,5 мм;

- проба № 3 (сетка 56 мкм, очистка при бурении – этап 3). Образец почти не визуализируется, представленный мелкозернистым песком и перлитовым материалом. Размер зерен не превышает 0,25 мм;

- проба №4 (сетка 25 мкм, очистка при бурении – этап 3). Не визуализируется.

Результаты геологического анализа надрешетного продукта (шлама) свидетельствуют об очистке на грохоте МВГ бурового раствора от твердых породных частиц и глины.

Выполнен реологический анализ проб очищенного бурового раствора после аппаратов Brandt и после грохота МВГ при бурении скважины (этап 3). Результаты реологического анализа проб очищенного бурового раствора приведены в табл. 3. Измерения, выполненные на вискозиметре, свидетельствуют о меньшей вязкости бурового раствора после очистки на грохоте МВГ, данный показатель меньше, чем после вибросита и илоотделителя. Это свидетельствует о меньшем содержании частиц породы и коллоидной глины в растворе после его очистки на грохоте МВГ. Также после очистки грохотом МВГ уменьшается динамическое напряжение сдвига, что также свидетельствует о меньшем содержании частиц породы и коллоидной глины в растворе. Динамическое напряжение сдвига косвенно характеризует сопротив-

ление промывочной жидкости, возникающее при иницировании ее течения. С увеличением динамического напряжения сдвига увеличивается удерживающая способность промывочной жидкости, но вместе с тем возрастают гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины, амплитуда колебаний давления при пуске и остановке насосов, а также вероятность образования застойных зон с аккумуляцией в них выбуренной породы.

Таким образом, качество раствора после очистки на грохоте улучшалось во всех случаях по сравнению с исходным раствором, и было на том же уровне или выше, чем после очистки аппаратами Brandt.

В табл. 4 приведено изменение производительности грохота при очистке бурового раствора в зависимости от крупности ячеек сит и угла наклона просеивающей поверхности к горизонту. Анализ данных табл. 4 свидетельствует об увеличении производительности с увеличением крупности ячеек сита. Так, с увеличением ячеек сита с 25 до 80 мкм производительность очистки при бурении увеличивается в два раза, в дальнейшем достигая 27,5 м³/ч при сетке с ячейкой 150 мкм.

На различных этапах исследований (разных процессах) наблюдалось отличие в производительности. Так на сетке 150 мкм большая производительность наблюдалась на третьем этапе при бурении забоя, чем на втором этапе при расширении скважины. При сетке в 25 мкм на третьем этапе при бурении также наблюдалась большая производительность, чем на первом этапе при доочистке раствора после центрифуги.

Таблица 4 – Изменение производительности грохота

Крупность ячеек сит, мкм	Угол наклона к горизонту, град	Производительность, м ³ /ч	Процесс
150	2,5	27,5	Расширение скважины
150	8	15	Расширение скважины
150	8	23,5	Бурение
100	12	9	Доочистка
80	8	9,7	Бурение
56	8	6,4	Бурение
25	2,5	4,5	Доочистка
25	2,5	6	Бурение

По итогам проведенных промышленных испытаний получены следующие результаты:

- грохот МВГ обеспечивает очистку бурового раствора от твердых породных частиц и коллоидной глины на уровне не ниже, чем стационарные аппараты Brandt, применяемые для очистки бурового раствора на буровой К-160. В сравнении с виброситами Brandt очистка бурового раствора на грохоте МВГ позволяет уменьшить потери бурового раствора с выделенными породными частицами;

- при очистке бурового раствора от твердых породных частиц и глины на грохоте МВГ отверстия сита не забиваются твердыми породными частицами, не происходит налипание глины на поверхность сита. Поддачи дополнительной размывочной воды на сито грохота (как при очистке на виброситах Brandt) не требуется;

- при увеличении размера ячеек сит на грохоте МВГ пропорционально возрастает и производительность очистки бурового раствора. Так, производительность очистки на грохоте МВГ1.0 с площадью просеивания 0,9 м² при ячейке сита 25 мкм составила 6 м³/ч, при 56 мкм - 6,5 м³/ч, при 80 мкм - 10 м³/ч, при 150 мкм - 28 м³/ч, что не меньше, чем на аппаратах Brandt.

По техническим и технологическим параметрам разработанная технология превосходит традиционно применяемые технологии очистки буровых растворов по надежности, простоте обслуживания, стоимости замены сит, позволяет сократить количество и типы применяемых аппаратов, при этом обеспечивается улучшение качества очистки буровых растворов и повышается производительность очистки, а следовательно, и скорость бурения скважин.

Результаты испытаний показывают хорошие технико-экономические показатели и позволяют рекомендовать применение вибрационных поличастотных грохотов МВГ при очистке буровых растворов взамен существующего оборудования.

В настоящее время разработан типоразмерный ряд грохотов с площадью просеивающей поверхности от 1 до 4 м² и различным числом ярусов, что обеспечивает возможность замены каждого из традиционных очистных аппаратов буровой грохотом МВГ. Технические

характеристики грохота МВГ2,0 с площадью просеивания 2 м², как на вибросите Brandt приведены в табл. 5.

Таблица 5 – Техническая характеристика грохота МВГ2.0

Наименование параметров, единицы измерений	Значение
Частота вынужденных колебаний короба, Гц	25
Количество мотор вибраторов, тип ИВ-25-25	2
Мощность двигателя мотор вибратора, кВт	2,3
Крупность разделения, мм	0,02-20
Условные размеры просеивающей поверхности:	
- ширина, мм	1000
- длина, мм	2600
Эффективная площадь разделения, м ²	2,0
Угол наклона просеивающей поверхности, град.	0-10
Производительность очистки буровых растворов, м ³ /ч	
- при сите 25 мкм;	17
- при сите 150 мкм;	80
Габаритные размеры грохота, мм	
- длина	3810
- ширина	1636
- высота при угле наклона 0°	1200
Масса грохота, кг	2600

Научное значение заключается в установлении характера и параметров виброударного воздействия, а также определении механических свойств виброударной системы грохота, реализующих поличастотные колебания сит и разделяемых сред на сите с ускорениями в сотни м/с² и значительными энергиями, которые обеспечивают возникновение резонансных явлений в связанных системах с упруго восстанавливающими силами, таких, например, как твердые частицы застрявшие в упругих ячейках сита, частицы прилипшие к поверхности сита за счет поверхностных сил адгезии и т. д.

Практическое значение заключается в разработке новой эффективной технологии очистки бурового раствора на вибрационном поличастотном грохоте МВГ.

Выводы

1. Разработана технология очистки буровых растворов от выбуренной породы нового технического уровня на вибрационном поличастотном грохоте МВГ. Отличительной особенностью разработанной технологии является реализация поличастотных колебаний и увеличение в более чем 25 раз ускорений сит грохотов МВГ в сравнении с типовыми грохотами, что обеспечивает повышение производительности и эффективности очистки буровых растворов на грохотах МВГ по сравнению с традиционных виброситами с моночастотным возбуждением сит.

2. В результате проведенных промышленных испытаний технологии установлено, что в сравнении с традиционными аппаратами очистки бурового раствора на грохоте МВГ позволяет уменьшить потери бурового раствора с выделенными породными частицами. При очистке бурового раствора от твердых породных частиц и глины на грохоте МВГ отверстия сита не забиваются твердыми породными частицами, не происходит налипание глины на поверхность сита, подачи дополнительной размывочной воды для очистки на сито грохота не требуется. Производительность очистки на грохоте МВГ1.0 с площадью просеивания $0,9 \text{ м}^2$ изменялась от $6 \text{ м}^3/\text{ч}$ (при ячейке сита 25 мкм) до $28 \text{ м}^3/\text{ч}$ (при ячейке сита 150 мкм).

3. По техническим и технологическим параметрам разработанная технология превосходит традиционно применяемые технологии очистки буровых растворов по надежности, простоте обслуживания, стоимости замены сит, позволяет сократить количество и типы применяемых аппаратов, при этом обеспечивается улучшение качества очистки буровых растворов и повышается производительность очистки, а, следовательно, и скорость бурения скважин.

Література

1 Довідник з нафтогазової справи: за заг. ред. д-рів техн. наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

2 Бортко И.Н. Исследование процесса очистки бурового раствора вибрирующей сеткой / И.Н. Бортко, Т.С. Новикова, И.Н. Резниченко // Тр. ВНИИКРнефть. – Краснодар: Изд. ВНИИ-КРнефть, 1981. – С. 106-111.

3 Резниченко И. Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов / И.Н. Резниченко. – М.: Недра, 1982. – 230 с.

4 Добик А.А. Об очистке неутяжеленных буровых растворов центрифугами / А.А. Добик, В.И. Мищенко, В.Ф. Мельников // Промывка скважин: сб. науч. тр. – Краснодар: Изд. ВНИИ-КРнефть, 1989. – С. 47-50.

5 Пат. 45544 Украина, МПК В07В 1/42. Привод поличастотного грохота / Булат А.Ф., Шевченко Г.А., Шевченко В.Г. – № u200906845; заявл. 30.06.09; опубл. 10.11.09, Бюл. №21. – 2 с.

6 Вибрационные поличастотные грохоты в технологиях переработки тонких фракций минерального сырья / А.Ф. Булат, Г.А. Шевченко, В.Г. Шевченко, М.А. Шляхова // Научно-техническое обеспечение горного производства: Сборник научных трудов / ИГД им. Д.А. Кунаева. – Алматы. – 2014. – Т. 86. – С. 112-118.

7 Технология очистки буровых растворов на вибрационном поличастотном грохоте МВГ / А.Ф. Булат, Г.А. Шевченко, В.Г. Шевченко, Б.В. Бокий // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2012. – № 3 (33). – С. 91-97.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
13.06.16*

*Рекомендована до друку
професором Тарком Я.Б.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Дирдою В.І.
(Інститут геотехнічної механіки
ім. М.С.Полякова НАН України, м. Дніпро)*

Вітаємо Ювіляра



ТВОРЧЕСКИЙ ПУТЬ АКАДЕМИКА АХАДА ХАНАХМЕДА ОГЛЫ ДЖАНАХМЕДОВА

«Трение – это моя жизнь. Трение – это источник энергии, источник теплоты. Ту энергию и теплоту, которую я черпаю из моей работы, я стараюсь передать своим ученикам и последователям по трибологической науке. И я надеюсь, что они в свою очередь поставят эту энергию и теплоту на службу людям и для блага общества. Таково мое жизненное кредо».

Ахад Джанахмедов

Известный ученый и специалист в области трибологии и триботехники Джанахмедов Ахад Ханахмед оглы родился 23 октября 1946 г. в Хызынском районе Азербайджанской Республики. В 1969 г. закончил нефтемеханический факультет Азербайджанского Института Нефти и Химии, а в 1973 году – целевую аспирантуру в институте машиноведения АН СССР в г. Москве, где и защитил кандидатскую диссертационную работу. В период 1975-1976 гг. находился на научной стажировке в Великобритании. В 1989 г. в Московском институте нефти и химии им. И.М. Губкина защитил докторскую диссертационную работу по специальности «Трение и износ в машинах» и стал первым ученым в Азербайджане в области трибологии.

С 1973 по 2011 гг. работал в Азербайджанской государственной нефтяной академии на должностях ассистента, доцента, профессора (с 1991 г.) и заведующего кафедрой «Нефтяное оборудование». Кроме того, с 1982 по 1996 гг. был замдекана по работе с иностранными студентами. С 2011 г. и по настоящее время работает заведующим кафедрой «Транспортная механика и материаловедение» в Азербайджанской национальной академии авиации.

Основными направлениями научной деятельности академика А.Х. Джанахмедова являются триботехнические проблемы и их практическое применение в нефтяной отрасли. Автор ряда фундаментальных трудов «Термомеханическая теория износа» (1988), «Электротермомеханическая теория трения» (2012), «Синергетика и фракталы в трибологии» (2014), «Фрактальные подходы в механике разрушения» (2015) и др., а известное американское издательство Springer перевело на английский язык и издало его фундаментальную монографию «Synergetics and Fractals in Tribology» (2016). Предложенные им теории и гипотезы позволили раскрыть на уровне физической мезомеханики сущность механизма разрушения (износа) при термомеханическом нагружении фрикционных пар, оценить влияние тепловых процессов на их кинетику в условиях естественного и вынужденного охлаждения, прогнозировать интенсивность разрушения поверхностных и подповерхностных слоев с невысокой плотностью дислокации, а также рационально выбирать фрикционные материалы и управлять интенсивностью импульсных тепловых разрушений на контактных площадках микровыступов трибосопряжения.

В 2007 году под руководством академика Джанахмедова А. Х. была выполнена научная работа по гранту для NASA (США).

Автор около 350 работ, в том числе трех открытий по трибологии, 50 монографий и книг, учебников и учебных пособий и более 30 патентов.

Научные труды А. Х. Джанахмедова широко известны не только в СНГ, но и в дальнем зарубежье. Неоднократно выступал с докладами на мировых конгрессах, международных симпозиумах, а также региональных конференциях и совещаниях, посвященных вопросам трибологии и триботехники, в частности, в Великобритании, Германии, Чехии, Словакии, Австрии, Греции, России, Японии, Польше, Румынии, Италии, Дании и др. странах, достойно представляя Азербайджан с авторитетных трибун. Его научные труды опубликованы во многих известных журналах мира: «Машиноведение» (РФ), «FrictionandWear» (США), «Вестник машиностроения» (РФ), «Прикладная механика» (Румыния), «Механика» (Польша), «Проблемы машиностроения и автоматизации» (Венгрия), «Вестник Азербайджанской инженерной академии» (Азербайджан) и др.

Под научным руководством А.Х. Джанахмедова подготовлено и успешно защищено более 20 кандидатских и докторских диссертаций для Азербайджана и других стран.

По инициативе А. Х. Джанахмедова и его непосредственном участии впервые в 1997 г. осуществлен и в настоящее время успешно продолжается прием абитуриентов в ВУЗ по специальности «Триботехника». А. Х. Джанахмедовым написаны учебники и учебные пособия для обучения национальных кадров по этой специальности на азербайджанском языке: «Буровые машины и оборудование», «Прикладная механика», «Авиационное материаловедение».

При своей многогранной научной деятельности А. Х. Джанахмедов ведет большую общественную работу. В 1989-1990 гг. был членом Совета по высшему образованию СССР. В 1992-1993 гг. – членом государственного высшего экспертного совета Азербайджана. С 1994 по 2006 гг. являлся сопредседателем специализированного совета по защите докторских диссертаций и председателем секции «Машиностроение и металлургия» научно-методического совета министерства образования Азербайджанской республики. С 2006 по 2009 гг. – председатель экспертного совета по техническим наукам ВАК при президенте Азербайджанской Республики. В 2013 году избран членом совета президентов международной Инженерной академии. Принимает активное участие в качестве члена редколлегий, заместителя и главного редактора научно-технических журналов Азербайджана и других стран мира. С 1997 года – действительный член национальной академии наук Азербайджанской Республики.

В 1995 г. избран член-корреспондентом, в 1997 г. – академиком Международной Инженерной Академии, в 1998 г. – академиком Национальной Академии Республики Грузия.

С 2006 г. избран Действительным членом и Главным ученым секретарем Азербайджанской Инженерной Академии. С 2011 г. является Вице-президентом академии.

В 2012 г. избран действительным членом (иностранным) Инженерной академии Украины.

В 2014 г. избран Иностраным членом Российской Академии Естественных Наук. В том же году избран Иностраным членом Российской инженерной академии, его фамилия внесена в Энциклопедию «Российская Инженерная Академия».

За период с 1998 года по настоящее время имеет следующие награды:

- серебряную модель международного Биографического центра;
- золотую медаль международного Биографического центра с присвоением почетного звания «Выдающийся человек в науке XX века»;
- золотую медаль и орден «Международный посол» Американского библиографического института;
- лауреат премии в области техники Азербайджанской Республики;
- лауреат конкурса Азербайджанской Республики за лучшую патентную разработку;
- медаль «XV лет Международной инженерной академии»;
- орден «Инженерная слава» и большую золотую медаль Международной инженерной академии;
- золотую медаль им. А.Н. Подгорного инженерной академии Украины;
- золотую медаль «Инженерная слава» и «Ученый-патриот» Национальной академии и журналистской организации Республики Казахстан;
- памятную золотую медаль Российской академии естественных наук им. лауреата Нобелевской премии П.Л. Капицы за научное открытие в области трибологии.

Женат, имеет двух сыновей и трех внуков.

Поздравляем господина Ахада Ханахмеда оглы с 70-летием!

Желаем здоровья, творческого вдохновения и дальнейших научных достижений.