

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 553.98

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-2(71)-7-19

ЩОДО РЕАЛЬНИХ ПЕРСПЕКТИВ ВІДКРИТТЯ НОВИХ РОДОВИЩ ТА НАРОЩЕННЯ ВИДОБУТКУ НАФТИ І ГАЗУ У ЗАХІДНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ

Л.С. Мончак, С.Г. Анікеєв, Г.О. Жученко, Т.В. Здерка, Ю.Л. Мончак, В.Р. Хомин*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 4-20-27,
e-mail: grn@nimg.edu.ua*

Статтю присвячено дослідженню потенціалу нафтогазоносності Західноукраїнського нафтогазоносного регіону. Сформульовано основні напрямки та шляхи збільшення власного видобутку нафти та газу. Серед зазначених напрямків основним, який дасть можливість суттєво підвищити видобуток нафти і газу є відкриття нових родовищ вуглеводнів. Питання відкриття нових родовищ пропонується розділити на три напрямки: пошуки родовищ на малих глибинах (короткострокова перспектива), пошуки родовищ на середніх глибинах та пошуки родовищ на великих глибинах (основні перспективи нарощення видобутків нафти і газу). Проаналізовано геолого-геофізичну інформацію по усіх структурно-тектонічних елементах Західного регіону України, з метою обґрунтування перспектив їх нафтогазоносності та впровадження напрямків подальших геологорозвідувальних робіт. Наведено перспективи нафтогазоносності неогенових та мезозойських відкладів Зовнішньої зони та флішових порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Схарактеризовано перспективи нафтогазоносності крейдових та палеогенових відкладів Складчастих Карпат. Окреслено перспективи напрямки подальших нафтогазопишукових робіт у межах зазначених тектонічних елементів Карпатського регіону та запропоновано першочергові об'єкти. Для усіх виділених об'єктів пропонується постановка пошукового буріння і подальших геологорозвідувальних робіт. Найперспективніші нафтогазопишукові об'єкти, що виділені за результатами проведених досліджень проілюстровано відповідними картами та розрізами на невеликих глибинах (до 2000 м) найперспективнішими є Південносливкінське, Ангелівське, Гошівське, та Верхньогутинське підняття. На середніх глибинах – Печеніжинське, Ключівське, Угільнянське та Боратицьке підняття. На глибинах понад 4000 м – Городищенська структура, Посадське, Дублянське Південнолопушнянське, Бісківське Слободадолинське та Міжрїчинське підняття, Підберезька та Добромиль-Стрільбицька складки. Виконано оцінку ресурсного потенціалу виділених нафтогазопишукових об'єктів.

Ключові слова: нафта, газ, перспективи, гравітаційне поле, моделювання, свердловина, ресурси, видобуток.

Статья посвящена исследованию потенциала нефтегазоносности Западноукраинского нефтегазоносного региона. Сформулированы основные направления и пути увеличения собственной добычи нефти и газа. Среди указанных направлений основным, который позволит существенно повысить добычу нефти и газа является открытие новых месторождений углеводородов. Вопрос открытия новых месторождений предлагается разделить на три направления: поиски месторождений на малых глубинах (краткосрочная перспектива), поиски месторождений на средних глубинах и поиски месторождений на больших глубинах (основные перспективы наращивания добычи нефти и газа). Проанализированы геолого-геофизические данные по всем структурно-тектоническим элементам Западного региона Украины, с целью обоснования

перспектив их нефтегазоносности и внедрение направлений дальнейших геологоразведочных работ. Приведены перспективы нефтегазоносности неогеновых и мезозойских отложений Внешней зоны и флишевых пород Внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Охарактеризованы перспективы нефтегазоносности меловых и палеогеновых отложений Складчатых Карпат. Определены перспективные направления дальнейших нефтегазопоисковых работ в пределах указанных тектонических элементов Карпатского региона и предложены первоочередные объекты. Для всех выделенных объектов предлагается постановка поискового бурения и последующих геологоразведочных работ. Перспективные нефтегазопоисковые объекты, выделенные по результатам проведенных исследований иллюстрируются соответствующими картами и разрезами на небольших глубинах (до 2000 м) перспективными являются Южносливкинское, Ангеливское, Гошевское, и Верхнегутинское поднятия. На седоних глубинах – Печениженское, Ключивское, Угильнянское и Боратицкое поднятия. На глубинах более 4000 м – Городищенская структура, Посадское, Дублянское Южнолопушнянское, Бискивское Слободадолинское и Междуреченское поднятия, Подберезская и Добромль-Стрельбицкая складки. Выполнена оценка ресурсного потенциала выделенных нефтегазопоисковых объектов.

Ключевые слова: нефть, газ, перспективы, гравитационное поле, моделирование, скважина, ресурсы, добыча.

The article deals with the research of the potential of oil-and-gas content within the Western Ukrainian oil and gas region. The main directions and ways of increasing oil and gas production are determined. Consequently, the discovery of new hydrocarbon fields is the major direction to boost oil and gas production. The issue of the discovery of new oil and gas fields is suggested to divide into the following directions: a search for oil and gas fields at shallow depths (short-term prospect), a search for oil and gas fields at mid-depths and a search for oil and gas fields at great depths (the main prospects of increasing oil and gas production). The geological and geophysical data were thoroughly analyzed throughout structural and tectonic units within the Western region of Ukraine with the aim of substantiating the prospects of their oil-and-gas content and introduction of new directions of oil-and-gas exploration. The prospects of oil-and-gas content of the Neogene and the Mesozoic deposits of the exterior of the pre-Carpathian depression and flysch of the interior of the pre-Carpathian depression are provided. The prospects of oil-and-gas content of the Cretaceous and the Paleogene deposits of folded Carpathians are characterized. The promising directions for further oil-and-gas exploration within indicated tectonic elements of Carpathian region are identified; the top priority project sites are suggested. Wildcat drilling and further oil-and-gas exploration are strongly recommended for all identified project sites. The research has identified the most promising exploration project sites. All of them are illustrated with appropriate maps and cross-sections. Thus, the most promising ones at shallow depths (up to 2000 m) are the following ones: South-Slyvkinske, Anhelivka, Hoshiv and Verkhni Hutyn elevations. At mid-depths there are Pechenizhyn, Kliuchiv, Uhilnia and Boratychi elevations. At depths over 4000 m there are the following ones: Horodyshche structure, Posada, Dubliany, South-Lopushnia, Biskiv, Sloboda-Dolyna and Mizhrichchia elevations, Pidrezhzhia and Dobromyl-Strilbychi structures. The assessment of the resource potential of identified exploration project sites was done.

Key words: oil, gas, prospects, gravity field, modeling, well, resources, production.

Вступ

Досягнення максимально можливого видобутку, і в той же час оптимального забезпечення власними ресурсами України є важливим стратегічним завданням, від якого залежить державна безпека України та добробут її громадян.

У Західному регіоні перспективи нафтогазоносності, а отже нарощення видобутку нафти і газу, пов'язуються переважно із нерозвіданими ресурсами. За нашими оцінками обсяги їх становлять не менше 60% від загальних по регіону.

Формулювання цілей статті

На нашу думку, шляхів нарощення є декілька, які відрізняються між собою часом отримання позитивного результату, обсягами капіталовкладень та економічною вигодою:

- а) введення в дію всіх законсервованих родовищ і свердловин;
- б) відновлення ліквідованих свердловин;
- в) пошуки невеликих (малорозмірних) родовищ нафти і особливо газу;
- г) пошуки родовищ на середніх глибинах до 3-4 км (це вимагає більшого часу і коштів);
- д) пошуки нафти і газу на великих глибинах;
- е) видобуток газу із тонкошаруватих ущільнених порід.

Проте для реалізації цих варіантів необхідним є проведення радикальних змін у організаційно-правовому та законодавчому аспектах.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Важливим є подальше розширене освоєння вже виявлених запасів нафти на невеликих глибинах, а також пошуки нових. Це економічно

вигідно та демонструє швидкий результат у часі. У Західному регіоні зосереджено багато із виявлених родовищ нафти і газу на малих глибинах і ще є значні перспективи розширення ресурсної бази.

Протягом уже одного року можна отримати результат нарощення приросту видобутку нафти і газу за рахунок введення в дію законсервованих родовищ і свердловин. Наведемо приклади: Великомоствівське (Львівська область) – 500 млн м³, Коломийське (Івано-Франківська область) – до 100 млн м³ і т.д. Законсервованими є Кадобнянське газоконденсатне, Гринківське та Сеньківське нафтові родовища Івано-Франківської області та деякі родовища Закарпатської області. З кожної свердловини, що знаходяться на цих та інших родовищах можна видобувати 5-50 тис. м³ за добу.

Особливу увагу слід привернути до відновлення ліквідованих свердловин. Більшість з них ліквідовано як малодебітні (переважно до 3 т/добу нафти та 5 тис.м³/добу газу). Затрати відповідно списані. Отже при відновленні на вартість продукції не нараховуються амортизаційні відрахування. Відповідно залишаються експлуатаційні витрати та витрати на відновлення. Це під силу також малому бізнесу, якщо усунути ряд бюрократичних перепон і дозволів.

Найбільша кількість ліквідованих свердловин знаходиться в Західному регіоні, адже тут видобуток нафти ведеться вже понад півтора століття.

В 1939 р. у Прикарпатті в експлуатації були задіяні 2099 нафтових і 188 газових свердловин, з яких щомісячно видобували 32 тис. тонн нафти. В кінці п'ятдесятих років минулого століття більшість із них було ліквідовано.

На сьогодні з них відновлено або продовжують працювати кілька десятків свердловин. Сотні свердловин ліквідовано за період з 1950 по 2005 р. Тільки в Долинському нафтопромисловому районі нараховується більше 450 таких свердловин.

Якщо відновити 500 свердловин при мінімальному дебіті 0,2 т/добу, то місячний видобуток становитиме 3000 тонн, а за рік – 36000 тонн, вартістю понад 15,5 млн доларів або понад 400 млн грн. Це мінімальні цифри. Окремі свердловини здатні давати 1-5 тонн на добу. Отже, видобуток буде значно більшим.

Пошуки нафти і газу на малих глибинах хоч і є перспективними, проте вони не можуть кардинально вирішити проблему значного нарощення запасів нафти і газу. Пошуки таких родовищ не вимагають значних затрат і можуть виконуватися невеликими компаніями.

Про те, що неглибокозалягаючі поклади нафти можуть мати промислове значення свідчить ряд прикладів: із покладів Східницького родовища видобуто понад 4 млн тонн нафти, Ріпного – понад 800 тис. тонн, ділянки МЕРП – понад 300 тис. тонн. Також варто пригадати такі неглибокозалягаючі родовища як Діл, Стара Копальня, Майданське підняття, Слобода-Рунгурське, Космач-Покутський тощо. Це родовища, що пов'язані зі Скибовою та Бориславсько-Покутською зонами Предкарпатського прогину. Поклади приурочені до палеогенових та верхньокрейдових відкладів.

На успішність таких пошуків вказують і результати робіт на Верхньомасловецькій площі, де відкрито поклади нафти у менілітових та верхньокрейдових відкладах. Родовище перебуває у розробці.

За результатами аналізу геологічних, сейсмічних, геохімічних досліджень, а також зважаючи на результати буріння глибоких свердловин нами виділено цілий ряд підняття, що можуть бути перспективними у нафтогазоносному відношенні.

Для прикладу можна навести ряд таких структур, що приурочені до Скибової зони Передкарпатського прогину і є найперспективнішими, з нашої точки зору. Це Південносливківське (рис. 1), Журавлівське та Максимецьке, що приурочені до Надвірнянського нафтогазоносного району, Ангелівське (рис. 2), Гошівське, Сиваківське у Долинському нафтогазоносному районі, а також Верхньогутинське, Перешпинське та Батинецьке у межах Бориславського нафтогазоносного району. Видобувні ресурси цих структур оцінюються нами в 13 млн тонн, а геологічні – 65 млн тонн.

Досить велика кількість неглибокозалягаючих нафтогазоперспективних об'єктів встановлено у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину. Глибина залягання прогнозованих покладів коливаються від 500 до 2500 м. Усі згадувані нами перспективні підняття мають високу ступінь обґрунтованості результатами геологічних та геохімічних досліджень.

Найбільша кількість таких нафтогазоперспективних об'єктів знаходиться у межах Надвірнянського нафтогазоносного району. Окремо слід виокремити такі об'єкти: Акрешорський, Чемигівський, Погаринський, Стеришорський, Березівський, Лючківський, Сливкинський, Кичерський, Перегінський, Багнецький. Сумарні перспективні ресурси цих об'єктів сягають близько 2,2 млн тонн. Поклади нафти прогноуються у менілітових та вигодських відкладах.

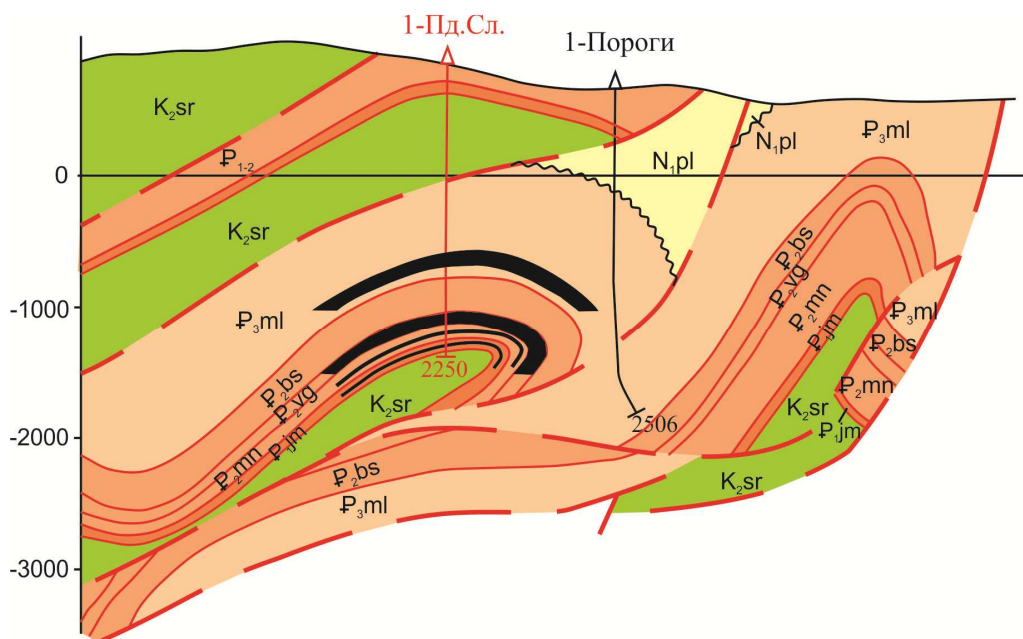


Рисунок 1 – Південносливкінська структура. Геологічний розріз по лінії I-I

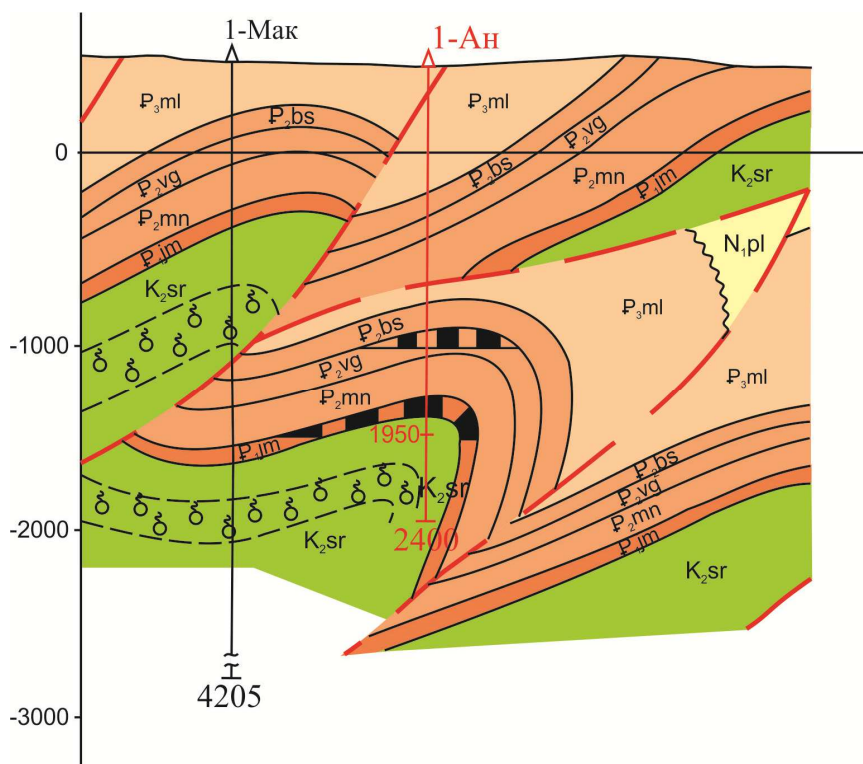


Рисунок 2 – Ангелівська структура. Геологічний розріз по лінії I-I

У Долинському нафтогазоносному районі нами прогнозується два нафтогазоперспективні об'єкти. Лицівський – поклади нафти прогноуються у відкладах манявської, вигодської та менілітової світ палеогену. Північногринківський – поклади нафти прогноуються у відкладах вигодської та менілітової світ палеогену. Обсяги перспективних видобувних ресурсів цих об'єктів оцінюються нами у обсязі 1,7 млн тонн, а геологічні – 8,7 млн тонн.

У Бориславському нафтогазоносному районі також виділено два нафтогазоперспективних об'єкти: Північноопаківський та Західнопопелівський. Поклади нафти тут очікуються у ямненських та менілітових відкладах палеогену, а також у відкладах стрийської світи верхньої крейди. Обсяги перспективних видобувних ресурсів цих об'єктів оцінюються нами у обсязі 2,2 млн тонн нафти.

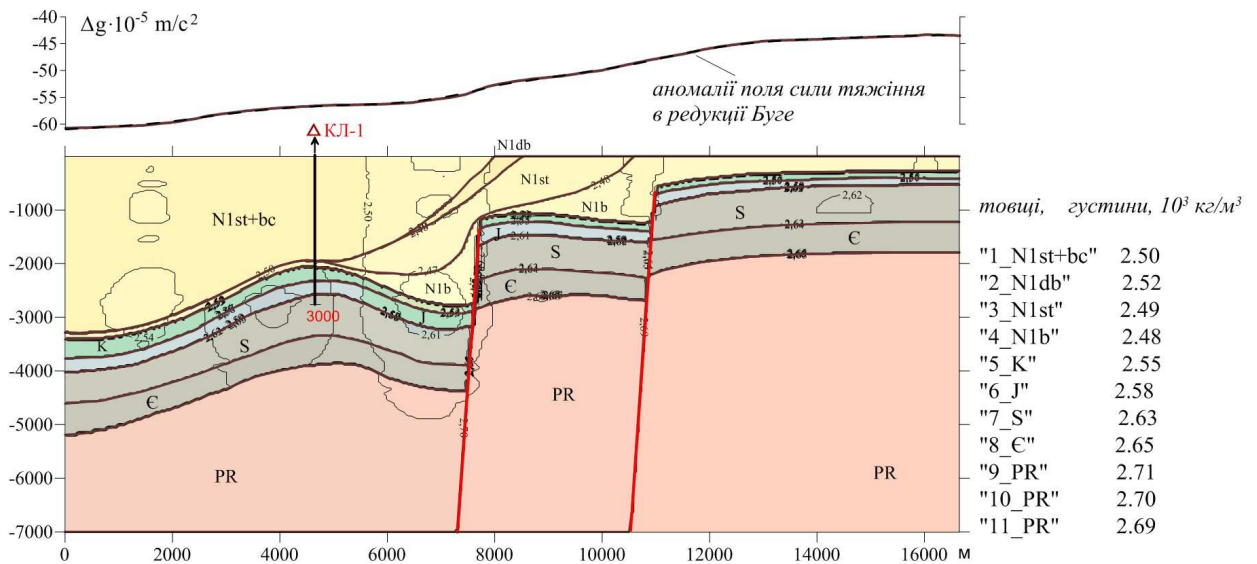


Рисунок 3 – Печеніжинська площа. Геолого-гравіметричний профіль по лінії І-І

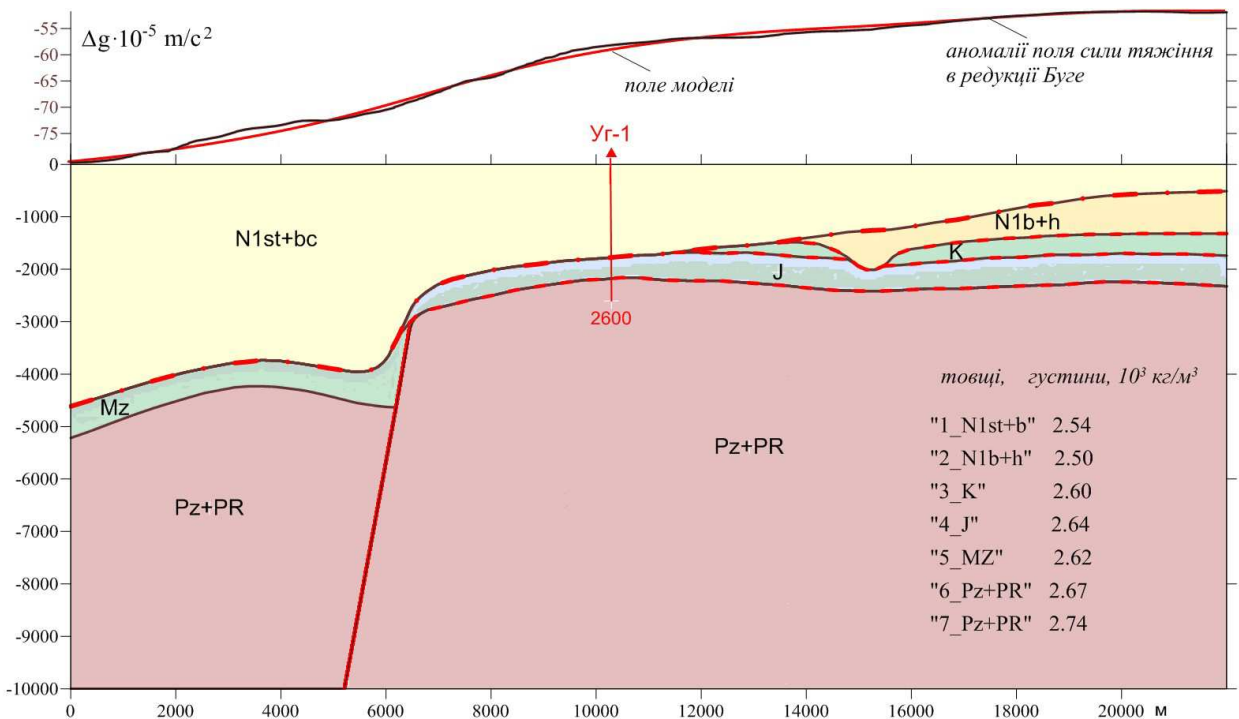


Рисунок 4 – Угільнянська площа. Геолого-гравіметричний профіль по лінії І-І

Пошуки родовищ нафти і газу на середніх глибинах (до 3-4 км) необхідно продовжувати, оскільки не усі виявлені до цього часу нафтогазоперспективні об'єкти не опішуковані бурінням свердловин. Ці об'єкти знаходяться у межах усіх тектонічних зон Західноукраїнського нафтогазозносного регіону (від Волино-Поділля до Складчастих Карпат).

На Волино-Поділлі є низка піднять, виділених за даними гравіметричних досліджень. Положення цих піднять не завжди співпадає з даними сейсморозвідувальних робіт, проте вони також є перспективними у нафтогазозносному відношенні, особливо це стосується ордови-

цьких та кембрійських утворень. Як приклад можна навести Перемишлянське та Івано-Франківське підняття. У межах цих об'єктів пробурено пошукові свердловини, проте ці свердловини, на нашу думку, розташовані не в оптимальних умовах.

У Передкарпатському прогині непошукованих піднять є доволі велика кількість, зокрема: Кутське, Печеніжинське (рис. 3), Ключівське, Вербізьке, Угільнянське (рис. 4), Задревецьке із загальними ресурсами понад 15 млрд м³ газу. Низку піднять нами виділено у прирозломних зонах Судово-Вишнянського та Кракове-

цького розломів [1, 2]. Нафтогазоносними тут можуть бути мезозойські та неогенові відклади.

У межах Складчастих Карпат також є чимало нафтогазоперспективних об'єктів на середніх глибинах. Особливо перспективними вони є для відкриття газових покладів. Для прикладу можна навести такі об'єкти, як Бориня, Бітля, Лютня, де перспективними є палеогенові відклади. Верхньокрейдові відклади є перспективними у межах Вигода-Витвицьких складок. За нашою оцінкою у стрийських відкладах в межах Долинського нафтопромислового району міститься понад 100 млрд м³ газу.

Одним із важливих напрямків нарощення потенційних ресурсів та запасів нафти і газу є освоєння великих глибин (понад 4,5-5 км), оскільки на менших глибинах вони значною мірою вичерпані. Залишились тільки окремі ділянки, що ще не освоєні.

Щодо пошуків нафти та газу на великих глибинах виникає декілька принципів питань. Чи є перспективні горизонти і на які глибини вони поширюються? Чи можуть існувати на цих глибинах породи-колектори нафти і газу промислового значення? З якими тектонічними зонами Західного регіону можуть бути пов'язані глибокозанурені об'єкти та їх місцезнаходження?

Виконаний нами детальний аналіз геологічної будови Західного регіону України дає відповіді на ці питання [2].

У даній публікації зупинимось лише на розгляді основних зон можливого відкриття родовищ нафти і газу на великих глибинах із значними запасами. Це глибокозанурені об'єкти Крукеницької западини Більче-Волицької зони, а також об'єкти пов'язані з глибокозануреними насуненими флішовими відкладами і об'єктами підлога (основи) Карпат.

Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених об'єктів Крукеницької підзони Більче-Волицької зони, а саме тієї частини, що розташована під Стебницьким насувом, слід пов'язувати з такими нафтогазоносними комплексами: кора вивітрювання рифейсько-нижньопалеозойських порід, мезозойський (юра, крейда) комплекс порід, автохтонні неогенові баден-сарматські відклади, а також насунений комплекс неогенових порід.

Кора вивітрювання рифейсько-нижньопалеозойських порід вивчена дуже мало. Окрім літологічного складу за даними окремих кернів практично більше нічого невідомо. Каротажних матеріалів мало, для деяких свердловин вони просто відсутні. За даними інтерпретації кривої ПС у свердловині Чижки-2 рифейські сланці є

проникними. За даними свердловин Тростянець-13 і 14 у покрівлі товщі денудованих кембрійських відкладів є низькопористі пісковики товщиною 10-30 м з ознаками проникності. До цього потрібно додати, що породи метаморфізовані, перем'яті або розбиті тріщинами.

Поверхня рифейсько-нижньопалеозойських порід має ерозійне та тектонічне походження, що зумовлює можливість існування пасток для нафти і газу. Як вже вказувалося вище нашими дослідженнями [2] тут було виділено 16 припіднятих ділянок такого рельєфу.

Перспективність мезозойського нафтогазоносного комплексу не вимагає особливих доказів, оскільки у межах поширення юрських і крейдових відкладів відкрито родовища нафти (Коханівське та Лопушнянське) і газу (Більче-Волицьке, Угерське, Рудківське та інші).

У межах цього комплексу порід є як породи-колектори, так і породи-покришки. Потрібно враховувати, що мезозойські, особливо крейдові відклади, також піддавались ерозійним процесам, тому деякі підняття є ерозійними останцями. Для виникнення пасток нафти і газу важливо, щоб вони були перекриті автохтонними неогеновими відкладами, а не алохтонними.

Складність вивчення доальпійського фундаменту Передкарпатського прогину на думку М.Д. Будеркевича, Х.Б. Заяць та Б.І. Івахіва [3] полягає у відсутності опорного сейсмічного горизонту та простежування відбитих хвиль. Тому аналіз гравіметричних полів залишається одним з найважливіших інструментів пізнання структури фундаменту.

Наведемо окремі ділянки (об'єкти), які виділено нами за гравіметричними даними із зазначенням глибини повного розкриття нафтогазоперспективних відкладів. Найперспективнішими є Боратицька структура (рис. 5) із глибиною розкриття 3600 м, Посадське підняття (рис. 5) – 4500 м, Городищенська структура (рис. 6) – 4500, Дублянське підняття – 4300 м, Туманецька – 4200 м, Південнострийське – 5300 м та ін. Ресурси становлять понад 50 млрд м³ газу.

Щодо насуненого комплексу Карпат слід зазначити, що всі відклади, які його складають несуть певне вуглеводневе навантаження незалежно від віку та літології порід. У цьому комплексі порід наявні породи-колектори і породи-покришки. Все це дає підстави позитивно оцінювати перспективи нафтогазоносності порід від нижньокрейдового до неогенового періодів.

Проблема нафтогазоносності відкладів нижньої крейди Скибової зони Карпат існує

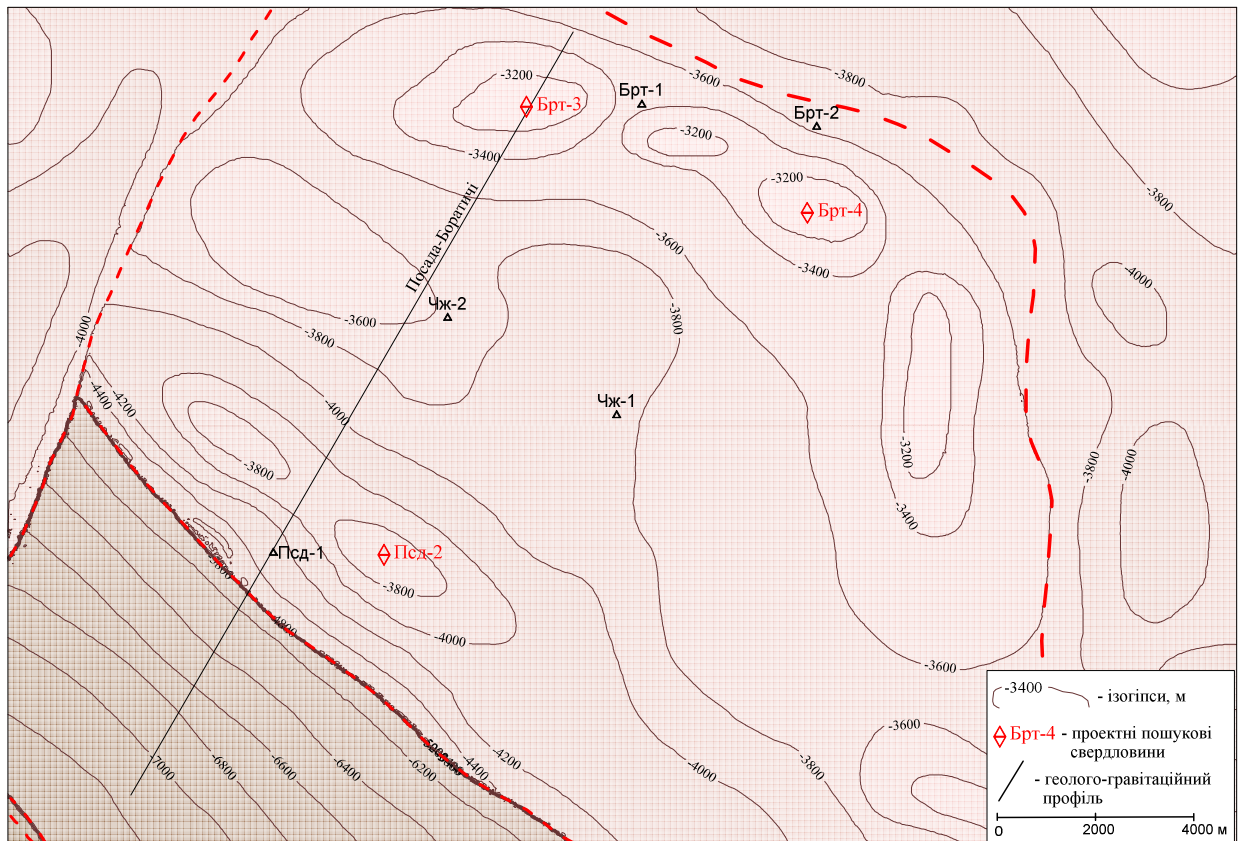


Рисунок 5 – Площа Посада-Боратичі. Схематична структурна карта покрівлі рифейських відкладів (за даними буріння та інтерпретації аномального гравітаційного поля)

вже давно, але залишається актуальною і до сьогодні, оскільки, незважаючи на явні ознаки можливої нафтогазонасності, поклади вуглеводнів тут поки що не виявлені.

Потрібно зазначити, що породи нижньокрейдового віку збагачені органічними речовинами з високим вмістом легкого маслянистого бітумоїду, який світиться в блакитних кольорах під дією ультрафіолетового проміння. Це свідчить про їх перспективність у нафтогазонасному відношенні.

У свердловині Гринява-1 виявлені потужні нижньокрейдіві пласти пісковиків в інтервалах 3730-3755, 3210-3230, 3115-3165 м з ознаками проникності (за товстою глинистою кіркою).

На території Польщі у свердловинах Кузьміна-1 і 2, які розкрили нижньокрейдіві відклади, була встановлена наявність у них добрих колекторів і вуглеводневих газів, які розчинені у пластових водах.

Наведені факти свідчать про можливість існування у спаських відкладах порід-колекторів промислового значення.

Найбільш складними питаннями при прогнозуванні нафтогазонасності нижньокрейдівих відкладів є встановлення пасток склепінного типу, а також тектонічно-екранованих пас-

ток. Щодо останніх, то на сьогодні не вивчені їх екранувальні властивості верхньокрейдівими породами, оскільки вони містять пачки напівпроникних порід. Саме тому першочерговим є виявлення пасток склепінного типу, на що вказує і Ю.З. Крупський [4].

Факти нафтогазонасності верхньокрейдівих, зокрема стрийських, відкладів відомі вже давно. У 60-70 рр. ХХ ст. доведено газонасність двох піщано-аргілітових пачок на Вигода-Витвицькій площі [5], а пізніше і на площах Шевченківській, Максимівській і Тарасівській. Тому дослідження нафтогазонасності верхньокрейдівих відкладів, особливо з огляду можливості промислової газонасності низькопористих шаруватих (сланцюватих) порід, сучасними методами і технологіями є особливо актуальним.

Основні виявлені запаси нафти і газу пов'язані із палеогеновим комплексом порід, де присутні у розрізі кілька пачок пісковиків із досить значним поширенням по площі. Умови залягання палеогену вивчені достатньо добре у межах значної частини Бориславсько-Покутської та Скибової зон, де відкрито більшість нафтогазових родовищ. Однак є ще окремі ділянки, які неохоплені пошуковими

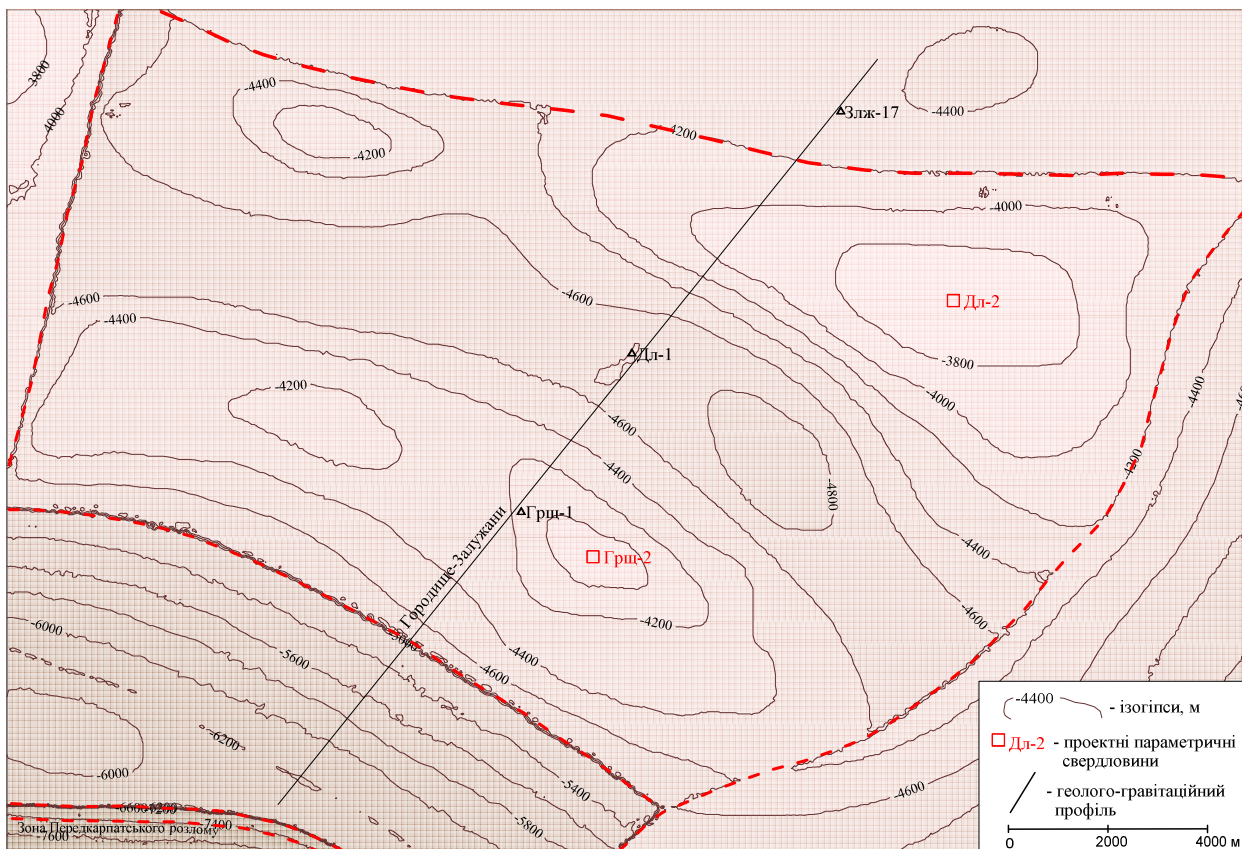


Рисунок 6 – Площа Городище-Залужани. Схематична структурна карта покрівлі рифейських відкладів (за даними буріння та інтерпретації аномального гравітаційного поля)

роботами із-за великих глибин їх залягання або труднощами, що виникають під час структурних побудов.

Найбільш перспективними у нафтогазоному відношенні є глибокостанурені ділянки палеогенових відкладів Бориславсько-Покутської зони, оскільки вони перекриті надійними породами-покришками неогену і відповідно добре екрановані поперечними тектонічними порушеннями.

Аналіз даних геогустинного моделювання і даних сейсмічних досліджень дає підстави стверджувати, що у межах центральної частини Бориславсько-Покутської зони під вже виявленими фронтальними складками існують глибокостанурені палеогенові складки. Це добре підтверджується свердловиною Луги-1, яка під нижньокрейдовими відкладами на глибині 5654 м розкрила неоген-палеогенові відклади. Отже перспективними є складки, що розташовані на північний схід від свердловини Луги-1. Глибина залягання палеогенових порід тут становить 5500-6500 м.

До високоперспективних у нафтогазоному відношенні потрібно віднести Підберезьку складку, яку розкрила свердловина Новоселицька-419 (рис. 7). Менілітові відклади тут є ча-

стково нафтоносними, а низи – водоносними. Вигодські пісковики тут заміщені аргілітами. За даними карт літофаций та піщанистості, вигодська світа буде піщаною через 1-2 км на північний захід від свердловини Новоселицька-419. У цьому ж напрямку очікується і покращення колекторів у палеоцені. Виходячи з цього, потрібно рекомендувати буріння свердловини Підберезька-1 з розкриттям всього розрізу палеоцену [6]. Проектна глибина свердловин – 6600 м. У цьому районі за даними геолого-гравітаційного моделювання та геологічної переінтерпретації сейсмічних матеріалів (сейсмопрофіль I 5893 ЗУГРЕ) під розкритими складками наявні ще палеогенові відклади, які також є перспективними в нафтогазоносному відношенні, але залягають вони ще глибше (рис. 7).

Необхідно звернути увагу на глибинні структури III (можливо IV) ярусу структур у районі свердловин Тянівська-100, Янківська-104, Смолянська-2, де під час буріння та випробування останньої з глибокостанурених горизонтів отримали припливи нафти. У межах цієї ділянки очікуються сприятливі умови та колектори (особливо в еоцені) з підвищеними емнісно-фільтраційними властивостями.

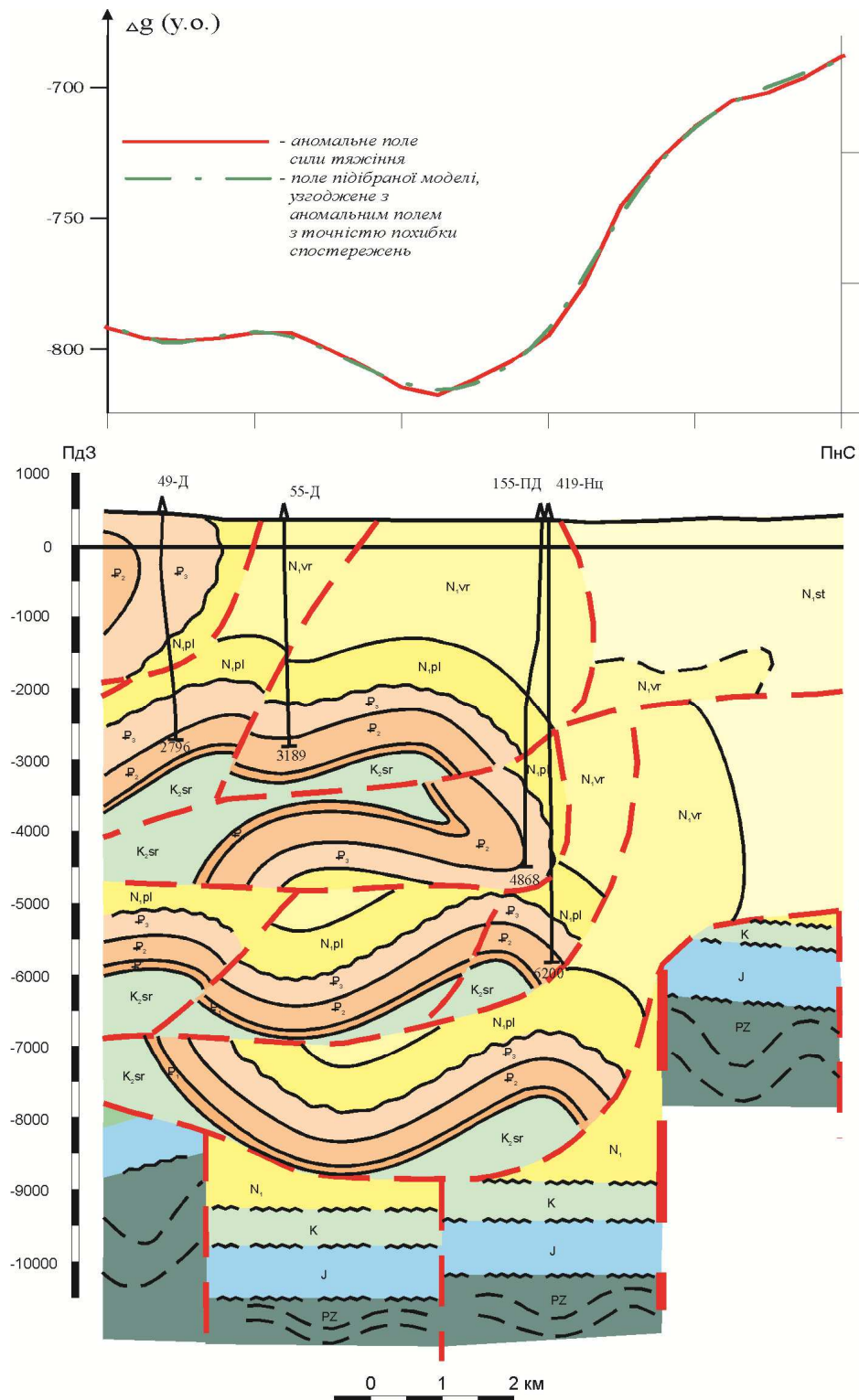


Рисунок 7 – Геологічна будова фронтальних складок у Долинському перетині

Нашими роботами [2] підтверджується перспективність Довголуцької структури та площі Блажів-Монастирець. Аналіз геолого-геофізичних матеріалів з використанням геолого-густинного моделювання вказує на існування глибокозанурених складок на площі Добромиль-Стрільбичі (рис. 8). Глибина цих складок понад 6 км. Давно встановлені група Добромильських палеогенових складок, які не вивче-

ні бурінням, але, безумовно, є перспективними в нафтогазоносному відношенні.

Непошукованою залишається опущена частина у Делятинській депресії, де наявні породи-колектори з покращеними ємнісно-фільтраційними властивостями в еоценових відкладах.

Перспективними в нафтогазоносному відношенні є складки, що розташовані під Чор-

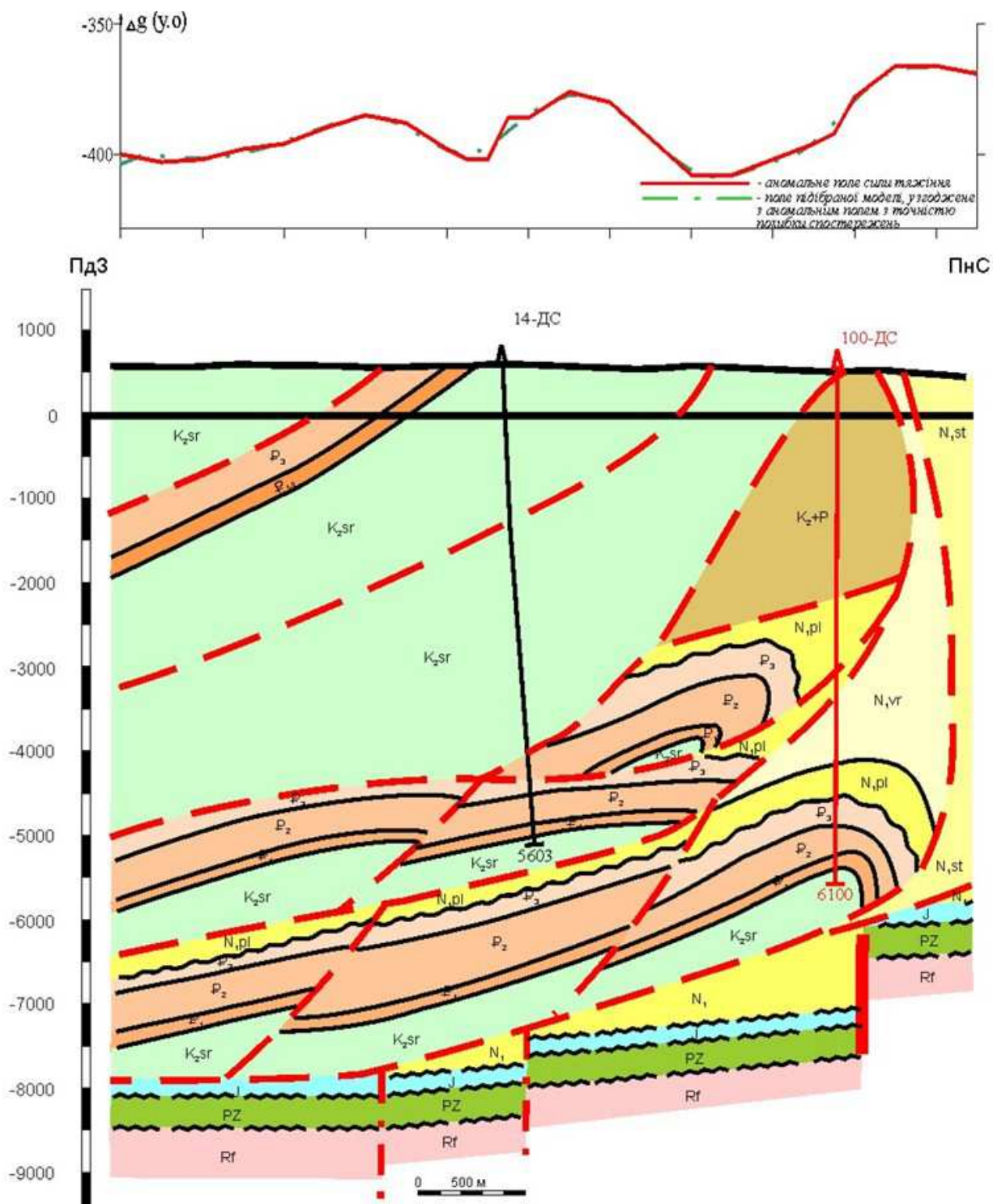


Рисунок 8 – Геологічний розріз через свердловину 14-Добромилів-Стрільбичі

ногорським покривом, а також перед ним. Це можуть бути складки як Сілезької, так і Скибової зон. Отримання промислового припливу газу у свердловині Гринявська-1 та непромислових припливів нафти у свердловинах Космач-Покутських-7, -8 є яскравим цьому підтвердженням. У цих зонах слід провести детальні сейсмозвідувальні роботи та пробурити кілька глибоких параметричних свердловин. Про високу перспективність цього району свідчать і

виконані газогеохімічні дослідження по регіональних профілях Гринява-Лопушна і Гринява-Розтоки [7], де над крейдово-палеогеновими складками і складками у фундаменті виявлені газогеохімічні аномалії.

Перспективи нафтогазоносності підложа (основи) Карпат слід пов'язувати з корою вивітрювання домезозойського фундаменту, мезозойськими (юрськими та крейдовими) породами, а також еоцен-гельветськими породами не-

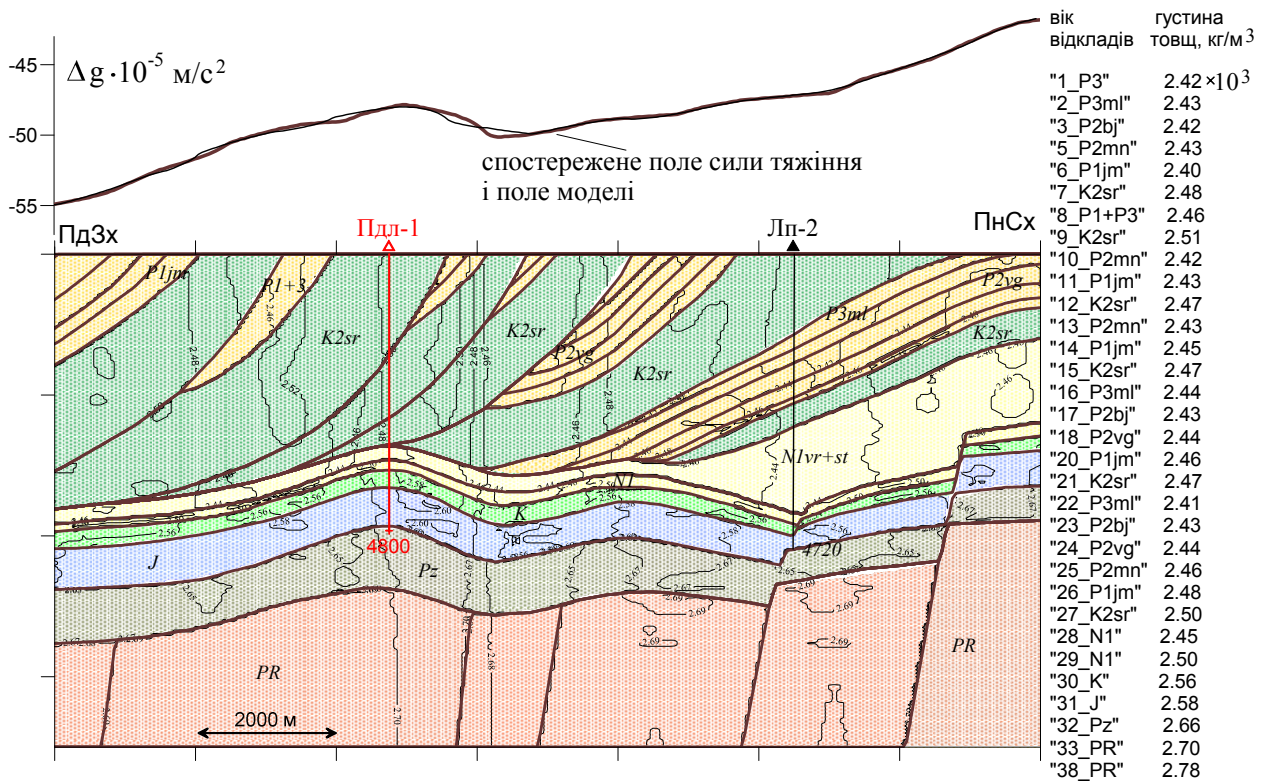


Рисунок 9 – Південнолопушнянська площа. Геолого-гравіметричний профіль по лінії I - I

флішового походження, які місцями можуть бути наявні у розрізі.

Перспективність нафтогазоносності мезозойських порід теоретично ймовірна, але конкретних доказів немає.

Мезозойський нафтогазоносний комплекс розкрито у Лопушнянському нафтовому родовищі, яке розташоване західніше першого тектонічного відгалуження Передкарпатського розлому. Наявність мезозойських порід встановлено також у свердловинах Ластовецька-2, Роженська-1, Бісківська-1, Петровецька-2, Петровецька-3, Сергіївська-1 та у більшості Лопушнянських свердловин. Юрські відклади представлено переважно верхнім відділом, а крейдові – нижнім та верхнім.

Про можливість розповсюдження цих відкладів під усіма Карпатами вказують дані із західної частини Українських Карпат.

З урахуванням даних свердловин, розташованих поблизу Передкарпатського розлому, можна припустити, що мезозойські відклади розповсюджені на всій території від Передкарпатського до Закарпатського глибинного розлому. Виняток можливий тільки для північно-західної частини, де крейдових та юрських відкладів немає. На це вказують дані свердловин, що пробурені на території сусідньої Польщі [4].

На Лопушнянському родовищі у розрізі мезозойських відкладів наявні як породи-

колектори, так і породи-покришки. Покришками можуть бути автохтонні породи неогену. Вони також перекривають еоценові породи в місцях їх поширення та виконують роль покришки для еоценового покладу Лопушнянського родовища. За даними П.М.Шеремети [8] товщина палеогенових порід у західному напрямку зростає до 400 метрів.

У таких умовах найголовніше встановити існування відповідних пасток (структур, пошукових об'єктів) та віднайти найбільш припідняті ділянки, щоб закласти на них параметричні чи пошукові свердловини.

Досвід ведення пошуків піднасувних структур у межах Буковини свідчить, що сейсмічними роботами не завжди вдається віднайти склепінні частини структур через недостатню простежуваність горизонтів відбиття у мезозойському комплексі порід. Цьому, значною мірою, може допомогти аналіз гравітаційного поля та його локальних аномалій.

Велика кількість піднятих встановлена у Буковинських Карпатах, це Мочеркове (глибина повного розкриття 4400 м), Руське (5500 м), Південнолопушнянське (4800 м) (рис. 9), Міжбідське (4400 м), Бісківське (5200 м) та інші. Далі у північно-західному напрямку також виділено Роженське підняття (6400 м), Верхньомайданське (4500 м), Надвірнянське (5000 м), Буковське (6000 м), Міжгірське (7000 м), Май-

6. Шеремета П.М., Стародуб Ю.П., Бодлак П.М. Родовища нафти і газу під Карпатським орогеном України. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2004. № 1(10). – С. 87–96.

7. Маєвський Б.Й., Окрепкий І.Р. Щодо перспектив нафтогазоносності глибинних структур Покутсько-Буковинських Карпат. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 1996. Вип. 33. С.135–140.

8. Шеремета П.М., Стародуб Ю.П., Бодлак П.М. Родовища нафти і газу під Карпатським орогеном України. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2004. № 1(10). С. 87–96.

References

1. Zaiac H.B. Glybynna budova nadr Zahidnogo regionu Ukrainy na osnovi sejsmichnyh doslidzhen i napriamky poshukovyh robit na naftu ta gaz: monografiya. Lviv : UkrDGRI, 2013. 136 p.

2. Novitni doslidzhennya geologichnoyi budovy i perspektyv naftogazonosnosti glybokozanurenyh goryzontiv Ukrayinskyh Karpat. Maievskiy B.J., Anikeiev S.G., Monchak L.S. ta in. Ivano-Frankivsk : IFNTUNG, 2012. 207 p.

3. Buderkevych M.D., Zaiac H.B., Ivahiv B.I. Problema izucheniya doalpijskogo fundamenta Predkarpatskogo progiba. *Neft. i gaz. prom-st.* 1985. No 1. P. 8–11.

4. Krupskiy Yu.Z. Geodynamichni umovy formuvannya i naftogazonosnist Karpatskogo ta Volyno-Podilskogo regioniv Ukrainy. Kyiv : UkrDGRI, 2001. 144 p.

5. Liashevych Z.V., Kuzmyk L.M., Bakala R.I., Kratkova G.N. Geologicheskoe stroenie i perspektivy gazonosnosti melovyh otlozhenij ploshadi Vygoda-Vytvica. *Resp. mezhv. nauch.-tehn. sb.*, Lviv, 1976. Vyp. 13. P.16–19.

6. Sheremeta P.M., Starodub Yu.P., Bodlak P.M. Rodovyshcha nafty i gazu pid Karpatskym orogenom Ukraini. *Rozvidka i rozrobka naftovyh i gazovyh rodovyshch*. 2004. No 1(10). P. 87–96.

7. Maievskiy B.J., Okrepkyi I.R. Shchodo perspektyv naftogazonosnosti glybynnyh struktur Pokutsko-Bukovynskyh Karpat. *Rozvidka i rozrobka naftovyh i gazovyh rodovyshch*. 1996. Vyp. 33. P. 135–140.

8. Sheremeta P.M., Starodub Yu.P., Bodlak P.M. Rodovyshche nafty i gazu pid Karpatskym orogenom Ukraini. *Rozvidka ta rozrobka naftovyh i gazovyh rodovyshch*. 2004. No 1(10). P. 87–96.

ВИДОБУВАННЯ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ З ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ НАГНІТАННЯМ АЗОТУ

*Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Л.І. Хайдарова**

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 4-21-95,
e-mail: rengr@n.ung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com*

Показана актуальність і доцільність вилучення залишкового природного газу з виснажених газових покладів. Охарактеризовано можливі напрями вилучення залишкового газу з виснажених газових покладів витісненням його з пористого середовища неуглеводневими газами. Обґрунтовано використання азоту для витіснення з пористого середовища природного газу. За допомогою модуля композиційного моделювання GEM, який входить у ліцензовану комп'ютерну програму CMG (Computer Modelling Group) виконано дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом. Дослідження проведено для покладів квадратної і округлої форм. Результати досліджень представлено у вигляді графічних залежностей поточного пластового тиску, вмісту азоту у свердловинній продукції і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання. З використанням результатів досліджень встановлено оптимальні значення параметрів процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад квадратної і округлої форм і відповідні їм значення коефіцієнта газовилучення. Для розглянутих покладів квадратної і округлої форм вони становлять відповідно 0,29 $P_{\text{поч}}$ та 14,8 місяців, 0,31 $P_{\text{поч}}$ та 12,9 місяців. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % коефіцієнт газовилучення за залишковим газом для покладу квадратної форми становить 83,91 %, для покладу округлої форми – 77,49 %. Охарактеризовано фізичну суть процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газового покладу квадратної і округлої форм.

Ключові слова: поклад квадратної і округлої форм, свердловина, газ, азот, газовилучення, нагнітання.

Показана актуальність і целесообразность извлечения остаточного газа из истощенных газовых залежей. Охарактеризованы возможные направления извлечения остаточного газа из истощенных газовых залежей вытеснением его с пористой среды неуглеводородными газами. Обосновано использование азота для вытеснения с пористой среды природного газа. С помощью модуля композиционного моделирования GEM, который входит в лицензированную компьютерную программу CMG (Computer Modelling Group) выполнены исследования влияния давления начала нагнетания азота в пласт и продолжительности периода его нагнетания на коэффициент газоотдачи по остаточному газу. Исследование проведено для залежей квадратной и округлой формы. Результаты исследований представлены в виде графических зависимостей текущего пластового давления, содержания азота в скважинной продукции и коэффициента газоотдачи по остаточному газу от давления начала нагнетания азота в залежь и продолжительности периода его нагнетания. С использованием результатов исследований установлены оптимальные значения параметров процесса нагнетания азота в истощенную газовую залежь квадратной и круглой форм и соответствующие им значения коэффициента газоотдачи. Для рассмотренных залежей квадратной и округлой форм они составляют соответственно 0,29 $P_{\text{н}}$ и 14,8 месяцев, 0,31 $P_{\text{н}}$ и 12,9 месяцев. На момент достижения объемного содержания азота в добываемом газе 5 % коэффициент газоотдачи по остаточному газу для залежи квадратной формы составляет 83,91 %, для залежи округлой формы – 77,49 %. Охарактеризована физическая сущность процесса вытеснения остаточного газа азотом с истощенной газовой залежи квадратной и круглой форм.

Ключевые слова: залежь квадратной и круглой форм, скважина, газ, азот, газовойотдача, нагнетания.

The relevance and feasibility of extracting residual gas from depleted gas deposits is shown. The possible directions of the extraction of residual gas from depleted gas deposits by its displacement from a porous medium of non-hydrocarbon gases are characterized. The use of nitrogen to displace natural gas from a porous medium has been substantiated. Using the GEM compositional modeling module, which is included in the licensed computer program CMG (Computer Modeling Group), studies were made of the effect of the pressure of the start of injection of nitrogen into the reservoir and the duration of its injection period on the gas recovery coefficient for residual gas. The study was conducted for deposits of square and round shape. The research results are presented in the form of graphical dependencies of the current reservoir pressure, nitrogen content in borehole products and gas recovery coefficient for residual gas from the pressure of the start of injection of nitrogen into the reservoir and the

duration of the period of its injection. Using the results of the research, the optimal values of the parameters of the process of injecting nitrogen into the exhausted gas deposits of square and round forms and the corresponding values of the gas recovery coefficient were established. For the considered deposits of square and rounded forms, they are $0.29 P_{in}$ and 14.8 months, $0.31 P_{in}$ and 12.9 months, respectively. At the time of reaching the volumetric nitrogen content in the producing gas of 5 %, the gas recovery coefficient for residual gas for a square-shaped deposit is 83.91 %, for a round-shaped deposit – 77.49 %. The physical nature of the process of displacing residual gas with nitrogen from depleted gas deposits of square and round forms is characterized.

Key words: square and round deposits, well, gas, nitrogen, gas recovery, injection.

Постановка проблеми дослідження

У газових покладах на момент припинення рентабельної розробки залишається значна кількість невидобутого газу. Згідно з промисловими даними по закінчених розробкою покладах в умовах газового режиму кінцевий коефіцієнт газовилучення становить 85-90 % [1-4]. По окремих покладах отримано значно менші значення кінцевого коефіцієнта газовилучення, що пов'язано з макронеоднорідною будовою і низькою проникністю продуктивних відкладів, нерівномірним розміщенням на площі газонасності і низькими дебітами видобувних свердловин та умовами подачі газу споживачеві. Залишковий газ у виснажених газових покладах є важливим резервом вуглеводневої сировини. В умовах поступового вичерпання природних ресурсів вуглеводневого газу і постійного зростання попиту на нього в різних галузях економіки вилучення залишкового газу з виснажених покладів має не лише практичне, але і державне значення, що обґрунтовує актуальність досліджень із цього питання.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

До можливих напрямів вилучення залишкового газу з виснажених газових покладів відноситься витіснення його з пористого середовища неуглеводневими газами. Цьому питанню присвячена значна кількість публікацій у вітчизняних і зарубіжних науково-технічних виданнях [1-4]. Згідно з результатами лабораторних досліджень витіснення метану різними неуглеводневими газами (діоксид вуглецю, димові гази, азот) з горизонтальних макронеоднорідних моделей пористого середовища найкращими газовитіснювальними властивостями характеризується діоксид вуглецю [5]. В окремих дослідках коефіцієнт витіснення метану діоксидом вуглецю становив 99 % [6]. Дещо нижчими, але досить високими витіснювальними властивостями характеризуються димові гази і азот. Діоксид вуглецю є побічним продуктом деяких хімічних виробництв, а димові гази утворюються при спалюванні різних видів палива у печах на теплоенергетичних підприємствах.

Хімічні і теплоенергетичні підприємства у більшості випадків розміщені на значній відстані від газових родовищ і не завжди можуть забезпечити необхідну кількість і ритмічну подачу діоксиду вуглецю і димових газів, а транспортування їх на великі відстані по газопроводах вимагатиме значних фінансових витрат. Крім того, діоксид вуглецю є корозійно агресивним газом. Серед неуглеводневих газів найбільш доступним є азот. Його можна отримати з повітря безпосередньо на газовому промислі за допомогою установок, які серійно випускаються промисловістю. Тому в останніх публікаціях щодо підвищення газовилучення з виснажених газових покладів значна увага приділяється азоту.

При використанні азоту для витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів важливим є вибір тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання. Згідно з результатами математичного моделювання процесу витіснення природного газу з виснаженого покладу неуглеводневим газом (діоксидом вуглецю) коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим при меншому пластовому тиску здійснюється нагнітання неуглеводневого газу у пласт [6, 7]. Проте нагнітання азоту у пласт при тиску «заклидування» розробки покладу, який відповідає гранично рентабельному поточному темпу видобутку газу, може виявитися економічно недоцільним через низькі дебіти свердловин.

У роботах [8-10] наведено результати комп'ютерних досліджень витіснення природного газу азотом з виснажених газових покладів квадратної і округлої форм за різних значень тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання. Згідно з результатами розрахунків оптимальне значення тиску початку нагнітання азоту у поклад квадратної форми становить 0,28 від початкового тиску $P_{поч}$, а у поклад округлої форми – $0,29 P_{поч}$. Оптимальна тривалість процесу нагнітання азоту у пласт для покладу квадратної форми становить 12,5 місяців, а для покладу округлої форми – 20 місяців. Ці значення досліджуваних параметрів отримано для досить високого об'ємного вмісту азоту у видобувному газі (від

28,25 до 77,62 %). На практиці максимальний об'ємний вміст азоту у товарному газі не повинен перевищувати 5 % [11].

З метою оцінки характеристик процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад і тривалості періоду його нагнітання, за яких досягався б найбільший коефіцієнт газовилучення за умови забезпечення необхідної якості товарного газу, виконано комплекс комп'ютерних досліджень.

Формулювання цілей статті

З використанням результатів комп'ютерних досліджень процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газового покладу встановити оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у пласт та тривалості періоду його нагнітання, за яких досягається найбільший коефіцієнт газовилучення за умови забезпечення заданої якості товарного газу.

Методика дослідження та вихідні дані

Для встановлення оптимальних значень параметрів процесу нагнітання азоту у виснажений газовий поклад виконано комп'ютерні дослідження за допомогою модуля композиційного моделювання GEM, який входить у ліцензовану комп'ютерну програму CMG (Computer Modelling Group).

Дослідження виконано на прикладі гіпотетичних газових покладів квадратної і округлої форм. У покладі квадратної форми сторона квадрата – дорівнювала 1500 м, площа газонасності – $2,25 \cdot 10^6$ м², товщина пласта – 10 м, відносна густина газу – 0,553. У покладі округлої форми радіус контуру газонасності становив 3000 м, площа газонасності – $28,26 \cdot 10^6$ м², товщина пласта – 12 м, відносна густина газу – 0,6. Для обох покладів коефіцієнт відкритої пористості дорівнював 0,14, коефіцієнт початкової газонасиченості – 0,78, коефіцієнт абсолютної проникності пласта – 0,2 мкм², глибина залягання продуктивного пласта (середня глибина свердловини) – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К. Запаси газу, підраховані програмою CMG, для квадратного за формою покладу становлять 704,56 млн.м³, а для округлого покладу – 11,695 млрд.м³.

Газовий поклад квадратної форми розробляють на виснаження чотирма свердловинами, розміщеними в кутах квадрата, які експлуатують на режимі постійної депресії на пласт

0,26 МПа з початковим дебітом газу однієї свердловини 55 тис.м³/доб. Газовий поклад округлої форми розробляють 12 видобувними свердловинами, розміщеними у вигляді кругової батареї радіусом 1500 м. Свердловини експлуатують на режимі постійної депресії на пласт 0,02 МПа з початковим дебітом газу однієї свердловини 125 тис.м³/доб.

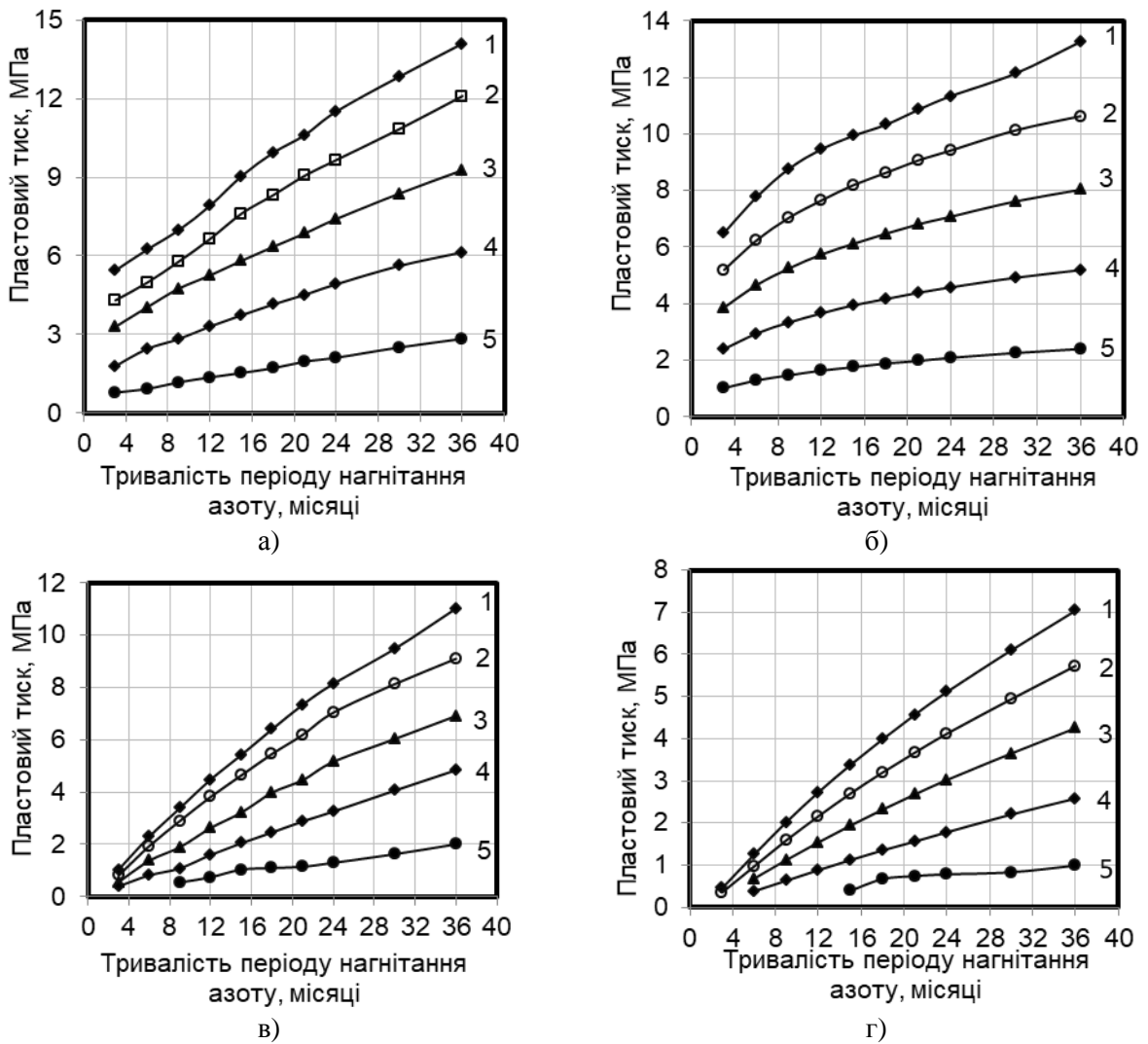
В обох покладах після зниження пластового тиску на певну величину від початкового тиску здійснюють нагнітання у пласт азоту: для покладу округлої форми через 12 нагнітальних свердловин, розміщених у вигляді батареї з радіусом 3000 м, для покладу квадратної форми – через центральну свердловину. Дослідження виконано для різних значень тиску початку нагнітання азоту у поклад (0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1 від початкового тиску) та різної тривалості періоду його нагнітання (3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 30 і 36 місяців).

У дослідженнях поклади розробляли на виснаження до моменту зниження пластового тиску до заданого значення, після чого починали нагнітати азот у пласт через нагнітальні свердловини. Під час нагнітання азоту у пласт продовжували експлуатацію видобувних свердловин. Добову витрату азоту, що нагнітається у поклад, вибирали з умови рівності її за поточних пластових умов сумарному дебіту всіх видобувних свердловин по газу. Це забезпечувало постійне значення пластового тиску упродовж усього періоду запомповування азоту у пласт.

У кожному розрахунковому варіанті нагнітання азоту у пласт здійснювали до моменту прориву його до видобувних свердловин і до досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. У подальшому з метою оцінки характеру зміни вмісту азоту у свердловинній продукції експлуатували тільки видобувні свердловини до моменту зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску.

Результати дослідження

Розрахунки прогнозованих технологічних показників дорозробки виснаженого газового покладу з нагнітанням азоту у пласт проводили з кроком у часі 1 рік. Для кожного моменту часу визначали пластовий тиск, дебіт видобувної свердловини по газу та азоту і накопичений видобуток газу та азоту. За цими даними обраховували поточний коефіцієнт газовилучення за залишковим газом та вміст азоту у свердловинній продукції.

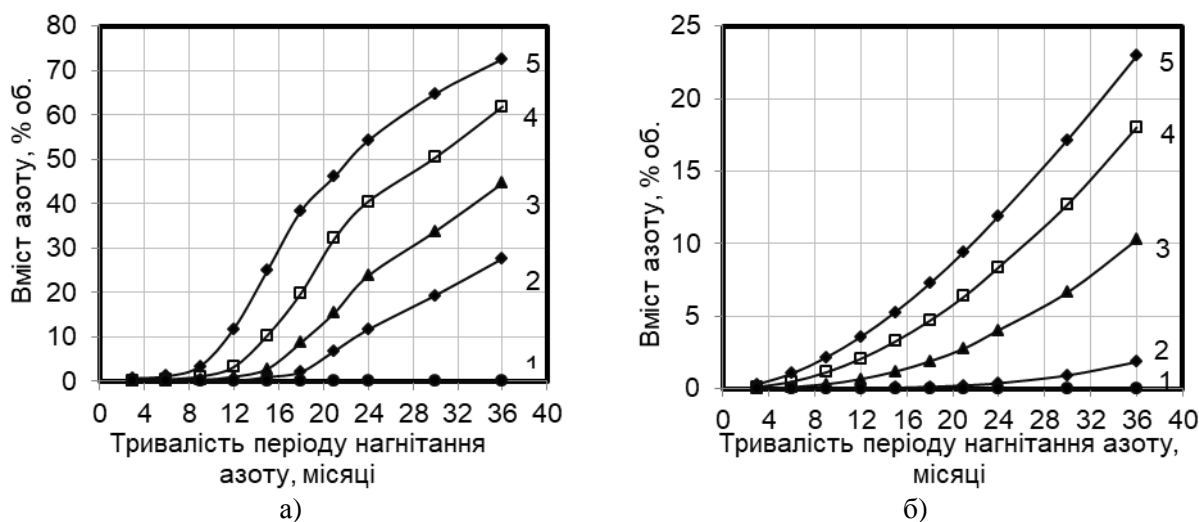


1 – 0,5; 2 – 0,4; 3 – 0,3; 4 – 0,2; 5 – 0,1

Рисунок 1 – Залежності поточного пластового тиску від тривалості періоду нагнітання азоту у пласт для покладів квадратної (а, в) і округлої (б,г) форм за різних значень тиску початку нагнітання азоту у поклад (1-5) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а, б) і вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. (в, г)

Результати комп'ютерних досліджень обробляли у вигляді графічних залежностей поточного пластового тиску, об'ємного вмісту азоту у видобувному газі і коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання, деякі з них зображено на рисунках 1-4. Ці залежності мають однаковий вигляд для покладів квадратної і округлої форм, відрізняються тільки абсолютні значення досліджуваних параметрів, оскільки поклади характеризуються різними початковими запасами газу, кількістю і системами розміщення на площі газонасності кількістю видобувних і нагнітальних свердловин і початковими дебітами видобувних свердловин по газу.

Аналіз результатів розрахунків свідчить, що нагнітання азоту у поклад сприяє підвищенню пластового тиску порівняно з розробкою на виснаження (рис. 1). Пластовий тиск зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання. Підвищене значення пластового тиску підтримується упродовж всього періоду нагнітання азоту у пласт. Підвищення пластового тиску сприяє інтенсифікації процесу дорозробки покладу, оскільки зростають дебіти свердловин по газу і поточний видобуток газу з покладу. Одночасно покращуються умови подачі газу споживачеві в результаті підтримування (за необхідності) більшого робочого тиску на гирлах свердловин.



1 – 0,5; 2 – 0,4; 3 – 0,3; 4 – 0,2; 5 – 0,1

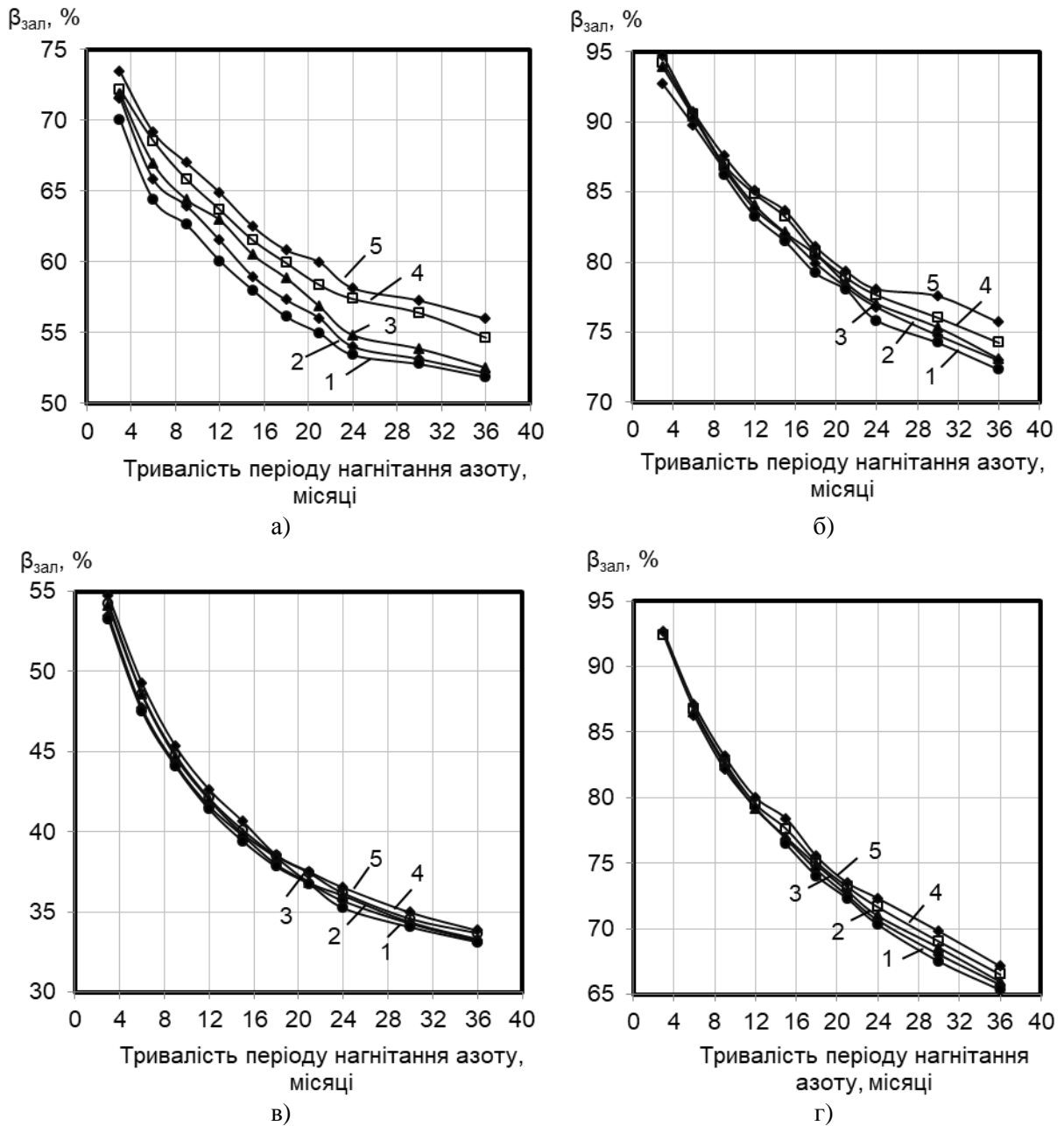
Рисунок 2 – Залежності вмісту азоту у видобувному газі від тривалості періоду його нагнітання у пласт за різного тиску початку нагнітання (1-5) для покладів квадратної (а) і округлої (б) форм на момент зниження пластового тиску до 0,1 від початкового тиску

Таблиця 1 – Вміст азоту у видобувному газі на момент зниження поточного пластового тиску у покладі до 0,1 від початкового тиску

Тиск початку нагнітання азоту у поклад	Вміст азоту у видобувному газі (% об.) для різної тривалості періоду нагнітання азоту у пласт (місяці)									
	3	6	9	12	15	18	21	24	30	36
Поклад квадратної форми										
0,5 Р _{поч}	0,68	1,17	3,44	11,85	24,96	38,37	46,12	54,21	64,75	72,55
0,4 Р _{поч}	0,08	0,43	1,13	3,26	10,37	19,86	32,15	40,5	50,42	61,87
0,3 Р _{поч}	0,01	0,25	0,32	1,06	2,82	8,76	15,49	23,78	33,79	44,62
0,2 Р _{поч}	0	0	0,02	0,1	0,98	2,13	6,86	11,67	19,38	27,65
0,1 Р _{поч}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Поклад округлої форми										
0,5 Р _{поч}	0,31	1,04	2,16	3,57	5,28	7,24	9,45	11,91	17,16	22,93
0,4 Р _{поч}	0,12	0,48	1,13	2,06	3,25	4,68	6,35	8,37	12,7	18
0,3 Р _{поч}	0,03	0,1	0,31	0,66	1,18	1,88	2,77	4,03	6,64	10,25
0,2 Р _{поч}	0	0	0,01	0,02	0,06	0,12	0,22	0,38	0,92	1,84
0,1 Р _{поч}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Згідно з розрахунковими даними вміст азоту у видобувному газі зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання, що пов'язано із швидшим проривом азоту у видобувні свердловини (рис. 2, табл. 1). При цьому за однакових умов для покладу округлої форми отримано менші значення вмісту азоту у видобувному газі порівняно з покладом квадратної форми. Така ситуація пояснюється рівномірнішим переміщенням фронту витіснення природного газу азотом у покладі округлої форми з більшою кількістю видобувних і нагнітальних свердловин і більшою відстанню між ними порівняно з покладом квадратної форми.

Згідно з наведеними у таблиці 1 результатами розрахунків на момент зниження поточного пластового тиску у покладі до 0,1 від початкового тиску і тривалості періоду нагнітання азоту у поклад 36 місяців при збільшенні тиску початку нагнітання азоту у поклад від 0,1 Р_{поч} до 0,5 Р_{поч} об'ємний вміст азоту у свердловинній продукції зростає від 0 до 72,55 % для покладу квадратної форми і від 0 до 22,03 % для покладу округлої форми. Шляхом інтерполяції розрахункових даних отримано значення тривалості періоду нагнітання азоту у поклад для різних значень тиску початку нагнітання азоту, за яких об'ємний вміст азоту у видобувному газі досягає 5 %: для покладу квадратної фор-



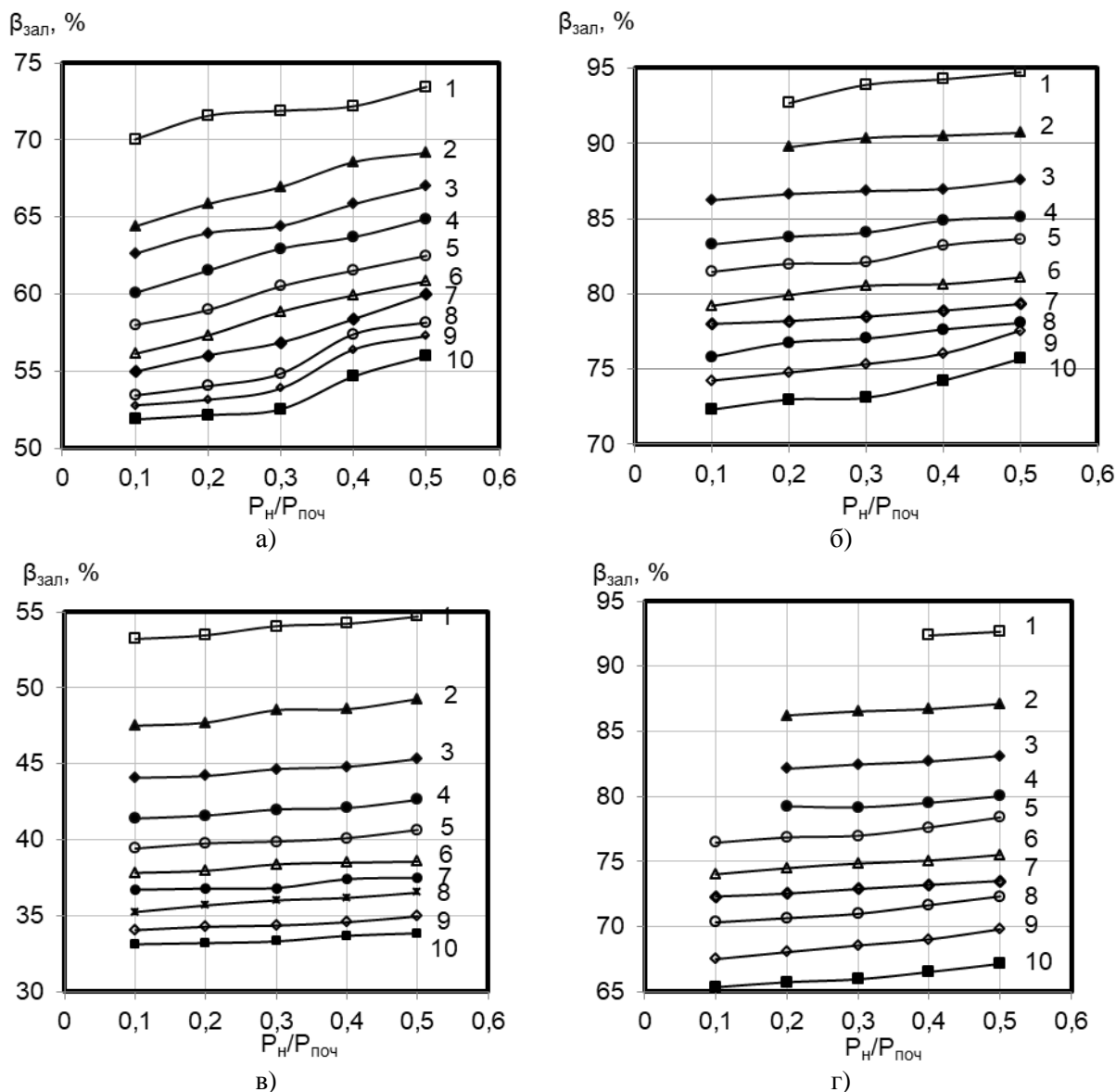
1 – 0,5; 2 – 0,4; 3 – 0,3; 4 – 0,2; 5 – 0,1

Рисунок 3 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тривалості періоду нагнітання азоту у пласт за різних значень тиску початку його нагнітання у поклад (1-5) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а, в) і вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. (б, г) для покладів квадратної (а, б) і округлої (в, г) форм

ми: 0,5 $P_{\text{поч}} \sim 9,6$ місяців, 0,4 $P_{\text{поч}} \sim 12,7$ місяців, 0,3 $P_{\text{поч}} \sim 16,1$ місяців, 0,2 $P_{\text{поч}} \sim 19,8$ місяців, 0,1 $P_{\text{поч}} \sim$ азот у видобувному газі відсутній; для покладу округлої форми: 0,5 $P_{\text{поч}} \sim 14,5$ місяців, 0,4 $P_{\text{поч}} \sim 18,6$ місяців, 0,3 $P_{\text{поч}} \sim 26,2$ місяців, 0,2 $P_{\text{поч}} \sim$ вміст азоту становить 1,84 %, 0,1 $P_{\text{поч}} \sim$ азот у видобувному газі відсутній. Отже, вміст азоту у видобувному газі можна регулювати вибором тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання, виходячи з отримання найбільшого коефіцієнта

газовилучення і з врахуванням техніко-економічних показників розглядуваного процесу.

Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом як для покладу квадратної форми, так і для покладу округлої форми на момент прориву азоту у видобувні свердловини і досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % зростає із збільшенням тиску початку нагнітання азоту у пласт і зменшенням тривалості періоду його нагнітання (рис. 3 і 4). Графічні залежності коефіцієнта газовилучення від три-



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

Рисунок 4 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від тиску початку нагнітання азоту у пласт за різних значень тривалості періоду його нагнітання у поклад (1-5) на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а, в) і вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. (б, г) для покладів квадратної (а, б) і округлої (в, г) форм

валості періоду нагнітання азоту у пласт поступово виположуються, а від тиску початку нагнітання азоту у пласт плавно зростають. Найістотніше на коефіцієнт газовилучення впливає тривалість періоду нагнітання азоту у пласт, значно менше – тиск початку нагнітання азоту. Так, для покладу квадратної форми при збільшенні тривалості періоду нагнітання азоту у пласт з 3 до 36 місяців коефіцієнт газовилучення на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється від 51,86 до 70,04 % (на 18,18 %) для тиску початку нагнітання 0,1 $P_{поч}$ і від 55,98 до 73,45 % (на 17,47 %) для тиску початку нагнітання 0,5 $P_{поч}$. На момент досягнення

об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % коефіцієнт газовилучення для тиску початку нагнітання 0,5 $P_{поч}$ змінюється від 75,69 до 94,72 % (на 19,03 %) (для тиску початку нагнітання азоту 0,1 $P_{поч}$ і тривалості періоду нагнітання 3 і 6 місяців азот у свердловинах не проявився). Для покладу округлої форми при збільшенні тривалості періоду нагнітання азоту з 3 до 36 місяців отримано такі інтервали зміни коефіцієнта газовилучення для різних значень тиску початку нагнітання: на момент прориву азоту у видобувні свердловини: 0,1 $P_{поч}$ – від 33,12 до 53,22 % (на 20,1 %), 0,5 $P_{поч}$ – від 33,84 до 54,69 % (на 20,85 %) і на момент досягнення

об'ємного вмісту азоту 5 %: 0,5 $P_{\text{поч}}$ – від 67,14 до 92,65 % (на 25,51 %) (при тиску початку нагнітання 0,1 $P_{\text{поч}}$ і тривалості періоду нагнітання 6, 9, 12 місяців азот у свердловинах не проявився).

Звертають на себе увагу досить високі значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом, отримані при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад. Для різних значень тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання коефіцієнт газовилучення на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється від 51,86 до 73,45 % для покладу квадратної форми і від 33,12 до 54,69 % для покладу округлої форми, а на момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. – від 72,32 до 94,72 % для покладу квадратної форми і від 65,34 до 92,65 % для покладу округлої форми.

За період часу з прориву азоту до видобувних свердловин і досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. видобувається 20,49-21,27 % залишкового газу із покладу квадратної форми і 32,22-37,96 % із покладу округлої форми. Тобто за період експлуатації свердловин з азотом у свердловинній продукції з покладу округлої форми видобувається більше газу, ніж з покладу квадратної форми. Наведені дані свідчать про доцільність продовження експлуатації видобувних свердловин до моменту досягнення максимально допустимого вмісту азоту у видобувному газі 5 % об., що дозволить видобути з виснаженого покладу додаткову кількість залишкового газу.

Дещо менші значення коефіцієнта газовилучення для покладу округлої форми порівняно з покладом квадратної форми, незважаючи на рівномірне переміщення фронту витіснення у покладі округлої форми, пояснюється тим, що у покладі округлої форми не була охоплена витісненням природного газу азотом внутрішня зона всередині батареї видобувних свердловин. Витіснення залишкового природного газу азотом здійснювалося тільки із зони пласта між батареями видобувних і нагнітальних свердловин.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних визначено оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у поклад і тривалості періоду його нагнітання, за межами яких коефіцієнт газовилучення мало змінюється. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у свердловинній продукції 5 % оптимальне значення тривалості періоду нагнітання азоту у пласт за різного тиску початку нагнітання для покладу квадратної форми становить:

0,1 $P_{\text{поч}}$ – 14,77 місяців, 0,2 $P_{\text{поч}}$ – 14,57 місяців, 0,3 $P_{\text{поч}}$ – 14,91 місяців, 0,4 $P_{\text{поч}}$ – 14,98 місяців, 0,5 $P_{\text{поч}}$ – 14,79 місяців, середнє значення – 14,8 місяців; для покладу округлої форми: 0,1 $P_{\text{поч}}$ – 12,94 місяців, 0,2 $P_{\text{поч}}$ – 12,92 місяців, 0,3 $P_{\text{поч}}$ – 12,8 місяців, 0,4 $P_{\text{поч}}$ – 12,82 місяців, 0,5 $P_{\text{поч}}$ – 12,83 місяців, середнє значення – 12,9 місяців. Оптимальне значення тиску початку нагнітання азоту у пласт за різної тривалості періоду його нагнітання для покладу квадратної форми становить: 3 місяці – 0,259 $P_{\text{поч}}$, 6 місяців – 0,267 $P_{\text{поч}}$, 9 місяців – 0,28 $P_{\text{поч}}$, 12 місяців – 0,283 $P_{\text{поч}}$, 15 місяців – 0,289 $P_{\text{поч}}$, 18 місяців – 0,291 $P_{\text{поч}}$, 21 місяць – 0,294 $P_{\text{поч}}$, 24 місяці – 0,298 $P_{\text{поч}}$, 30 місяців – 0,302 $P_{\text{поч}}$, 36 місяців – 0,31 $P_{\text{поч}}$, середнє значення – 0,29 $P_{\text{поч}}$; для покладу округлої форми: 3 місяці – 0,286 $P_{\text{поч}}$, 6 місяців – 0,293 $P_{\text{поч}}$, 9 місяців – 0,295 $P_{\text{поч}}$, 12 місяців – 0,296 $P_{\text{поч}}$, 15 місяців – 0,297 $P_{\text{поч}}$, 18 місяців – 0,302 $P_{\text{поч}}$, 21 місяць – 0,315 $P_{\text{поч}}$, 24 місяці – 0,32 $P_{\text{поч}}$, 30 місяців – 0,327 $P_{\text{поч}}$, 36 місяців – 0,329 $P_{\text{поч}}$, середнє значення – 0,31 $P_{\text{поч}}$.

Отже, оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання для покладу квадратної форми становлять відповідно 0,29 $P_{\text{поч}}$ і 14,8 місяців, для покладу округлої форми – 0,31 $P_{\text{поч}}$ і 12,9 місяців. Для обох покладів оптимальні значення параметрів процесу нагнітання азоту у пласт близькі між собою. На момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для наведених оптимальних значень досліджуваних параметрів коефіцієнт газовилучення для покладу квадратної форми дорівнює 83,91 %, а для покладу округлої форми – 77,49 %. Згідно з результатами досліджень нагнітання азоту у пласт з більшою тривалістю і при меншому значенні поточного пластового тиску мало впливає на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом.

Результати виконаних досліджень свідчать про технологічну ефективність витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газового покладу і про необхідність оптимізації параметрів процесу нагнітання азоту у пласт з метою максимізації кінцевого газовилучення шляхом вибору відповідних значень тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання.

Висновки

З використанням результатів комп'ютерних досліджень процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газо-

вого покладу встановлено оптимальні значення тиску початку нагнітання азоту у пласт і тривалості періоду його нагнітання, за яких досягається найбільший коефіцієнт газовилучення за залишковим газом. Для розглянутих покладів квадратної і округлої форм вони становлять відповідно 0,29 $P_{\text{поч}}$ і 14,8 місяців, 0,31 $P_{\text{поч}}$ і 12,9 місяців. За оптимальних значень параметрів процесу нагнітання азоту у пласт коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент досягнення об'ємного вмісту азоту у видобувному газі 5 % для покладу квадратної форми становить 83,91 %, для покладу округлої форми – 77,49 %. Нагнітання азоту у пласт за тиску більшому за тиск «закидування» розробки покладу (близько 0,1 від початкового тиску) дозволить інтенсифікувати процес його дорозробки за рахунок більших дебітів свердловин і поточного видобутку газу та покращити техніко-економічні показники видобування залишкового газу.

Список використаних джерел

1. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений : учеб. пособие для вузов. М. : Недра, 1980. 334 с.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений: навч. посіб. М. : Струна, 1998. 628 с.
3. Совершенствование технологии разработки месторождений нефти и газа / под ред. С.Н. Закирова. М. : Грааль, 2000. 643 с.
4. Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов. М. : Недра, 1992. 255 с.
5. Oldenburg C.M., Benson S.M. CO₂ Injection for Enhanced Gas Production and Carbon Sequestration. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition*. 2002. SPE 74367.
6. SPE 130151. Enhanced Gas Recovery, Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, OMV; Severin Secklehner, OMV; Konstantinos Mantatzis, OMV; Bas Jacobs, OMV.
7. 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.
8. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.И. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. № 2(59). С.51-57.

9. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Scientific Bulletin of NMU*. 2017. No 5. P. 23-28.

10. Кондрат Р.М., Хайдарова Л.И. Дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом із виснаженого газового родовища за різної тривалості періоду нагнітання азоту в пласт. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. № 1(58). С.60-67.

11. Постановою «Про затвердження Змін до деяких постанов НКРЕКП щодо впровадження добового балансування на ринку природного газу та процедури розробки, подання і затвердження Плану розвитку газотранспортної системи на наступні 10 років» (від 27.12.2017 р. № 1437).

References

1. Zakirov S.N. Teoriya i proektirovanie razrabotki gazovyyih i gazokondensatnyih mestorozhdeniy : ucheb. posobie dlya vuzov. M. : Nedra, 1980. 334 p.
2. Zakirov S.N. Razrabotka gazovyyih, gazokondensatnyih i neftegazokondensatnyih mestorozhdeniy : navch. posib. M. : Struna, 1998. 628 p.
3. Sovershenstvovanie tehnologii razrabotki mestorozhdeniy nefiti i gaza / pod red. S.N. Zakirova. M. : Graal, 2000. 643 p.
4. Kondrat R.M. Gazokondensatootdacha plastov. M. : Nedra, 1992. 255 p.
5. Oldenburg C.M., Benson S.M. CO₂ Injection for Enhanced Gas Production and Carbon Sequestration. *SPE International Petroleum Conference and Exhibition*. 2002. SPE 74367.
6. SPE130151. Enhanced Gas Recovery, Challenges shown at the example of three gas fields, Torsten Clemens, OMV; Severin Secklehner, OMV; Konstantinos Mantatzis, OMV; Bas Jacobs, OMV.
7. 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.
8. Kondrat R.M., Khaydarova L.I. Doslidzhennya vplyvu tysku pochatku nagnitannya azotu u vysnazhene gazove rodovysche na karakterystyky protsesu vyluchennya zalyshkovogo pryrodnoho gazu. *Rozvidka ta rozrobka naftovyh i gazovyh rodovysch*. 2016. No 2(59). P. 51-57.

9. Kondrat R.M., Khaydarova L.I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. *Naukoviy visnyk NGU*. 2017. No 5. P. 23-28.

10. Kondrat R.M., Khaydarova L.I. Doslidzhennya protsesu vitisnennya zalishkovogo prirodnogo gazu azotom iz visnazhenogo gazovogo rodovyscha za riznoi tryvalosti periodu nagnitannya azotu v plast. *Rozvidka ta rozrobka naftovyh i gazovyh rodovysch*. 2016. No 1(58). P. 60-67.

11. Postanovoyu «Pro zatverdzhennya Zmin do deyakih postanov NKREKP schodo vprovadzhennya dobovogo balansuvannya na rinku prirodnogo gazu ta protseduri rozrobki, podannya i zatverdzhennya Planu rozvytku gazotransportnoi sistemi na nastupni 10 rokiv» (vid 27.12.2017 r. No 1437).

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.243.26

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-2(71)-30-37

РОЗРОБЛЕННЯ ТЕОРЕТИЧНИХ ОСНОВ КЕРУВАННЯ КАВІТАЦІЙНО-ІМПУЛЬСНОЮ ДІЄЮ НА ВИБІЙ СВЕРДЛОВИНИ НА ОСНОВІ ТЕОРІЇ СПЕКТРІВ

*І.І. Чудик, Я. М. Фем'як**

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 727137,
e-mail: chudoman@ukr.net, jfemjak@gmail.com*

Розглядається технологія інтенсифікації руйнування гірських порід при бурінні свердловин за рахунок обґрунтування фізико-механічних, кавітаційних і технологічних процесів. Подальший розвиток механізму руйнування гірських порід за рахунок створюваних кавітаційних процесів, проявлення яких можливе на вибої свердловини при бурінні сучасними типами бурових доліт, є актуальною науково-технічною задачею, вирішення якої дозволить значно підвищити ефективність і надійність буріння свердловин, має важливе практичне значення для нафтогазової галузі. Отримали подальший розвиток механізми руйнування гірських порід при бурінні свердловин, які дозволяє враховувати як постійне механічний вплив на гірську породу озброєння бурового долота і кавітаційний вплив на поверхню вибою охолоджуючої промивної рідини. Вперше доведено, що кавітаційно-імпульсна обробка вибою свердловини при бурінні дозволяє оцінити ерозійну дію кавітації при різних відстанях від кавітатора з урахуванням дисипативних втрат і збільшити частку енергії, що спрямовується на гірську породу. Вперше обґрунтована можливість вибору найбільш оптимального режиму кавітаційно-імпульсного навантаження на вибій свердловини. Для оцінки ефективності технології кавітаційно-пульсаційного промивання запропоновані аналітичні залежності, що дозволяють спрогнозувати частотний розподіл енергії від лускання кавітаційних пухирців, що створюються кавітатором на вибої свердловини, що дозволяє активно управляти процесом кавітаційно-імпульсного впливу на гірські породи в процесі їх руйнування при бурінні. Наведено характеристики, що в більш повній мірі відображають кавітаційно-пульсаційний процес і, тим самим, дозволяють точніше оцінити його ефективність в руйнуванні порід на вибої свердловини. При проведенні кавітаційно-імпульсної обробки вибою свердловини з метою створення штучної тріщинуватості значення має режим навантаження, а саме розподіл енергії навантаження по діапазонах частот. Для розширення області кавітаційно-імпульсної обробки масиву гірської породи необхідно формувати такі навантаження, щоб основна частина енергії була зосереджена в низькому діапазоні частот, тому що низькі частоти із збільшенням відстані від джерела збурення (кавітатора) згасають в меншій мірі у порівнянні з високими частотами. Досліджено розподіл енергії по різних діапазонах частот в процесі поширення кавітаційно-імпульсної дії по гірському масиву порід з метою вибору найбільш оптимального режиму кавітаційно-імпульсного навантаження на вибій свердловини. Запропоновані аналітичні залежності, що дозволяють спрогнозувати частотний розподіл енергії, яка виділяється при лусканні кавітаційних пухирців на вибої свердловини. Це надає можливість активно керувати процесом кавітаційно-імпульсного впливу на гірські породи в процесі їх руйнування при бурінні.

Ключові слова: гірська порода, свердловина, кавітація, імпульс, енергія, частота.

Рассматривается технология интенсификации разрушения горных пород при бурении скважин за счет обоснования физико-механических, кавитационных и технологических процессов. Дальнейшее развитие механизма разрушения горных пород за счет создаваемых кавитационных процессов, проявление которых возможно на забое скважины при бурении современными типами буровых долот, является актуальной научно-технической задачей, решение которой позволит значительно повысить эффективность и надежность бурения скважин, имеет важное практическое значение для нефтегазовой отрасли. Получили дальнейшее развитие механизмы разрушения горных пород при бурении скважин, которые позволяют учитывать как постоянное механическое воздействие на горную породу вооружения бурового долота и кавитационное воздействие на поверхность забоя охлаждающей промывочной жидкости. Впервые доказано, что кавитационно-импульсная обработка забоя скважины при бурении позволяет оценить эрозионное действие кавитации при различных расстояниях от кавитатора с учетом диссипативных потерь и увеличить долю энергии, направляемой на горную породу. Впервые обоснована возможность выбора наиболее оптимального режима кавитационно-импульсной нагрузки на забой скважины. Для оценки эффективности технологии кавитационно-пульсационной промывки предложены аналитические зависимости, позволяющие спрогнозировать частотное распределение энергии от схлопывания кавитационных пузырьков, создаваемых кавитатором на забое скважины, что позволяет активно управлять процессом кавитационно-импульсного воздействия на горные породы в процессе их разрушения при бурении. Приведены характеристики, которые более в полной мере отражают кавитационно-пульсационный процесс и, тем самым, позволяют точнее оценить его эффективность в разрушении пород на забое скважины. При проведении кавитационно-импульсной обработки забоя скважины с целью создания искусственного трещинообразования значение имеет режим нагрузки, а именно распределение энергии нагрузки по диапазонам частот. Для расширения области кавитационно-импульсной обработки массива горной породы необходимо формировать такие нагрузки, чтобы основная часть энергии была сосредоточена в низком диапазоне частот, так как низкие частоты с увеличением расстояния от источника возмущения (кавитатора) угасают в меньшей степени по сравнению с высокими частотами. Исследовано распределение энергии по различным диапазонам частот в процессе распространения кавитационно-импульсного воздействия по горному массиву пород с целью выбора наиболее оптимального режима кавитационно-импульсной нагрузки на забой скважины. Предложенные аналитические зависимости, позволяющие спрогнозировать частотное распределение энергии, которая выделяется при схлопывании кавитационных пузырьков на забое скважины. Это дает возможность активно управлять процессом кавитационно-импульсного воздействия на горные породы в процессе их разрушения при бурении.

Ключевые слова: горная порода, скважина, кавитация, импульс, энергия, частота.

The authors consider the technology of intensification of the rock failure during the drilling of the wells using the substantiation of physico-mechanical, cavitation and technological processes. Further development of the mechanism of rock failure due to the created cavitation processes, the manifestation of which is possible at the well bottom when drilling with modern types of drill bits, is an important scientific and technical problem. The solution of this problem will significantly increase the efficiency and reliability of drilling the wells. The development of the mechanism is of great practical importance for oil-and-gas industry. The authors have further developed the mechanisms of rock failure during drilling, which allow to take into account as constant actions both the mechanical effect of the drill bit cutting structure on the rock and the cavitation effect of the cooling flushing fluid on the bottom-hole surface. For the first time it has been proved that cavitation-impulse treatment of a bottom during drilling allows to evaluate the erosion effect of cavitation at various distances from the cavitator, taking into account dissipative losses, and to increase the proportion of energy directed to the rock. For the first time, the possibility of choosing the most optimal mode of cavitation-impulse load at the bottom of a well has been substantiated. To evaluate the effectiveness of the cavitation-pulsation washing technology, analytical dependencies have been proposed. Those dependencies allow to predict the frequency distribution of energy from the collapse of cavitation bubbles created by the cavitator at the bottom of the well. It allows to control actively the process of cavitation-impulse impact on rocks in course of their failure during drilling. The authors provide characteristics that show the cavitation-pulsation process fully. Thus, these characteristics allow to evaluate the effectiveness of the process in the rocks failure at the bottom-hole more accurately. When conducting cavitation-impulse treatment of the bottomhole, in order to create artificial cracking, the load mode, namely the distribution of the load energy over frequency ranges, is of importance. To expand the area of the cavitation-impulse treatment of the rock mass, it is necessary to form such loads that the main part of the energy is concentrated in the low frequency range. With the increase of the distance from the perturbation source (cavitator) low frequencies attenuate less in comparison with high frequencies. In order to choose the most optimal mode of cavitation-impulse load on the bottom hole, the distribution of energy over various frequency ranges in the process of the spread of cavitation-impulse effect on a rock massif has been studied. The suggested analytical dependencies allow to predict the frequency distribution of energy which is released when the cavitation bubbles collapse at the bottom-hole. It gives a possibility to control the process of cavitation-impulse effect on rocks in the process of their failure during drilling.

Key words: rock, well, cavitation, impulse, energy, frequency.

Постановка проблеми. Відомо, що за основні параметри вибухового імпульсу в гірській справі приймають максимальне значення напруження і тривалість дії імпульсу [1]. Змінюючи у той чи інший спосіб ці параметри, здійснюють керування імпульсним навантаженням масиву. Хоча ці характеристики є важливими, практично неможливо, користуючись лише ними, з достатньою точністю передбачити результати кавітаційно-імпульсної дії в гірському масиві порід під час буріння свердловини. Тобто цих двох параметрів імпульсу в нашому випадку, є недостатньо для обґрунтованої розробки кавітаційно-імпульсної технології руйнування породи при бурінні свердловини.

Аналіз досліджень і публікацій. Найповнішу інформацію стосовно кавітаційно-імпульсної технології руйнування породи при бурінні можуть надати спектральні характеристики кавітаційно-імпульсних процесів. Залучення теорії спектрів для дослідження керованої руйнівної дії кавітаційних ефектів – досить ефективний метод вивчення дії імпульсу в різних середовищах. Цьому напряму присвячені деякі роботи, що стосуються подрібнення гірських порід [2], ущільнення ґрунтових масивів [3 - 4], а також розробки імпульсних технологій для застосування у нафтогазовій галузі [5 - 7], однак систематизовані дані щодо вказаного напряму досліджень проте відсутні.

Постановка завдання. В цій статті ми наведемо характеристики, що більш повно відображають кавітаційно-пульсаційний процес, дають змогу точніше оцінити його ефективність у руйнуванні порід на вибої свердловини.

Виклад основного матеріалу. Припустимо, що на деякій відстані r від джерела імпульсної дії (кавітатора) напруження описується аналітичною функцією:

$$\sigma(t) = f(t). \quad (1)$$

Введемо спектральну щільність кавітаційно-імпульсної дії [3]:

$$S(j\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)e^{-j\omega t} dt, \quad (2)$$

де $j = \sqrt{-1}$ - уявна одиниця.

З теорії спектрів відомо, що між співвідношеннями (1) і (2) існує зв'язок:

$$\sigma(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} S(j\omega)e^{j\omega t} d\omega. \quad (3)$$

Формули (2) і (3) є основними в теорії спектрів. Це подвійне перетворення Фур'є, що пов'язує між собою дійсну функцію часу $f(t)$ і комплексну функцію частоти $S(j\omega)$.

Формула (3) є інтегралом Фур'є в комплексній формі. Її зміст полягає в тому, що функція $f(t)$ представлена сумою синусоїдальних складових, тому вона може бути лише сумою нескінченно великого числа нескінченно малих коливань, нескінченно близьких по частоті. Комплексна амплітуда кожного окремого коливання нескінченно мала і рівна:

$$dC = \frac{1}{\pi} S(j\omega) d\omega. \quad (4)$$

Формулу (3) можна записати в дійсній формі, тоді інтегрування відбуватиметься лише по додатних частотах. Вводячи позначення $S(j\omega) = A(\omega) + jB(\omega)$, і враховуючи, що $A(\omega)$ – парна, а $B(\omega)$ – непарна функції, отримаємо:

$$\sigma(t) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{\infty} [A(\omega)\cos \omega t - B(\omega)\sin \omega t] d\omega. \quad (5)$$

Можна отримати ще один запис формули (5):

$$\sigma(t) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{\infty} [S(j\omega)e^{j\omega t} + S(-j\omega)e^{-j\omega t}] d\omega. \quad (6)$$

У квадратних дужках стоїть сума спряжених величин, яка рівна подвоєній дійсній частині. Отже,

$$\sigma(t) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{\infty} S(j\omega)e^{j\omega t} d\omega. \quad (7)$$

Введемо ще одне уточнення. Підінтегральна функція у формулі (3) буде виражати окремий безкінечно малий доданок коливання з нескінченно малою амплітудою dC :

$$\frac{1}{2\pi} S(j\omega)e^{j\omega t} d\omega = dC e^{j\omega t}, \quad (8)$$

тоді

$$S(j\omega) = \pi \frac{dC}{d\omega}. \quad (9)$$

Отже величина $S(j\omega)$ представляє безпосередньо не амплітуду, а так звану спектральну щільність. Проте, як правило, цю деталь опускають і називають $S(j\omega)$ комплексним спектром неперіодичної функції, а абсолютне значення (модуль) цієї величини $|S(j\omega)| = S(\omega)$ – просто спектром.

Окрім спектральної функції, розглянемо характеристики, які глибше відображають кавітаційно-імпульсний процес:

- енергія спектру:

$$W_S = \frac{1}{\pi} \int_0^{\infty} S^2(j\omega) d\omega; \quad (10)$$

• діюча тривалість імпульсу Δt (під якою розуміється проміжок часу, в якому зосереджена переважна частина енергії імпульсу), що знаходиться з виразу:

$$\int_{t_0 - \Delta t/2}^{t_0 + \Delta t/2} \sigma^2(t) dt = \mu_i \int_{-\infty}^{\infty} \sigma^2(t) dt = \mu_i A_i, \quad (11)$$

де μ_i – частка повної енергії імпульсу за проміжок часу Δt (як правило приймають $\mu_i = 0,9$);

$$A_i = \int_{-\infty}^{\infty} \sigma^2(t) dt - \text{величина, пропорційна повній енергії імпульсу};$$

• діюча ширина спектру Δf , знаходиться з виразу

$$\int_0^{2\pi\Delta t} S^2(j\omega) d\omega = \mu_i \int_0^{\infty} S^2(j\omega) d\omega; \quad (12)$$

• коефіцієнт форми імпульсу $\eta_i = \Delta f \Delta t$, що характеризує не лише форму імпульсу, але і його спотворення при проходженні через вимірювальний тракт з обмеженою смугою робочих частот;

• частоти істотних гармонічних складових, що визначаються за кривою спектру $S(\omega)$.

Спектральна характеристика імпульсного навантаження, що визначається за формулою (2), дозволяє оцінити зміну його параметрів на різних відстанях від джерела імпульсного навантаження (кавітатора) з урахуванням дисипативних втрат.

При поширенні імпульсу в гірському масиві складові спектру поглинаються неоднаково на різних частотах, внаслідок чого змінюється не лише величина, але і форма імпульсу [192]. Якщо прийняти спектральну щільність імпульсу біля стінки свердловини $S_0(\omega)$, то в результаті поглинання спектральна щільність у досліджуваній точці масиву, розташованій на відстані r від джерела імпульсного навантаження, зміниться до величини $S_r(\omega)$.

Значення $S_r(\omega)$ можна визначити із співвідношення:

$$S_r(\omega) = S_0(\omega) \eta_n(\omega) \eta_z, \quad (13)$$

де $\eta_n(\omega)$ – коефіцієнт пропускання середовища; η_z – коефіцієнт розповсюдження хвилі (для плоскої симетрії рівний 1, осової – 2 і центральної – 3).

Розв'язавши рівняння (13) відносно $S_0(\omega)$, знаходимо:

$$S_0(\omega) = \frac{S_r(\omega)}{\eta_n(\omega) \eta_z}. \quad (14)$$

Згідно зі співвідношенням (3) напруження на вибої свердловини визначається формулою:

$$\sigma_0(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{S_r(\omega)}{\eta_n(\omega) \eta_z} e^{j\omega t} d\omega. \quad (15)$$

Інтеграл виду (15) визначають за допомогою теореми, наведеної в [3]. Таким чином, експериментально визначивши спектральну щільність кавітаційно-імпульсної дії на певній відстані від кавітатора, за формулою (15) можна знайти напруження породи на вибої свердловини.

При проведенні кавітаційно-імпульсної обробки вибою свердловини з метою створення штучної тріщинуватості важливе значення має режим навантаження, а саме розподіл енергії навантаження по діапазонах частот. Для розширення області кавітаційно-імпульсної обробки масиву гірської породи необхідно формувати такі навантаження, щоб основна частина енергії була зосереджена в низькому діапазоні частот, оскільки низькі частоти із віддаленням від джерела збурення (кавітатора) згасають повільніше, ніж високі.

Для вибору найбільш оптимального режиму кавітаційно-імпульсного навантаження на вибій свердловини дослідимо розподіл енергії по різних діапазонах частот в процесі розповсюдження імпульсного збурення по гірському масиву [4]. Нехай імпульсна дія, що генерується кавітатором в процесі лускання кавітаційних пухирців, описується функцією:

$$\sigma(t) = \sigma_n f(t). \quad (16)$$

Згідно роботи [5] спектральна щільність вибухової дії (16) визначається за формулою:

$$S(\omega) = |S(j\omega)|, \quad (17)$$

$$\text{де } S(j\omega) = \sigma_m \int_0^{\infty} f(t) \exp(-j\omega t) dt;$$

$$j = \sqrt{-1} - \text{уявна одиниця.}$$

Енергію від лускання кавітаційних пухирців, що описується залежністю (16), подамо у вигляді [191]:

$$W(\omega) = \pi^{-1} \int_0^{\infty} S^2(\omega) d\omega. \quad (18)$$

Частка енергії імпульсної дії e , що припадає на певний інтервал частот $\omega_1 \dots \omega_2$, визначається як співвідношення визначених інтегралів:

$$e = \frac{\int_{\omega_1}^{\omega_2} S^2(\omega) d\omega}{\int_0^{\infty} S^2(\omega) d\omega}. \quad (19)$$

Розподіл енергії кавітаційно-імпульсної дії по різних діапазонах частот розглянемо на прикладі, коли дія задається за виразом:

Таблиця 1 – Значення величини θ при різних відстанях від кавітатора

$r/r_{к.н}$, мм	20	30	40	50	60	70
θ , с	$0,58 \cdot 10^{-3}$	$1,02 \cdot 10^{-3}$	$3,85 \cdot 10^{-3}$	$6,9 \cdot 10^{-3}$	$10,78 \cdot 10^{-3}$	$14,05 \cdot 10^{-3}$

Таблиця 2 – Частотний розподіл частки e енергії кавітаційно-імпульсної дії при різних відстанях від кавітатора

Відстань $r/r_{к.н}$ від кавітатора, мм	Частка e енергії в діапазоні частот, Гц				
	0 ÷ 50	50 ÷ 100	100 ÷ 150	150 ÷ 300	300 ÷ 500
20	0,125	0,115	0,100	0,205	0,150
30	0,174	0,157	0,117	0,206	0,122
40	0,610	0,183	0,068	0,070	0,028
50	0,815	0,088	0,027	0,029	0,011
60	0,865	0,068	0,022	0,023	0,008

$$\sigma(t) = \sigma_m \exp(-t/\theta), \quad (20)$$

де θ – постійна часу, яка залежить від фізико-механічних властивостей гірської породи, що піддається руйнуванню с.

Із врахуванням виразу (20) знайдемо спектральну щільність:

$$\begin{aligned} S(j\omega) &= \sigma_m \int_0^{\infty} \exp(-t/\theta) \exp(-j\omega t) dt = \\ &= \sigma_m \int_0^{\infty} \exp(-(1/\theta + j\omega)t) dt = \\ &= \sigma_m \frac{\exp(-(1/\theta + j\omega)t) \Big|_0^{\infty}}{-(1/\theta + j\omega)} = \frac{\sigma_m}{1/\theta + j\omega}; \\ S(\omega) &= S(j\omega) = \frac{\sigma_m}{(1/\theta^2 + \omega^2)^{0,5}}. \end{aligned} \quad (21)$$

Відповідно з виразом (18), енергію кавітаційно-імпульсної дії (20) можемо подати у вигляді:

$$W(\omega) = \frac{1}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{\sigma_m^2}{1/\theta^2 + \omega^2} d\omega. \quad (22)$$

Частку енергії, що припадає на певний діапазон частот, можемо виразити формулою:

$$e = \frac{\int_{\omega_1}^{\omega_2} \frac{d\omega}{1/\theta^2 + \omega^2}}{\int_0^{\infty} \frac{d\omega}{1/\theta^2 + \omega^2}} = \frac{2}{\pi} (\arctg \theta \omega_2 - \arctg \theta \omega_1). \quad (23)$$

Постійну складову часу θ у міру розповсюдження кавітаційно-імпульсної дії від кавітатора ми можемо визначити за залежністю [5]:

$$\theta = B \left(\frac{r}{r_{к.н}} \right)^{\mu} \rho \cdot c, \quad (24)$$

де ρ – густина гірської породи, кг/м³;

c – швидкість поширення повздовжніх хвиль від лускання кавітаційних пухирців, м/с;

B, μ – параметри, що залежать від типу гірської породи;

$r/r_{к.н}$ – відносна відстань від кавітатора, м;

$r_{к.н}$ – радіус кавітаційної пульпи (з'єднання кавітаційних пухирців), м.

Як приклад, візьмемо породу вапняк ($\rho = 2385 \text{ кг/м}^3$; $c = 3885 \text{ м/с}$). Значення параметру θ на різних відстанях від кавітатора зведемо до таблиці 1.

Результати розрахунків частотного розподілу частки e енергії кавітаційно-імпульсної дії при різних відстанях від кавітатора за формулою (23) з урахуванням даних таблиці 1 зведені в таблицю 2.

За даними таблиці 2 побудуємо графіки розподілу частки e енергії кавітаційно-імпульсної дії в залежності від частоти f (рис. 1) і постійної часу θ (рис. 2).

Графіки, зображені на рисунку 2, свідчать, що для кожного із діапазонів частот існує оптимальне значення параметра θ_{opt} , при якому e досягає свого максимального значення, тобто вихід енергії від лускання кавітаційних пухирців є максимальним. Це значення ми можемо визначити і аналітичним способом. Для цього потрібно знайти похідну від виразу (23) за параметром θ і прирівняти її до нуля:

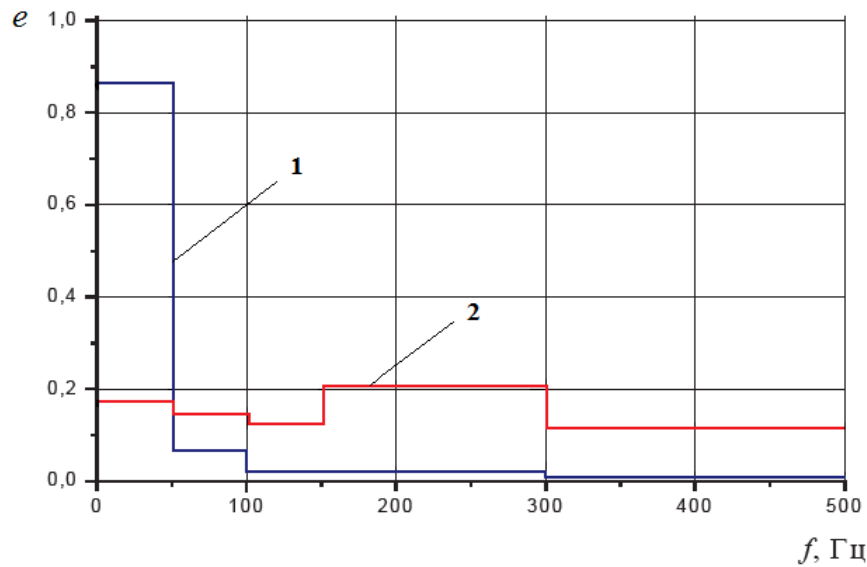
$$\frac{\omega_2}{1 + (\theta \omega_2)^2} - \frac{\omega_1}{1 + (\theta \omega_1)^2} = 0. \quad (25)$$

З цього рівняння, ми можемо оптимальне значення параметра θ_{opt} :

$$\theta_{opt} = \frac{1}{(\omega_1 \cdot \omega_2)^{0,5}} = \frac{1}{2\pi(f_1 \cdot f_2)^{-0,5}}. \quad (26)$$

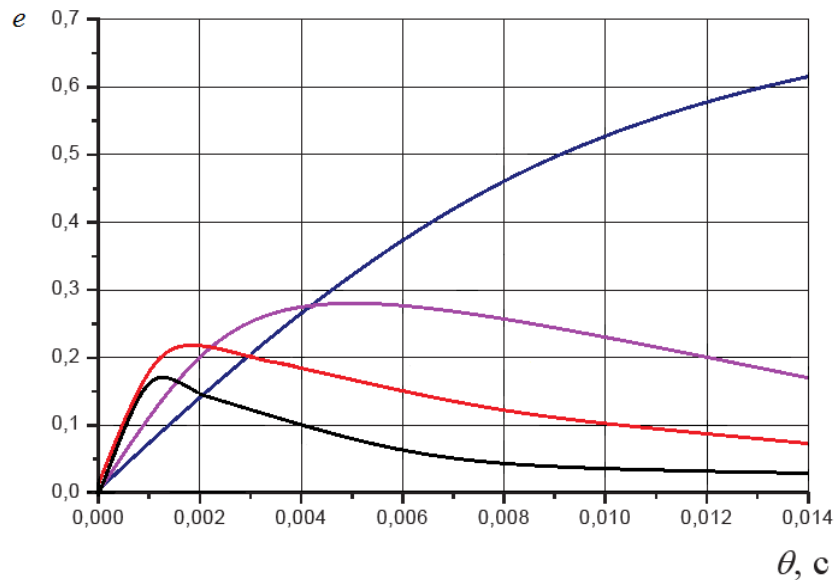
Із виразу (26) знаходимо значення θ_{opt} для різних діапазонів частот (табл. 3).

Як свідчать результати обчислень, тривалість руйнівного навантаження, що характеризується параметром θ , суттєво впливає на частотний розподіл енергії кавітаційно-імпульсної



відстань від кавітатора: 1 – $r = 50 r_{к.н}$, 2 – $r = 30 r_{к.н}$

Рисунок 1 – Розподіл частки e енергії кавітаційно-імпульсної дії залежно від частоти f



діапазони частот: 1 – $1 \div 20$ Гц; 2 – $20 \div 50$ Гц; 3 – $50 \div 100$ Гц; 4 – $100 \div 150$ Гц

Рисунок 2 – Розподіл частки e енергії кавітаційно-імпульсної дії залежно від постійної по часу θ

Таблиця 3 – Значення θ_{opt} для різних діапазонів частот

$f_1 \dots f_2$, Гц	1 ÷ 20	20 ÷ 50	50 ÷ 100	100 ÷ 150
θ_{opt} , с	$3,61 \cdot 10^{-3}$	$4,98 \cdot 10^{-3}$	$2,19 \cdot 10^{-3}$	$1,27 \cdot 10^{-3}$

дії на масив гірської породи вибою свердловини (рис. 2). Цей параметр змінюється залежно від відстані до джерела (кавітатора). На малих відстанях від кавітатора ($1 \div 10$) $r_{к.н}$ в спектрі присутні більш високі частоти (до 500 Гц). На більших відстанях ($40 \div 50$) $r_{к.н}$ основна енергія вибуху зосереджена на частотах в діапазоні (0 ÷ 50) Гц (рис. 1).

Розглянемо більш складний вид вибухового навантаження. В роботі [6] розглядається математична модель вибухового імпульсу, що діє на стінки порожнини і описується функцією виду:

$$\sigma(t) = \sigma_m k_1 (\exp(-at/t_r) - \exp(-mat/t_r)), \quad (27)$$

де t_r – час наростання радіальної компоненти імпульсу σ_r до максимального значення σ_m , с;

Таблиця 4 – Частотний розподіл частки e енергії кавітаційно-імпульсної дії на мрамур при різних відстанях від кавітатора

$r/r_{к.н}$, м	Частка e енергії в діапазоні частот, Гц				
	0÷50	50÷100	100÷200	200÷400	400÷800
10	0,030	0,015	0,049	0,100	0,179
100	0,282	0,194	0,267	0,206	0,076

m – параметр, що регулює тривалість кавітаційно-імпульсної дії;

$$k_1 = [\exp(-a) - \exp(ma)]^{-1};$$

$$a = \ln m(m-1)^{-1}, m > 1.$$

Використовуючи наведений вище алгоритм розрахунку, одержимо залежність для визначення частки e енергії при кавітаційно-імпульсному навантаженні у вигляді (27):

$$e = \frac{2}{\pi} \cdot \frac{m}{m-1} \left[\left(\arctg \frac{\omega_2 t_r}{a} - \arctg \frac{\omega_1 t_r}{a} \right) - \frac{1}{m} \left(\arctg \frac{\omega_2 t_r}{ma} - \arctg \frac{\omega_1 t_r}{ma} \right) \right]. \quad (28)$$

Базуючись на залежності, наведеній в роботі [6], наведена залежність для визначення параметру t_r для різних гірських порід, пропонуємо нашу, яка враховує наближено кількість енергії $E_{к.н}$, що міститься в кавітаційній пульпі (об'єднанні кавітаційних пухирців):

$$t_r = aE_{к.н}^{1/3} + br, \quad (29)$$

де a, b – експериментальні коефіцієнти, що залежать від типу гірської породи;

$E_{к.н}$ – кількість енергії, яка зосереджена в кавітаційних пухирцях;

r – відстань від кавітатора.

Залежність (29) з використанням коефіцієнтів a та b , а також із врахуванням типу гірських порід набуде такого вигляду:

- для мрамру:

$$t_r = 0,8 \cdot 10^{-5} E_{к.н}^{1/3} + 0,0973 \cdot 10^{-3} r; \quad (30)$$

- для силурійського вапняку:

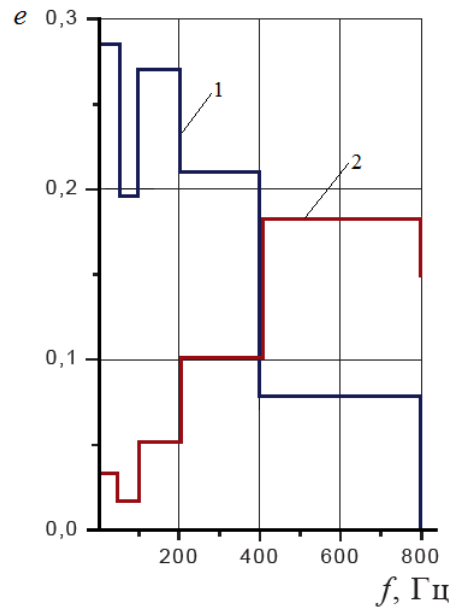
$$t_r = 1,0 \cdot 10^{-5} E_{к.н}^{1/3} + 0,5084 \cdot 10^{-3} r; \quad (31)$$

- для граніту:

$$t_r = 0,5 \cdot 10^{-5} E_{к.н}^{1/3} + 0,0483 \cdot 10^{-3} r. \quad (32)$$

З використанням залежності (28) побудовано таблицю 4, де поєднано розрахункові дані частотного розподілу e енергії кавітаційно-імпульсної дії виду (27) в мрамурі на відстанях $10 r_{к.н}$ і $100 r_{к.н}$ при $m = 2$ і $E = 1,0$ кДж ($r_{к.н} = 0,045$ м).

За даними таблиці 4 побудовані графіки розподілу частки e енергії залежно від частоти f (рис. 3).



відстані: 1 – $r = 100 r_{к.н}$; 2 – $r = 10 r_{к.н}$

Рисунок 3 – Розподіл частки e енергії кавітаційно-імпульсної дії залежно від частоти f

Висновки

З метою розширення існуючих і створення нових тріщин в масиві гірської породи при здійсненні кавітаційно-імпульсної дії на вибій свердловини важливе значення має режим навантаження, а саме розподіл енергії навантаження по діапазонах частот. Для розширення області кавітаційно-імпульсної обробки масиву гірської породи необхідно формувати такі навантаження, щоб основна частина енергії була зосереджена в низькому діапазоні частот, тому що низькі частоти з віддаленням від джерела збурення (кавітатора) згасають повільніше, ніж високі.

Досліджено розподіл енергії по різних діапазонах частот в процесі розповсюдження кавітаційно-імпульсного збурення на гірський масив з метою вибору найбільш оптимального режиму кавітаційно-імпульсного навантаження на вибій свердловини.

Одержано аналітичні залежності (23) і (28), що дозволяють прогнозувати частотний розподіл енергії, отриманої від лускання кавітацій-

них пухирців, створюваних кавітатором на вибої свердловини. Це дає можливість активно керувати процесом кавітаційно-імпульсним впливом на гірські породи під час їх руйнування у процесі буріння.

Література

1. Фем'як Я. М., Яремійчук Р. С. Розробка оптимальних режимів кавітаційного руйнування гірських порід. *Нафтова і газова промисловість*. 2000. № 6. С. 13-15.

2. Друкованый М. Ф. Методы управления взрывом на карьерах. М. : Недра, 1973. 416 с.

3. Денисюк И. И. К вопросу оценки параметров взрывного импульса с помощью его спектральных характеристик. *Использование энергии взрыва на объектах ирригационного и мелиоративного строительства*. Киев : Наук. думка, 1976. С. 27-30.

4. Кравец В. Г., Денисюк И. И. Амплитудно-частотный спектр импульса при действии взрыва в грунте. *Динамика уплотнения грунтового массива взрывом*. Киев : Наук. думка, 1979. С. 29-36.

5. Нагорный В. П., Денисюк И. И., Рудюк Я. А. Исследование циклического импульсного действия взрыва на горную породу с применением теории спектров. *Изв. вузов. Горн. журнал*. 2009. № 5. С. 85-88.

6. Нагорный В. П., Глоба В. М., Денисюк И. И. Взрывные работы при добыче природных углеводородов, строительстве магистральных трубопроводов и подземных хранилищ. Киев : Полиграфист, 2009. 330 с.

7. Яремійчук Р. С., Фем'як Я. М., Возный В. Р. Экспериментальное исследование энергии пульсирующих потоков для повышения эффективности разрушения горных пород при бурении скважин. *Технологии нефти и газа. Научно-технологический журнал*. 2008. № 4. С. 32-35.

4. Kravets V. H., Denysiuk Y. Y. Amplitudno-chastotnyi spektr impulsa pri deistvii vzryva v hrunte. *Dinamika uplotneniya hruntovoho mas-siva vzryvom*. Kiev : Nauk. dumka, 1979. P. 29-36.

5. Nahornui V. P., Denysiuk Y. Y., Rudiuk Ya. A.. Issledovanye tsyklycheskoho ympul'snogo deistviya vzruva na hornuiu porodu s pryemenen-nyem teoryy spektrov. *Yzv. vuzov. Horn. zhurnal*. 2009. No 5. P. 85-88.

6. Nahornui V. P., Hloba V. M., Denysiuk Y. Y.. Vzryvnye raboty pri dobyche prirodnykh uhlevodorodov, stroitelstve mahistralnykh truboprovodov i podzemnykh khranilishch. Kiev: Polyhrafyst, 2009. 330 p.

7 Yaremychuk R. S., Femiak Ya. M., Voznyi V. R. Eksperymentalnoe yssledovanye enerhyy pul'syruyushchykh potokov dlia povusheniya efektyvnosti razrusheniya hornukh porod pry burenyy skvazhyn. *Tekhnolohyy nefty y haza. Nauchno-tekhnolohycheskyi zhurnal*. 2008. No 4. P. 32-35.

References

1. Femiak Ya. M., Yaremiichuk R. S. Rozrobka optymalnykh rezhymiv kavitatsiinoho ruinuvannia hirs'kykh porid. *Naftova i hazova promyslovis't*. 2000. No 6. P. 13-15.

2. Drukovanui M. F. Metodu upravleniya vzryvom na karerakh. M. : Nedra, 1973. 416 p.

3. Denysiuk Y. Y. K voprosu otsenky parametrov vzrurnogo ympul'sa s pomoshchiu eho spektralnykh kharakterystyk. *Yspolzovanye enerhyy vzruva na obektakh yrryhat'syonnoho y melyoratyvnoho stroytel'stva*. Kyev : Nauk. dumka, 1976. P. 27-30.

ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ В СТРУКТУРНІЙ ГРАВІРОЗВІДЦІ

С. Г. Анікеєв*, С. М. Багрії, Б. Б. Габльовський

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (0342) 727125,
e-mail: geophysics@iung.edu.ua

Відповідно до призначення геофізичної розвідки інтерпретацію гравіметричних матеріалів спрямовано на пошуки і розвідку корисних копалин на тлі досліджень будови геологічного розрізу. Завданням кількісної інтерпретації, у якій використовуються методи рішення прямих та обернених задач гравірознавства, є моделювання гравітаційного поля (пряма задача) та моделювання густинної будови геологічних середовищ (обернена задача). У статті викладено методика гравіметричного моделювання, яку засновано на побудові неформальної послідовності еквівалентних рішень. Наведено технологічні та геологічні ознаки методів моделювання густинної будови складних геологічних середовищ, серед яких важливими є геологічна змістовність, узгодженість з апріорними матеріалами та підпорядкованість моделювання геологічним гіпотезам. Викладено актуальність, цілі і методика імітаційного моделювання. Призначенням імітаційного моделювання є дослідження властивостей обернених задач гравірознавства у загальній постановці, а також оцінювання ступені детальності і достовірності методики та технологій гравітаційного моделювання, що претендують на ефективне вирішення геологічних завдань. На прикладі імітаційного випробування методики неформальної послідовності еквівалентних рішень структурної оберненої задачі показано, що комплексна інтерпретація даних сейсморозвідки і гравірознавства надає можливість детально відтворювати будову структурних розрізів у геогустинних моделях. Досліджено шляхи підвищення достовірності гравітаційного моделювання структурних розрізів та визначено, що кращим наближенням регіонального фону є нахилена площина, яка апроксимує спостережене поле сили тяжіння на ділянках площі досліджень, які найкраще вивчено. Також, підвищення достовірності результатів моделювання можна досягти за рахунок перебудови ближніх бокових зон у моделях структурного типу в інтерактивному процесі рішення обернених задач гравірознавства. Змістовність моделювання перш за все залежить від досвіду інтерпретатора, оскільки комп'ютерні технології рішення прямих та обернених задач гравірознавства є лише інструментом інтерпретації.

Ключові слова: геологічний розріз, гравірознавство, методика інтерпретації, обернена задача гравірознавства, гравітаційне моделювання, апріорна модель, еквівалентна модель, структурна модель.

В соответствии с предназначением геофизической разведки интерпретацию гравиметрических материалов направлено на поиски и разведку полезных ископаемых на основе исследований строения геологического разреза. Задачей количественной интерпретации, при которой используются методы решения прямых и обратных задач гравиразведки, является моделирование гравитационного поля (прямая задача) и плотностного строения геологических сред (обратная задача). В статье изложена методика гравиметрического моделирования, которая основана на построении неформальной последовательности эквивалентных решений. Приведены технологические и геологические признаки методов моделирования плотностного строения сложных геологических сред, среди которых важными являются геологическая содержательность, согласованность с априорными данными и подчиненность моделирования геологическим гипотезам. Изложены актуальность и методика имитационного моделирования. Предназначением имитационного моделирования является исследование свойств обратных задач гравиразведки в общей постановке, а также оценка степени детальности и достоверности методики и технологий гравитационного моделирования, которые претендуют на эффективное решение геологических задач. На примере имитационного опробования методики неформальной последовательности эквивалентных решений структурной обратной задачи показано, что комплексная интерпретация данных сейсморазведки и гравиразведки представляет возможность создания детальных плотностных моделей структурных разрезов. Исследованы пути повышения достоверности гравитационного моделирования структурных разрезов и выявлено, что лучшим приближением регионального фона является наклонная плоскость, которая аппроксимирует наблюдаемое поле силы тяжести на участках площади исследований, которые лучше изучены. Также, повышение достоверности моделирования можно достичь за счет перестроения ближних боковых зон в моделях структурного типа в интерактивном процессе решения структурных обратных задач гравиразведки. Содержательность моделирования прежде всего зависит от опыта интерпретатора, поскольку компьютерные технологии решения прямых и обратных задач гравиразведки являются лишь инструментом интерпретации.

Ключевые слова: геологический разрез, гравиразведка, методика интерпретации, обратная задача гравиразведки, гравитационное моделирование, априорная модель, эквивалентная модель, структурная модель.

In accordance with the purpose of geophysical exploration, the gravity data interpretation is aimed at prospecting mineral resources which is based on the study of the geological cross-section structure. The task of quantitative interpretation, which uses methods of gravity modeling and gravity inversion, is the modelling of a gravity field (gravity modeling) and of a density structure of geological environments (gravity inversion). The article presents the definition and steps of the gravity data modelling technique. This technique is based on the construction of an informal sequence of equivalent solutions. The technological and geological features of methods for modelling the density structure of complex geological environments are given; among them geological content, consistency with a priori data and the subordination of modelling to geological hypotheses are important. The topicality and methods of simulation modelling are outlined. The purpose of simulation modelling is to study the properties of gravity inversion in the general formulation, as well as to evaluate the degree of detail and reliability of the methods and technologies of gravity modelling, which claim to be an effective solution to geological problems. The example of structural simulation testing of the methods of informal sequence of equivalent solutions and its computer technologies shows that a complex interpretation of seismic and gravity measurements data enables the creation of detailed density models of structural cross-sections. The ways of increasing the veracity of gravity data modelling of structural cross-sections have been studied. It is revealed that the best approximation of the regional background is an inclined plane which approximates the observed field of gravity according to characteristic pickets over the research areas that are better studied. The increase in the veracity of modeling can also be achieved by rebuilding the near side zones in the structural type models in an interactive process of solving structural gravity inversion problems. Substantive modeling depends primarily on the experience of the interpreter since computer technologies for gravity modeling and gravity inversion are merely an interpretation tool.

Key words: geologic cross-section, gravity prospecting, method of interpretation, gravity inversion, gravity data modelling, a priori model, equivalent model, structural model.

Вступ. Ступінь достовірності технологій гравітаційного моделювання густинної будови геологічних розрізів потрібно оцінювати на тестових прикладах, які максимально наближені до реальних умов вирішення геологічних завдань. Випробовування комп'ютерних інтерпретаційних систем рішення прямих та обернених задач гравірознавства на густинних моделях, які є апроксимаціями складнобудованих геологічних середовищ, В. М. Страхов називає імітаційним моделюванням [1, 2]. А змістовність і достовірність оцінювання інтерпретаційних можливостей геофізичних методів власне імітаційним моделюванням залежить від близькості моделей до реальної будови геологічних розрізів та від актуальності геологічних завдань.

На переконання В. М. Страхова максимальне використання імітаційного моделювання є *методологічним принципом* теорії і практики інтерпретації потенціальних полів. Як на етапі проектування геофізичних досліджень, так і на етапі прийняття шуканої інтерпретації експериментальних даних доцільно виконувати спеціальне тестове моделювання; при цьому на етапі проектування воно має забезпечити правильну організацію робіт і оцінити необхідний об'єм спостережень, а на заключному етапі забезпечити оцінювання надійності та точності результату інтерпретації [1]. Однак і до цього часу імітаційне моделювання використовується у недостатньому об'ємі, особливо при розробці схем інтерпретації.

Ускладнення геологічних завдань, накопичення геолого-геофізичної інформації та розви-

ток комп'ютерних технологій спричиняють автоматизацію геологічної інтерпретації геофізичних матеріалів, метою якої має бути поглиблення змістовності, достовірності, детальності, точності та оперативності прийняття модельних рішень, а також сприяють появі новітніх методів інтерпретації геофізичних матеріалів, таких наприклад, що ґрунтуються на принципах "інтегральної інтерпретації" (синонімами є «інтегрована інтерпретація» та «комплексна інтерпретація»; перші переважно використовуються у західній літературі, останній – у вітчизняній, що є практично єдиною відмінністю між ними [3]), і які, як стверджують її автори [4, 5], дозволяють перейти від вивчення будови геологічного розрізу до регіонального та локального прогнозу корисних копалин. Вважаємо, що традиційні методи пасивної комплексної інтерпретації (у термінах В. М. Страхова) гравіметричних матеріалів актуальні і сьогодні, оскільки комп'ютерні технології є лише інструментом, який може забезпечити оперативність, геологічну змістовність, детальність та візуалізацію інтерпретації. Детальність і достовірність модельних побудов залежать від багатьох факторів, серед яких інформаційна база, апроксимаційні конструкції геологічного середовища та професійний рівень інтерпретатора є домінуючими.

Дану роботу присвячено питанням оцінювання ступені достовірності і детальності структурних моделювань геологічних середовищ за методикою [6], започаткованою на *критеріальному підході* до рішення обернених задач гравірознавства [7] з використанням 2D/3D технологій

швидкого рішення прямих і обернених задач гравірозвідки для моделей великої розмірності ($\geq 10^5$ параметрів) [8].

Про методику моделювання густинної будови геологічних середовищ

З огляду на складність будови геологічних розрізів та ідей критеріального підходу методи рішення обернених задач гравірозвідки (ОЗГ) повинні “працювати” на широкому класі функцій, що квадратично інтегруються, та забезпечувати *формальну геологічну змістовність* цих рішень, що означає умову обмеження рішень рамками можливих геологічних ситуацій.

Важливими технологічними ознаками моделювання, на думку авторів, є наступні:

1. Швидке рішення прямих та обернених 2D/3D задач гравірозвідки для моделей великої розмірності.

2. Ефективна апроксимаційна конструкція, якою є, наприклад, щільна “упаковка” середовища великою кількістю маленьких паралелепіпедів.

3. Регуляризація процесу рішення ОЗГ не лише з необхідності зменшення “впливу похибок у полі” і підвищення стійкості рішень, а й підвищення їхньої формальної геологічної змістовності (геологічно детермінований вибір параметрів регуляризації та забезпечення гладкості рішень методом “великих ітерацій” [9]).

4. Формалізовані критерії узгодженості можливих рішень з апріорними геолого-геофізичними матеріалами.

5. Можливість врахування впливу будови бокових зон та регіонального фону.

Геологічні ознаки методики моделювання (залежно від неоднозначності рішень ОЗГ):

1) геологічна змістовність рішень (*принцип складнопобудованості*);

2) узгодженість з апріорними матеріалами (*принцип підпорядкованості*);

3) вплив геологічних гіпотез на моделювання (*принцип професіоналізму*);

4) формулювання та аналіз низки геологічних гіпотез (*принцип еквівалентності*).

Одним із шляхів розвитку методів кількісної інтерпретації гравіметричних матеріалів, які ґрунтуються на вказаних принципах, є запровадження імітаційного моделювання [10].

Методику гравіметричного моделювання [6] засновано на побудові “неформальної послідовності еквівалентних рішень”, суть якої полягає у наступному.

Апріорним даним властива неоднозначність, тому на їхньому ґрунті можна сформу-

лювати низку гіпотез про будову геологічного середовища. Апріорні дані і гіпотези формалізуються у вигляді апріорних (первинних, “нульових”) моделей і проєкторів (обмежень). Апріорна модель середовища (АМС) і проєктори складають зміст основних критеріїв, за якими досягається рішення ОЗГ з наперед заданими властивостями. Отже результатом рішення є одна з ε -еквівалентних моделей середовища (ЕМС). Важливо, що така ЕМС є модельною реалізацією формалізованої гіпотези. Тут параметр ε вказує на допустиму формальну похибку, з якою отримане рішення. Метою методики моделювання є вибір з низки ЕМС найбільш оптимальної моделі середовища (ОМС).

Ідеї інтерпретації не одного з можливих рішень ОЗГ, а їх певної родини розглядалися у роботах В. М. Страхова [11], А. В. Цирульського [12], В. М. Берьозкіна [13] та О. І. Кобрунова [14]. У цих роботах йде мова про способи побудови родини ЕМС лише формально, геологічні точки зору пропонується приймати до уваги тільки на етапі порівняльного аналізу елементів родини. Принциповою відмінністю даної методики є наголос на геологічну сутність моделювання з перших кроків побудови родини ЕМС. Інструментом методики побудови неформальної послідовності еквівалентних рішень є технології швидкого 2D/3D моделювання, про актуальність розробки яких для моделей великої розмірності сказано ще у роботах В. М. Страхова [15, 16].

Кроки інтерпретації гравіметричних матеріалів за методикою неформальної послідовності:

1) *формування* геологічних гіпотез;

2) *формалізація* гіпотез \rightarrow АМС;

3) *реалізація* гіпотез \rightarrow ЕМС;

4) *інтерпретація* родини ЕМС \rightarrow ОМС.

Інтерпретацію родини ЕМС спрямовано на звуження потужності родини, підвищення вірогідності та детальності її елементів. Чисельність гіпотез зменшується за рахунок тих, реалізації яких є геологічно беззмістовними або суперечать їм по суті. Підвищення вірогідності досягається виявленням особливостей, що зберігаються, або проявляються у більшості ЕМС. За аналізом ЕМС можливе переформування та деталізація власне гіпотез. Кінцевою метою інтерпретації є обмежене число однаково ймовірних ЕМС або ОМС. Методика інтерпретації гравіметричних матеріалів (рис. 1) є втіленням досвіду з чисельного моделювання густинної будови геологічних середовищ ([6] та ін.).

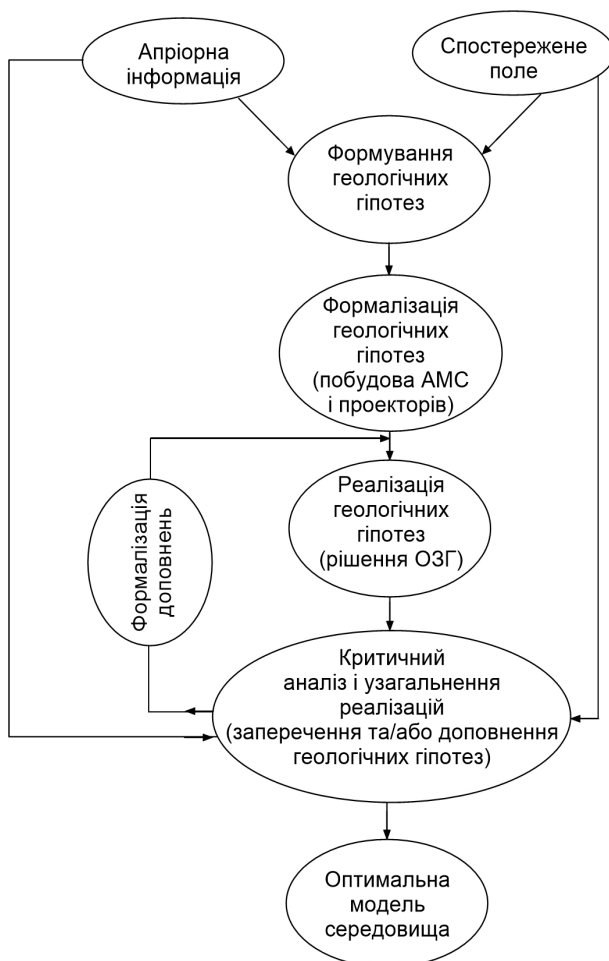


Рисунок 1 – Схема побудови оптимальної моделі середовища

Методика імітаційного моделювання

Наведемо цілі імітаційного моделювання.

1. Дослідження властивостей ОЗГ. У зв'язку з ускладненням геологічних завдань дослідження можливостей комп'ютерних технологій рішення ОЗГ слід упроваджувати на моделях розподілу геометрії геогустинних границь або густин як функцій координат.

2. Випробовування технологій моделювання на ступінь відповідності їхніх апроксимаційних конструкцій вимогам універсальності і достатньої детальності опису реальних геологічних середовищ: обмеження на розмірність і швидкодію; на геологічну змістовність і ступінь достовірності рішень ОЗГ; на можливість опрацьовувати детальні (великої розмірності) моделі геологічних середовищ, особливо для невеликих площ, що актуально при дослідженні динаміки приповерхневих посттехногенних явищ.

3. Набуття досвіду з моделювання, з встановлення зв'язку між параметрами геологічного розрізу та локальними аномаліями поля у просторі і у часі.

4. Оцінювання доцільності і ефективності гравірозвідки, визначення прийомів інтерпретації гравіметричних матеріалів у конкретних умовах.

Так, імітаційне моделювання сприяло аналізу залежності між властивостями ОЗГ та геологічною змістовністю її рішень. Наприклад, під сумнівом опинився традиційний підхід до оцінювання параметрів регуляризації нестійкості обернених задач, а також мала кількість ітерацій для досягнення необхідного рішення як «апріорі позитивна» характеристика технологій [9]. Цікавим прикладом формального імітаційного моделювання є дослідження впливу вмісту ядра лінійного оператора критеріального підходу на еквівалентні рішення ОЗГ [14].

Технології імітаційного моделювання повинні бути максимально наближеними до умов реального інтерпретаційного процесу, тобто ускладнені впливом бокових зон, регіональним фоном, детальним описом геологічної ситуації. З огляду на необхідність побудови низки ЕМС технології мають бути швидкими.

Методика імітаційного моделювання густинної або структурної будови геологічних середовищ, а також просторово-часових змін у їхній геогустинній будові є наступною (рис. 2):

1. Створення імітаційної («реальної») моделі середовища (ІМС).

2. Рішення прямої задачі для ІМС та обрання теоретичного (імітаційного) поля у якості «спостереженого» поля.

3. Формування «апріорних» даних, а саме визначення змін або спрощень в ІМС, які є умовними «відомостями» про будову ІМС, та формалізація цих даних у вигляді АМС.

4. Формулювання «геологічного завдання» щодо відновлення ІМС.

5. Формування «геологічних гіпотез» про «ймовірну» будову ІМС.

6. Формалізація гіпотез у вигляді низки ймовірних доповнень до АМС.

7. Реалізація гіпотез (побудова ЕМС, коли початковим наближенням є відповідна АМС та проєктори) за методикою та технологіями рішення ОЗГ, що випробовуються.

8. Порівняльний аналіз АМС і низки ЕМС з метою вибору ОМС, або формулювання нових гіпотез.

9. Порівняння ОМС і ІМС та оцінювання вірогідності її точності відтворення елементів ІМС в ОМС.

10. Висновки щодо інтерпретаційних можливостей методів моделювання.



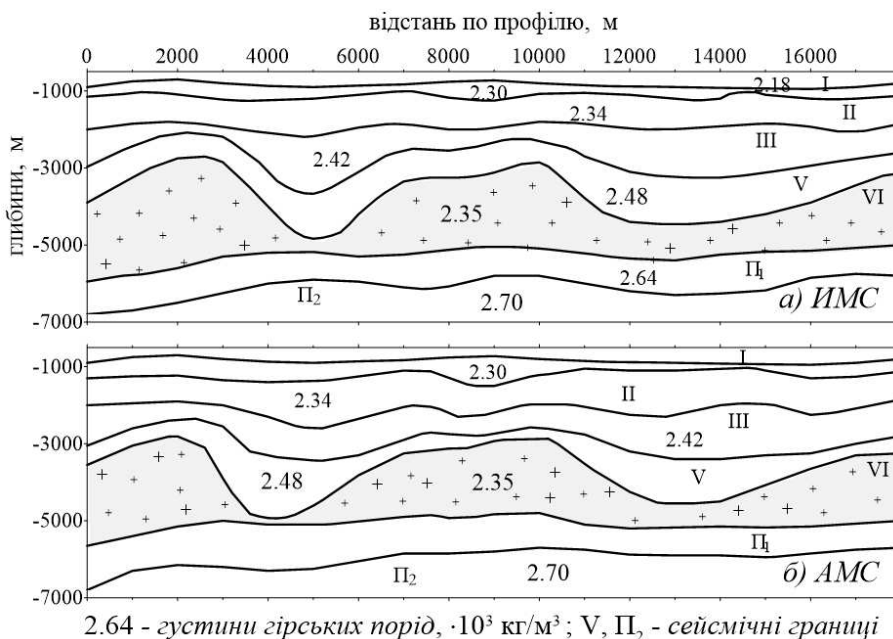
Рисунок 2 – Схема імітаційного моделювання

Приклад імітаційного моделювання структурного розрізу солянокупольного типу

Метою імітаційного гравітаційного моделювання є оцінювання ефективності комп'ютерних технологій рішення ОЗГ та методики їх застосування.

У роботі [17] для демонстрування геологічної ефективності пластової міграції часових розрізів використано синтетичну (імітаційну) структурну модель (рис. 3а). Сейсмогеологічна модель (рис. 3б), породжена міграцією синтетичного часового розрізу, відмінна від імітаційної моделі зміщенням геометрії границь, яке з глибиною зростає до 500÷800 м, а також горизонтальним зміщенням надсоліової мульди до 1000 м. Результати сейсмічного моделювання використано для випробовування можливостей структурного гравітаційного моделювання у пасивній комплексній інтерпретації сейсмогравіметричних матеріалів.

«Геологічною задачею» є уточнення геометрії сейсмогеологічної моделі за «спостереженим» полем сили тяжіння. Як ІМС прийнято імітаційну структурну модель (рис. 3а). «Спостереженим» полем є розраховане поле ІМС. Апріорними даними (АМС) є сейсмогеологічна модель (рис. 3б). Також відомими «за даними буріння» є густини гірських порід по розрізу та оцінка похибки структурних побудов, які використовуються як обмеження на можливі варіації геометрії границь відносно АМС. Відповідно до «геологічної гіпотези» відхилення АМС від «реальної моделі» розрізу (ІМС) не перевищують згадані обмеження (табл. 1).



2.64 - густини гірських порід, $\cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$; V, П₂ - сейсмічні границі

Рисунок 3 – Імітаційна (а) та сейсмологічна (б) модель структурного розрізу

Таблиця 1 – Точність побудов сейсмогеологічних границь

II - ±350 м	V - ±700 м	Π ₁ - ±800 м
III - ±600 м	VI - ±1200 м	Π ₂ - ±800 м

Таблиця 2 – Допустима товщина пластів, що вище відповідного горизонту

	H _{min}	H _{max}		H _{min}	H _{max}		H _{min}	H _{max}
II	50 м	1000 м	V	50 м	1600 м	Π ₁	300 м	2250 м
III	50 м	1500 м	VI	500 м	2000 м	Π ₂	500 м	2000 м

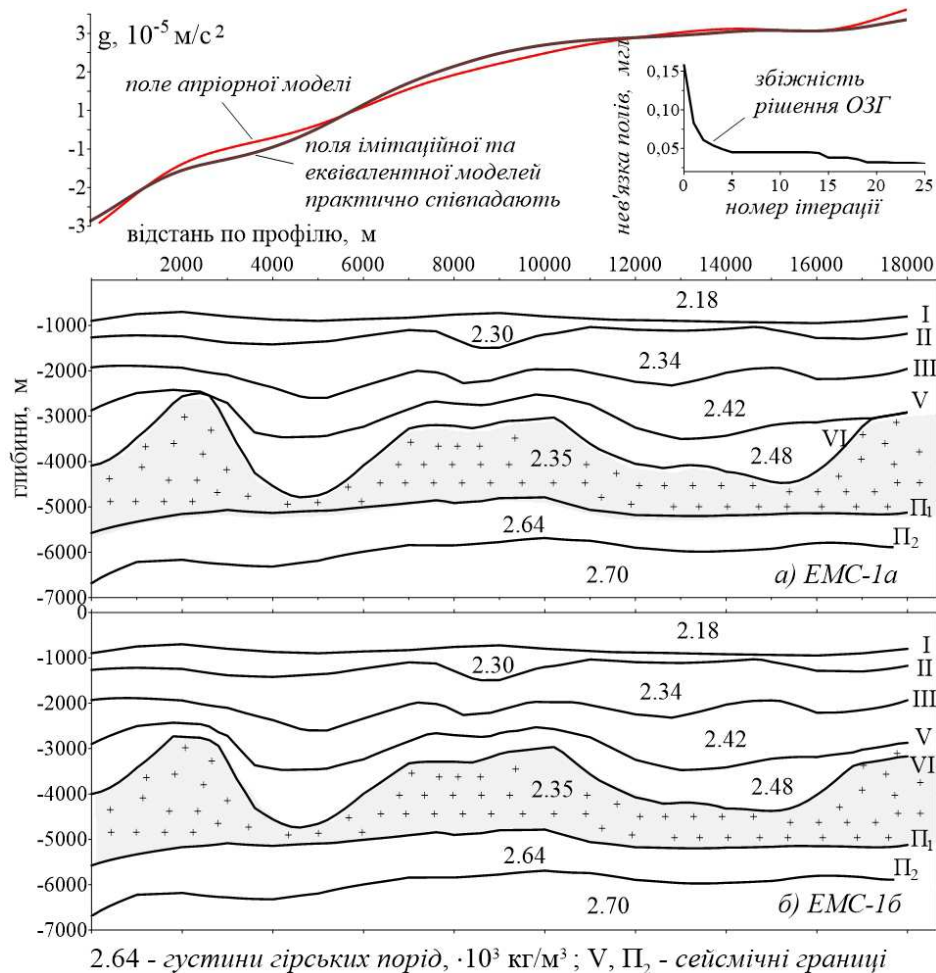


Рисунок 4 – Еквівалентні моделі структурного розрізу

Враховуючи «інформацію» щодо варіацій товщини пластів по розрізу, геологічну гіпотезу доповнено обмеженнями на товщини пластів (табл. 2).

Імітаційне моделювання за визначенням максимально наближене до умов практики, тому у модельних полях враховано вплив бокових зон та регіонального фону. У даних моделюваннях бокові зони задано як горизонтальне подовження границь за межі АМС, а регіональний фон, тобто вплив частини земної кори, що нижче області досліджень, апроксимовано лінійною складовою.

Моделювання-1 (рішення структурної ОЗГ) виконано без застосування жорстких об-

межень на можливі зміни геометрії границь у моделі. Результат (EMC-1a) представлено на рис. 4а. «Регіональний фон» під час моделювання визначено площиною. У центральній частині EMC-1a товщину пластів над соляним куполом збільшено, а мульда зміщена у бік «реального» положення. Однак геометрія границь у крайовій зоні, перш за все гравіакивна поверхня солі, суттєво відмінні від ІМС. При застосуванні обмежень (доповнень АМС, які використовуються для спрямованого еквівалентного перерозподілу мас) на товщину пластів (табл. 2) отримано EMC-1б, яка більш близька до ІМС (рис. 4б).

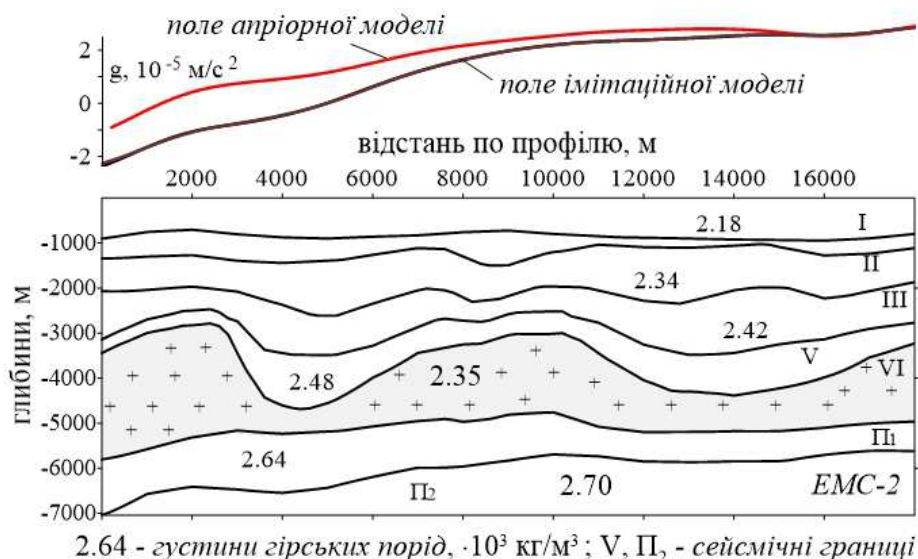


Рисунок 5 – Еквівалентна модель структурного розрізу

Таблиця 3 – Точність побудов сейсмогеологічних границь

II - ±5 м	V - ±5 м	П ₁ - ±5 м
III - ±5 м	VI - ±60 м	П ₂ - ±5 м

Моделювання-2 виконано за варіантом визначення регіонального фону нахиленою площиною, яку приведено до рівня нахилу правої гілки поля ІМС (по заданих пікетах) за припущенням, що у цій ділянці профілю границі розрізу є найбільш пологими і тому, за принципом довіри до сейсмічних побудов, вони є найбільш достовірними. Порівняно з попереднім моделюванням у EMC-2 крайові зони зазнали найменших спотворень (рис. 5).

Зазначимо, що регіональний фон бажано апроксимувати нахиленою площиною. На думку О. К. Маловічко це є обґрунтованим компромісом [18]. Імітаційне моделювання дозволяє дослідити вплив способу визначення лінійного фону на рішення ОЗГ. Поле ІМС, тобто «спостережене» поле може і не містити фон, але під час рішення ОЗГ він вираховується, що тільки наближає умови моделювання до практики, коли параметри фонові складової нам невідомі. Неминуча втрата частини лінійної складової поля та спотворення аномального поля за рахунок неточного вираховування впливу бокових зон горизонтальним подовженням границь знижують достовірність рішень ОЗГ, особливо у крайових зонах, які у даному моделюванні наближено оцінено у ±2000 м.

Середня частина розрізу створених EMC-1а, 1б, EMC-2 (рис. 4, 5) незалежно від варіанту лінійного фону порівняно з АМС більш ближча до ІМС. Перш за все це стосується горизонтів V та VI. Геометрія інших, більш пологих горизонтів

(і тому менш гравіактивних) практично не зазнали змін. Це зумовлено як впливом визначення регіонального фону, так і ступенем гравіактивності горизонтів. Так, в одному з низки моделювань (у статті не представлено), коли у якості АМС було використано верхню частину ІМС, а горизонти П₁ і П₂ відтворено за сейсмогеологічною моделлю, у процесі рішення ОЗГ нев'язку полів було зведено практично до нуля за рахунок автоматизованого підбору геометрії горизонтів верхньої частини розрізу у межах всього ±20÷30 м.

Моделювання-3 виконано з припущення, що сейсмозвідкою простежено поверхню солі дуже приблизно (горизонт VI), але відомо, що геометрію інших горизонтів представлено в АМС досить точно. "Апріорною інформацією" враховано нежорсткі обмеження на поведінку границь як ступінь ймовірних варіацій геометрії границь (табл. 3), що реалізовано у параметрах регуляризації рішення ОЗГ. Фон визначено за характерними пікетами, у якості яких обрано крайові точки профілю. Побудована EMC-3 (рис. 6) добре корелює з ІМС.

Моделювання-4 відрізняється відсутністю інформації про геометрію горизонту VI, крім як, наприклад за трьома-чотирма свердловинами (рис. 7). Побудована EMC-4 (рис. 8) із застосуванням жорстких обмежень на товщину пластів (див. табл. 2) та на варіації геометрії границь (табл. 4), як і при попередніх моделюваннях, менш достовірною у крайових зонах.

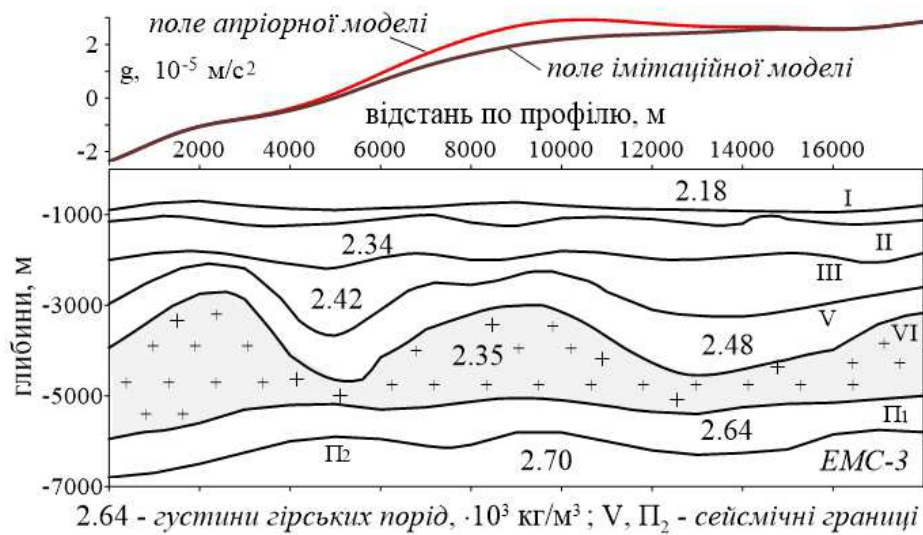


Рисунок 6 – Еквівалентна модель структурного розрізу

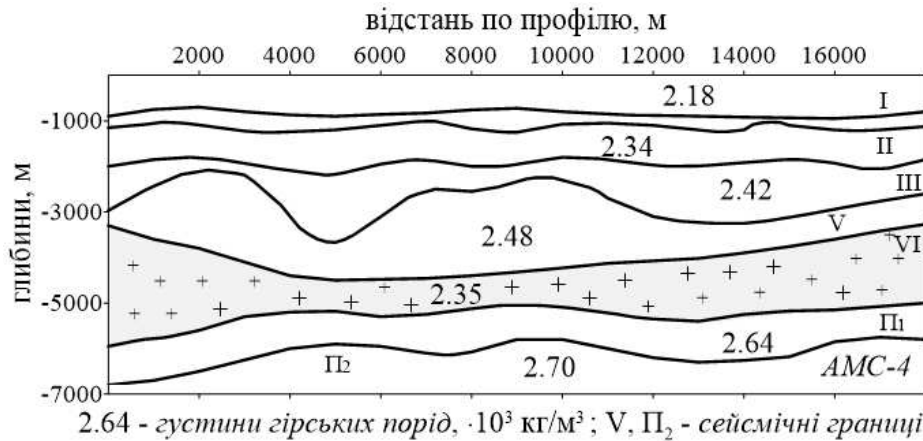


Рисунок 7 – Априорна модель структурного розрізу (для побудови EMC-4)

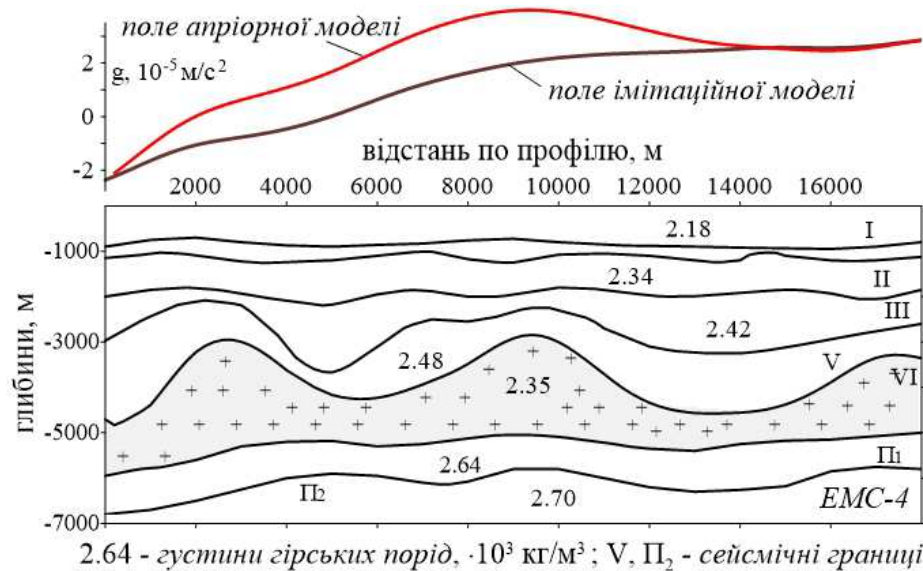


Рисунок 8 – Еквівалентна модель структурного розрізу

Таблиця 4 – Точність побудов сейсмогеологічних границь

II - ± 1 м	V - ± 1 м	П ₁ - ± 1 м
III - ± 1 м	VI - ± 1200 м	П ₂ - ± 1 м

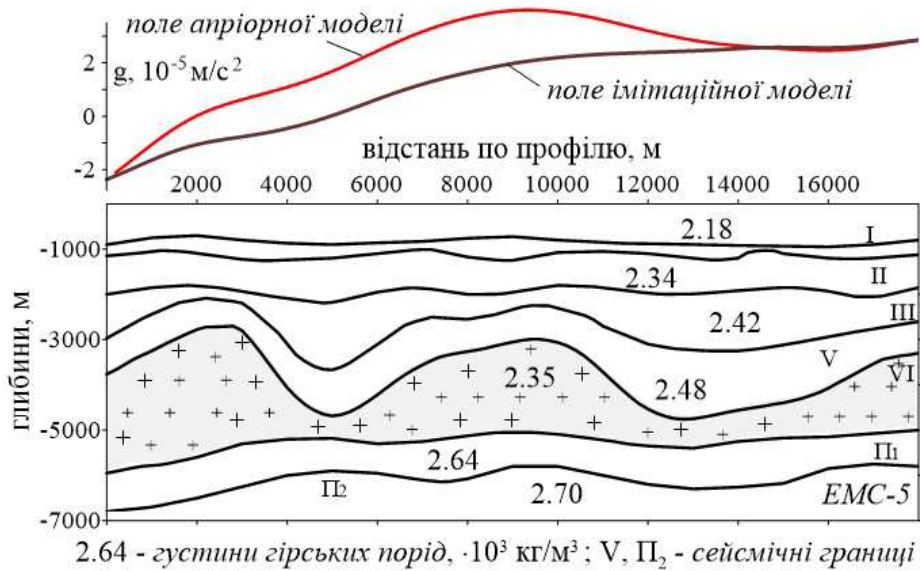


Рисунок 9 – Еквівалентна модель структурного розрізу

Про високу формальну точність рішення ОЗГ (початкова нев'язка $1.24 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$) свідчить мала нев'язка між імітаційним полем та полем EMC-4 ($< 0.01 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$), однак порівняння геометрії соляних куполів ІМС та EMC-4 не на користь останньої, і це не зважаючи на те, що фактично рішалася задача пошуку геометрії однієї границі. Однією з причин, які зумовлюють негативні властивості EMC-4, є спотворення у полі, які зумовлено способом вилучення фону.

Моделювання-5 пов'язано зі спробою дослідити вплив можливої перебудови бокових зон та регіонального фону, а також пошуком шляхів підвищення достовірності побудов EMC.

З передбачень, що EMC більш достовірні ніж АМС, випливає, що виділення фону за принципом довіри до EMC буде й більш достовірним. У цьому випадку повинні перебудуватись фон та бокові зони, оскільки крайові зони EMC відносно АМС зазнають змін. Отже, після отримання EMC, потім заміщення EMC → АМС та перебудови бокових зон і розділення полів, можна продовжити інтерактивний процес рішення ОЗГ для отримання нової (більш достовірної за визначенням) EMC. Критерієм припинення пошуку рішення за прописаними складними ітеративними циклами є задовільна нев'язка між полями кінцевої EMC та ІМС. У результаті такого рішення ОЗГ, яке виконано за початковими умовами попереднього моделювання, побудовано EMC-5 (рис. 9). EMC-5 суттєво близька до ІМС у межах всього розрізу.

На перших кроках інтерактивного циклу заміщення EMC → АМС проводилось після

досягання $1/4 \div 1/5$ нев'язки полів відносно початкової у даному циклі, яка порівняно з кінцевою нев'язкою за попереднім циклом, як правило, зростала на $10 \div 20\%$. У кінці загального рішення задачі (після 5 циклу; кожний цикл з $5 \div 10$ ітерацій) відносна величина початкової нев'язки у певного циклу зростала більш суттєво. Але припинення циклу при досягненні $1/2$ нев'язки від початкової призводило до зменшення початкової нев'язки у наступному циклі порівняно з кінцевою нев'язкою попереднього циклу. Дана закономірність зберігалась при рішенні ОЗГ у різних режимах. EMC, які побудовано на останніх циклах, між собою практично не відрізнялись (рівень кінцевих нев'язок $\leq 0.01 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}^2$). Отже, за способом інтерактивних циклів створено стійкий до перебудов фону та бокових зон спосіб пошуку EMC, яка і є більш достовірною.

Висновки

Результати імітаційного моделювання підтверджують, що EMC є якісно-ймовірними густинними моделями, відображають загальний, принциповий характер будови геологічного середовища. Досягнення малої кінцевої нев'язки полів та швидка збіжність ітеративного процесу рішення ОЗГ не є критичними; для оцінювання ступені близькості EMC до реальних середовищ вони мають дотичне відношення.

Визначено, що кращим наближенням регіонального фону є нахилена площина, яка апроксимує спостережене поле сили тяжіння за характерними пікетами над ділянками АМС, до яких є найбільша довіра. У спробах уточнити будову сейсмогеологічних розрізів виявлено,

що підвищення достовірності результатів моделювання можна досягти за рахунок перебування ближніх бокових зон у моделях структурного типу в інтерактивному процесі рішення структурної оберненої задачі гравірозвідки.

Імітаційним моделюванням продемонстровано геологічну ефективність методики неформальної послідовності еквівалентних рішень. Методика полягає у формуванні гіпотез, формалізації їх у вигляді АМС, побудові та порівняльному аналізі ЕМС, метою якого є формування найбільш достовірної гіпотези та відповідної до неї оптимальної моделі розрізу (ОМС).

Достовірність рішення ОЗГ залежить від повноти апріорної інформації, методики та комп'ютерних технологій, але, також, і від ступені розуміння інтерпретатором властивості широкої еквівалентності рішень ОЗГ у загальній постановці. Грунтовність узагальнення серії ЕМС у вигляді оптимальної моделі залежить від досвіду інтерпретатора, оскільки комп'ютерні технології рішення прямих та обернених задач гравірозвідки є лише інструментом інтерпретації.

Література

1. Страхов В. Н. Современное состояние и перспективы развития теории интерпретации гравитационных и магнитных аномалий. *Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей : труды международной конференции*. Воронеж, 1998. С. 4-35.
2. Страхов В. Н. О подготовке специалистов в области гравиразведки и магниторазведки в высших учебных заведениях России. М. : ОИФЗ РАН, 2000. 60 с.
3. Кобрунов А. И. Принципы интегрированной интерпретации гравиметрических данных. *Геофизический журнал*. 2003. № 6. Т. 25. С. 95–105.
4. Петровський О. П., Кобрунов О. І., Ганженко Н. С. та ін. Проблема перспектив нафтогазоносності в Карпатському регіоні з позицій інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2003. № 1(5). С. 8-15.
5. Петровский А. П., Кобрунов А. И., Ганженко Н. С. и др. Проблема регионального прогноза перспектив нефтегазоносности на основе интегральной интерпретации гравиметрических и геолого-геофизических данных. *Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей : Материалы международного семинара* им. Д.Г. Успенского. М. : ОИФЗ РАН, 2004. С. 56-57.
6. Анিকেєв С. Г. Методика інтерпретації гравиметричних матеріалів при произвольном строении геологических сред: дисс. ... канд. геол. наук: 04.00.22 / ИФГТУНГ. Киев, 2000. 242 с.
7. Кобрунов А. И. Теоретические основы критериального подхода к анализу геофизических данных (на примере задач гравиметрии). Ивано-Франковск : ИФИНГ, 1985. 269 с. – Деп. в УкрНИИТИ 18.02.86 Т 1280-УК86.
8. Анікеєв С. Г. Комп'ютерна система рішення прямих та обернених задач гравірозвідки для 2D/3D моделей складнопобудованих середовищ. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Розвідувальна і промислова геологія*. Івано-Франківськ, 1997. Вип. 34. С. 57-63.
9. Анікеєв С. Г. Про фізичну детермінованість квазірозв'язків лінійних обернених задач гравімагнітометрії. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Львів : Вища школа, 1993. Вип. 30. С.9-17.
10. Анікеєв С. Г. Про імітаційне моделювання в гравірозвідці. *Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики : зб. наукових праць*. Київ, 2007. С. 292-298.
11. Страхов В. Н. Аналитическое продолжение и решение обратной задачи гравиметрии. *Изв. АН СССР. Физика Земли*. 1989. № 3. С. 34-50.
12. Цирульский А. В., Пруткин И. Л. О решении обратной задачи гравиметрии для произвольных классов двухмерных и трехмерных потенциалов. *Изв. АН СССР Физика Земли*. 1981. Т. 11. С. 45-61.
13. Березкин В. М. Применение гравиразведки для поисков месторождений нефти и газа. М. : Недра, 1973. 307 с.
14. Кобрунов А. И., Варфоломеев В.А. Об одном методе ϵ -эквивалентных перераспределений и его практическом использовании при интерпретации гравитационных полей. *Изв. АН СССР. Физика Земли*. 1981. Т. 10. С. 25-44.
15. Страхов В. Н. Основные направления развития теории и методологии интерпретации геофизических данных на рубеже XXI столетия. *Геофизика*. 1995. № 3. С. 9-18.
16. Страхов В. Н. Что делать? О развитии гравиметрии и магнитометрии в России в начале XXI века. *Геофизика*. 1999. № 3. С. 3-10.
17. Мешбей В. И. Способы наблюдений, обработки и интерпретации данных сейсморазведки сложнопостроенных сред. *Сотрудничество стран – членов СЭВ в области автомати-*

зорованної обробки геофізической информации. М. : Изд. ОУД Секретариата СЭВ, 1986. С. 117-137.

18. Маловичко А. К., Костицын В. И. Гравиразведка : учеб. для вузов. М. : Недра, 1992. 357 с.

References

1. Strakhov V. N. Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya teorii interpretatsii gravitatsionnykh i magnitnykh anomalii. *Voprosy teorii i praktiki geologicheskoy interpretatsii gravitatsionnykh, magnitnykh i elektricheskikh poley : Trudy mezhdunarodnoy konferentsii. Voronezh*, 1998. pp. 4-35.

2. Strahov V. N. O podgotovke specialistov v oblasti gravirazvedki i magnitorazvedki v vysshikh uchebnykh zavedeniyah Rossii. М. : IPhE RAS, 2000, 60 p.

3. Kobrunov A. I. Principy integrirovannoy interpretatsii gravimetricheskikh dannykh. *Geofizicheskii zhurnal*. 2003. No. 6. T. 25. pp. 95-105.

4. Petrovskiy O. P., Kobrunov O. I., Ganzhenko N. S. and etc. Problema perspektiv naftogazonosnosti v Karpatskomu regionu z pozitsiy integralnoy interpretatsiyi kompleksu geologo-geofizichnykh dannykh. *Naukovyy visnyk IFNTUNG*. 2003. No 1(5). pp. 8-15.

5. Petrovskiy A. P., Kobrunov A. I., Ganzhenko N. S. and etc. Problema regionalnogo prognoza perspektiv neftegazonosnosti na osnove integralnoy interpretatsii gravimetricheskikh i geologo-geofizicheskikh dannykh. *Voprosy teorii i praktiki geologicheskoy interpretatsii gravitatsionnykh, magnitnykh i elektricheskikh poley : trudy mezhdunarodnoy konferentsii im. D.G. Uspenskogo*. М. : IPhE RAS, 2004. pp. 56-57.

6. Anikeyev S. G. Metodyka interpretatsiyi hravimetrychnykh materialiv pry dovil'niy budovi heolohichnykh seredovyshch : diss. ... kand. geol. nauk : 04.00.22 / IFNTUNG. Kyiv, 1999, 242 p.

7. Kobrunov A. I. Teoreticheskie osnovy kriterial'nogo podhoda k analizu geofizicheskikh dannykh (na primere zadach gravimetrii). Ivano-Frankivsk : IFING, 1985. 269 p. – Dep. Ukr. SRI STI 18.02.86 T 1280-UK86.

8. Anikeyev S. G. Kompyuterna sistema rishennya pryamykh ta obrnennykh zadach hravirazvidky dlya 2D/3D modeley skladno pobudovanykh seredovyshch. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 1997. Vyp. 34, pp. 57-63.

9. Anikeyev S. G. Pro fizychnu determinovanist kvazirozvyazkiv liniynyh obrnennykh zadach

gravimagnitometriyi. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 1993. Vyp. 30, pp. 9-17.

10. Anikeyev S. G. Pro imitatsijne modelyvannya v gravirazvidci. *Teoretychni ta prykladni aspekty heoinformatyky : zb. nauk. prats. Kyiv*, 2007. pp. 292-298.

11. Strahov V. N. Analiticheskoe prodolzhenie i reshenie obratnoy zadachi gravimetrii. *Izv. AN SSSR. Fizika Zemli*. 1989. T. 3. pp. 34-50.

12. Cirulckiy A. V., Prutkin I. L. O reshenii obratnoy zadachi gravimetrii dlja proizvolnykh klassov dvuhmernykh i trehmernykh potencialov. *Izv. AN SSSR. Fizika Zemli*. 1981. T. 11. pp. 45-61.

13. Berezkin V. M. Primenenie gravirazvedki dlja poiskov mestorozhdenij nefiti i gaza. М. : Nedra, 1973. 307 p.

14. Kobrunov A. I., Varfolomeev V.A. Ob odnom metode ϵ -jektivnykh pereraspredelenij i ego prakticheskom ispol'zovanii pri interpretatsii gravitacionnykh poley. *Izv. AN SSSR. Fizika Zemli*. 1981. T. 10. pp. 25-44.

15. Strahov V. N. Osnovnye napravleniya razvitiya teorii i metodologii interpretatsii geofizicheskikh dannykh na rubezhe XXI stoletija. *Geofizika*. 1995. T. 3. pp. 9-18.

16. Strahov V. N. Chto delat'? O razvitii gravimetrii i magnitometrii v Rossii v nachale XXI veka. *Geofizika*. 1999. No 3. pp. 3-10.

17. Meshbej V. I. Sposoby nabljudenij, obrabotki i interpretatsii dannykh sejsmorazvedki slozhnopostroennykh sred. *Sotrudnichestvo stran - chlenov CJeV v oblasti avtomatizirovannoy obrabotki geofizicheskoy informatsii*. М. : Izd. OUD Sekretariata CJeV, 1986. pp. 117-137.

18. Malovichko A. K., Kosticyn V. I. Gравиразведка : ucheb. dlja vuzov. М. : Nedra, 1992. 357 p.

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ОЧИЩЕННЯ ГАЗОПРОВОДІВ ВІД РІДИННИХ ЗАБРУДНЕНЬ

¹В.Я. Грудз, ²Н.Б. Слободян*

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727138,
e-mail: v.g r u d z @ n i n g . e d u . u a

²ПАТ “Івано-Франківськгаз”; 76010, м. Івано-Франківськ, вул. Ленкавського, 20,
тел. (0342) 586274, e-mail: n a z a r . s l o b o d i a n 2 8 @ g m a i l . c o m

У статті розглядаються сучасні методи підвищення ефективності очищення трубопроводного транспорту. Найбільш ефективним методом підвищення ефективності газопроводу є періодичне його очищення із застосуванням механічних очисних пристроїв. Причинами зниження ефективності є наявність рідини в порожнині трубопроводу, яка може перебувати у двох формах – високов’язких смолистих відкладів та малов’язких рідких відкладів. Відкладення зменшують площу поперечного перерізу і збільшують гідравлічний опір. Незалежно від конструкції очисного пристрою жоден з них не може повністю видалити рідинні забруднення. Проаналізовано причини виникнення перетоків через рухомих границю, які призводять до погіршення якості очищення газопроводу. В момент зустрічі очисного поршня з пробкою рідинних забруднень у газопроводі виникає гідравлічний удар, внаслідок чого деформуються ущільнюючі елементи поршня, і частина рідини перетікає в запоршневий простір. Авторами встановлено, що підвищення ефективності очищення можна досягнути, знизивши величину підвищення тиску в результаті гідродудару, не знижуючи при цьому швидкості руху поршня. Запропоновано алгоритм підвищення ефективності очищення трубопроводу, що базується на зменшенні перетоків через рухомих границю при витисненні рідини з трубопроводу очисним поршнем, шляхом аерації рідинної пробки. Досліджено вплив газового вмісту рідинної пробки на величину перетоків у просторі за поршнем. Побудовано математичну модель процесу, на основі реалізації якої встановлено закономірності коливання тиску в газорідинному середовищі. На основі проведених розрахунків побудовано графічні залежності зміни тиску у рідинній фазі від довжини пробки та величини тиску на поршень від газонасиченості рідинної пробки.

Ключові слова: газопроводи, тиск, очисний поршень, підвищення ефективності, очищення трубопроводу, гідравлічний удар, газорідинна пробка.

В статье рассматриваются современные методы повышения эффективности очистки трубопроводного транспорта. Наиболее эффективным методом повышения эффективности газопровода являются периодическая его очистка с применением механических очистных устройств. Причинами снижения эффективности является наличие жидкости в полости трубопровода, которая может находиться в двух формах - высоковязких смолистых отложений и маловязких жидких отложений. Отложения уменьшают площадь поперечного сечения и увеличивают гидравлическое сопротивление. Независимо от конструкции очистного устройства ни один из них не может полностью удалить жидкостные загрязнения. Проанализированы причины возникновения перетоков через подвижную границу, которые приводят к ухудшению качества очистки газопровода. В момент встречи очистного поршня с пробкой жидкостных загрязнений в газопроводе возникает гидравлический удар, в результате чего деформируются уплотнительные элементы поршня, и часть жидкости перетекает в запоршневое пространство. Авторами установлено, что повышение эффективности очистки можно достичь, снизив величину повышения давления в результате гидроудара, не снижая при этом скорости движения поршня. Предложен алгоритм повышения эффективности очистки трубопровода, основанный на уменьшении перетоков через подвижную границу при вытеснении жидкости из трубопровода очистным поршнем, путем аэрации жидкостной пробки. Исследовано влияние газового содержания жидкостной пробки на величину перетоков в пространстве за поршнем. Построена математическая модель процесса, на основе реализации которой установлены закономерности колебания давления в газожидкостной среде. На основе проведенных расчетов построены графические зависимости изменения давления в жидкостной фазе от длины пробки и величины давления на поршень от газонасыщенности жидкостной пробки.

Ключевые слова: газопроводы, давление, очистной поршень, повышение эффективности, очистка трубопровода, гидравлический удар, газожидкостная пробка.

The article considers modern methods of improving the efficiency of pipeline transport cleaning. The most effective method for increasing the efficiency of the gas pipeline is its periodic cleaning with the use of mechanical cleaning units. The reasons for the decrease of efficiency are the presence of fluid in the pipeline interior. Fluid can be in two forms – high-viscosity resin sediments and low-viscosity liquid sediments. Sediments reduce the area of the cross-section and increase the hydraulic resistance. Regardless of the design of the cleaning units, none of them can completely remove liquid contamination. The authors analyze the causes of the flow over the moving boundary. This overflow worsens the quality of gas pipeline cleaning. At the moment when the cleaning piston meets an obstruction of liquid contaminants in the gas pipeline there is a hydraulic impact as a result of which the sealing elements of the piston deform, and part of the fluid overflows into the chamber behind the piston. The authors discover that the increase of cleaning efficiency can be achieved by reducing the amount of pressure increase (which is the result of hydraulic impact) without decreasing the piston speed. The algorithm for improving the efficiency of pipeline cleaning is suggested. It is based on the reduction of over-the-moving-boundary flow by the aeration of the liquid plug. The influence of the gas content of the liquid plug on the amount of the flow in behind-the-piston space has been investigated. A mathematical model of the process was created. On the basis of its implementation the patterns of pressure fluctuations in the gas-liquid medium are established. On the basis of the calculations, the authors have designed the graphic dependence of the pressure change in the liquid phase on the length of the obstruction and the dependence of the pressure on a piston on the gas saturation of the liquid plug.

Key words: gas pipelines, pressure, pig, efficiency improvement, pipeline cleaning, hydraulic impact, gas-liquid plug.

Вступ

Очищення газопроводів від рідинних скупчень за допомогою очисних пристроїв є технологічно складним і енергозатратним процесом, тому при його плануванні необхідно створити всі умови, які б забезпечували максимальну його ефективність.

Пропускання механічного засобу очищення під тиском газу не гарантує повного витиснення рідкої фази з трубопроводу, тобто не забезпечує 100% очищення останнього. Мета роботи полягає у виявленні чинників, які впливають на ефективність очищення трубопроводу від рідинних скупчень.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Як вказується в [1], причиною виникнення перетікання через рухому границю рідкого середовища, що призводить до погіршення якості очищення трубопроводів, є невідповідність форм епюр швидкостей твердого тіла і рідинної пробки.

Так, епюра швидкостей рідини, що контактує з твердим тілом, повторює епюру швидкостей твердого тіла, тобто вздовж перерізу труби швидкості у всіх точках однакові. Тому у виділений в пристінній зоні елемент вливається більше рідини, ніж з нього витікає. Це призводить до підвищення тиску в пристінному шарі рідини. Якщо перемістити виділений елемент на вісь труби, то швидкість, з якою рідина вливається в нього, буде меншою за швидкість витікання. Внаслідок цього всередині елемента спостерігатиметься знижений тиск. Нерівномірність розподілу тиску по перерізу труби при-

зведе до деформації ущільнюючих елементів твердого тіла, що обумовить перетікання рідини через рухому границю і погіршить ефективність очищення.

Зі збільшенням швидкості руху твердого тіла ламінарний режим переходить в турбулентний, і епюри швидкостей твердого тіла і рідкої фази за формою наближаються одна до одної. Нерівномірність розподілу тиску по перерізу труби вирівнюється, і об'єм перетікання через рухому границю зменшується. В цьому випадку з пришвидшенням поршня підвищуватиметься ефективність очищення трубопроводу.

Однак, в момент зустрічі поршня, що рухається з великою швидкістю, з пробкою рідинних скупчень у газопроводі виникає гідравлічний удар [2]. При цьому спостерігається підвищення тиску навколо рідинної пробки. Згідно з законом Жуковського величина підвищення тиску пропорційна швидкості руху твердого тіла. У результаті гідродару деформуються ущільнюючі елементи поршня, і частина рідини перетікає в запоршневий простір. У цьому випадку збільшення швидкості поршня зменшить ефективність очищення трубопроводу.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Як бачимо, існуючі на сьогоднішній очисні пристрої для видалення рідинних скупчень не позбавлені конструктивних недоліків, крім того принцип їх роботи не досліджено в реальних умовах.

Тому невирішеною проблемою залишається удосконалення конструкції поршня та його апробація.

Формулювання цілей статті

Очевидно, щоб зробити очищення більш ефективним, слід знизити різницю тисків до і після гідроудару, не знижуючи при цьому швидкості руху поршня.

З метою зменшення величини перетікання через рухому границю під час витиснення рідини з трубопроводу поршнем необхідно зменшити модуль пружності рідини. Для цього пропонується насичувати рідину газом до утворення гомогенного двофазового середовища. Практична реалізація способу вимагає визначення раціонального газонасичення рідинної пробки і вибору шляху його практичної реалізації.

Величиною, що кількісно визначає об'єм перитікання у просторі за поршнем, є ступінь підвищення тиску в рідинній області, що виникає на границі з поршнем в момент, коли останній здригається [3]. Тому важливо оцінити, як впливає газовий вміст рідинної пробки на величину перетоків у просторі за поршнем.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Розглянемо процес витіснення стискаючого середовища з трубопроводу очисним поршнем. Нехай в початковий момент часу система "поршень-газорідинна пробка" перебувають в стані спокою. Стаціонарне значення тиску в газорідинній області вважатимемо рівним нулю. Нехай в деякий момент часу $t > 0$ очисний поршень набуває початкової швидкості U і постійного прискорення. Розглянемо, як в часі підвищуватиметься тиск в газорідинній області по довжині пробки.

Характер руху газорідинної пробки перед поршнем може бути описаний системою рівнянь [4]

$$\begin{aligned} -\frac{\partial P}{\partial x} &= \frac{\lambda \rho \omega^2}{2d} + \frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t}; \\ -\frac{\partial P}{\partial t} &= c^2 + \frac{\partial(\rho \omega)}{\partial x}. \end{aligned} \quad (1)$$

Провівши лінеаризацію рівняння руху (за А.І. Чарним) і прийнявши $2a$ до $\frac{\lambda \omega}{2d}$ (де ω середня швидкість середовища), отримаємо рівняння руху у вигляді

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = 2a(\rho \omega) + \frac{\partial(\rho \omega)}{\partial t}. \quad (2)$$

Шляхом лінеаризації рівняння руху у формі (2) і рівняння нерозривності, отримаємо рів-

няння розподілу підвищення тиску в газорідинній області у вигляді

$$-\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2}, \quad (3)$$

де $c = \sqrt{\frac{E\varphi}{\rho}}$ – швидкість звуку в середовищі;

E, φ – модуль пружності та щільності середовища.

Початкові умови для даної постановки задачі запишуться у вигляді при $t = 0$;

$$P(x, 0) = 0; \quad \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{t=0} = 0. \quad (4)$$

Граничні умови для даної задачі знайдемо з таких фізичних міркувань. На лівому кінці газорідинної пробки ($x=0$) при $t > 0$, лінійна швидкість руху рідини і її прискорення рівні швидкості і прискорення поршня

$$\omega(0, t) = U; \quad \frac{\partial \omega}{\partial t} \Big|_{x=0} = \omega.$$

Тоді з першого рівняння системи (1) отримаємо

$$\frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0} = \rho \left(\frac{\lambda U^2}{2d} + \omega \right). \quad (5)$$

На правому кінці газорідинної пробки ($x=L$) підвищення тиску не спостерігається

$$P(L, t) = 0. \quad (6)$$

Розв'язком рівняння (3) при початкових (4) і граничних (5) і (6) умовах шукаємо у вигляді

$$P(x, t) = v(x, t) + \gamma_1 + \gamma_2, \quad (7)$$

де $v(x, t)$ – розв'язок відповідної однорідної крайової задачі;

γ_1, γ_2 – постійні коефіцієнти, які визначаються із граничних умов

$$\gamma = -\rho \left(\frac{\lambda U^2}{2d} + \omega \right); \quad \gamma_1 = -\gamma_2.$$

В такому випадку для функції $v(x, t)$ маємо рішення на основі методу Фур'є у вигляді ряду

$$v(x, t) = \sum_{n=0}^{\infty} a_n e^{-at} \cos \frac{2n+1}{L} \pi x \cos \sqrt{\frac{(2n+1)^2 \pi^2 c^2 - at}{4L^2}}. \quad (8)$$

Коефіцієнти розкладання

$$a_n = \frac{2}{L} \int_0^L v(x, 0) \cos \frac{2n+1}{2L} \pi x dx. \quad (9)$$

Визначаючи початковий розподіл функції $(x, 0)$ з (7), отримаємо остаточне рішення функції у вигляді

$$P(x,t) = \rho \left(\frac{\lambda U^2}{2d} + \omega \right) L \cdot \left(1 - \frac{x}{L} - \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{e^{-at}}{(2n+1)} \times \right. \\ \left. \times \cos \frac{2n+1}{2L} \pi x \cos \sqrt{\frac{(2n+1)^2 \pi^2 c^2}{4L^2} - a^2} t. \right) \quad (10)$$

Проведемо аналіз отриманого рівняння (10). Позначимо

$$\omega_{np} = \frac{\lambda U^2}{2d} + \omega.$$

Ця величина є приведеним прискоренням очисного пристрою та середовища, яке з ним контактує.

Добуток $\rho \cdot L = \rho \cdot L \cdot F / F = m / F$ є масою газорідинної пробки, таким чином

$$\rho \left(\frac{\lambda U^2}{2d} + \omega \right) L = \omega_{np}; \quad \frac{m}{F} = -\frac{I}{F}.$$

З фізичної точки зору, наведений вираз є рівнянням сили інерції поршня і середовища, яке контактує з ним, віднесеної до одиниці площі перерізу трубопроводу. Якщо діаметр трубопроводу не змінюється і відсутнє шляхове скидання рідини з трубопроводу, то ця величина не змінюється в процесі очищення, оскільки залежить тільки від прискорення поршня і не залежить від стану рідкої фази.

Газонасичення рідинної пробки не призведе до зменшення сили контактної взаємодії поршня і пробки рідких скупчень.

Величина $t_y = 2L/c$ є тривалістю фази гідравлічного удару. З урахуванням наведених величин рівняння (10) набуде вигляду

$$P(x,t) = \frac{I}{F} \left(1 - \frac{x}{L} - \frac{8}{\pi^2} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{-at}{(2n+1)^2} \times \right. \\ \left. \times \cos \frac{2n+1}{2L} \pi x \cos \sqrt{\frac{(2n+1)^2 \pi^2}{\tau^2} - a^2} t. \right) \quad (11)$$

Газонасичення рідинної пробки, що рухається перед очисним поршнем, призведе до збільшення довжини пробки. Якщо відомий газовий склад рідинної пробки, то густина газорідинної суміші обчислюватиметься за виразом

$$\rho_c = \rho_p (1 - \varphi) + \rho_g \varphi, \quad (12)$$

де ρ_p – густина рідини;

ρ_g – густина газу в робочих умовах.

Модуль пружності газорідинного двофазового середовища може бути визначений з рівняння

$$E_c = P_0 \left(\frac{\rho_p}{\rho_g} \cdot \frac{1 - \varphi}{\varphi} + \frac{P}{P_0} \right), \quad (13)$$

де P , P_0 – відповідно робочий і стандартний тиски.

Тоді довжина газорідинної пробки становитиме

$$l_n = L - \frac{\rho_p}{\rho_g}. \quad (14)$$

Швидкість поширення звуку в газонасиченій рідкій фазі

$$C_c = \sqrt{\frac{E\varphi}{\rho_g}}. \quad (15)$$

Таким чином, газонасичення рідинної пробки призведе до збільшення її довжини l_n і до зниження швидкості поширення звуку в двофазовому середовищі до C_c . Тому тривалість фази гідравлічного удару зростає до t_c . Робота сил тертя в фазі гідроудару призведе до гасіння імпульсу тиску.

Для кількісної оцінки впливу газонасичення рідинної пробки на ступінь її взаємодії з очисним поршнем за рівнянням (10) розраховано зміну тиску в рідкій фазі по довжині пробки і в часі. Передбачалося, що очисний поршень виштовхує ненасичену газом водяну пробку довжиною 1000 м з трубопроводу внутрішнім діаметром 1000 мм з прискоренням 2 м/с. Навіть розглядалися випадки, коли газовий вміст рідинної пробки становить відповідно 70 % і 95 %. Результати розрахунків у вигляді графіків наведені на рисунках 1 і 2.

З графіків видно, що чим більше газонасичення рідинної пробки, тим менший градієнт тиску $-\frac{\partial P}{\partial x}$, і отже, менший тиск на очисний

поршень чинить рідинна пробка. Так, при газонасиченні пробки 70 % зниження тиску на поршень в порівнянні з чистою водяною пробкою становить 40,4 %, а при газонасиченні 95 % тиск на поршень знижується на 64,8 %.

З плином часу тиск у рідинній області зростає. Це викликано постійним прискоренням поршня і нестисненням рідкої фази [5]. Зі збільшенням газонасичення в рідкій фазі зростання тиску на поршень сповільнюється. Так, при чисто рідинній пробці ($\varphi = 0$) тиск на поршень протягом 1 секунди зростає на 9,5 %, при газонасиченні $\varphi = 0,7$ тиск за цей же час збільшується на 4,9 %, а при газонасиченні $\varphi = 0,95$ зростання тиску на поршень за 1 секунду складе лише 2 %. З віддаленням від поршня зменшується як сама величина тиску, так і його зростання. Так, для чистої рідини ($\varphi = 0$) збільшення тиску в середньому перерізі за 1 секунду становить 2,46 %, в той час, як в початковому перерізі (в перерізі контакту поршня і пробки рідини) зростання тиску більше, ніж в 4 рази.

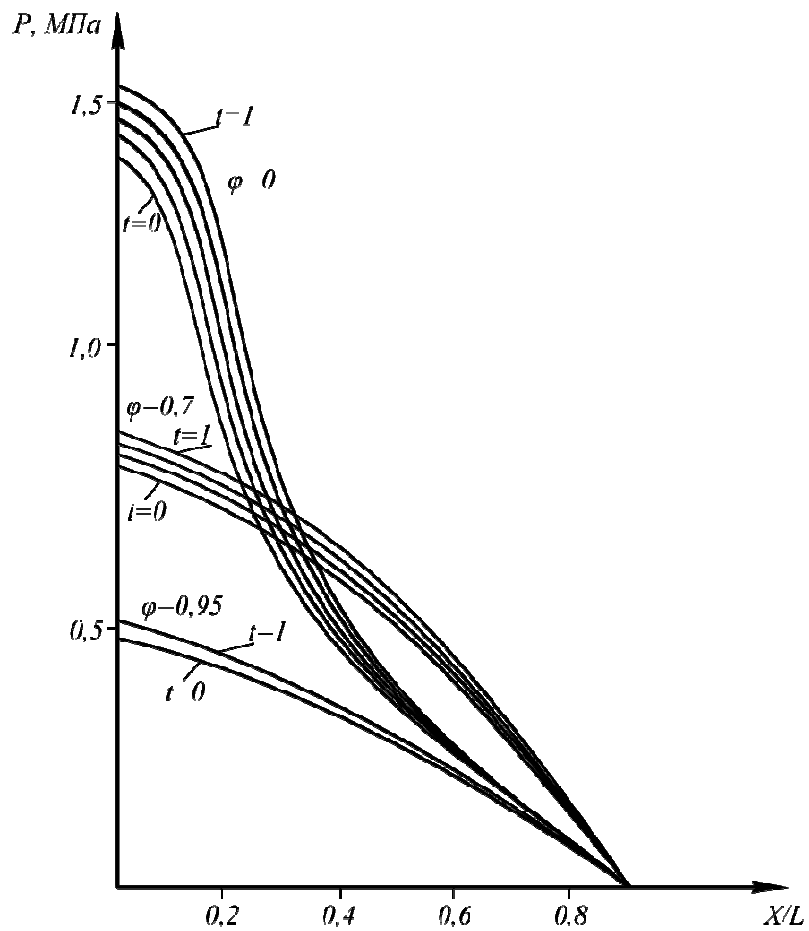


Рисунок 1 – Зміна тиску у рідинній фазі

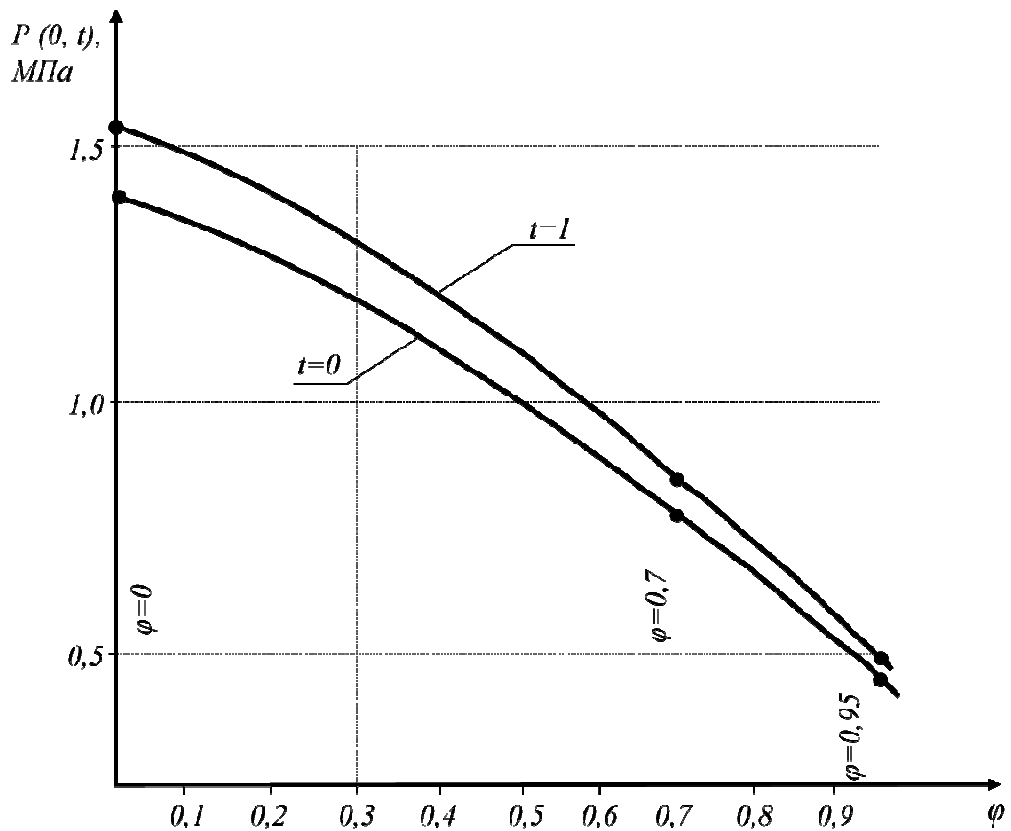


Рисунок 2 – Вплив газонасиченості рідинної пробки на величину тиску на поршень

Якщо газонасичення рідинної пробки становить $\varphi=0,7$, то в середньому перетині ($x/L=0,5$) зростання тиску за 1 секунду становить 4,05 %, а при газонасиченні $\varphi=0,95$ зростання тиску становить 1,4 %.

В кожному перетині рідинної пробки з часом тиск зростає. Це викликано дією інерційних сил. При насиченні рідини газом спостерігається деяке зниження тиску в початковий момент руху очисного пристрою. Цей факт має таке фізичне пояснення. При виштовхуванні поршнем нестисненої рідини на останню впливає сила, пропорційна прискоренню поршня і обернено пропорційна його масі. Оскільки маса рідинної пробки набагато перевищує масу поршня, то передана рідині сила інерції викликає значно менше її прискорення, що, в свою чергу, призводить до виникнення сили взаємодії поршня і рідини. У випадку газонасиченої рідини в перший момент виникає аналогічна сила тиску на поршень. Однак, внаслідок стискання газорідинної суміші прискорення набувають лише тільки ті шари рідини, які безпосереднього контактують з поршнем. Внаслідок незначної маси і значно менших дотичних напружень тертя ці шари набувають більшого прискорення, ніж саме прискорення поршня. Однак, в наступний момент внаслідок пружності газонасиченого середовища тиск передається наступним шарам, а в перетині перед поршнем спостерігається деякий спад тиску. При газонасиченні $\varphi=0,7$ він становить 1,13 % від початкового тиску, а при газонасиченні $\varphi=0,95$ падіння тиску становить 1,57 % від початкової величини.

Висновки

Таким чином, зі збільшенням тривалості фази гідравлічного удару величина тиску газорідинної пробки на ущільнюючі елементи поршня зменшується, що підвищує ефективність очищення трубопроводу.

Список використаних джерел

1. Ковалко М.П., Грудз В.Я., Михалків В.Б та ін. Трубопровідний транспорт газу. Київ : АренаЕКО, 2002. 600 с.
2. Альтшуль А.А. Гидравлические сопротивления. М. : Недра, 1970. 135 с.
3. Грудз В.Я Исследование эффективности очистных устройств в газопроводах с пересеченным профилем трассы: дисс. ... канд. техн. наук. Ивано-Франковск, 1980. 140 с.
4. Жидковой М.А. Переходные процессы в магистральных газопроводах. Киев : Наукова думка, 1979. 255 с.
5. Грудз В.Я. Исследование процесса продувки газопроводов многократным пропуском очистного устройства. *Строительство трубопроводов*. 1977. № 6. С. 15-16.

References

1. Kovalko M.P., Grudz V.Ya., Mihalkiv V.B ta in. Truboprovodnij transport gazu. Kyiv : ArenaEKO, 2002. 600 p.
2. Altshul A.A. Gidravlicheskie soprotivleniya. M. : Nedra, 1970. 135 p.
3. Grudz V.Ya Isledovanie effektivnosti ochistnyh ustrojstv v gazoprovodah s peresehenym profilem trassy : diss. ... kand. tehn. nauk. Ivano-Frankovsk, 1980. 140 p.
4. Zhidkovej M.A. Perehodnye processy v magistralnyh gazoprovodah. Kiev : Naukova dumka, 1979. 255 p.
5. Grudz V.Ya. Issledovanie procesa produvki gazoprovodov mnogokratnym propuskom ochistnogo ustrojstva. *Stroitelstvo truboprovodov*. 1977. No 6. P. 15-16.

ПРОГНОЗУВАННЯ ПОТОЧНИХ І НАКОПИЧЕНИХ ВИДОБУТКІВ ВУГЛЕВОДНІВ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ІМОВІРНІСНО-СТАТИСТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ

В. С. Бойко*, Б. М. Міщук

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

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

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

У практиці проектування розробки “нових” нафтових і газових родовищ чільне місце зайняли чисельні методи на основі комп’ютерних геолого-промислових моделей. Ці методи забезпечують отримання прийнятних (на сьогоднішній день) і найбільш достовірних технологічних показників розробки вуглеводневого покладу, але за умов наявності повної та із задовільною точністю інформації, що уможливує побудову вірогідної оцифрованої геологічної моделі цього покладу. Таку модель слід поступово уточнювати на момент складання наступного проектного документу.

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

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

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

Ключові слова: прогнозування дебіту, поточний дебіт, накопичений дебіт, імовірно-статистичні моделі, показники розробки, характер роботи свердловин, закон падіння дебіту

С течіем времени любая скважина, как бы эффективно ее не эксплуатировали и рационально не использовали пластовую энергию, прекращает фонтанировать, следовательно, возникает необходимость переходить на механизированные способы эксплуатации и в обоих случаях прогнозировать изменение параметров работы скважины, а именно изменение дебита.

Сегодня для прогнозирования дебита используют, в основном, логарифмическую зависимость, которая не всегда точно может описать характер изменения количества добытой нефти.

В практике проектирования разработки “новых” нефтяных и газовых месторождений достойное место заняли численные методы на основе компьютерных геолого-промышленных моделей. Эти методы обеспечивают получение приемлемых (на сегодняшний день) и наиболее достоверных технологических показателей разработки залежи углеводородного, но при условии наличия полной и с удовлетворительной точностью информации, что делает возможным построение вероятной оцифрованной геологической модели залежи. Такую модель следует постепенно уточнять на момент составления следующего проектного документа.

По “старым” разрабатываемых месторождениях в свое время не было получено много информации с удовлетворительной точностью, да и не было необходимости в определении ряда параметров для аналитического проектирования, а потому построить современную геологическую модель для них практически невозможно и экономически убыточно, то есть удастся только приближенно установить реальную картину выработанности запасов нефти и оценить перспективные показатели разработки залежи.

Но, в обоих случаях, как по “новым”, так и “старым” месторождениям возникает потребность в доизучении залежей на завершающей стадии разработки и оценке характера их поведения в будущем.

Отсюда вытекает важность вопроса прогнозирования дебитов скважин и в целом показателей разработки залежей на поздней стадии как по “новым”, так и “старым” месторождениям по фактических статистических данных разработки месторождений, а изучив историю (ретроспективу), можно без больших затрат времени и труда сформулировать выводы о дальнейшем развитии основных технологических показателей разработки (перспективу). При этом автоматически учитываются особенности реализованной на данном объекте системы и технологии разработки.

Ключевые слова: прогнозирование дебита, текущий дебит, накопленный дебит, вероятностно-статистические модели, показатели разработки, характер работы скважин, закон падения дебита

In the course of time any well, no matter how efficiently it was exploited and how rationally formation energy was used, stops blowing-out (flowing). Consequently, there appears a need to switch to artificial lift well operation methods and in both cases there is a need to predict the change of the parameters of the well operation, namely the change of flow rate.

Nowadays, to predict the flowrate, the logarithmic dependence is mainly used, but it does not always describe accurately the nature of the change in the amount of produced oil. In the design of the development of “new” oil and gas fields the numerical methods based on computer geological and industrial models took a prominent place. These methods provide an acceptable (for now) and the most reliable technological parameters of the development of hydrocarbon accumulation but on condition of the availability of complete and satisfactory accurate information. This gives the opportunity to build a probable digitized geological model of the reservoir. Such a model should be gradually clarified for the time of drafting the next design document.

There wasn't a lot of information with satisfactory accuracy about the “old” developed accumulations and it was not necessary to specify the set of parameters for analytical design. Therefore, it is almost impossible and economically unprofitable to build a modern geological model for them. It is only possible to get approximately the real overview of the depletion of oil reserves and to evaluate promising parameters of the development of deposits.

But, for both “new” and “old” fields there is a need to explore deposits additionally at the final stages of development and to evaluate the nature of their behavior in future.

It proves the importance of predicting the well flow rate and, overall, the fields development parameters at a mature production stage concerning both “new” and “old” fields according to the actual statistics of field development. Having studied the history (retrospective), it is possible to conclude about the further development of the basic production data (perspective) without great time and labour input. Automatically the characteristics of the system implemented in the prospect and development technologies are taken into account.

Key words: prediction of flow rate, current flow rate, accumulated flow rate, probabilistic and statistical models, development parameters, character of wells performance, the rule of production rate decline.

Вступ

При видобуванні нафти і газу статистична інформація є корисною для побудови різних нескладних стохастичних моделей. Такі моделі уможливають фахівцям оперативного аналізувати тенденції в зміні технологічних параметрів експлуатаційних об'єктів (покладів, родовищ, свердловин), прогнозувати поточні дебіти нафтових чи газових свердловин та накопичені відбори по свердловинах (у т.ч. покладах, родовищах, видобувних підприємствах, нафтогазопромислових регіонах і т.д.), уточнювати уявлення про поточні можливості свердловин та покладів планувати необхідні ремонтно-інтенсифікаційні заходи, вирішувати питання про привабливість вкладання інвестицій, оцінювати рівень паливної забезпеченості та паливно-енергетичної незалежності країни тощо. А це актуалізує дану проблему.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Відомі різні підходи і моделі для прогнозування поточних дебітів свердловин і накопичених видобутків, критичний аналіз деяких із них для формулювання довгострокового і короткострокового прогнозування виконано в недавніх роботах [1, 2, 3]. За першим феноменологічним підходом [1], який розглядає «феномени» (від грец. φαινόμενον — «явище») в цілому макроскопічно, без розгляду причин чи механізму їх появи, використовується відносно простий математичний апарат. Для прогнозування видобутку нафти в часі за статистичними даними підбирали серед відомих у математиці формул різного вигляду (степеневі, експоненти, поліноми тощо) [2].

Найбільш широко використовуються логістичні s-подібні криві росту, характерні для еволюційних процесів із насичення, зокрема:

- для прогнозування технологічних показників розробки нафтових покладів (родовищ) чи видобутків у межах нафтогазовидобувних

підприємств (регіони, країн) і дебітів свердловин [3]:

$$q(t) = ae^{-bt}; \quad (1)$$

$$q(t) = a(1+ct)^{-1/c}; \quad (2)$$

$$q(t) = a(d+ft)^{-c}; \quad (3)$$

$$Q(t) = a + be^{ct}; \quad (4)$$

$$Q(t) = A \exp(a + be^{ct}); \quad (5)$$

$$Q(t) = A \left[a + be^{ct} \right]^{-1}; \quad (6)$$

$$\frac{dQ(t)}{dt} = aQ(t) \left[1 - \frac{Q(t)}{A} \right]; \quad (7)$$

- для прогнозування, у першу чергу, моменту досягнення максимального видобутку, як в окремих країнах або в нафтогазоносних басейнах, так і у світі в цілому (модель Хабберта) [1]:

$$Q(t) = A \left\{ 1 + \exp[b(t-t_m)] \right\}^{-1}, \quad (8)$$

де $q(t)$ – поточний дебіт на певну дату (добу, місяць, рік), t ;

$Q(t)$ – накопичений видобуток на момент часу t ;

a, b, c, d, f, A – сталі коефіцієнти (константи), які визначаються шляхом відповідного оброблення фактичних даних, причому A – кінцеві запаси Q_3 , котрі вважаються апріорі відомим (обмежені запаси нафти) або можуть бути визначеними;

t_m – дата максимального видобутку.

Величини $q(t)$ і $Q(t)$ пов'язані між собою залежностями:

$$q(t) = \frac{dQ(t)}{dt} \quad \text{і} \quad Q(t) = \int_0^t q(t) dt. \quad (9)$$

Принагідно додамо, що зміну поточного дебіту свердловини $q(t)$ в часі t характеризують залежно від номінального моменту падіння дебіту (або від'ємним тангенсом кута нахилу лінії залежить від часу t):

$$D = -\frac{d \ln q}{dt} = -\frac{dq/dt}{q}, \quad (10)$$

Виокремлюють три види кривих (закони) падіння дебіту:

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

$$q(t) = q_0 e^{-Dt}; \quad (11)$$

2) закон гармонічного падіння дебіту

$$q(t) = q_0 \frac{1}{1+b \cdot t}; \quad (12)$$

3) закон гіперболічного падіння дебіту

$$q(t) = q_0 \frac{1}{(1+nbt)^{1/n}}, \quad (13)$$

де n – постійна величина;

b – постійна величина, котра визначається за початковими умовами $b = D_{\text{поч}} / q_0^n$.

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

Проаналізуємо ці записані залежності. Формули (1), (2) і (3) описують випадки відповідно логарифмічного, гармонічного ($a = 1, c = 1$) і гіперболічного ($0 \leq c \leq 1$) падіння дебіту, причому $a = q_0, b = D$ в логарифмічному законі, $a = q_0, d = 1, f = b, c = 1$ в гармонічному законі і $a = q_0, c = n, f = b$ в гіперболічному законі.

Залежності (4), (5) і (6) можуть бути подані в узагальненому вигляді так:

$$y = a + be^{ct}, \quad (14)$$

де відповідно $y = Q(t)$ для (4), $y = \ln(Q(t)/A)$ для (5) і $y = A/Q(t)$ для (6), тобто зводяться до вигляду залежності (4).

Залежність (5) є кривою Гомперца за $a = 0$, а (6) – кривою Перла (Перла-Ріда) за $a = 1$, причому в обох випадках A – верхня межа змінної-накопиченого видобутку нафти $Q(t)$ при $t \rightarrow \infty$, тобто рівна видобувним запасам нафти Q_3 .

Із рівняння Перла, точніше із рівняння (6), за $a = 1, b = 1$ із заміною b на c , як окремий випадок отримуємо рівняння Хабберента (без урахуванням t_m).

Відомо також екстраполяційні методи прогнозування основних показників розробки покладів, суть яких полягає в підборі певного виду регресійної залежності між фактичними накопиченими відборами нафти і рідини при водонапірному режимі (характеристики витіснення) або відборів від тривалості часу (характеристики виснаження) при природних режимах розробки (розчиненого газу чи гравітаційному).

Що стосується характеристик витіснення, то вони аналогічні розглянутим вище. За результатами аналізу застосовності відомих характеристик витіснення встановлено, що із відомих способів найбільш прийнятними є способи С.Н. Назарова та Н.В. Сіпачова і Г.С. Камбарова із співавторами, а також А.А. Казакова, але їх застосування можливе, починаючи з обводненості 53-56 % та 76 % для об'єктів з відносно малою в'язкістю нафти (до 5 мПа·с) і 76-78 % та 83 % для об'єктів з високою в'язкістю нафти (5-35 мПа·с).

Складнішими є моделі китайських авторів:
- модель Уенча для річного видобутку нафти

$$q(t) = a \cdot t^b \cdot \exp\left(-\frac{t}{c}\right)$$

і для кінцевих видобувних запасів:

$$Q_3 = a \cdot c^{b+1} \cdot (b+1),$$

- модель HCZ для річного видобутку нафти:

$$q(t) = a \cdot Q_3 \cdot \exp\left[-\frac{a}{b} \cdot \exp(-b \cdot t) - b \cdot t\right]$$

і для накопиченого видобутку нафти:

$$Q(t) = Q_3 \cdot \exp\left[-\frac{a}{b} \cdot \exp(-b \cdot t)\right],$$

де a, b, c – коефіцієнти.

Прогнозування, виконане за цими моделями, порівнювалося з результатами, що дає модель Хабберта. Ці три моделі дали суттєво різні результати. Але, не зважаючи на критичне ставлення до моделі Хабберта, автори використовували її для прогнозування майбутнього попиту на нафту в Китаї.

Ряд інших методів проаналізовано в роботі [1], яка реалізується в потужних державах та корпоративних системах прогнозування. Визначальними факторами є попит і ціна на нафту та подальший їх вплив на потік інвестицій і, відповідно, рівні видобутку, хоч обмеженість запасів, як правило, ігнорується, а розрахунки базуються на геологічних ресурсах із великим ступенем доведеності [1].

За іншим підходом інтегрують з урахуванням регіональних особливостей, зокрема пропонується для країн, які не є членами ОПЕК, застосовувати криві Хабберта, а для прогнозування видобутку ОПЕК обов'язково враховувати ціни і світовий попит на нафту [1]. Ці два останні підходи не є предметом даного дослідження.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Невирішеним питанням є створення багатопараметричної моделі прогнозування видобутку нафти.

Формування цілей статті. Метою є створення багатопараметричної моделі прогнозування видобутку нафти за статистичними даними на основі положень теорії ймовірностей.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

При процесі проектування розробки “нових” нафтових і газових родовищ гідне місце

зайняли чисельні методи на основі комп'ютерних геолого-промислових моделей [4]. Ці методи забезпечують отримання прийнятних (на сьогоднішній день) і найбільш достовірних технологічних показників розробки вуглеводневого покладу, але за умови наявності повної та із задовільною точністю інформації, що уможливує побудову вірогідної оцифрованої геологічної моделі цього покладу. Таку модель слід поступово уточнювати на момент складання наступного проектного документу [6]. Тому, обов'язково, виконується адаптація моделі за результатами попередніх спостережень про досліджуваний об'єкт із переходом до нової досконалішої моделі, а відтак ведемо мову про постійно діючу геолого-промислову модель конкретного покладу, на основі якої проєктант і промисловий працівник може приймати обґрунтовані інженерні рішення щодо проєктування робіт із оптимізації процесу розробки [6].

По “старих” розроблювальних родовищах у свій час не було отримано багато інформації із задовільною точністю, та й не було потреби у визначенні ряду параметрів для аналітичного проєктування [3], а тому побудувати сучасну геологічну модель для них практично неможливо й економічно збитково, тобто вдається тільки наближено встановити реальну картину виробленості запасів нафти й оцінити перспективні показники розробки покладу.

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

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

Статистичні залежності зміни дебіту однієї свердловини (групи свердловин, покладу, родовища) в часі за даними фактичної експлуатації її будували в графічному вигляді ще на початках розвитку нафтової промисловості, а пізніше стосовно періоду зменшення дебіту підбирали серед відомих у математиці формули, або виводили, виходячи із різних фізичних (теоретичних) міркувань, математичні залежності

– характеристики виснаження чи, інакше, криві (закони) експлуатації, перші криві експлуатації, криві падіння видобутку (продуктивності), хронологічні криві (Лейбензон Л. С., Чарноцький С. М., Белл К. Г., Ларкі Ч. С.). Найбільш поширеними є закони логарифмічного, гармонічного і гіперболічного падіння дебіту, для яких номінальний темп падіння дебіту пропорційний поточному дебіту і степеневій функції поточного дебіту (або від'ємний тангенс кута нахилу лінії залежності \ln від часу t , де $q(t)$ – поточний дебіт) є відповідно постійним.

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

Звичайно, ставиться задача визначити одне із двох невідомих [7] або залишковий час експлуатації, або залишкові запаси нафти, а тому як незалежну змінну вибирають час експлуатації або накопичений відбір нафти, які відкладають по осі абсцис. При цьому, залежна змінна повинна мати відому кінцеву точку, а кінцеву точку кривої визначають за відомими або передбачуваними експлуатаційними витратами як економічно рентабельний дебіт. Для визначення невідомої величини залежність падіння дебіту екстраполюють до кінцевої точки.

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

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

б) зміна коефіцієнта продуктивності або ступеня досконалості (якості) свердловини внаслідок зміни фізичних умов на її вибої або в привибійній зоні, наприклад кольматації парафіном привибійної зони нафтового пласта та відкладання парафіну у стовбурі, утворення газових гідратів у привибійній зоні й у стовбурі газової свердловини, накопичення рідини (води, газоконденсату) на вибоях нафтової і газової свердловин, що може викликати корозію обладнання [8], кольматація привибійної зони

механічними домішками, відкладання солей або асфальтенів із видобуваної рідини, накопичення сипкого піску, алевриту чи глини (утворення піщано-глинистих корків), утворення каверн у привибійній зоні, тобто внаслідок пошкодження привибійної зони;

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

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

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

Припустимо, що частина поперечного перерізу газонафтового потоку на певній відстані ξ від свердловини і в певний момент часу t , відповідно до названих вище причин, порушується (наприклад, загазована як за режиму розчиненого газу чи закольматована парафіном тією чи іншою мірою), тоді загальна витрата газонафтового потоку до свердловини

$$q(t) = q_0 P(t) + q_1 Q(t), \quad (15)$$

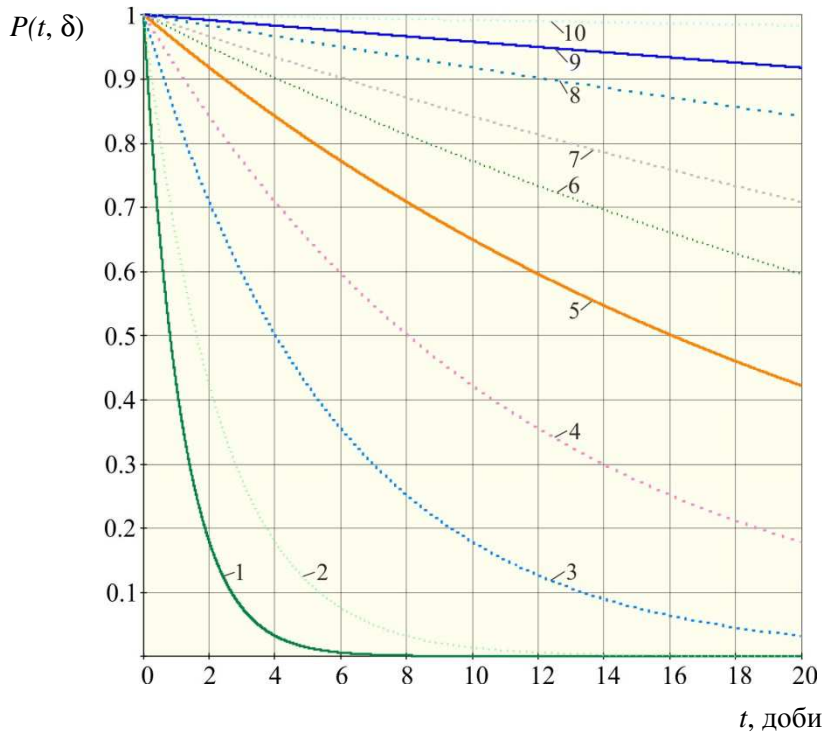
де q_0 – витрата потоку в непорушеній частині перерізу;

q_1 – витрата потоку в частково порушеній частині перерізу в довільний момент часу t ;

$P(t)$ – функція надійності [9] чи, інакше, імовірності відсутності порушення, тобто розподілу часу t безвідмовної фільтрації, коли не настане порушення;

$Q(t)$ – імовірність настання порушення перерізу в момент часу t , причому для протилежної події

$$Q(t) = 1 - P(t). \quad (16)$$



$$1 = 10^{-5}; 2 = 5 \cdot 10^{-6}; 3 = 2 \cdot 10^{-6}; 4 = 1 \cdot 10^{-6}; 5 = 5 \cdot 10^{-7}; \\ 6 = 2 \cdot 10^{-7}; 7 = 1 \cdot 10^{-7}; 8 = 1 \cdot 10^{-7}; 9 = 5 \cdot 10^{-8}; 10 = 1 \cdot 10^{-8}$$

Рисунок 1 – Залежність імовірності відсутності порушення $P(t, \delta)$ від часу t за різних δ, c

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

$$q(t) = q_0 \left[1 - \frac{q}{q_0} P(t) + \frac{q}{q_0} \right], \quad (17)$$

або, позначаючи $\psi = q/q_0$, маємо узагальнену формулу падіння дебіту свердловини

$$q(t) = q_0 [(1 - \psi)P(t) + \psi]. \quad (18)$$

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

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

Функцію надійності $P(t)$ виражаємо так:

$$P_1(t) = e^{-\int_0^t \delta(t) dt}, \quad (19)$$

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

$$P(t) = e^{-\delta t}; \quad (20)$$

і

$$Q(t) = 1 - P(t), \quad (21)$$

де $\delta(t)$ – небезпека відмови.

Характер зміни функції $P(t)$ при $\delta(t) = \delta = \text{const}$ показано на рисунку 1. Імовірність $Q(t)$ на рисунку є дзеркальним відображенням $P(t)$.

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

Функцію надійності або, іншими словами, імовірність відсутності порушення можна записати за відомим у теорії ймовірностей [9] законом Макегама:

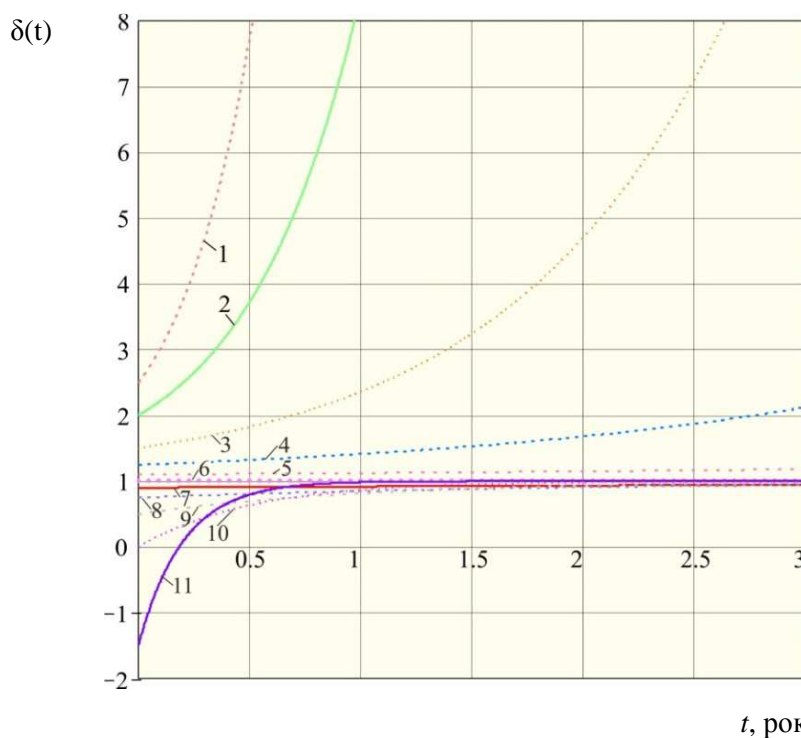
$$P_1(t) = e^{-\int_0^t \delta(t) dt}, \quad (22)$$

а небезпека відмови записується так:

$$\delta(t) = \alpha + \gamma \beta e^{\gamma t}, \quad (23)$$

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

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



1 – 3; 2 – 2; 3 – 1; 4 – 0,5; 5 – 0,2; 6 – 0 (відповідно $\delta(t) = \alpha = 1$);
7 – -0,2; 8 – -0,5; 9 – -1; 10 – -2; 11 – -5

Рисунок 2 – Функція небезпеки відмови $\delta(t)$ за $\beta = 0,5$ і різних γ

Проаналізовані результати свідчать, що параметр $\delta(t)$ за законом Макегама згідно з $q(t) = a/t$ лінійно зростає із збільшенням α і β , а характер зміни $\delta(t)$ в залежності від γ і t для заданих інших величин показано на рис. 2 – 4. При цьому для залежності $\delta(t)$ мінімум функції настає в точці $\gamma = t - 0,5$, а асимптотою є горизонтальна лінія $t = \alpha$ за $\gamma \ll 0$. Для побудови графіків прийнято $\alpha = 1$, а зміна α призводить до зміщення початку побудови графіків вздовж осі ординат. Вплив величини β за прийнятних значин є неістотним.

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

Закон Макегама стосовно часової координати t запишемо так:

$$P(t) = e^{-\alpha t - \beta(e^{\gamma t} - 1)} \quad (24)$$

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

Залежності $PI(t, \alpha)$, $PII(t, \beta)$, $PIII(t, \alpha)$ і $PIV(t, \alpha, \beta)$ графічно показано на рис. 3.21 – 2.4. Звідси впливає, що всі лінії виходять із точки $t = 0$. Із збільшенням α (при $\beta = 0$) і β (при $\alpha = 0$) функція надійності зменшується (див. рис. 5 і 6), але вплив β є більшим (при $\gamma = 1$). Якщо $\beta = 0,5$ при $\gamma = 1$ за різних α , то функція надійності різ-

ко спадає із збільшенням α (див. рис. 7). Спільний вплив α і β за $\gamma = 0,5$ має різний характер (див. рис. 8).

При $\beta = 0$ залежність (24) переходить до вигляду експоненціального закону (див. рис. 5). При $\alpha = 0$ і $\beta = 0$ маємо крайній випадок ($t = 1$). При $\alpha = 0$ отримуємо

$$P(t) = e^{-\beta[e^{\gamma(t)} - 1]} \quad (25)$$

Тобто, саме β заставляє лінію залежності вигинатися і переміщуватися вздовж координати t (див. рис. 8).

За значини $\beta < 1$ маємо обмеження інтервалу для кожної лінії вздовж t . Зі зростанням α настає переміщення лінії вліво (див. рис. 8).

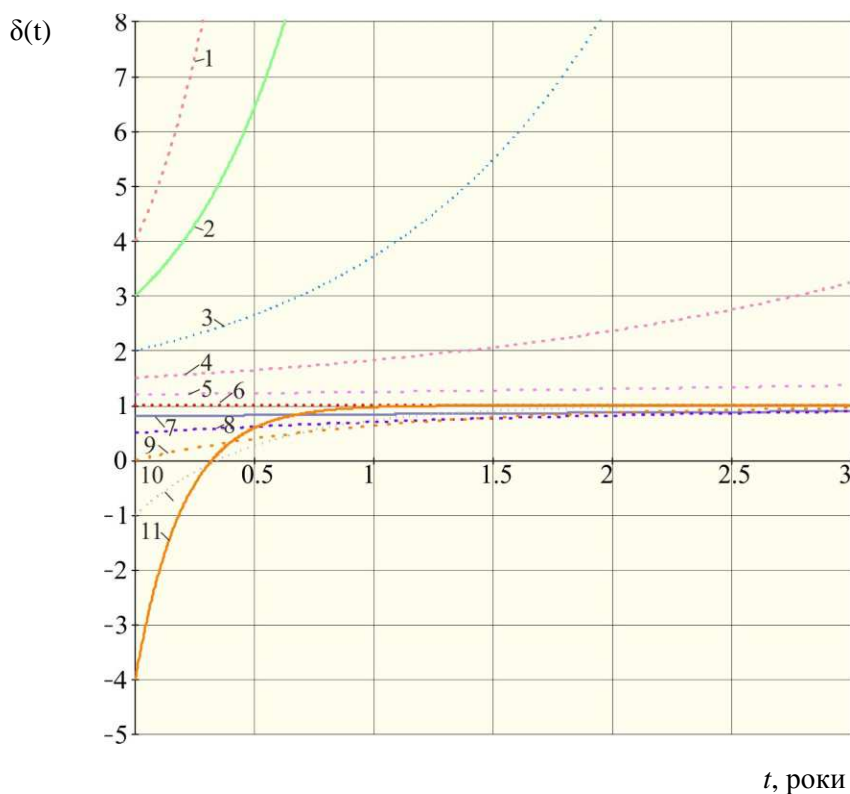
Із рис. 8 впливає, що параметр γ впливає незначно. За $\beta = 0$ залежність описується експоненціальним законом.

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

$$q(t) = q_0 e^{-\alpha_2 t - \beta_2 (e^{\gamma_2 t} - 1)} + q_1 \left(1 - e^{-\alpha_2 t - \beta_2 (e^{\gamma_2 t} - 1)} \right); \quad (26)$$

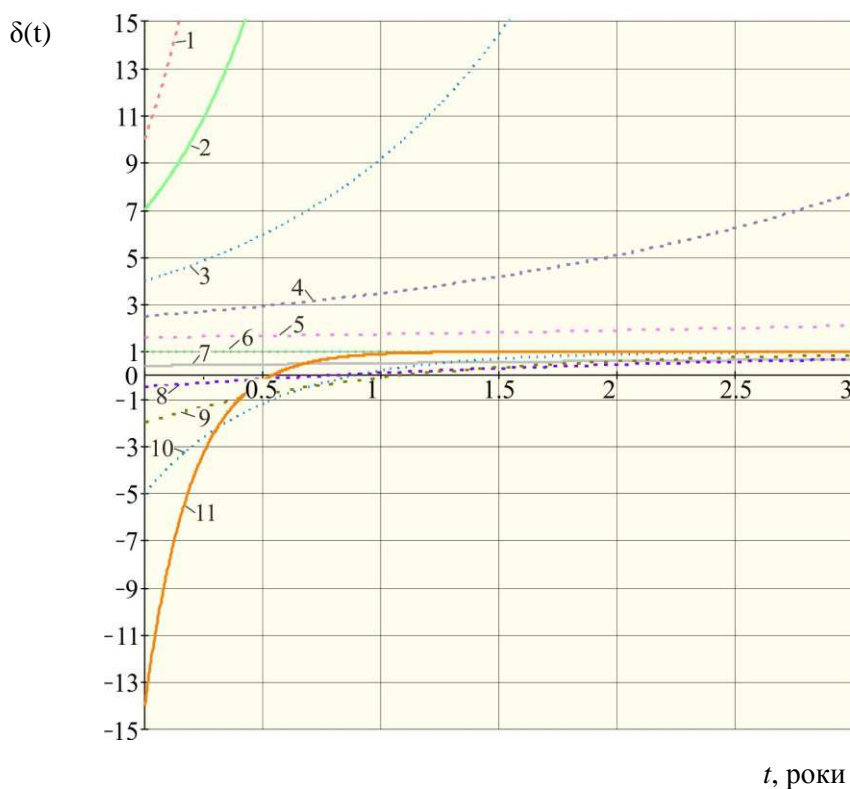
або

$$q(t) = q_0 \left((1 - \psi) e^{-\alpha t - \beta (e^{\gamma t} - 1)} + \psi \right). \quad (27)$$



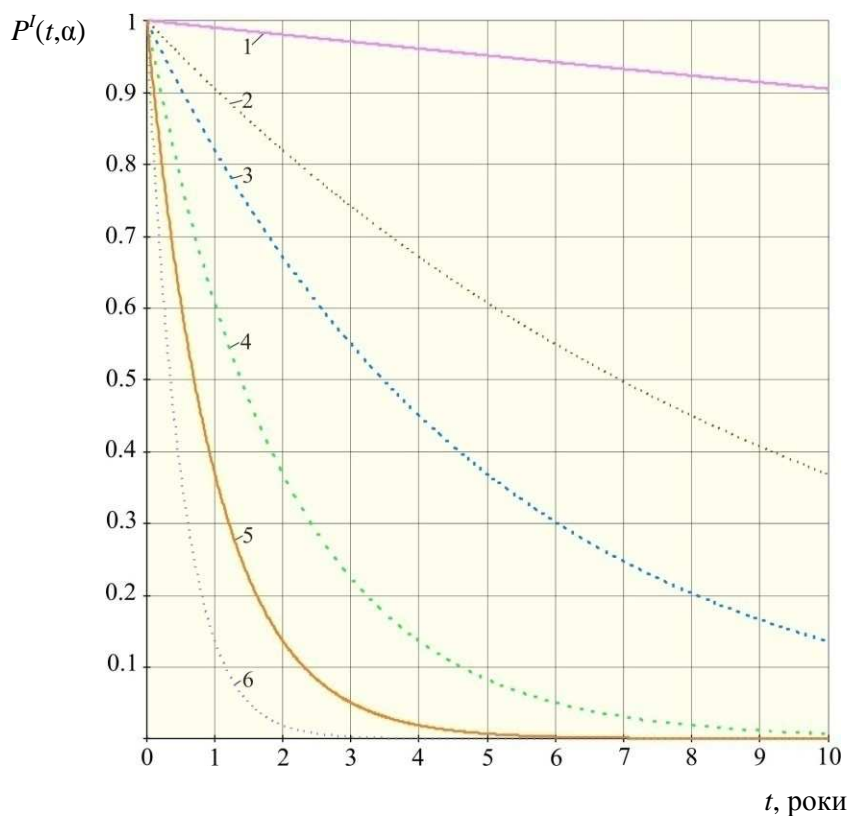
t , роки
 1 – 3; 2 – 2; 3 – 1; 4 – 0,5; 5 – 0,2; 6 – 0 (відповідно $\delta(t) = \alpha = 1$);
 7 – -0,2; 8 – -0,5; 9 – -1; 10 – -2; 11 – -5

Рисунок 3 – Функція небезпеки відмови $\delta(t)$ за $\beta = 1$ і різних γ



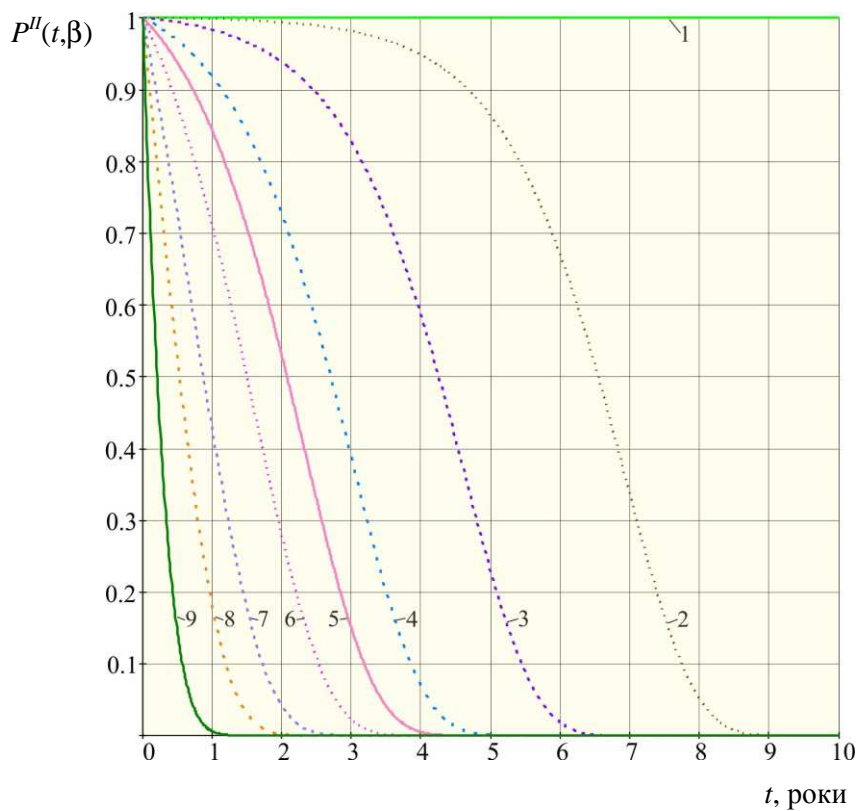
t , роки
 1 – 3; 2 – 2; 3 – 1; 4 – 0,5; 5 – 0,2; 6 – 0 (відповідно $\delta(t) = \alpha = 1$);
 7 – -0,2; 8 – -0,5; 9 – -1; 10 – -2; 11 – -5

Рисунок 4 – Функція небезпеки відмови $\delta(t)$ за $\beta = 3$ і різних γ



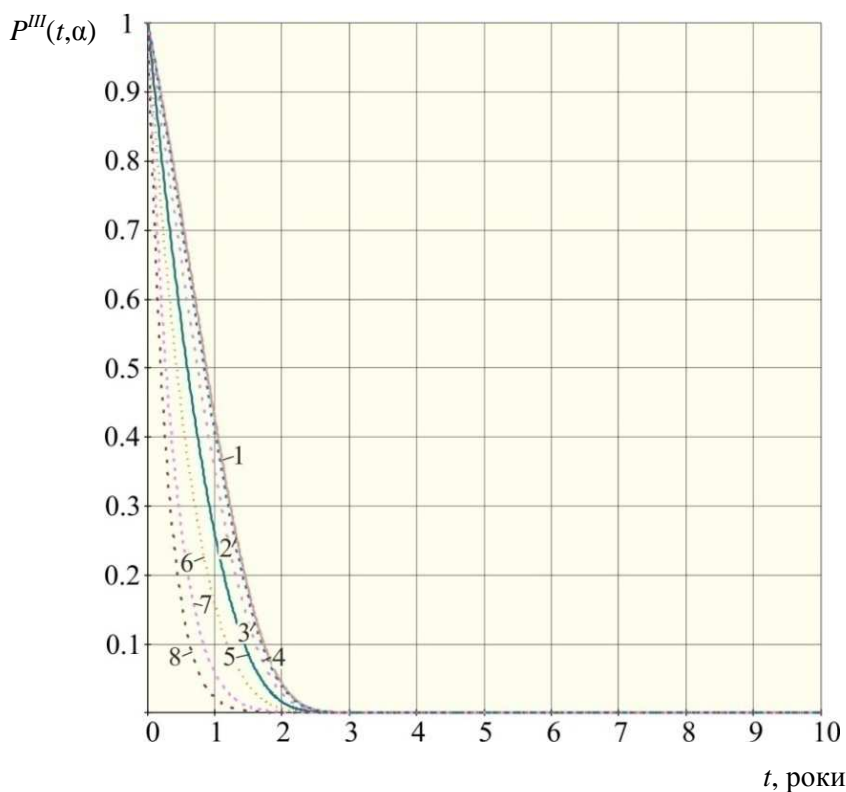
1 – 0,01; 2 – 0,1; 3 – 0,2; 4 – 0,5; 5 – 1; 6 – 2

Рисунок 5 – Функція надійності $P^I(t, \alpha)$ (відсутності порушення) за законом Макегама при $\beta = 0, \gamma = 1$ і різних α



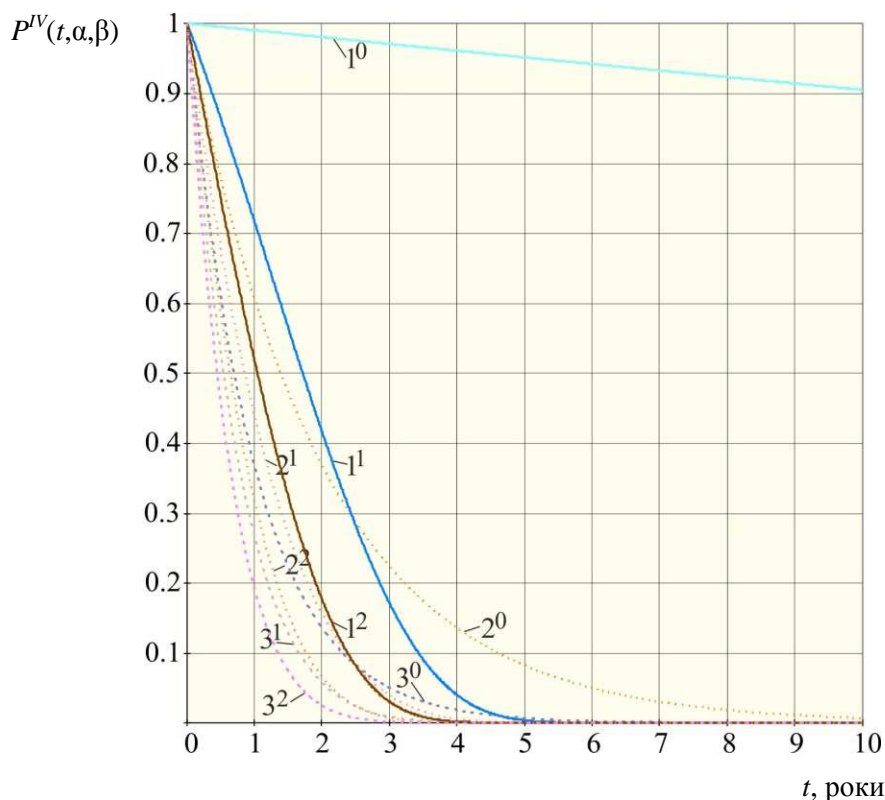
1 – 0; 2 – 0,001; 3 – 0,01; 4 – 0,05; 5 – 0,1; 6 – 0,2; 7 – 0,5; 8 – 1; 9 – 3

Рисунок 6 – Функція надійності $P^{II}(t, \beta)$ за законом Макегама при $\alpha = 0, \gamma = 1$ і різних β



1 – 0; 2 – 0,01; 3 – 0,05; 4 – 0,2; 5 – 0,5; 6 – 1; 7 – 2; 8 – 3

Рисунок 7 – Функція надійності $P^{III}(t, \alpha)$ за законом Макегама при $\beta = 0,5, \gamma = 1$ і різних α



показник верхнього індексу 0 – $\beta = 0$, лінія: $1^0 - \alpha = 0,01$; $2^0 - \alpha = 0,5$; $3^0 - \alpha = 1$;
 показник верхнього індексу 1 – $\beta = 0,5$, лінія: $1^1 - \alpha = 0,01$; $2^1 - \alpha = 0,5$; $3^1 - \alpha = 1$;
 показник верхнього індексу 2 – $\beta = 1$, лінія: $1^2 - \alpha = 0,01$; $2^2 - \alpha = 0,5$; $3^2 - \alpha = 1$

Рисунок 8 – Функція надійності $P^{IV}(t, \alpha, \beta)$ за законом Макегама при $\gamma = 0,5$ і різних α та β

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

$$q(t) = q_0 e^{-\alpha t - \beta(e^{\gamma t} - 1)} \quad (28)$$

Якщо припустити, що параметр $\gamma = 0$, то із (28) маємо, як окремий випадок, відомий експоненціальний (логарифмічний) закон зміни дебіту свердловини (або закон однакового процентного падіння дебіту):

$$q(t) = q_0 e^{-\alpha t}, \quad (29)$$

де $\alpha = D$ у формулі (29).

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

$$q(t) = q_0 \frac{1}{1 + \alpha_1 t}, \quad (30)$$

де $\alpha_1 = b$ у формулі (30).

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

$$\begin{aligned} e^{-(\alpha t - \beta(e^{\gamma t} - 1))} &\cong 1 - \left(\alpha t + \beta(e^{\gamma t} - 1) \right) \cong \\ &\cong 1 - \alpha t - \beta(1 + \gamma t - 1) = 1 - (\alpha + \beta\gamma)t; \end{aligned} \quad (31)$$

або

$$e^{-\alpha t - \beta(e^{\gamma t} - 1)} \cong \frac{1}{1 + (\alpha + \beta\gamma)t}, \quad (32)$$

де $\alpha + \beta\gamma = b$.

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

$$P(t) = e^{-\left(1 + \tau \alpha' t\right)^{1/\tau}}, \quad (33)$$

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

$$q(t) = q_0 \frac{1}{(1 + \tau \alpha' t)^{1/\tau}}, \quad (34)$$

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

Якщо в гіперболічному законі за $Q_n = (q_0^n / ((1 - n)D_{\text{поч}})) (q_0^{1-n} - q^{1-n})$ взяти $\tau \alpha' = b$ і $1/\tau = c$, то отримаємо степеневий закон падіння дебіту

$$q(t) = q_0 \frac{1}{(1 + bt)^c}, \quad (35)$$

який Ч.С. Ларкі і Л.С. Лейбензон [2] отримали у вигляді інтерполяційної формули

$$q(t) = q_0 \frac{1}{(b' + t)^c}. \quad (36)$$

Якщо використаємо закон Вейбулла [2] як узагальнений експоненціальний закон

$$P(t) = e^{-\alpha t^\zeta}, \quad (37)$$

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

$$q = q_0 e^{-\alpha t^\zeta}, \quad (38)$$

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

Тут номінальний темп падіння дебіту виражається так:

$$D = -\frac{dq/dt}{q} = -\alpha \zeta t^{\zeta-1}. \quad (39)$$

Закон Вейбулла містить два параметри (α , ζ) на відміну від експоненціального закону, що уможливорює отримати кращу відповідність фактичним даним зміни дебіту. При $\zeta > 1$ небезпека відмови монотонно зростає від нуля, при $\zeta < 1$ небезпека відмови монотонно зменшується і не обмежена при $t = 0$. Відповідно при $\zeta > 1$ дебіт швидко спадає (небезпека відмови зростає), при $\zeta < 1$ – дебіт спочатку різко спадає, а відтак сповільнюється (небезпека відмови спочатку підвищена і надалі спадає), що ілюструється рис. 9.

Якщо експоненту в (38) розкласти в ряд і залишити тільки два перших члени ряду, тобто

$$e^{-\alpha t^\zeta} \cong 1 - \alpha t^\zeta, \quad (40)$$

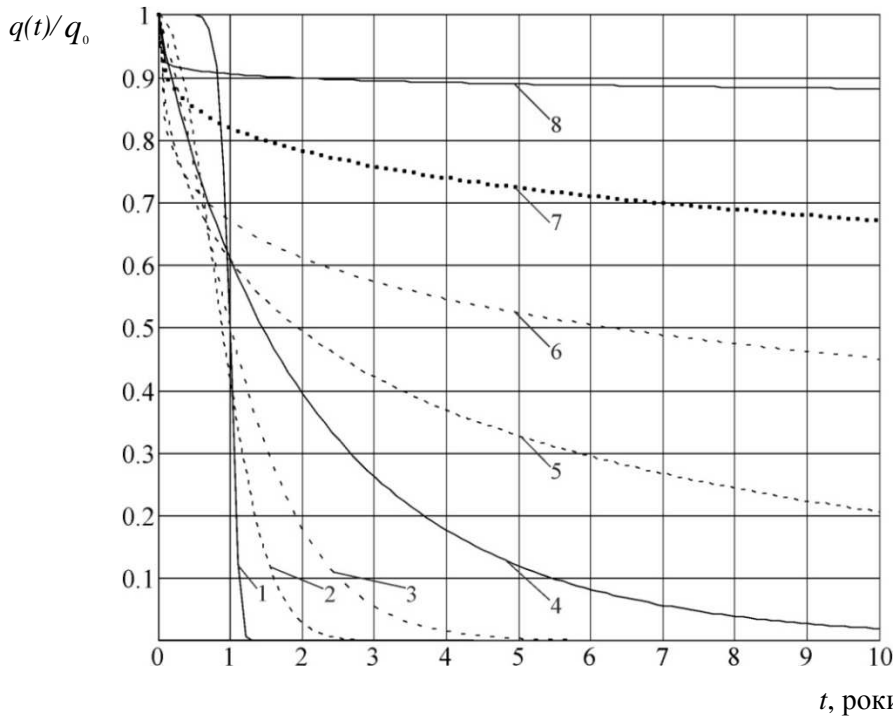
то переходимо до відомого параболічного закону зміни дебіту штангово-насосної свердловини [5]:

$$q(t) = q_0 (1 - \alpha t^\zeta), \quad (41)$$

де $\alpha_1 = T_{\text{пр}}^{-\zeta}$;

$T_{\text{пр}}$ – теоретична тривалість роботи штангового насоса до припинення подавання рідини (якщо причина припинення подавання – знос плунжерної пари, то $T_{\text{пр}}$ означає повний, фізично можливий термін служби насоса);

ζ – показник степеня параболі (значини ζ за фактичними даними по штангово-насосних свердловинах змінюються за А. Н. Адоніним в межах 1-3, здебільше $\zeta = 2$).



при $\zeta > 1$, лінія 1 – $\zeta = 10, \alpha = 0,8$; 2 – $\zeta = 2, \alpha = 0,9$; 3 – $\zeta = 1,3, \alpha = 0,7$;
 при $\zeta < 1$, лінія 4 – $\zeta = 0,9, \alpha = 0,5$; 5 – $\zeta = 0,5, \alpha = 0,5$; 6 – $\zeta = 0,3, \alpha = 0,4$;
 7 – $\zeta = 0,3, \alpha = 0,2$; 8 – $\zeta = 0,1, \alpha = 0,1$

Рисунок 9 – Графіки залежності $q(t)/q_0$ побудовані на основі закону Вейбулла за різних α та ζ

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

Дослідження роботи свердловин [10] свідчать, що параболічна залежність описує зміну дебіту, зумовлену роботою обладнання, а параболічна і експоненціальна залежності – зміну дебіту, пов'язану зі зміною параметрів пласта.

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

$$P(t) = e^{-\alpha \zeta - \beta (e^{\gamma t} - 1)}, \quad (42)$$

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

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

$$q = q_0 e^{-\alpha \zeta - \beta (e^{\gamma t} - 1)}. \quad (43)$$

Ця формула містить чотири постійних параметри. Для зручності їх визначення можна виконати екстраполяцію кривої $q - t$ в напівлогарифмічних координатах ($\ln q - t$), що відпові-

дає закону однакового процентного падіння дебіту, а відтак підбором решти параметрів забезпечити співпадіння фактичних даних (точок) дебіту із розрахунковою лінією, особливо виступаючи на графіку кінцевий відрізок кривої падіння дебіту.

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

$$\left(\ln \frac{q}{q_0} \right)^{1/\zeta} = -\alpha' t, \quad (44)$$

$$\ln \frac{q}{q_0} = -(\alpha + \beta \gamma) t, \quad (45)$$

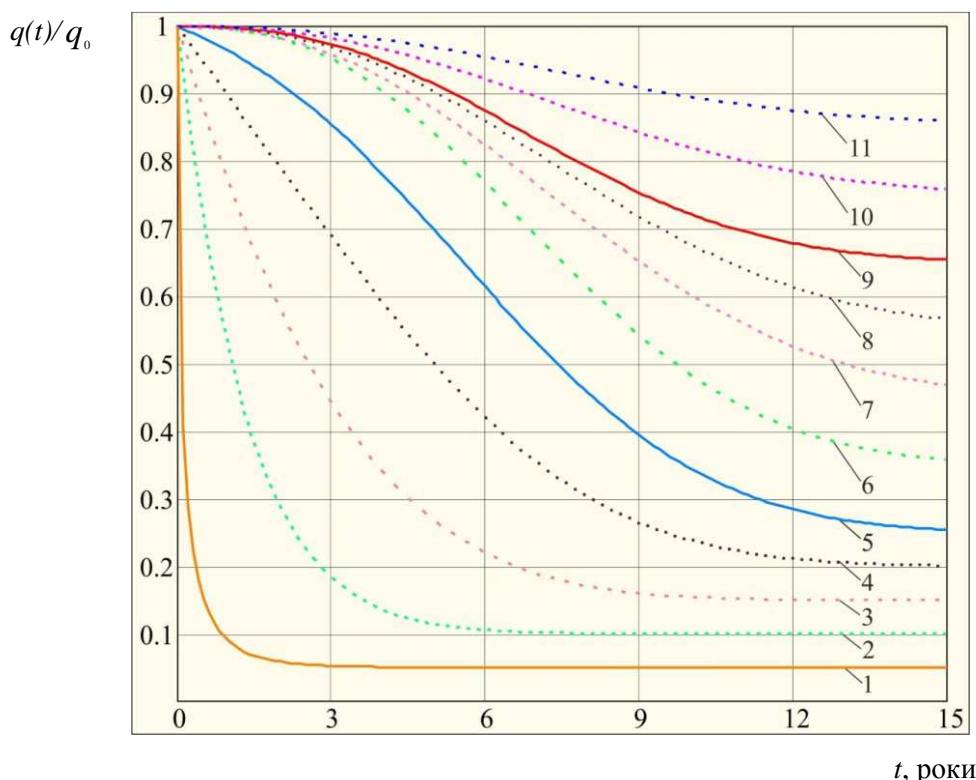
$$\frac{q}{q_0} = 1 - (\alpha + \beta \gamma) t, \quad (46)$$

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

Враховуючи (46), в кінцевому підсумку пропонуємо універсальну залежність падіння дебіту свердловини в часі за законом Вейбулла-Макегама у вигляді:

$$q(t) = q_0 \left[(1 - \psi) e^{-\alpha \zeta - \beta (e^{\gamma t} - 1)} + \psi \right]. \quad (47)$$

Характер зміни $q(t)/q_0$ в часі t за різних значин $\psi, \alpha, \zeta, \beta, \gamma$ показано на рис. 10, звідки



1 – $\psi = 0,05, \alpha = 3, \zeta = 0,5, \beta = 2, \gamma = 0,1$; 2 – $\psi = 0,15, \alpha = 0,005, \zeta = 1, \beta = 3, \gamma = 0,1$;
 3 – $\psi = 0,1, \alpha = 0,5, \zeta = 1, \beta = 2,5, \gamma = 0,1$; 4 – $\psi = 0,2, \alpha = 0,005, \zeta = 2,5, \beta = 2,5, \gamma = 0,1$;
 5 – $\psi = 0,25, \alpha = 0,005, \zeta = 2,5, \beta = 3, \gamma = 0,015$; 6 – $\psi = 0,35, \alpha = 0,005, \zeta = 2,5, \beta = 1, \gamma = 0,0001$;
 7 – $\psi = 0,45, \alpha = 0,005, \zeta = 2,4, \beta = 30, \gamma = 0,0001$; 8 – $\psi = 0,55, \alpha = 0,005, \zeta = 2,5, \beta = 10, \gamma = 0,0001$;
 9 – $\psi = 0,65, \alpha = 0,005, \zeta = 2,5, \beta = 1, \gamma = 0,0001$; 10 – $\psi = 0,75, \alpha = 0,005, \zeta = 2,4, \beta = 10, \gamma = 0,0001$;
 11 – $\psi = 0,855, \alpha = 0,005, \zeta = 2,4, \beta = 10, \gamma = 0,0001$

Рисунок 10 – Універсальна залежність падіння дебіту свердловини в часі за законом Вейбулла-Макегама за різних $\psi, \alpha, \zeta, \beta, \gamma$

робимо висновок, що цією залежністю можна описувати практично усі можливі зміни дебіту.

Для ілюстрації придатності виведених залежностей падіння дебіту свердловини в часі на відпрацьований свердловино-день підібрано дві різні за виглядом графічні залежності, складені за фактичними даними по Пнівському (рис. 11) і Тянявському (рис. 12) нафтових родовищах.

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

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

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

Виходячи за межі ретроспективи, отримаємо прогноз дебіту в часі.

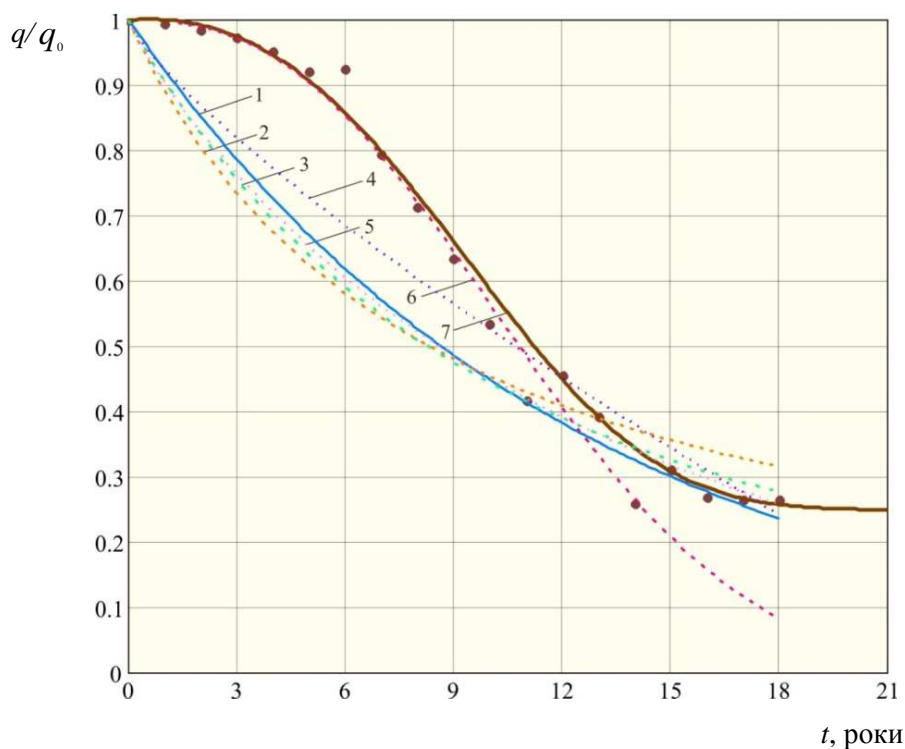
Для розрахунку накопичених відборів нафти (чи рідини) запишемо так:

$$Q(t) = \int_0^t q(t) dt.$$

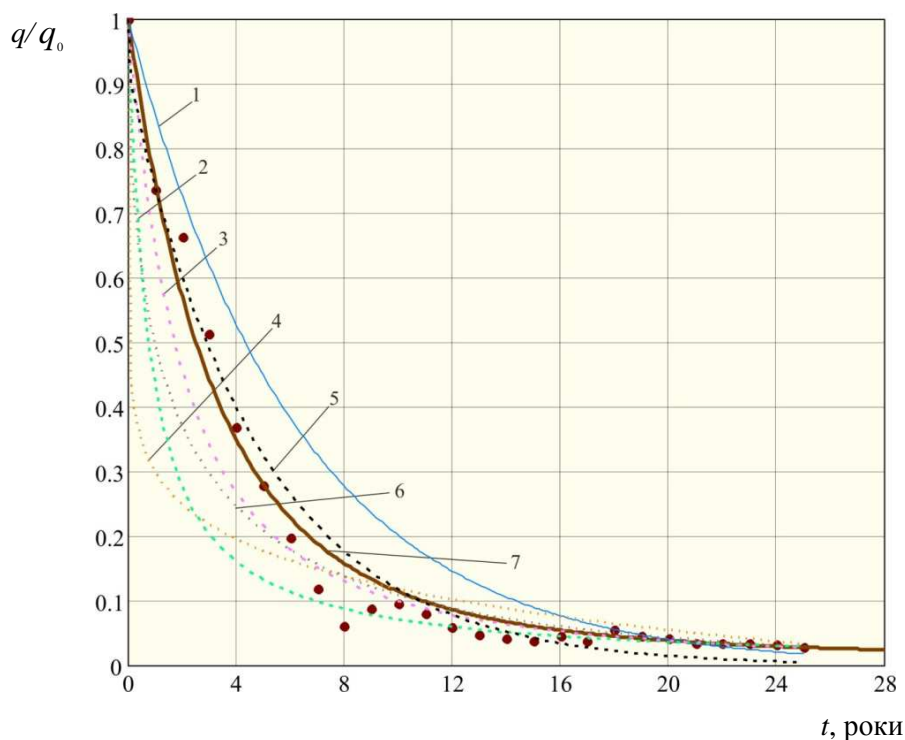
Висновок

Отже, закон Вейбулла-Макегама найбільш повно враховує ускладнювальні чинники, які зумовлюють падіння дебіту свердловини в часі, і уможливує обґрунтувати імовірнісний універсальний закон зміни дебіту свердловини в часі, із якого, як окремі випадки, випливають основні найбільш поширені закони падіння дебіту, а при певних припущеннях й інші залежності.

Отож, основними формулами для прогнозування технологічних показників розробки нафтових родовищ поки що є закони, які базуються на тому, що номінальний темп падіння дебіту є відповідно постійним, пропорційним



1 – логарифмічний закон; 2 – гармонічний закон; 3 – гіперболічний закон;
 4 – параболічний закон; 5 – закон Вейбулла; 6 – закон Макегама; 7 – закон Вейбулла-Макегама
 Рисунок 11 – Фактичні відносні показники падіння річного дебіту q/q_0 в часі t Пнівського нафтового родовища (показано точками) та підібрані до них різні теоретичні залежності



1 – логарифмічний закон; 2 – гармонічний закон; 3 – гіперболічний закон;
 4 – параболічний закон; 5 – закон Вейбулла; 6 – закон Макегама; 7 – закон Вейбулла-Макегама
 Рисунок 12 – Фактичні відносні показники падіння річного q/q_0 дебіту в часі t Тянівського нафтового родовища та підібрані до них різні теоретичні залежності

поточному дебіту і степеневій функції поточно-го дебіту. логарифмічного, параболичного і гіперболічного падіння дебіту. У даній статті, запропоновано виведення, на основі положень теорії ймовірностей, універсального закону падіння дебіту в часі з використанням об'єднаного закону Вейбулла-Макегама. Це уможливило точніше описати характер зміни дебіту свердловин. Як підтвердження цього, подано приклади застосування універсального закону на родовищах Прикарпаття.

Список використаних джерел

1. Бойко В.С. Проектування розробки нафтових родовищ. Івано-Франківськ : Нова Зоря, 2012. 588 с.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва–Ижевск : Институт комп'ютерних досліджень, 2003. 128 с.
3. Бойко В.С. Технологія розробки нафтових родовищ. Івано-Франківськ : Нова Зоря, 2011. 509 с.
4. Створення постійно діючих геолого-технологічних моделей нафтових і газових родовищ для складання проектів розробки : звіт про НДР. Кн. 3. ДП "Наука нафтогаз" НАК "Нафтогаз України". Київ, 2008. 157 с.
5. Бойко В. С. Проектування розробки нафтових родовищ : підручник, для студентів ВНЗ. Івано-Франківськ : Нова Зоря, 2011. 580 с.
6. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. Том второй / перевод с англ. Москва : Недра, 1965. 992 с.
7. Poberezhnyi, L. Y., Marushchak, P. O., Sorochak, A. P., Draganovska, D., Hrytsanchuk, A. V., Mishchuk B. M. Corrosive and Mechanical Degradation of Pipelines in Acid Soils. *Strength of Materials*. 2017. Pages 1-11. Scopus
8. Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьёв А.Д. Математические методы в теории надежности. Москва : Наука, 1965. 524 с.
9. Юдин Е. В., Лубнин А. А., Тимонов А.В., Юлмухаметов Д.Р. Подход к планированию добычных характеристик новых скважин в низкопроницаемом коллекторе. *Нефтяное хозяйство*. 2012. С. 25-28.
10. Акульшин А.Н. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. Москва : Недра, 1988. 240 с.
11. Kewen Li, A Decline Curve Analysis Model Based on Fluid Flow Mechanisms, SPE, and Roland N. Horne, SPE, Stanford University, 19–24 May 2003.
12. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ : підручник для вищих навчальних закладів з грифом Міносвіти і науки України. 4-е доповнене видання. Київ : Міжнародна економічна фундація, 2008. 488 с.
13. Казаков А.А. (ОАО «ВНИИнефть») Методика оценки эффективности геолого-технологических мероприятий по кривым падения дебита нефти. *Нефтяное хозяйство*. 1999. Декабрь. С. 32-36.
14. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. Москва : Недра, 1965. 238 с.
15. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка : підручник з грифом Міносвіти України. 2-е видання. Львів : Априорі, 2007. 450 с.
16. Максимов В.П. Эксплуатация нефтяных месторождений в осложненных условиях. Москва : Недра, 1972. 120 с.
17. Mikael Höök Depletion and Decline Curve Analysis in Crude Oil Production, Global Energy Systems Department for Physics and Astronomy, Uppsala University, May 2009.

References

1. Boiko V.S. Proektuvannia rozrobky naftovykh rodovyshch. Ivano-Frankivsk : Nova Zoria, 2012. 588 p.
2. Kanevskaya R.D. Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh protsesov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov. Moskva–Izhevsk : Institut komp'yuternih issledovaniy, 2003. 128 p.
3. Boiko V.S. Tekhnolohiia rozrobky naftovykh rodovyshch. Ivano-Frankivsk : Nova Zoria, 2011. 509 p.
4. Stvorennia postiino diiuchykh heolohotekhnolohichnykh modelei naftovykh i hazovykh rodovyshch dlia skladannia proektiv rozrobky : zvit pro NDR. Kn. 3. DP "Nauka naftohaz" NAK "Naftohaz Ukrainy". Kyiv, 2008. 157 p.
5. Boiko V. S. Proektuvannia rozrobky naftovykh rodovyshch : pidruchnyk, dlia studentiv VNZ. Ivano-Frankivsk: Nova Zoria, 2011. 580 p.
6. Spravochnyk po ekspluatatsyy neftianykh mestorozhdeniy. Tom vtoroi / perevod s anhl. Moskva : Nedra, 1965. 992 p.
7. Poberezhnyi, L. Y., Marushchak, P. O., Sorochak, A. P., Draganovska, D., Hrytsanchuk, A. V., Mishchuk B. M. Corrosive and Mechanical Degradation of Pipelines in Acid Soils. *Strength of Materials*. 2017. Pages 1-11. Scopus
8. Gnedenko B.V., Belyaev Yu.K., Solovyov A.D. Matematicheskie metodyi v teorii nadezhnosti. Moskva : Nauka, 1965. 524 p.

9. Yudin E. V., Lubnin A. A., Timonov A.V., D.R. Yulmuhametov. Podhod k planirovaniyu dobyichnyih karakteristik novyih skvazhin v nizkopronitsaemom kollektore. *Neftyanoe hozyaystvo*. 2012. p. 25-28.

10. Akulshin A.N. Prognozirovanie razrabotki neftyanih mestorozhdeniy. Moskva : Nedra, 1988. 240 p.

11. Kewen Li, A Decline Curve Analysis Model Based on Fluid Flow Mechanisms, SPE, and Roland N. Horne, SPE, Stanford University, 19–24 May 2003.

12. Boiko V.S. Rozrobka ta ekspluatatsiia naftovykh rodovyshch : pidruchnyk dlia vyshchykh navchalnykh zakladiv z hryfom Minosvity i nauky Ukrainy. 4-e dopovnene vydannia. Kyiv : Mizhnarodna ekonomichna fundatsiia, 2008. 488 s.

13. Kazakov A.A. (OAO «VNIIneft») Metodika otsenki effektivnosti geologo-tehnologicheskikh meropriyatiy po krivym padeniya debita nefi. *Neftyanoe hozyaystvo*. 1999. Dekabr. P. 32-36.

14. Chekalyuk E.B. Termodinamika neftyanogo plasta. Moskva : Nedra, 1965. 238 p.

15. Boiko V.S., Boiko R.V. Pidzemna hidrohazomekhanika : pidruchnyk z hryfom Minosvity Ukrainy. 2-e vydannia. Lviv : Apriori, 2007. 450 p.

16. Maksimov V.P. Ekspluatatsiya neftyanoyh mestorozhdeniy v oslozhnennyih usloviyah. Moskva : Nedra, 1972. 120 p.

17. Mikael Höök Depletion and Decline Curve Analysis in Crude Oil Production, Global Energy Systems Department for Physics and Astronomy, Uppsala University, May 2009.

Наука — виробництву

УДК 622.691

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-2(71)-71-76

ПРОГНОЗУВАННЯ СТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ МЕТОДОМ ІНТЕГРАЛЬНИХ КОЕФІЦІЄНТІВ

¹Є.І. Крижанівський, ¹В.Я. Грудз, ¹В.Я. Грудз (мол.), ²Р.В. Терещенко

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: s r g g 4 2 9 @ g m a i l . c o m

² Виробниче ремонтно-технічне підприємство «Укргаз енергосервіс»;
08150, м. Боярка, вул. Маяковського, 49, e-mail: t e r e s c e n k o - r v @ u t g . u a

Наведено методи побудови системи інтегральних коефіцієнтів впливу для газотранспортних систем з метою оцінки параметрів її роботи на стаціонарних режимах експлуатації. Кожна зміна технологічних параметрів режиму роботи на вході газотранспортної системи обов'язково викличе реакцію системи, яка проявиться у зміні відповідних параметрів на її виході. Очевидно, що параметри входу і виходу системи пов'язані між собою складною системою рівнянь, реалізація якої вимагає певних часових витрат і збору додаткової інформації про технічний і гідрогазодинамічний стани системи на кожен момент часу. В умовах неповного завантаження газотранспортної системи, що передбачає часту зміну режимів її експлуатації, реалізація поставленої задачі не завжди можлива. Пропонується створити систему інтегральних коефіцієнтів впливу, які характеризують співвідношення вхідної і вихідної інформації у різних стаціонарних режимах, і формально подати її в матричному вигляді. Процеси, що характеризуються інтегральними коефіцієнтами впливу, в неявному вигляді містять технологічні параметри газопроводу (довжину, діаметр, коефіцієнт гідравлічного опору, теплопередачу в довкілля та ін.), які не завжди можна з достатньою точністю визначити детермінованими методами. Запропонована методика передбачає створення простих і ефективних способів прогнозування, що дозволяють судити про стан газопроводу за витратами і тисками на входах і виходах системи, тобто за експлуатаційними даними, які контролюються. На основі запропонованої методики пропонується створити оперативну систему, яка дозволить здійснювати керування режимами роботи магістрального газопроводу у випадках частой зміни обсягів перекачування. При зміні технологічної схеми газотранспортної системи виникає необхідність в адаптації інтегральних коефіцієнтів впливу. Застосування запропонованих методів показано на прикладі магістрального газопроводу «Союз».

Ключові слова: інтегральних коефіцієнтів впливу, параметри системи газопостачання, стаціонарний режим.

Приведены методы построения системы интегральных коэффициентов влияния для газотранспортных систем с целью оценки параметров ее работы в стационарных режимах эксплуатации. Каждое изменение технологических параметров режима работы на входе газотранспортной системы обязательно вызовет реакцию системы, которая проявится в изменении соответствующих параметров на ее выходе. Очевидно, что параметры входа и выхода системы связаны между собой сложной системой уравнений, реализация которой требует определенных временных затрат и сбора дополнительной информации о техническом и гидродинамическом состоянии системы на каждый момент времени. В условиях неполной загрузки газотранспортной системы, предусматривающей частую смену режимов ее эксплуатации, реализация поставленной задачи не всегда возможна. Предлагается создать систему интегральных коэффициентов влияния, которые характеризуют соотношение входной и выходной информации в различных стационарных режимах, и формально подать ее в матричном виде. Процессы, характеризующиеся интегральными коэффициентами влияния, в неявном виде содержат технологические параметры газопровода

(длина, диаметр, коэффициент гидравлического сопротивления, теплопередачу в окружающую среду и др.), которые не всегда можно с достаточной точностью определить детерминированными методами. Предложенная методика предусматривает создание простых и эффективных способов прогнозирования, позволяющие судить о состоянии газопровода по расходам и давлениям на входах и выходах системы, то есть по эксплуатационным данным, которые контролируются. На основе предложенной методики предлагается создать оперативную систему, которая позволит осуществлять управление режимами работы магистрального газопровода в случаях частой смены объемов перекачки. При изменении технологической схемы газотранспортной системы возникает необходимость в адаптации интегральных коэффициентов влияния. Применение предложенных методов показано на примере магистрального газопровода «Союз».

Ключевые слова: интегральных коэффициентов влияния, параметры системы газоснабжения, стационарный режим.

The authors present the methods of generating the system of the integral coefficients of influence for gas transmission systems aiming at the estimation of the parameters of its work on stationary operating modes. Each change of the technological parameters of the operation mode at the input of the gas transmission system will necessarily cause the reaction of the system which will manifest itself in changing the corresponding parameters at its output. Obviously, the parameters of the input and output of the system are interconnected by a complex system of equations, the implementation of which requires certain time costs and gathering additional information about the technical and hydrogasdynamic states of the system at each moment. Under the conditions of incomplete loading of the gas transmission system, which involves frequent changes in its operation modes, the accomplishment of the task is not always possible. It is suggested to create a system of integral coefficients of influence which characterize the ratio of input and output information in different stationary modes, and formally submit it in a matrix form. The processes characterized by integral coefficients of influence implicitly contain the technological parameters of the gas pipeline (length, diameter, hydraulic resistance coefficient, heat transfer to the environment, etc.) which can not always be determined with sufficient accuracy by the deterministic methods. The suggested methodology involves the creation of simple and effective methods of predicting which allow estimating the state of the gas pipeline by the costs and pressures at the inputs and outputs of the system, that is, by the operational data that are being monitored. On the basis of the proposed methodology, it is suggested to create an operational system that will allow managing the modes of operation of the main gas pipeline in cases of frequent changes in pumping volumes. When changing the technological scheme of the gas transmission system, there is a need to adapt the integral coefficients of influence. The application of the proposed methods is illustrated by the example of the main gas pipeline Soyuz.

Key words: integral coefficients of influence, parameters of the gas supply system, stationary mode.

Вступ. Експлуатація транзитної газотранспортної системи в умовах неповного завантаження передбачає часті зміни обсягів транспортування газу, що викликає необхідність в оперативному прогнозуванні стаціонарних режимів роботи системи. Для прогнозування поведінки системи транспорту газу в умовах зміни режимів експлуатації важливо оцінити стан трубопроводів і компресорних станцій з метою вибору оптимального режиму експлуатації. Така задача вимагає проведення детального обстеження елементів газотранспортної системи, що передбачає значні витрати часу. Тому актуальним питанням є створення спрощених методик оцінки гідравлічного стану газотранспортної системи і оперативного прогнозування стаціонарних режимів її експлуатації.

Огляд літератури. Основи методу інтегральних коефіцієнтів впливу стосовно нафтових і газових родовищ були розроблені в працях Белаша П.М. [1] і отримали подальший розвиток для дослідження систем газопостачання в [2]. На їх основі можливе створення простих і ефективних способів, що дозволяють

судити про стан газопроводу тільки за витратами і тисками на входах і виходах системи, тобто за тими даними, які підлягають контролю в процесі експлуатації. Застосування методів інтегральних коефіцієнтів впливу економлять машинний час розрахунку і виявляються досить ефективними для складних газотранспортних систем без компресорних станцій, або на ділянках мережі між компресорними станціями. Процеси, що спостерігаються на входах і виходах системи транспорту газу, інтегрально враховують параметри трубопроводу, як ось: його довжину, діаметр, гідравлічний опір тощо. Використовуючи поняття про коефіцієнти впливу, вдається отримати співвідношення, що значно спрощують аналіз роботи системи транспорту газу.

Завдання дослідження. Нехай на усіх входах і виходах газопровідної системи підтримуються нульові умови, тобто $p_1^2, p_2^2, \dots, p_n^2 = 0$. В цьому випадку зміна витрат у вузлах трубопроводу також відсутня. Для того, щоб зв'язок $q_1^2 = p_2^2 = \dots = p_n^2 = 0$ був лінійним, викорис-

товуємо квадрати тиску і пропускної спроможності. Припустимо, що в деякій точці трубопроводу станеться одиничний стрибок квадрата тиску від $p_0^2 = 0$ до p_{01}^2 Па². В усій внутрішній області спостерігатиметься деяке підвищення тиску, а на усіх входах і виходах системи витрата, яка визначається характеристикою системи, через деякий час зросте. Отримані при цьому функції Q_{ij}^2 називаються коефіцієнтами впливу за витратою. При одиничній стрибкоподібній зміні квадрата тиску на усіх входах і виходах отримаємо n^2 коефіцієнтів впливу за витратою. Вони утворюють матрицю

$$Q^2 = \begin{bmatrix} Q_{11}^2 \cdot \dots \cdot Q_{1n}^2 \\ Q_{21}^2 \cdot \dots \cdot Q_{2n}^2 \\ \dots \dots \dots \\ Q_{n1}^2 \cdot \dots \cdot Q_{nn}^2 \end{bmatrix},$$

де Q_{12}^2 — реакція на першому виході (виході) при одиничному стрибку на другому вході (виході)

На діючому газопроводі завжди підтримуються певні тиски на усіх входах і виходах, тому коефіцієнти впливу необхідно визначати за нульових граничних умов [3]. При тиску на входах і виходах газопроводу $p_1^2, p_2^2, p_3^2, \dots, p_n^2$ відповідно встановляться деякі квадрати витрат $q_1^2, q_2^2, q_3^2, \dots, q_n^2$.

При зміні тиску на першому вході або виході $\Delta p_1^2 = p_1^2 - p_{11}^2$ через певний час спостерігатимуться нові квадрати витрат $q_{11}^2, q_{21}^2, q_{31}^2, \dots, q_{n1}^2$.

При зміні квадрату тиску на величину Δp_1^2 коефіцієнт впливу на першому вході або виході за пропускною спроможністю описується рівнянням

$$Q_{1j}^2 = \frac{q_{j1}^2 - q_j^2}{p_1^2 - p_{11}^2} = \frac{\Delta q_j^2}{\Delta p_1^2}.$$

Аналогічно визначаються коефіцієнти впливу за витратою для усіх інших входів і виходів системи. Коефіцієнти впливу є приростами квадратів витрат на кожному вході або виході, віднесені до значення стрибка квадрата тиску в точці збурення.

Дослідження. Якщо зміни витрати реєструвати в часі, можна визначити функцію впливу між кожним вхідним і вихідним параметром системи. Користуючись коефіцієнтами впливу, оцінюють статику системи транспорту газу.

Функція впливу дає можливість аналізувати нестационарні процеси в цій системі. Якщо задаватися не тиском, а пропускною спроможністю газотранспортної системи, то відношення змін квадратів тисків на входах і виходах системи до довільного стрибка квадратів витрати на вході дає систему коефіцієнтів впливу за тиском:

$$p_{1j}^2 = \frac{p_{j1}^2 - p_j^2}{q_1^2 - q_{11}^2} = \frac{\Delta p_j^2}{\Delta q_1^2}.$$

Для усієї газотранспортної системи отримуємо матрицю коефіцієнтів впливу за тиском

$$p^2 = \begin{bmatrix} p_{11}^2 p_{12}^2 \dots p_{1n}^2 \\ p_{21}^2 \dots \dots p_{2n}^2 \\ \dots \dots \dots \\ p_{n1}^2 \dots \dots p_{nn}^2 \end{bmatrix}.$$

Матриці коефіцієнтів за тиском і пропускною спроможністю між собою взаємопов'язані і характеризують систему транспорту газу як технологічний об'єкт, що підпорядковується керівним впливам. Коефіцієнти впливу за тиском і пропускною спроможністю можуть бути використані при розв'язанні низки завдань, пов'язаних з експлуатацією газопроводу, що працює в стаціонарному режимі; для аналізу нестационарних режимів роботи газопроводів будеться функція впливу. Для стаціонарних режимів роботи газопроводів, що описуються в загальному випадку рівняннями Лапласа, формула Гріна записується у вигляді

$$\sum_{i=1}^n (q_i^2 \Delta p_i^2 - p_i^2 \Delta q_i^2) = 0,$$

де

$$\Delta p_i^2 = p_{i1}^2 - p_i^2;$$

$$\Delta q_i^2 = q_{i1}^2 - q_i^2.$$

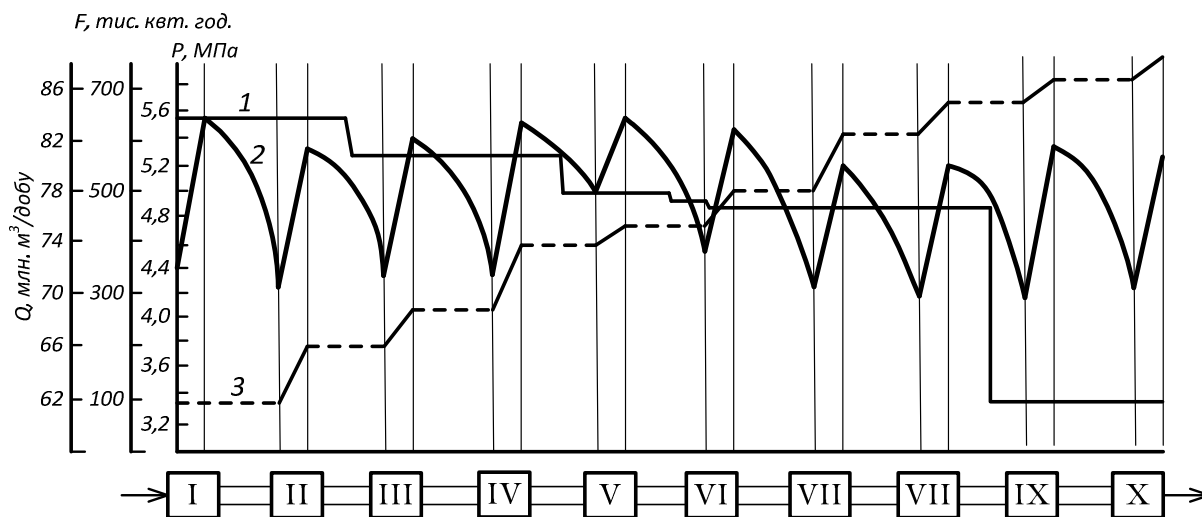
Звідси виводимо формулу для визначення квадрата витрати на будь-якому j -тому вході або виході при збуреннях на n входах або виходах

$$q_j^2 = \sum_{i=1}^n P_i^2 Q_{ji}^2 \quad (1)$$

і формулу для визначення квадрата тиску

$$p_j^2 = \sum_{i=1}^n q_i^2 P_{ji}^2. \quad (2)$$

Коефіцієнти впливу можуть бути визначені за експлуатаційними даними [4,5]. Для знаходження матриці коефіцієнтів доводиться вдаватися до визначення зміни тиску і продуктивності в декількох діапазонах часу $T_1, T_2, T_3 \dots, T_n$.



1 – витрата газу; 2 – тиск; 3 – енергетичні витрати: I – КС-10; II – КС-11; III – КС-12; IV – КС-13; V – КС-14; VI – КС-15; VII – КС-16; VIII – КС-17; IX – КС-18; X – КС-19; I-IV – ГТ-6-750; V – ГТ-750-6 (4x1); VI, VII – ГТ-750-6 (4x2); VIII-X – АФ3-4500 (5x2)

Рисунок 1 – Оптимальні режими магістрального газопроводу

Для цих інтервалів визначаємо квадрати витрат на входах і виходах системи $[q_i^2]$ і квадрати тисків $[p_i^2]$. Підставивши у формули (1) і (2) виміряні дані, отримуємо систему рівнянь

$$[q_i]^2 = \sum_{j=1}^n [p_j]^2 Q_{ji}^2,$$

звідки знаходимо коефіцієнти впливу за витратою. З виразу

$$[p_j]^2 = \sum_{i=1}^2 [q_i]^2 p_{ji}^2,$$

знаходимо величину p_{ji} .

Для розгляду нестационарних режимів системи газопостачання необхідно використати функції впливу. В цьому випадку треба отримати матриці коефіцієнтів у вигляді

$$Q_{ij}^2(t) = \frac{\Delta q_j^2(t)}{\Delta p_j^2} \quad \text{і} \quad p_{ij}^2(t) = \frac{\Delta p_j^2(t)}{\Delta q_i^2},$$

де

$$q_j^2(t) = q_j^2(t) - q_{j0}^2(t);$$

$$p_j^2(t) = p_j^2(t) - p_{j0}^2(t).$$

Тут Δp_i^2 , Δq_i^2 – стрибкоподібні дії на вході або виході ГТС (індекс «0» означає первинний стаціонарний режим).

В цьому випадку маємо:

$$[q_j(t)]^2 = \sum_{i=1}^n [p_i]^2 Q_{ji}^2(t) = \sum_{i=1}^n f_i S_{ji}(t);$$

$$[p_j(t)]^2 = \sum_{i=1}^n [q_i]^2 p_{ji}^2(t) = \sum_{i=1}^n m_i h_{ij}(t),$$

де

$$f_i = [p_i]^2, \quad S_{ji} = Q_{ji}, \quad m_i = [q_i]^2; \quad p_{ij} = h_{ij}.$$

Якщо крайові умови мають довільний вигляд, то, апроксимуючи їх серією імпульсних дій і далі використовуючи інтеграл Дюамеля

$$x(t) = \int_0^t x'(t) h(t - \tau) d\tau,$$

де $h(t-x)$ - функція впливу,

$x'(t)$ - імпульсна дія на входах і виходах системи, перейдемо до формул для аналізу систем газопостачання в нестационарному режимі:

$$q_j^2(t) = \sum_{i=1}^n \int_0^t [f_i(\tau)] S_{ji}(t - \tau) d\tau;$$

$$p_j^2(t) = \sum_{i=1}^n \int_0^t [m_i(\tau)] h_{ij}(t - \tau) d\tau,$$

або, якщо це зручніше,

$$q_j^2(t) = \sum_{i=1}^n \int_0^t f_i(t - \tau) S''(\tau) d\tau;$$

$$p_j^2(t) = \sum_{i=1}^n \int_0^t m_i(t - \tau) h'(\tau) d\tau.$$

Проте для визначення функцій впливу можна використати лише статистичні методи, що обмежує можливості методики.

За цією методикою були розраховані стаціонарні режими для магістрального газопроводу СОЮЗ завдовжки 803 км. на ділянці Бар-Ужгород (рисунок 1).

Досвід експлуатації свідчить, що перші п'ять ділянок газопроводу працюють в режимі,

близькому до стаціонарного. Остання ділянка – Хуст - Ужгород – характеризується нестационарним режимом газопередачі, який усереднювався по площі. Під час визначення коефіцієнтів впливу за витратою використовувалися значення витрати і тиску, узяті за відповідні моменти часу з експлуатаційних журналів. Шляхом розрахунку отримано для ділянки Гусятин – Богородчани значення коефіцієнтів Q_{ij}^2 :

$$Q_{11}^2 = -22,65; Q_{12}^2 = 19,95; Q_{13}^2 = 8,07;$$

$$Q_{21}^2 = -19,95; Q_{22}^2 = -35,46; Q_{23}^2 = 13,56;$$

$$Q_{31}^2 = 8,07; Q_{32}^2 = 13,56; Q_{33}^2 = -39,81.$$

Коефіцієнт Q_{21}^2 показує, наскільки збільшиться витрата під час відбору (індекс 2) при збільшенні тиску на вході газопроводу (індекс 1) і т. д.

Під час апробації методики були отримані наступні витрати. При обчисленні витрат відносна похибка розрахунків коливалася від 1,5 до 14%.

Коефіцієнти за тиском для ділянки Гусятин – Богородчани:

$$p_{11}^2 = -0,270; p_{12}^2 = -1,181; p_{13}^2 = -0,123;$$

$$p_{21}^2 = -0,181; p_{22}^2 = -0,163; p_{23}^2 = -0,090;$$

$$p_{31}^2 = -0,123; p_{32}^2 = -0,090; p_{33}^2 = -0,089$$

Для м. Гусятин на виході КС

$$p_p = 52,4 \text{ кгс/см}^2; p_d = 53,9 \text{ кгс/см}^2, \Delta = 2,8\%;$$

для м. Богородчани

$$p_p = 42,2 \text{ кгс/см}^2; p_d = 44,2 \text{ кгс/см}^2, \Delta = 4,5\%;$$

для м. Хуст на вході КС

$$p_p = 27,9 \text{ кгс/см}^2; p_d = 29,0 \text{ кгс/см}^2, \Delta = 3,8\%,$$

де p_p - розрахунковий тиск;

p_d - тиск за даними диспетчерських служб.

Відносна похибка коливається від 1 до 8%.

За цією методикою для стаціонарного випадку створена проста аналогова модель, яка моделює фізичні величини за електричними.

Для k -того вузла схеми залежність між напругою U і струмами I записується у вигляді:

$$\sum_{k=1}^{k=n} g_{ik} u_k = I_k,$$

де g_{ik} - провідність елементів схеми, що порівняно з розглянутим вище рівнянням (1).

Шляхом установки провідності

$$g_{ik} = c_Q Q_{ij}^2 \text{ струмів } I_i = c_q q_i^2, \text{ напруги}$$

$u_i = c_p p_i^2$, (де c_Q, c_q, c_p — коефіцієнти перерахунку), отримуємо:

$$q_{ij} \frac{c_q}{c_p c_Q} = \sum_{i=1}^{i=n} p_i^2 Q_{ji}^2,$$

тобто умовами тотожності початкових рівнянь і рівнянь аналогової моделі є критерій

$$\frac{c_q}{c_p c_Q} = 1.$$

Коефіцієнти Q_{ij}^2 визначаються розглянутими методами за даними експлуатації для конкретного газопроводу.

Висновок

Методика дозволяє створити аналогову систему-радник для складних газопроводів. Основний недолік такого підходу полягає в тому, що коефіцієнти впливу необхідно визначати при кожній зміні системи газопостачання. Якщо ж коефіцієнти впливу визначені і не коригуються, то при підключенні нових споживачів газу, газопроводів або газових родовищ помилка зростає.

Література

1. Белаш П.М. О коэффициентах влияния и взаимовлияния при решении задач регулирования отбора нефти из нефтяных и газовых месторождений. *Энергетика и электроника в нефтяной промышленности* : зб. стат. (МИНХиГП им. И.М. Губкина). 1964. Вып. 47. С.14 – 27.
2. Ковалко М.П., Грудз В.Я., Михалків В.Б. та ін. Трубопровідний транспорт газу. К. : АренЕКО, 2002. 600 с.
3. Filipchuk O., Grudz V., Marushchenko V., Myndiuk V., Savchuk M. Development of cleaning methods complex of industrial gas pipelines based on the analysis of their hydraulic efficiency. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies* 2/8 (92) 2018. - ISSN 1729-3774.
4. Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. М. : Наука, 1982. 205 с.
5. Гарляускас А.И. Математическое моделирование оперативного и перспективного планирования систем транспорта газа. М. : Недра, 1975. 160 с.

References

1. Belash P.M. On the coefficients of influence and influence in solving problems of regulating the selection of oil from oil fields in gas fields. *Energy and electronics in the oil industry* : digest of stricles (MINliGP them. THEM. Gubkin). 1964. Vol. 47. pp. 14-27.

2. М Ковалко.Р., Grudz V.Ya., Mikhalkov V.B. etc. Pipeline gas transport. К. : ArenaEKO, 2002. 600 p.

3. Filipchuk O., Grudz V., Marushchenko V., Myndiuk V., Savchuk M. Development of cleaning methods complex of industrial gas pipelines based on the analysis of their hydraulic efficiency. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies* 2/8 (92) 2018. - ISSN 1729-3774.

4. Shcherbakov S.G. Problems of pipeline transportation of oil and gas. М. : Nauka, 1982. 206 p.

5. Garliauskas A.I. Mathematical modeling of operational and future planning of gas transport systems. М. : Nedra, 1975. 160 p.

ПРО ЗМІНУ РІВНЯ НАФТИ В РЕЗЕРВУАРІ З ПЛАВАЮЧОЮ ПОКРІВЛЕЮ ЧЕРЕЗ АТМОСФЕРНІ ОПАДИ

В.П. Лісафін, Н.В. Люта

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,
e-mail: V.Lisafin@gmail.com*

Аналізуються основні тенденції у реконструкції та розвитку резервуарних парків системи магістрального транспорту нафти в Україні – використання резервуарів великих об'ємів з плаваючою покрівлею. Розглянуто одну з причин, що може ускладнювати експлуатацію таких резервуарів – наявність рідких (у вигляді дощу) або твердих (снігу та льоду) атмосферних опадів на ній, що призводить до глибшого занурення плаваючої покрівлі резервуара у нафту. Проаналізовано літературні джерела щодо експлуатації резервуарів з плаваючою покрівлею та встановлено, що в них практично відсутні дані замірів, за якими можна оцінити вплив рідких атмосферних опадів на глибину занурення плаваючих покрівель резервуарів. Показано актуальність питання, з точки зору товаро-транспортних операцій з обліку нафти. Наведено результати вимірювання рівнів нафти в резервуарі штатними приладами за наявності та відсутності дощової води на плаваючій покрівлі (після дренажу останньої через систему водовідведення) та результати їх оброблення з метою визначення різниці облікованої маси нафти в резервуарі через накопичення води на покрівлі з урахуванням фізичних властивостей нафти та даних обробки калібрувальних таблиць резервуара. Проаналізовано результати натурних замірів та запропоновано метод розрахунку зміни рівня нафти в резервуарі через наявність атмосферних опадів на покрівлі. Визначення рівня нафти в резервуарі проводилося за допомогою штатної системи типу ENRAF, а визначення об'ємів нафти – за калібрувальною таблицею резервуара. На підставі фізичних закономірностей виведено теоретичні залежності для визначення кількості атмосферної вологи на плаваючій покрівлі залежно від об'єму (зміни рівнів нафти) води на ній. Показано, як обчислити мінімальну кількість атмосферної води на покрівлі, кількість якої вимагає введення поправок при визначенні маси нафти в резервуарі статичним об'ємно-масовим методом. Даним дослідженням доведено необхідність введення поправок при визначенні рівня нафти в резервуарах з плаваючою покрівлею за умови наявності на покрівлі атмосферних опадів.

Ключові слова: нафтопровід, зберігання нафти в резервуарі, інтенсивність дощу, об'єм води на покрівлі, занурення покрівлі, облік нафти, рівень нафти.

Анализируются основные тенденции реконструкции и развития резервуарных парков системы магистрального транспорта нефти в Украине - использование резервуаров больших объемов с плавающей кровлей. Рассмотрена одна из причин, которая может затруднять эксплуатацию таких резервуаров - наличие жидких (в виде дождя) или твердых (снега и льда) атмосферных осадков в ней, что приводит к более глубокому погружению плавающей крыши резервуара в нефть. Проанализированы литературные источники по эксплуатации резервуаров с плавающей крышей и установлено, что в них практически отсутствуют данные замеров, по которым можно оценить влияние жидких атмосферных осадков на глубину погружения плавающих крыш резервуаров. Показана актуальность вопроса с точки зрения товарно-транспортных операций по учету нефти. Приведены результаты измерения уровней нефти в резервуаре штатными приборами при наличии и отсутствии дождевой воды на плавающей кровле (после дренажа последней через систему водоотведения) и результаты их обработки с целью определения разницы учтенной массы нефти в резервуаре из-за накопления воды на кровле с учетом физических свойств нефти и данных обработки калибровочных таблиц резервуара. Проанализированы результаты натурных замеров и предложен метод расчета изменения уровня нефти в резервуаре при наличии атмосферных осадков на крыше. Определение уровня нефти в резервуаре проводилось с помощью штатной системы типа ENRAF, а определение объемов нефти - по калибровочной таблице резервуара. На основании физических закономерностей выведены теоретические зависимости для определения количества атмосферной влаги на плавающей крыше в зависимости от объема (изменения уровней нефти) воды на ней. Показано, как вычислить минимальное количество атмосферной воды на кровле, количество которой требует введения поправок при определении массы нефти в резервуаре статическим объемно-массовым методом. Данным исследованием доказана необходимость введения поправок при определении уровня нефти в резервуарах с плавающей крышей при условии наличия на кровле атмосферных осадков.

Ключевые слова: нефтепровод, хранение нефти в резервуаре, интенсивность дождя, объем воды на крыше, погружение крыши, учет нефти, уровень нефти.

The authors analyze the main tendencies in the reconstruction and development of tank farms of the main oil transportation system in Ukraine, namely the use of large-volume tanks with a floating roof. The authors consider one of the reasons that can complicate the operation of such tanks that is the presence of liquid (in the form of rain) or solid (snow and ice) atmospheric precipitation on it, which leads to the additional immersion of the floating roof of the tank into oil. The literature on the exploitation of floating roof tanks has been analyzed and it is found out that there are practically no data of measurements on the basis of which it is possible to estimate the influence of liquid atmospheric precipitation on the depth of immersion of tank floating roofs. The article shows the topicality of the issue from the point of view of commodity-transport operations on oil metering. The authors show the results of measuring the oil levels in the tank with regular appliances in the presence and absence of rainwater on the floating roof (after drainage of the latter through the drainage system) and the results of their treatment in order to determine the difference in the accounted oil mass in the tank caused by the accumulation of water on the roof, taking into account oil physical properties and the data of processing of the gauge tables of the tank. The results of natural measurements are analyzed and a simplified method of calculating the depth of immersion of a roof in the presence of additional loads on it in the form of atmospheric precipitation is developed. The oil level in the tank was determined using a standard system of the ENRAF type, and the determination of oil volumes was done using the gauge table of the tank. Based on physical regularities, the authors derive theoretical dependencies to determine the amount of atmospheric moisture on the floating roof depending on the volume (changes of the oil levels) of water on it. It is shown how to calculate the minimum amount of atmospheric water on the roof, which leads to the need to introduce corrections while determining the mass of oil in the tank using a static volume-mass method. This research has proved the necessity of introducing corrections while determining the level of oil in the tanks with floating roofs when there is atmospheric precipitation on the roof.

Key words: oil pipeline; storage of oil in a tank; rain intensity; volume of water on the roof; immersion of the roof; oil metering; oil level.

Вступ. Однією із тенденцій у вітчизняній та закордонній практиці магістрального трубопроводного транспорту нафти є використання резервуарів великих об'ємів з плаваючою покрівлею. Магістральні нафтопроводи України експлуатуються АТ «Укртранснафта», яке широко використовує для технологічних потреб резервуари з плаваючою покрівлею об'ємом від 20000 м³ до 75000 м³ (МНТ "Південний", ЛВДС "Броди" та ін.). Є перспективні плани модернізації резервуарних парків нафтоперекачувальних станцій, при цьому у якості основних технологічних передбачається застосування саме резервуарів з плаваючою покрівлею. У рамках реалізації проекту зі створення в Україні мінімальних запасів нафти та нафтопродуктів, відповідно до Угоди про асоціацію Україна – ЄС також передбачається будівництво нових резервуарів. Резервуари з плаваючою покрівлею дозволяють значно скоротити втрати нафти від випаровування, сприяють пожежній та екологічній безпеці зберігання нафти [1, 2].

Конструкція плаваючої покрівлі резервуарів, що експлуатуються в Україні, практично однакова. Вона складається з понтонного кільця і центрального настилу. Покрівля рухається вздовж двох напрямних. Зазор між покрівлею і стінкою резервуара, а також між покрівлею і напрямними ущільнюється затворами. Це – найбільш поширений тип плаваючої покрівлі, досить простої і надійної.

При експлуатації резервуарів з плаваючою покрівлею виникає ряд складностей, однією з яких є можливе накопичення атмосферних опа-

дів на її поверхні. Останні у вигляді рідких (дошових) або твердих (снігу та льоду) навантажень призводять до додаткового занурення покрівлі у нафту, а у складних випадках – до перекоосу або навіть її заклинювання.

Додаткове занурення впливає на визначення рівня нафти в резервуарі, що слід враховувати при облікових операціях. При оперативному обліку нафти в резервуарах застосовується об'ємномасовий статичний метод. Суть цього методу полягає у визначенні об'єму за результатами вимірювання рівня нафти та даних таблиць поінтервального градування резервуара, а також густини нафти за однакових (або зведених до однакових) умов. Масу продукту визначають як добуток об'єму і густини. Звичайно, зміна рівня нафти в резервуарі через додаткове навантаження у вигляді атмосферних опадів призведе до певних похибок. Це визначає теоретичне і практичне значення дослідження впливу атмосферних опадів на облікові операції в резервуарах з плаваючою покрівлею.

Аналіз досліджень і публікацій. Дослідженням умов роботи резервуарів з плаваючою покрівлею присвячено низку робіт. У роботах [3, 4] наведені основні відомості про конструкції резервуарів з плаваючою покрівлею, основи теорії, методики розрахунку навантажень, плавучості, остійності та міцності плаваючої покрівлі резервуара. Нормативні документи [5, 6] визначають основні положення з конструювання та розрахунку конструкцій резервуарів з плаваючою покрівлею та умови їх експлуатації



Рисунок 1 – Накопичення дощових опадів на поверхні плаваючої покрівлі

[7]. Робота [8] присвячена аналізу впливу рівномірно та нерівномірно розподілених снігових навантажень, що є характерним для умов експлуатації резервуарів у Російській Федерації, на глибину занурення плаваючої покрівлі. Також розглянуті умови роботи покрівлі у випадку її перекосу внаслідок можливого підтоплення суміжних відсіків короба покрівлі. У роботі [9] висловлена думка про необхідність врахування ваги рідких атмосферних опадів, що можуть накопичуватися на покрівлі резервуара, на його експлуатаційні характеристики.

Слід зауважити, що в літературних джерелах практично відсутні дані замірів, за якими можна оцінити вплив рідких атмосферних опадів на глибину занурення плаваючих покрівель резервуарів.

Метою досліджень є встановлення впливу дощових опадів на зміну рівня нафти в резервуарі з плаваючою покрівлею та його урахування при облікових операціях.

Для досягнення мети необхідно проаналізувати результати натурних замірів та розробити спрощений метод розрахунку зміни рівня нафти за наявності додаткових навантажень на покрівлі резервуара у вигляді атмосферної вологи.

Виклад основного матеріалу

Атмосферні опади у вигляді дощу та снігу є природними явищами. Інтенсивність дощових опадів на території України є досить значною. У географічних пунктах розміщення об'єктів з резервуарами з плаваючими покрівлями в середньому на рік вона складає: 742 мм (Броди), 453 мм (Одеса), 872 мм (Надвірна), 480 мм (Лисичанськ). Інтенсивність дощу на 1 га тривалістю 20 хв. дорівнює відповідно 109 л/с (для

Львова (Броди)), 93,2 л/с (для Одеси), 112 л/с (для Івано-Франківська (Надвірна)), 101 л/с (для Лисичанська) [10].

Для відведення атмосферних опадів з поверхні плаваючої покрівлі резервуари обладнуються системою водоспуску. Водоспуск складається з приймача опадів, системи труб, що з'єднані між собою сальниковими шарнірами, і нижнього поворотного вузла. За існуючою практикою експлуатації резервуарів з плаваючою покрівлею у нормальному положенні засув трубопроводу для дренажу дощової води закритий. Дренажу води проводять після закінчення зливи, оскільки знаходиться біля резервуара під час грози заборонено.

Потрапляючи на покрівлю резервуара, дощові опади накопичуються на ній через нерівність поверхні покрівлі та її конструктивні особливості (рисунок 1).

Після завершення процесу дренажу води на окремих ділянках покрівлі залишаються її скупчення (рисунок 2).

Для оцінювання кількості води на плаваючій покрівлі нами були використані дані замірів рівнів нафти до і після дренажу (таблиця 1) в резервуарі типу РВСПП-75000.

Визначення рівня нафти в резервуарі проводилося за допомогою штатної системи типу ENRAF, а визначення об'ємів нафти – за калібральною таблицею резервуара відповідно до вимог [7].

Обробка даних таблиці 1 дозволила отримати дані із зміни рівнів нафти до початку дренажу атмосферної води і після (таблиця 2).

Звичайно, об'єм нафти в резервуарі залишився таким самим, але за рахунок додаткового навантаження на покрівлю у вигляді води виникла суттєва похибка.

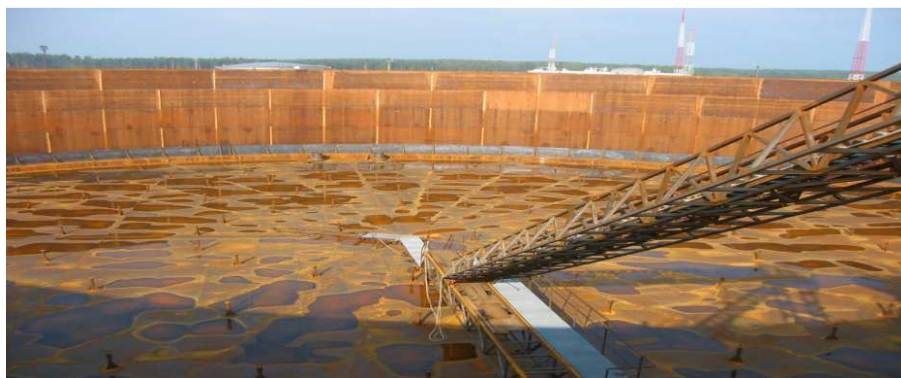


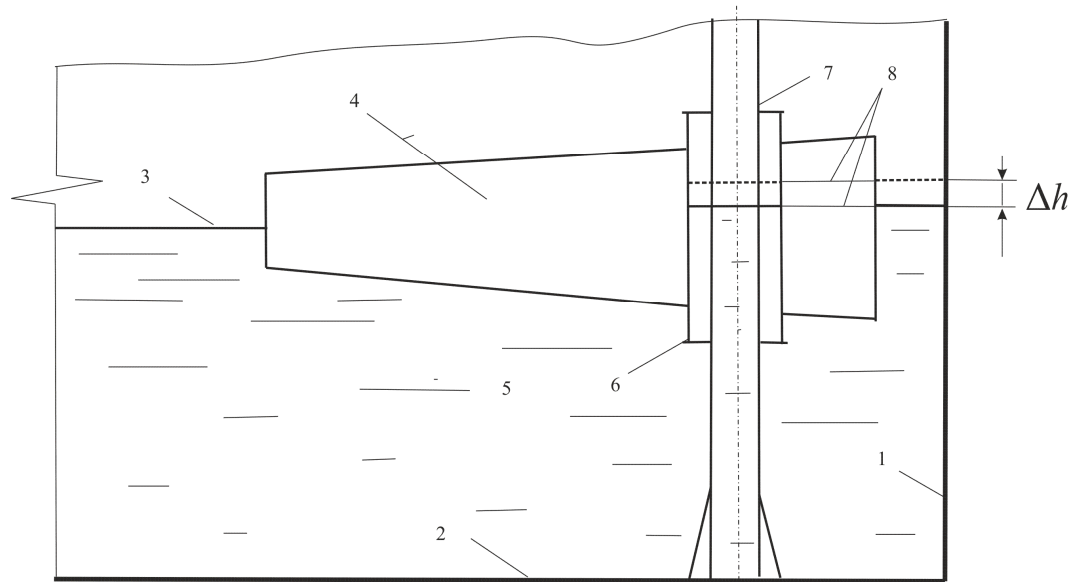
Рисунок 2 – Скупчення води на покрівлі резервуара через нерівності її поверхні

Таблиця 1 – Результати визначення технологічних параметрів нафти в резервуарі РВСПІ-75000 до і після дренажування води з покрівлі

Номер спостереження	Рівень нафти, мм			Об'єм нафти в резервуарі, м ³				
	початковий	за калібральною таблицею	кінцевий	за калібральною таблицею	за калібральною таблицею	початковий	за калібральною таблицею	кінцевий
1	9127	9120	9095	9090	36558,355	36586,876	36436,125	36456,497
		9130		9100	36599,099		36476,868	
2	6494	6490	6484	6480	25845,518	25861,829	25804,8	25821,111
		6500		6490	25886,295		25845,518	
3	3978	3970	3964	3960	15584,963	15617,533	15544,247	15560,532
		3980		3970	15625,675		15584,963	
4	7048	7040	7014	7010	28085,152	28117,729	27962,981	27979,269
		7050		7020	28125,873		28003,705	
5	5918	5910	5910	5910	23483,315	23515,892	23483,315	23483,315
		5920		5910	23524,036		23483,315	
6	5916	5910	5907	5900	23483,315	23507,749	23442,593	23471,099
		5920		5910	23524,038		23483,315	
7	6665	6660	6651	6650	26537,759	26558,119	26497,041	26501,113
		6670		6660	26578,478		26578,478	
8	12411	12410	12396	12390	49967,434	49971,512	49885,891	49910,357
		12420		12400	50008,211		49926,662	

Таблиця 2 – Вплив наявності атмосферної води на технологічні параметри експлуатації резервуара

Номер спостереження	1	2	3	4	5	6	7	8
Різниця рівнів нафти, мм	32	10	14	34	8	9	14	15
Різниця об'ємів нафти, м ³	130,38	40,72	57,00	138,46	32,58	36,65	57,01	61,15
Густина нафти, кг/м ³	858	859	860	861	862	863	864	865
Об'єм води на покрівлі, м ³	111,9	35	49,1	119,3	28,1	31,6	49,3	52,9
Еквівалентна товщина шару води, мм	33	10,3	14,5	35,2	8,3	9,3	14,5	15,6



1 – стінка резервуара; 2 – днище резервуара; 3 – настил плаваючої покрівлі;
4 – короб (понтонне кільце); 5 – нафта; 6 – отвір у коробі; 7 – напрямна покрівлі; 8 – рівні нафти

Рисунок 3 - Схема плаваючої покрівлі (затвори покрівлі і напрямної не показані)

Розглянемо теоретичні аспекти цієї проблеми. На рисунку 3 показана схема визначення рівня нафти в резервуарі з плаваючою покрівлю.

Для визначення рівня нафти в сучасних резервуарах з плаваючою покрівлю застосовують здебільшого радарні рівнеміри. Радарний пристрій – це автономний дистанційний вимірювальний прилад, жодна частина якого не вступає у безпосередній контакт із рідиною. Радарна система випромінює мікрохвилі у напрямку рідини, рівень якої розраховується за затримкою в одержанні відбитого з поверхні сигналу. Сканування відбувається у напрямній покрівлі.

При накопиченні дощової води на покрівлі, незалежно від характеру її розподілу на поверхні покрівлі, остання зануриться в них на певну глибину, витіснивши нафту у напрямній трубі на певну висоту Δh , яка може бути визначена з рівняння

$$\Delta h = \frac{V_2 - V_1}{\pi R^2}, \quad (1)$$

де V_1 - об'єм нафти, що витискається покрівлю за відсутності дощових опадів;

V_2 - об'єм нафти, що витискається покрівлю за наявності води на ній;

R - радіус резервуара.

Застосовуючи закон Архімеда, можемо записати баланс сил:

за відсутності води на покрівлі

$$G + F = V_1 \rho_n g; \quad (2)$$

за наявності води на покрівлі

$$G + V_6 \rho_w g + F = V_2 \rho_n g, \quad (3)$$

де G - вага покрівлі разом із обладнанням;

F - сила, що викликана тертям затворів покрівлі (останню приймемо рівною в обидвох випадках);

ρ_n - густина нафти;

ρ_w - густина води.

З вище наведених рівнянь знаходимо

$$V_2 - V_1 = V_6 \frac{\rho_w}{\rho_n}. \quad (4)$$

Тоді

$$\Delta h = V_6 \frac{\rho_w}{\rho_n \pi R^2}, \quad (5)$$

де V_6 - об'єм води на покрівлі.

За формулою (5), використовуючи дані таблиці (1), можна обчислити об'єм води на покрівлі залежно від різниці рівнів нафти за показами рівнеміра (таблиця 2), що ілюструється рисунком 4.

В обчисленнях прийнято, що густина води складає 1000 кг/м^3 , густина нафти приймалася за даними лабораторії якості на дату дренажування і коливалася в межах від 859 кг/м^3 до 865 кг/м^3 .

Радіус резервуара в обчисленнях прийнятий рівним $36,02 \text{ м}$.

На цьому рисунку також показаний еквівалентний рівень води на покрівлі (конструктивно центральна частина покрівлі радіусом $32,85 \text{ м}$ має нахил від периферії до центру $1:100$, а сама покрівля – дефекти геометричної форми), тобто

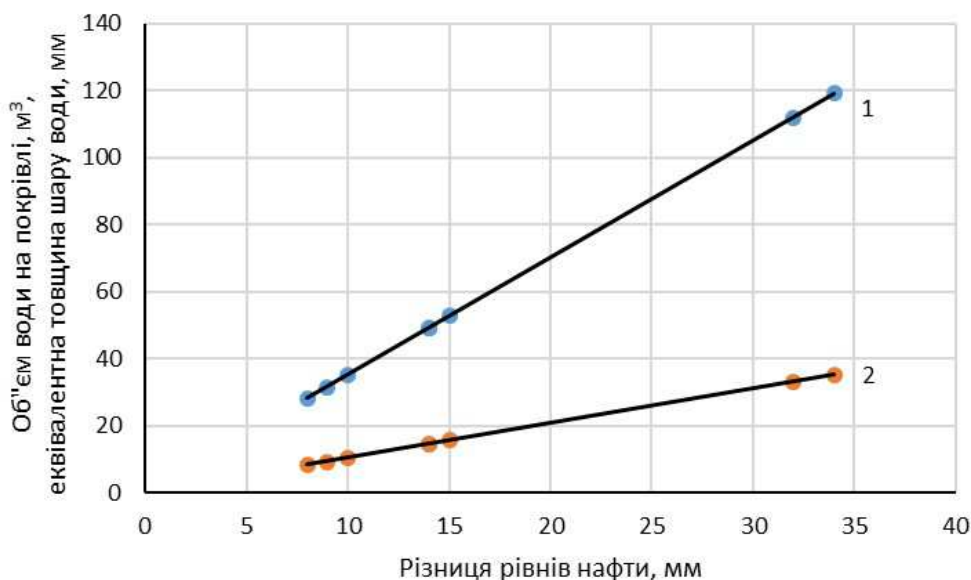


Рисунок 4 – Залежність об'єму води на плаваючій покрівлі (1) та еквівалентна товщина її шару (2) від різниці рівнів нафти за показами рівнеміра

фактичний об'єм води на покрівлі прирівнюється до об'єму циліндра певної висоти (рівня води) з радіусом, що дорівнює радіусу центральної частини покрівлі.

Враховуючи точність системи визначення рівня нафти в резервуарі (менше ± 2 мм), за формулою (1) нескладно обчислити об'єм води на покрівлі, що буде впливати на результати вимірювання кількості нафти в резервуарі. За середньої густини нафти 860 кг/м^3 такий мінімальний об'єм води становить 7 м^3 , що відповідає її еквівалентному шару на покрівлі товщиною близько 2 мм.

Тверді атмосферні опади за певних температурних умов можуть накопичуватися на поверхні плаваючої покрівлі, що також впливатиме на різницю рівнів нафти, і, відповідно, на точність облікових операцій в трубопроводному транспортуванні нафти.

Висновки

1. Проаналізовано дані промислових вимірювань рівнів нафти в резервуарі з плаваючою покрівлею в резервуарі РВСПП-75000 з метою оцінювання впливу рідких атмосферних опадів на зміну рівнів. Різниця рівнів нафти в резервуарі за наявності води та її відсутності за існуючими даними коливається у межах від 8 мм до 34 мм.

2. Виконано розрахунки об'ємів атмосферної води на плаваючій покрівлі резервуара РВСПП-75000, що була з неї здренована. За результатами розрахунків її об'єм складав від $28,1 \text{ м}^3$ до $119,3 \text{ м}^3$.

3 Дослідження впливу атмосферних опадів на зміну рівня нафти в резервуарі РВСПП-75000 показало доцільність та необхідність проведення подібних досліджень для ємкостей іншого об'єму з метою розробки практичних рекомендацій при облікових операціях в трубопроводному транспортуванні нафти.

Література

1. Середюк М. Д., Якимів Й. В., Лісафін В.П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів : підручник. Івано-Франківськ, 2002. 517 с.
2. Лісафін В. П., Лісафін Д. В. Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів : підручник. Івано-Франківськ : Факел, 2006. 597 с.
3. Бабин Л. А., Каравайченко М. Г., Жданов Р. А. Основы теории и расчет плавающей крыши резервуара : учебное пособие. Уфа : Уфимский нефтяной институт, 1990. 88 с.
4. Каравайченко М. Г., Бабин Л. А., Усманов Р. М. Резервуары с плавающей крышей : монография. М. : Недра, 1992. 236 с.
5. ВБН В.2.2-58.2-94. Резервуари вертикальні сталеві для зберігання нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище $93,3 \text{ кПа}$. [Чинні від 1994-10-01]. К. : Південдіпронафтопрвід, 1994. 98 с.
6. ДБН В.1.2-2:2006. Система забезпечення надійності та безпеки будівельних об'єктів. Навантаження і впливи. Норми проектування. [Чинні від 2007-01-01]. К. : Мінбуд України, 2006. 75 с.

7. СОУ 60.3-31570412-036:2010. Магістральні нафтопроводи. Резервуари сталеві для зберігання нафти. Правила експлуатування. [Чинний від 2010-12-28]. К. : ВАТ "Укртранснафта", 2010. 197 с.

8. Косяков В. В., Рашитов Р. Ф. Вопросы расчета снеговых нагрузок на плавающую крышу резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. 2013. № 3. С. 20-23.

9. Лісафін В. П. Оцінювання впливу атмосферних опадів на облік нафти в резервуарах з плаваючою покрівлею. *Міжнародний науко-вий журнал*. 2016. Вип. 6. Том 1. С. 49-51.

10. ДБН В.2.5-75:2013. Каналізація. Зовнішні мережі та споруди. Основні положення проектування. [Чинні від 2014-01-01]. К. : Міністрів України, 2013. 128 с.

8. Kosyakov V. V., Rashitov R. F. Voprosy rascheta snegovyh nagruzok na plavayushuyu kryshu rezervuarov dlya hraneniya nefi i nefteproduktov. *Nauka i tehnologii truboprovodnogo transporta nefi i nefteproduktov*. 2013. No 3. P. 20-23.

9. Lisafin V. P. Ocinyuvannya vplivu atmosfernih opadiv na oblik nefi v rezervuarah z plavayuchoyu pokrivleyu. *Mizhnarodnij naukovij zhurnal*. 2016. Vyp. 6. Tom 1. P. 49-51.

10. DBN V.2.5-75:2013. Kanalizaciya. Zovnishni merezhi ta sporudi. Osnovni polozhennya proektuvannya. [Chinni vid 2014-01-01]. Kyiv : Minregion Ukrayini, 2013. 128 p.

References

1. Seredyuk M.D., Yakimiv J.V., Lisafin V.P. *Truboprovodnij transport nafty i naftoproduktiv* : pidruchnik. Ivano-Frankivsk, 2002. 517 p.

2. Lisafin V. P., Lisafin D. V. *Proektuvannya ta ekspluataciya skladiv nafty i naftoproduktiv* : pidruchnik. Ivano-Frankivsk : Fakel, 2006. 597 p.

3. Babin L. A., Karavajchenko M. G., Zhdanov R. A. *Osnovy teorii i raschet plavayushej kryshi rezervuara* : uchebnoe posobie. Ufa : Ufimskij neftyanoj institut, 1990. 88 p.

4. Karavajchenko M. G., Babin L. A., Usmanov R. M. *Rezervuary s plavayushej kryshej*: monografiya. Moskva : Nedra, 1992. 236 p.

5. VBN V.2.2-58.2-94. *Rezervuari vertikalni stalevi dlya zberigannya nafty i naftoproduktiv z tiskom nasichenih pariv ne vishe 93,3 kPa*. [Chinni vid 1994-10-01]. Kyiv : Pivdendipronaftprovid, 1994. 98 p.

6. DBN V.1.2-2:2006. *Sistema zabezpechennya nadijnosti ta bezpeki budivelnih ob'ektiv. Navantazhennya i vplivi. Normi proektuvannya*. [Chinni vid 2007-01-01]. Kyiv : Minbud Ukrayini, 2006. 75 p.

7. SOU 60.3-31570412-036:2010. *Magistralni naftoprovodi. Rezervuari stalevi dlya zberigannya nafty. Pravila ekspluatuvannya*. [Chinnij vid 2010-12-28]. Kyiv : VAT "Ukrtransnafta", 2010. 197 p.