

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 551.242.3:553.98(477.8)

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-1(70)-7-16

МОДЕЛЬ ПРОЦЕСУ СКЛАДКОУТВОРЕННЯ ТА ФОРМУВАННЯ РОЗРИВНИХ ПОРУШЕНЬ У БОРИСЛАВСЬКО-ПОКУТСЬКІЙ ЗОНІ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Г.О. Жученко, І.Р. Михайлів, Н.В. Гонтарьова, Г.Д. Горванко*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: iramykhailiv@ukr.net*

Актуальність досліджень зумовлена детальним вивченням особливостей геологічної будови Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину і зокрема локальних структурних форм як можливих пасток нафти і газу для надійного прогнозування нафтогазоносності надр. Бориславсько-Покутська зона Передкарпатського прогину відноситься до найстаріших в Україні нафтогазовидобувних регіонів, вуглеводневий потенціал якого далеко ще не вичерпаний. Складна блокова будова структур Бориславсько-Покутської зони вимагає розроблення специфічних методик ведення пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ. В цьому плані важливе значення має визначення характеру розподілу локальних структур та особливостей їх морфологічних форм на досліджуваній території. Актуальним також залишається питання щодо трасування тектонічних порушень та визначення їх екранувальної здатності, від чого залежить можливість існування покладів вуглеводнів. Вирішення цих питань дозволить значно підвищити геологічну ефективність пошуково-розвідувальних робіт на площах Бориславсько-Покутської зони. На сучасному етапі розвитку наук про Землю широко впроваджується комп'ютерна обробка геологічних даних. Тому поряд з традиційним підходом до опису структур як можливих пасток нафти і газу, необхідно проводити аналіз їх кількісних (числових) параметрів, що дозволяє більш аргументовано підтвердити встановлені закономірності. Оперування великими масивами кількісних показників локальних структур і встановленими між ними залежностями дає можливість моделювати процеси, що їх сформували, та визначати закономірності їх поширення. До найважливіших наукових і практичних результатів слід віднести: ранжування локальних структур Бориславсько-Покутської зони за кількісними показниками, яка містить чотири групи структур в залежності від морфологічних особливостей їх будови; досліджені умови формування морфологічних різновидів локальних структур та характер розподілу в них тектонічних деформацій. За результатами геолого-математичного моделювання за комплексом кількісних показників встановлено, що локальні структури з певними морфологічними особливостями, які відображаються в різній мірі порушеністю їх форми, сформовані тектонічними рухами різної величини і напрямку їх прикладання та описуються властивими тільки їм числовими параметрами. Результати досліджень розподілу тектонічних напруг і деформацій, які можна оцінити за кількісними показниками, сприятимуть більш надійному прогнозуванню нафтогазоносності надр, що дозволить значно підвищити геологічну результативність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на площах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину.

Ключові слова: Бориславсько-Покутська зона; локальні структури; кількісні показники; механізм формування; тектонічні напруги.

Актуальность исследований обусловлена детальным изучением особенностей геологического строения Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба и, в частности, локальных структурных форм, как возможных ловушек нефти и газа, для надежного прогнозирования нефтегазоносности недр. Бориславско-Покутская зона Предкарпатского прогиба относится к одному из старейших в Украине нефтегазодобывающих регионов, углеводородный потенциал которого далеко не исчерпан. Сложное блочное строение структур Бориславско-Покутской зоны требует разработки специфических методик ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ. В этом плане важное значение имеет определение характера распределения локальных структур и особенностей их морфологических форм на исследуемой территории. Актуальным также остается вопрос о трассировке тектонических нарушений и определении их экранирующих способностей, от чего зависит возможность существования залежей углеводородов. Решение этих вопросов позволит значительно повысить геологическую эффективность поисково-разведочных работ на площадях Бориславско-Покутской зоны. На современном этапе развития наук о Земле широко используется компьютерная обработка геологических данных. Поэтому наряду с традиционным подходом к описанию структур как возможных ловушек нефти и газа необходимо проводить анализ их количественных (числовых) параметров, что позволяет более аргументировано подтвердить установленные закономерности. Оперирование большими массивами количественных показателей локальных структур и установленными между ними зависимостями дает возможность моделировать процессы, которые их сформировали, и определять закономерности их распространения. К важнейшим научным и практическим результатам следует отнести: разработанную классификацию локальных структур Бориславско-Покутской зоны по количественным показателям, включающую четыре группы структур в зависимости от морфологических особенностей их строения; исследованные условия формирования морфологических разновидностей локальных структур и характер распределения в них тектонических деформаций. По результатам геолого-математического моделирования и комплексу количественных показателей установлено, что локальные структуры с определенными морфологическими особенностями, которые отражаются в разной степени нарушенности их формы, сформированы тектоническими движениями различной величины и направления и описываются присущими только им числовыми параметрами. Результаты исследований распределения тектонических напряжений и деформаций, которые можно оценить по количественным показателям, будут способствовать более надежному прогнозированию нефтегазоносности недр, что позволит значительно повысить геологическую результативность геологоразведочных работ на нефть и газ на площадях Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба.

Ключевые слова: Бориславско-Покутская зона; локальные структуры; количественные показатели; механизм формирования; тектонические напряжения.

The topicality of the research is determined by the detailed study of the peculiarities of the geological structure of Boryslav-Pokuttia zone of the Precarpathian deflection, in particular of local structural forms as probable traps for oil and gas, for reliable prediction of the oil and gas potential of the subsoil. Boryslav-Pokuttia zone of the Precarpathian deflection refers to one of the oldest oil and gas producing regions in Ukraine. Its hydrocarbon potential is far from being exhausted. The complex block structure of Boryslav-Pokuttia zone requires the development of specific methods for conducting oil and gas prospecting. In this regard, determining the distribution nature of the local structures and specifying the peculiarities of their morphological forms in the area under investigation are of great importance. The issue of tracing tectonic disturbances and determining their screening ability which determines the possible existence of hydrocarbon deposits remains to be an urgent matter. Solving these issues will significantly improve the geological efficiency of prospecting and exploration in the areas of Boryslav-Pokuttia zone. At the modern stage of the Earth sciences development computer processing of geological data is widely used. Therefore, along with the traditional approach to describing structures as potential traps for oil and gas, it is necessary to analyze their quantitative (numerical) parameters. It gives a possibility to confirm the established regularities more reasonably. Handling large array of quantitative indicators of local structures and the dependencies established among them makes it possible to simulate the processes that formed them and to determine the regularities of their distribution. The most important scientific and practical results include: the quantitative indicators ranking of the local structures of Boryslav-Pokuttia zone (the ranking contains four groups of structures classified according to their morphological texture); the investigated conditions for the formation of morphological varieties of local structures and the character of the distribution of tectonic deformations in them. The results of geological and mathematical simulation according to a complex of quantitative indicators help to state that local structures with certain morphological features, which are revealed to various extent in their deformations, are formed by tectonic movements of different magnitude and direction and are described by the numerical parameters peculiar only to them. Investigating the distribution of tectonic stresses and deformations, which can be estimated in quantitative indicators, will contribute to a more reliable prediction of the oil and gas potential of the subsoil. In its turn, it will improve significantly the geological performance of oil and gas prospecting in the areas of Boryslav-Pokuttia zone of the Precarpathian deflection.

Key words: Boryslav-Pokuttia zone; local structures; quantitative indicators; dynamics of formation; tectonic stress.

Вступ. Бориславсько-Покутська зона Передкарпатського прогину відноситься до найстаріших в Україні нафтогазовидобувних регіонів, вуглеводневий потенціал якого ще далеко не вичерпаний. Тому детальне вивчення особливостей її геологічної будови і, зокрема, локальних структурних форм як можливих пасток нафти і газу є актуальним завданням для надійного прогнозування нафтогазоносності надр. Складна блокова будова структур Бориславсько-Покутської зони вимагає розробки специфічних методик ведення пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ. У цьому плані важливе значення має визначення характеру розподілу локальних структур та особливостей їх морфологічних форм на досліджуваній території.

Генезис структурних форм Бориславсько-Покутської зони вивчався багатьма вченими [1, 2, 3]. Однак, виникає необхідність в проведенні аналізу їх кількісних (числових) параметрів, що дозволяє більш аргументовано підтвердити встановлені у [4, 5, 6] закономірності.

Відповідно, **метою досліджень** є виявлення чинників, що впливають на складкоутворення та формування розривних порушень у Бориславсько-Покутській зоні Передкарпатського прогину.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій. Значний внесок у визначення складної геологічної будови Передкарпатського прогину зробили науковці В.І. Антипов, М.Д. Будеркевич, П.М. Бодлак, Х.Б. Заєць, Ю.З. Крупський, В.Н. Утробін, В.М. Щерба, О.С. Щерба та ін. Формування локальних структур, з якими традиційно пов'язують родовища вуглеводнів, відбувається під дією структуроутворюючих рухів, які завжди відображені в їх будові, тобто фактори, що сформували структуру, проявляться в її морфології.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. Встановлення зв'язку величини деформацій і напруг локальних структур з морфологічними особливостями їх будови та нафтогазоносності.

Формулювання цілей статті. Встановити характер впливу напруг і тектонічних деформацій на формування і нафтогазоносність локальних структур Бориславсько-Покутської зони та провести оцінку особливостей їх морфологічних форм.

Структурні форми Бориславсько-Покутської зони за своїм генезисом є складками по-

здовжнього згину, які утворились при згинанні серії пластів під дією зовнішніх сил [1, 2, 3]. Для протікання процесу зминання пластів у складки породи повинні бути здатними передавати напруги, викликані прикладанням зовнішніх сил, тобто вони повинні володіти певною жорсткістю. Складчастість такого типу розвивається шляхом пластичної деформації, тобто деформації, яка залишається після припинення дії сил, і відбувається без суттєвого руйнування матеріалу. Така деформація пропорційна не лише силам, що її викликають, а і тривалості прикладання цих сил [7, 8, 9].

Складчастість геосинклінального типу утворюється під дією горизонтально спрямованих стискаючих тектонічних сил, коли діючі сили і головні осі деформацій мають певну орієнтацію [7]. Мала вісь деформації **С**, по якій відбувається значне скорочення ділянки, що деформується, розташовується приблизно горизонтально, перпендикулярно простягання складчастого комплексу (навхрест осьових ліній головних складок).

Друга головна вісь деформації **В**, по якій також відбувається скорочення розмірів ділянки (однак менше ніж по осі **С**), розташовується горизонтально та орієнтована паралельно простягання складчастого комплексу, тобто паралельно осьовим лініям головних складок. Зім'яття порід в складки відбувається в напрямку простягання осьових ліній складок. При такій орієнтації головних осей деформації, третя велика вісь **А** має вертикальне положення. Це свідчить про те, що при складкоутворенні буде відбуватись збільшення розмірів ділянки, що деформується у вертикальному напрямку. На жаль, ця схема розташування діючих сил і головних осей деформацій дає уявлення тільки про загальну обстановку деформації цілого складчастого поясу, але не може пояснити особливостей процесу складкоутворення усередині складчастого комплексу.

Як зазначалось вище, складки поздовжнього згину утворюються у зв'язку з тангенціальним стисканням, а орієнтація головних осей деформації на крилах складки в кожному випадку залежить від величини їх нахилу. Місцева орієнтація головних осей деформації може суттєво змінюватись від місця до місця на різних ділянках складки, загалом не співпадаючи із положенням головних осей деформації, характерних для всього складчастого комплексу.

Оскільки кінематику процесу складкоутворення, яка характеризується положенням головних осей деформації, визначити у даному випадку практично неможливо, виходимо з того,

що динамічна обстановка процесу формування локальних структур-складок Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину визначалась активною участю тектонічних рухів вертикального і горизонтального спрямування [10].

Процес складкоутворення починається з того, що горизонтально залягаючий пласт під дією тектонічних рухів зазнає деформації (рис. 1) з утворенням антиклінальних і синклінальних перегинів (рис. 1, 1), які між собою розділені зонами сколюючих напруг. На схилах цих перегинів найбільш інтенсивно проявляється дія пари сил, яка пов'язана з поздовжнім згином, що спричинений горизонтальним стисненням.

Вертикальні зусилля та їх нерівномірність за площею визначають розподіл осей антиклінальних і синклінальних складок.

Подальша дія тектонічних рухів, що характеризується домінуванням рухів горизонтального спрямування, призводить до того, що складки набувають ознак асиметричності (рис. 1, 2), а у подальшому – до руйнування суцільності гірських порід у місцях максимальних концентрацій напруг. Цей процес руйнування може відбуватися двома шляхами: або у ядрі антиклінальної, або у ядрі синклінальної складки, що, в свою чергу, є визначальним при формуванні різних морфологічних груп складок.

При руйнуванні суцільності гірських порід у ядрі синклінальної складки (рис. 1, 3₁) відбувається формування складок I і II груп. Визначальним фактором при формуванні складок I групи, які характеризуються збереженістю своєї будови, є домінування горизонтальних рухів, тривала дія яких призводить до розбиття складок на блоки з подальшим підвертанням крутого (північно-східного) крила (I₁), або ж з його зрізанням (I₂). У деяких випадках збережене підвернуте крило вигинається у зворотному напрямку і набуває вигляду окремої антиклінальної складки (I₃).

Визначальним фактором при формуванні складок II групи, окрім тривалої дії горизонтальних рухів, слід виділити й бічне тертя, спричинене цими ж рухами. Ці дві сили призводять до більшого стиснення складки (тангенціальні рухи) та руйнування її периклінальних частин (бічне тертя). Цей процес супроводжується “вирівнюванням” осьових поверхонь, оскільки складки мають майже вертикальні осьові поверхні.

Загалом складки II групи сформувались при сумарно більшій величині тектонічних зусиль, ніж складки I групи.

Формування складок III і IV груп взяло свій початок при руйнуванні суцільності гірських порід у ядрі антиклінальної складки (рис. 1, 3₂). При формуванні складок вказаних вище груп, крім тангенціальних рухів, що спричинюють насування одних складок на інші, значну роль відіграє і бічне тертя. Тривала і значна дія горизонтальних рухів та одностороннє бічне тертя призводять до формування “складок-перикліналей” (III₁). Другий різновид складок цієї групи, так звані “склепінні складки” (III₂), сформувались, на відміну від попередніх, при дії двостороннього бічного тертя (це крім тангенціальних зусиль), що призвело до руйнування периклінальних частин. Складки зі збереженням одним крилом (III₃), сформувались аналогічно до попередніх. Слід зауважити, що при формуванні таких різновидів складок III групи значну роль відіграв процес насування (переміщення) одних складок по інших. У розрізі складки III групи мають вигляд насунутих одна на одну пластин.

При формуванні таких складок відбувалось розвантаження напруг у процесі руйнування склепінної частини вихідної антиклінали.

Складки IV групи під дією трьох чинників (тектонічні рухи горизонтального напрямку, насування одних складок на інші і сильне бічне тертя) набули свого сучасного вигляду. Вони сильно затиснені між тектонічними порушеннями, що є концентраторами напруг, які передаються у тіло складки [10].

Сучасний напружений стан різних морфологічних форм, виділених серед складок Бориславсько-Покутської зони, пояснюється протіканням процесу складкоутворення, що відображено на схемі розподілу деформацій (рис. 2).

Характер розподілу деформації у вигнутому шарі гірських порід залежить від механічних властивостей речовини, але в ідеальному випадку на зовнішній дузі шару відбувається розтягування, на внутрішній – стиснення, а десь між ними проходить “нейтральна поверхня”, на якій не спостерігається деформація розтягу-стиснення. Вимір довжини нейтральної поверхні по розрізу, що містить ряд складок поздовжнього згину, дає приблизну протяжність шару до виникнення складок.

У природі поздовжній згин розвивається до тих пір, доки стискаюча складова напруги не співпадає за напрямком із заляганням шару [7].

У той же час, на момент розриву суцільності гірських порід у прирозломній зоні утворюється ділянка максимальних стиснень, що призводить до ущільнення гірських порід (рис. 3).

I група		
<p>нахилені антиклінальні складки із зруйнованим підвернутим крилом</p>	<p>нахилені антиклінальні складки із збереженим підвернутим крилом</p>	<p>нахилені антиклінальні складки, підвернуті крила яких вигнуті у зворотньому напрямку</p>
II група	III група	IV група
<p>вертикальні антиклінальні складки</p>	<p>лежачі антиклінальні складки (складки-пластини)</p>	<p>фрагмент склепінної частини антиклінальних складок</p>

Рисунок 2 – Схема розподілу деформацій у складках Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на момент закінчення їх формування

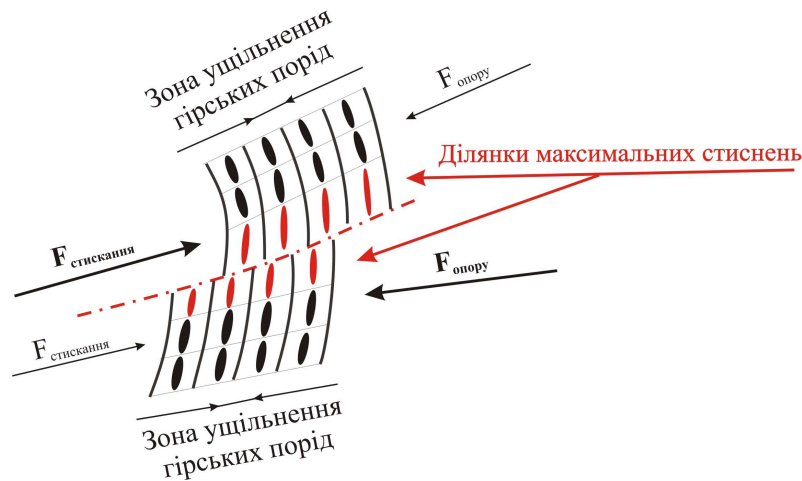


Рисунок 3 – Схема розподілу деформацій у прирозломній зоні на момент розриву суцільності гірських порід

У даному випадку, ці ущільнюючі зусилля призвели до того, що по площині насуву утворюється “непроникна зона”, тож ці тектонічні порушення завжди є екранами можливих покладів нафти і газу.

Слід зауважити, що на тлі дії регіональних тектонічних сил у напрямку з південного заходу на північний схід структури Бориславсько-Покутської зони сформувались під дією тектонічних рухів різної сили і напрямку прикладання. Це підтверджується визначеними для складок кількісними параметрами, встановленими генетичними зв'язками між ними та орієнтацією площин тріщин в просторі, що описано у роботах Орлова О. О. та Трубенка О. М. [4, 5, 6].

Розроблена класифікація дозволила об'єднати складчасті структури Бориславсько-Покутської зони в певні групи за їх морфологічними ознаками в залежності від генезису, що виражено в кількісних параметрах.

На розподіл складок різних груп в структурі Бориславсько-Покутської зони, на наш погляд, суттєвий вплив має величина насуву одних структурно-тектонічних елементів на інші.

Структура першого ярусу зазнала найбільших перебудов, оскільки той перемістився на більшу відстань порівняно з іншими ярусами. В його будові спостерігаються складки усіх чотирьох груп. Загалом, до Опаківського розлому розвинуті складки здебільшого однорідні за збереженістю, що відносяться до першої і другої груп. Це – складки Старосамбірська, Блажівська, Монастирецька, Південомонастирецька, Нагуєвицько-Ясеницька, Опаківська та Смильнянська. Винятком є лише Добромильська складка, більш зруйнована і частково перекрита насувом Старосамбірської та Блажівської складок.

Перша ділянка максимальних концентрацій деформацій приурочена до складок, розвинутих в Попельському блоці (Попельська, Південнопопельська), які відносяться до четвертої групи.

За Раточинським розломом розвинута серія сильно порушених складок, які мають збереженими лише південно-східні периклінали (складки Бориславська, Південнобориславська, Урицька) і відносяться до третьої групи, а Заводівська та Стинаво-Танявська відзначаються дуже складною будовою, тому їх дуже важко віднести до будь-якої з груп. Можливим поясненням такої будови ярусу є те, що до Танявського блоку включно перший ярус, перекритий насувом Скибової зони Карпат.

Долинський нафтогазопромисловий район і частина Надвірнянського (до Манявського розлому) характеризуються розвитком структур першої та другої груп, про що свідчить характер їх збереженості. Винятком є лише Оболонська складка, яка сильно стиснена через значну амплітуду насуву Нижньострутинської складки. Тут розташована друга ділянка максимальних концентрацій напруг.

За Манявським розломом спостерігається зміна у тектонічній будові ярусу. Між Манявським і Прутським розломами спостерігається третя ділянка підвищених значень напруженості. Тут розвинуті переважно брахіформні складки, які характеризуються різною мірою збереженості. Чолові складки (Бухтівецька, Довбушанська, Бистрицька) відзначаються більше збереженою формою і відносяться до другої групи, а складки північно-західної лінії – Південнобухтівецька, Південнобистрицька, Кременецька, Південнокременецька та Пигівська – до третьої і є менш збереженими.

Складки другого ярусу також характеризуються різною мірою збереженості. Так, в Бориславському і Долинському районах присутні складки всіх чотирьох груп. На користь цього твердження свідчить те, що перший ярус повністю перекриває другий, аж до Перегінського блоку з амплітудою насуву 5-14 км. Складки Надвірнянського району в переважній більшості відносяться до першої групи, але за Любіннянським розломом вони більш зруйновані і належать до II та III груп, оскільки частково або повністю перекриті насувом.

Другий ярус опишемо більш детально.

На крайньому північному заході поширені витягнуті і вузькі складки, які мають меншу збереженість (Стрільбицька та Сушицька). Вони відносяться до третьої групи. На відміну від них, чолова Північноблажевська складка більш збережена, тож за напруженим станом її слід віднести до першої групи. У міру висування блоків у напрямку на північний схід вздовж площин тектонічних порушень, починаючи з Монастирецького блоку, набули розвитку складки першої групи (Нагуєвицько-Ясеницька-II та Опаківська-II), і лише Бистрицька складка характеризується більшою зруйнованістю, тому її слід віднести до третьої групи. Слід зазначити, що в Бориславському районі чолові складки відносяться до першої групи.

Аналогічно до I ярусу, складки Попельська-II та Південнопопельська-II, затиснуті в Попельському блоці, сильно зруйновані. Утворившись під дією значних тектонічних зусиль, вони характеризуються високою напруженістю і відносяться до четвертої групи. Тут зосереджена перша ділянка максимальної концентрації деформації.

Крім вказаного вище, у II ярусі в межах Бориславського району розвинуто п'ять ліній складок. Складки четвертої та п'ятої ліній, затиснуті між Ступнянським і Раточинським розломами, характеризуються доброю збереженістю та відносяться до другої групи (Гутівська і Старокропивницька складки).

Далі за простяганням II ярусу по площині Раточинського розлому спостерігається висування блоків на північний схід, а складки, що беруть участь в будові цієї ділянки, характеризуються більшою збереженістю (Бориславський піднасув, Станільська, Іваніківська, Південно-іваніківська, Масловецька та Новосхідницька) і відносяться до першої та другої груп. Лише Кропивницька складка, що була затиснута між Раточинським та Клодницьким порушеннями, сильно зруйнована і належить до четвертої групи.

За Іваніківським розломом спостерігається зменшення числа ліній складок від 5 до 1, а тому всі розвинуті тут складки характеризуються сильною порушеністю та відносяться до третьої групи.

Далі за простяганням будова II ярусу сильно ускладнюється появою підвернутих крил Стинаво-Танявської, Північнодолинської і Нижньострутинської складок. Ці елементи мають вигляд відокремлених складок досить складної будови і характеризуються дещо іншими значеннями коефіцієнтів інтенсивності структуроутворення та напруженості гірських порід.

Починаючи з Вільхівського блоку, II ярус структур характеризується доброю збереженістю, і складки (Вільхівська, Підлісівська, Майданська, Луквинська, Богрівська, Стара Копальня та Газова) відносяться до першої та другої груп. Винятком є лише сильно зруйновані Бабченська та Молодківська складки четвертої групи.

За Бабченським розломом спостерігається деяке розвертання блоків і зменшення їх ширини. До цього місця приурочена друга ділянка максимальної напруженості структур. Складки крайньої південно-західної лінії відносяться до третьої групи.

Складки Надвірнянського району частково або повністю перекриті насувом, що зумовило деяку різницю у характері збереженості їх форми. Бабченська, Молодківська та Зеленецька складки спотворені насувами в структурі самого ярусу, а Чемигівська складка розбита Покутським розломом.

Складки третього ярусу займають близьке до початкового положення, тобто таке, яке ярус займав до утворення насувів (амплітуда насуву на автохтон складає 0,5-5 км), а тому складки, які беруть участь в його будові, в переважній більшості відносять до I і II груп, за винятком тих, що знаходяться на межі Бориславського та Долинського нафтогазопромислових районів, де зустрічаються дрібні складки III групи.

Загалом у III ярусі розвинуті переважно складки I групи, але на межі Бориславського та Долинського нафтогазопромислових районів зустрічаються дрібні складки третьої групи (сформувались в районі вигинання III ярусу вздовж Іваніківського розлому). Оскільки для Бориславського та Долинського нафтогазопромислових районів характерне існування двох ліній складок (за винятком Кропивницької-II та Лугівської складок, що формують третю лінію). Ці складки сильніше зруйновані порівняно з іншими і відносяться також до третьої групи.

Слід відзначити, що в чолових складках, які розташовані за Майданським блоком та висунуті на північний схід, спостерігається більша порушеність, тож їх слід віднести до другої групи (складки Дзвиняцька, Гвіздецька, Пнівська, Південногвіздецька та Слобода-Рунгурська). Березівська, Бабино-Пільська та Прутська складки мають будову, аналогічну до Північноберезівської складки, але зруйновані Покутським розломом, тому їх важко віднести до будь-якої з груп.

Частковий насув одних складок на інші спотворює загальні закономірності будови ярусу. Такі перекриття мають місце в районі Гвіздецької і Пнівської складок.

Висновки

За результатами геолого-математичного моделювання за комплексом кількісних показників встановлено, що локальні структури з певними морфологічними особливостями з причини порушеності їх форми, сформовані тектонічними рухами різної величини і напрямку їх прикладання. Вони описуються властивими тільки їм числовими параметрами.

На основі досліджень сучасного структурного плану Бориславсько-Покутської зони встановлено, що локальні структури I і II груп сформовані внаслідок руйнування суцільності гірських порід в ядрі первинної синклінальної складки, в результаті дії лише тангенціальних зусиль (I група) та під дією тангенціальних зусиль, що супроводжувались боковим тертям (II група). Структури III і IV груп сформувались при руйнуванні суцільності гірських порід в ядрі первинної антиклінальної складки, переважно дії під дією тангенціальних зусиль та бічного тертя.

Також встановлено:

1. Для першого тектонічного поверху характерна наявність трьох ділянок сильної концентрації напруг: перша – в Бориславському нафтогазопромисловому районі (в межах Попельського блоку); друга – в Долинському нафтогазопромисловому районі (в межах Оболонської складки); третя – в Надвірнянському нафтогазопромисловому районі (в межах Любіннянського і Делятинського блоків). Серед виділених ділянок найбільшими напругами характеризується перша ділянка. Решта площі характеризується плавною зміною напруг в невеликому діапазоні. При цьому в Бориславському і Долинському районах вони зменшуються у напрямку до фронтальної частини зони, а в Надвірнянському, навпаки, до фронтальної частини напруги збільшуються.

2. Для другого тектонічного ярусу характерна наявність також трьох ділянок значних концентрацій напруг. Їх положення відповідає характеру розташування у першому ярусі. Однак максимальні напруги тут уже сконцентровані у Надвірнянському нафтогазопромисловому районі. Для решти території спостерігається плавне зменшення напруг від фронтальної частини зони.

3. Для третього тектонічного ярусу відсутній характерний розвиток ділянок значних концентрацій напруг, і тільки в районі Старунського блоку спостерігається незначне їх підвищення.

Насамкінець, слід зазначити, що такі ділянки локальних максимумів концентрації напруг за простяганням Бориславсько-Покутської зони приурочені до сильно порушених ділянок, які розташовані на перетині тектонічних порушень і, відповідно, характеризуються високими значеннями щільності тектонічних порушень.

Література

- 1 Камалетдинов М. А. Происхождение складчатости / М. А. Камалетдинов, Ю. В. Казанцев, Т. Т. Казанцева. – М.: Наукова Думка, 1981. – 135 с.
- 2 Гинтов О. Б. Механизм формирования покровной структуры карпат по данным моделирования, парагенетического и кинематического анализ / О. Б. Гинтов, В. Г. Гутерман // Материалы совещания “Структурные парагенезы и их ансамбли”. – М.: ГЕОС, 1997. – С. 32-34.
- 3 Venger A.R. Modeling of gas prospective Silurian terrigenous sediments in the western Ukrainian oil and gas region / A.R. Venger, V.R. Khomyn, I.O. Piatkovska, A.R. Klyuka // Materials of the International Scientific and Technical Conference «Geoinformatics 2017». – 2017.
- 4 Орлов О. О. Тріщинуватість гірських порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину / О. О. Орлов, О. М. Трубенко, В.Г. Омельченко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1996. – С. 49-57.
- 5 Трубенко О. М. Системи тектонічних тріщин у відкладах Передкарпатського прогину західного нафтогазопромислового регіону України / О. М. Трубенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1997. – С. 75-82.
- 6 Трубенко О. М. Типи тектонічних тріщин в гірських породах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину / О. М. Трубенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1998. – С. 74-77.

7 Ажгирей Г. Д. Структурная геология. – М.: Изд-во МГУ, 1956. – 492 с.

8 Павлова Н. Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород. – М.: Недра, 1975. – 179 с.

9 Баклашов И. В. Механика горных пород. – М.: Недра, 1975. – 180 с.

10 Копистянський Р. С. Значення тріщинуватості порід у формуванні нафтових родовищ Радянських Карпат. – К.: Вид-во АН Української РСР, 1959. – 75 с.

REFERENCES

1 Kamaletdynov M. A., Kazantsev Yu. V., Kazantseva T.T. Proyskhozhdene skladchastosty. M.: Naukova dumka, 1981. 135 p.

2 Нунтов О. В., Нутерман В. Н. Механізм формування покривної структури Карпат по даним моделювання, паранетического у кінематического аналізу. Матеріали совещання “Структурне паранетическе у як ансамбль”. М.: HEOS, 1997. pp. 32-34.

3 Venger, A.R., Khomyn, V.R., Piatkovska, I.O., Klyuka, A.R. Modeling of gas prospective Silurian terrigenous sediments in the western Ukrainian oil and gas region. Materials of the International Scientific and Technical Conference «Geoinformatics 2017», 2017.

4 Orlov O. O., Trubenko O. M., Omelchenko V.H. Trishchynuvatist hirskykh porid Vnutrishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu. Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. Ivano-Frankivsk: IFDTUNH, 1996. pp. 49-57.

5 Trubenko O. M. Systemy tektonichnykh trishchyn u vidkladakh Peredkarpatskoho prohynu zakhidnoho naftohazopromyslovoho rehionu Ukrainy. Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. Ivano-Frankivsk: IFDTUNH, 1997. pp. 75-82.

6 Trubenko O. M. Typy tektonichnykh trishchyn v hirskykh porodakh Vnutrishnoi zony Peredkarpatskoho prohynu. Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. Ivano-Frankivsk: IFDTUNH, 1998. pp. 74-77.

7 Azhhyrei H. D. Strukturnaia heolohiya. M.: Yzd-vo MHU, 1956. 492 p.

8 Pavlova N. N. Deformatsyonnye y kollektorskye svoistva hornykh porod. M.: Nedra, 1975. 179 p.

9 Baklashov Y. V. Mekhanyka hornykh porod. M.: Nedra, 1975. 180 p.

10 Kopystianskyi R. S. Znachennia trishchynuvatosti porid u formuvanni naftovykh rodovyshch Radianskykh Karpat. K.: Vyd-vo AN Ukrainskoi RSR, 1959. 75 p.

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.243.272

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-1(70)-17-24

ОСОБЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ОРІЄНТОВАНИХ КНБК У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

¹І.І. Чудик*, ²А.М. Лівінський, ¹А. Аль Танакчі, ¹А.М. Пастух

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 727137,
e-mail: chudoman@ukr.net

²ТОВ "Ендейвер"; 36011, Полтавська обл., м. Полтава, вул. Пушкіна, буд. 28, офіс 4,
e-mail: alivinskyi@endv.com.ua

Пропонується науково-практичний підхід для оцінювання енергоефективності орієнтованих компоновок низу бурильної колони на базі вибійного двигуна. Основною конструктивною особливістю цих компоновок є наявність кута перекосу в шпindelній частині вибійного двигуна. Умови роботи таких компоновок розглядаються для суміщеного способу буріння при різній кількості опорно-центрувальних елементів. Особливу увагу при цьому приділено встановленню причин непродуктивних витрат енергії на роботу орієнтованих компоновок низу бурильної колони в стовбурі свердловини.

У вдосконаленій авторами математичній моделі враховано геометричні особливості конструкції компоновок, кут перекосу шпindеля вибійного двигуна відносно його корпусу, кількість опорно-центрувальних елементів і місце їх встановлення, зенітний кут стовбура свердловини, фізико-механічні характеристики гірської породи, яка його формує. Проведено розрахунок витрат енергії на обертання і осьове переміщення компоновок в стовбурі скерованої свердловини з урахуванням відхиляючого зусилля на долоті та реакції на опорно-центрувальних елементах. Запропоновано використання показника питомих енергетичних витрат на подолання сил і моментів опору зовнішнього середовища під час роботи орієнтованої компоновки при суміщеному способі буріння.

За результатами аналітичних досліджень на прикладі безопорної, одно- і двоопорних конструкцій із застосуванням розробленого підходу досліджено енерговитрати на роботу орієнтованих компоновок низу бурильної колони з різною кількістю опор. Встановлено, що одноопорні орієнтовані компоновки характеризуються найвищими значеннями сил опору осьовому переміщенню і обертанню в стовбурі скерованої свердловини, що обмежує їх практичне використання як високомоментних, енергетично витратних систем. Основними чинниками формування енергетичних витрат на роботу орієнтованих компоновок при суміщеному способі буріння є кількість опорно-центрувальних елементів в їх складі і величина зенітного кута стовбура свердловини.

Ключові слова: компоновка низу бурильної колони, енергетичні витрати, осьове переміщення компоновки, обертання компоновки, фрезування стінки свердловини, відхиляюча сила, кут перекосу, скерована свердловина, долото.

Предлагается научно-практический подход к оценке энергоэффективности ориентированных компоновок низа буровой колонны на базе забойного двигателя. Основной конструктивной особенностью этих компоновок является наличие угла перекоса в шпиндельной части забойного двигателя. Условия работы таких компоновок рассматриваются для совмещенного способа бурения при разном количестве опорно-центрирующих элементов. Особое внимание в этом уделяется установлению причин непроизводительных потерь энергии на работу ориентированных компоновок низа буровой колонны в стволе скважины.

В усовершенствованной авторами математической модели учтены геометрические особенности конструкции компоновок, угол перекоса шпинделя забойного двигателя относительно его корпуса, количество опорно-центрирующих элементов и место установки, зенитный угол ствола скважины, физико-механические характеристики формирующей его горной породы. Проведен расчет затрат энергии на вращение и осевое перемещение компоновок в стволе направленной скважины с учетом отклоняющего усилия на долоте и реакции на опорно-центрирующих элементах. Предложено использование показателя удельных энергетических потерь на преодоление сил и моментов сопротивления внешней среды в процессе работы ориентированной компоновки при совмещенном способе бурения.

По результатам аналитических исследований на примере безопорной, одно- и двухопорной конструкций с использованием разработанного подхода проведено исследование энергетических потерь на работу ориентированных компоновок низа буровой колонны с разным количеством опор. Установлено, что одноопорные ориентированные компоновки характеризуются высокими значениями сил сопротивления осевого перемещения и вращения в стволе направленной скважины, что ограничивает их практическое использование как высокомоментных, энергетически затратных систем. Основными факторами формирования энергетических потерь на работу ориентированных компоновок при совмещенном способе бурения являются количество опорно-центрирующих элементов в их составе и величина зенитного угла ствола скважины.

Ключевые слова: компоновка низа буровой колонны, энергетические затраты, осевое перемещение компоновки, вращения компоновки, фрезерование стенки скважины, отклоняющая сила, угол перекоса, направленная скважина, долото.

The article presents a scientific and practical approach to assessing the energy efficiency of directional bottom hole assembly on the basis of the mud motor. The main design feature of these assemblies is the presence of a bent angle in the spindle section of the mud motor. The conditions of operation of such assemblies are considered for a combined drilling method with a various number of stabilizers. Particular attention is paid to determining the causes of unproductive energy costs on the work of the directional bottomhole assemblies in the borehole.

The mathematical model improved by the authors includes the geometric features of the assembly design, the bent angle of the spindle of the mud motor as to its body, the number of the stabilizers and the location of their installation, the borehole inclination angle, the physical and mechanical characteristics of the subsurface rock that forms it. The authors calculated the energy consumption for rotation and the axial displacement of the assemblies in the directional well taking into account the deflection forces on the bit and the reaction on the stabilizers. The researchers suggest the use of the indicator of specific energy costs to overcome the forces and moments of the environment resistance during the work of the directional assemblies using the method of combined drilling.

Using the results of analytical research and the developed approach the authors study energy costs for the work of the directional bottom hole assemblies with a various number of the stabilizers. The study is conducted for the slick assemblies, as well as for assemblies with one- and two-stabilizers. It is established that directional assemblies with one stabilizer are characterized by the highest values of the forces of resistance of axial displacement and rotation in the directional well. As they are high-torque, energy-consuming and the most energy-intensive systems, their practical use is limited. The main factors in the formation of energy costs for the work of directional assemblies while applying the combined drilling method are the number of the stabilizers and the inclination range.

Key words: bottom hole assembly, energy costs, axial displacement of the assembly, rotation of the assembly, milling of the well walls, deflection force, bent angle, inclination well, bit.

Вступ. Споживання енергії в світовому об'ємі оцінюється витратами умовного палива в нафтовому еквіваленті. При цьому домінуючими джерелами енергії є нафта і газ, оскільки світові технології, в основному, спроектовано під них. До переліку найбільш енерговитратних держав світу відноситься Україна. Це обумовлено тим, що практично у всіх галузях промисловості та народного господарства використовується морально застаріле і енергоємне обладнання та технології його експлуатації. Ця бага-

тофакторна проблема обумовлює потребу в модернізації всіх галузей промисловості (в тому числі і нафтогазової) та переходу на енергоефективну техніку та технології. В нафтогазовидобувній промисловості це вбачається в розробці перспективних нафтогазових покладів на суші і морі.

Характерною особливістю нафтових і газових родовищ України є суттєва виснаженість основних та наявність великої кількості залишкових запасів вуглеводнів у слабкодренуваних і

важкодоступних зонах (болота, заплави, водойми, гірський рельєф тощо). Для їх розробки необхідним є спорудження похило-скерованих (ПСС) і горизонтальних свердловин (ГС) із застосуванням вискоелективного техніко-технологічного забезпечення – компонок низу бурильної колони (КНБК).

Аналіз стану проблеми досліджень. Аналіз опублікованих праць [1-3 та ін.] за даним напрямком розкриває широкий спектр проблем управління параметрами проектного профілю з використанням КНБК для орієнтованого і неорієнтованого роторного та турбінного способів буріння. Проте при спорудженні ПСС і ГС здебільшого використовують їх неорієнтовані конструкції, незалежно від способу буріння. Більшість відомих орієнтованих систем скерованого буріння свердловин є конструктивно складнішими за свій прототип, а технологія буріння з ними розрахована на використання вибійних двигунів.

Проте сьогодні існують вибійні системи і технології скерованого буріння свердловин [4], застосування яких відбувається в умовах суміщеного способу. КНБК при цьому стають слабко керованими і не можуть повноцінно забезпечувати параметри проектного профілю. Шляхом аналізу промислових і наукових матеріалів [1-5 та ін.] встановлено низку упущень в підходах до їх проектування і вибору при відповідних техніко-технологічних параметрах експлуатації в ПСС і ГС. Тому метою дослідження, яке реалізується даній публікації, є вдосконалення математичної моделі орієнтованої КНБК шляхом врахування у ній конструктивних і техніко-технологічних параметрів процесу управління траєкторією буріння. Для цього необхідним є реалізація таких завдань:

- дослідження умов взаємодії елементів орієнтованої КНБК з вибоєм та стінками свердловини;
- оцінка енерговитрат контактної взаємодії їх елементів з гірською породою стовбура;
- встановлення енергоефективних конструкцій компонок [5-7 та ін.].

Для реалізації поставлених цілей дослідження пропонується до розгляду класична аналітично-розрахункова схема взаємодії елементів КНБК із стінками свердловини, яка зображена на рис. 1, а і відповідає кільком варіантам їх технологічного призначення з врахуванням процесу каверноутворення: стабілізаційна система (рис. 1, в); система для набору (рис. 1, б) і спаду (рис. 1, г) зенітного кута (рис. 1, г) [7 та ін.]. Базовою при цьому слід

вважати схему, зображену на рис. 1, а, для якої стінка свердловини приймається в початковому положенні прямолінійною і не має ерозійних виробок. Для неї характерними ознаками є відсутність проектно-розрахункового радіального зазору на долоті ($\Delta q = 0$) та очікуване його значення на ОЦЕ ($\Delta_{оце} > 0$). При наборі зенітного кута (рис. 1, а) для КНБК характерними є: $\Delta q_1 = 0$ – у місці встановлення долота та $\Delta_{оце} > 0$ – на ОЦЕ, що встановлений на відстані l_1 від долота.

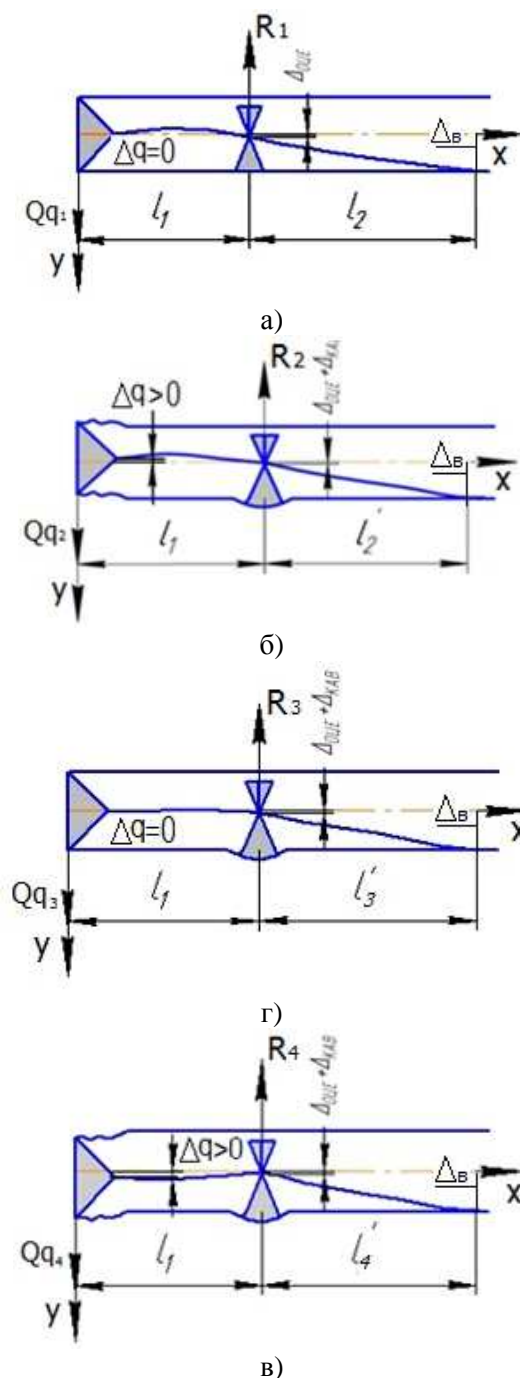


Рисунок 1 – Схема формування ерозійних виробок елементами КНБК

Конструктивно передбачено, що в умовах буріння ПСС чи ГС під дією поперечної ваги компоновки ОЦЕ притискається до нижньої стінки свердловини з силою R_i . Долото за цих умов може бути притиснуте до верхньої чи нижньої стінок свердловини силою Qq_i . Внаслідок обертання бурильна колона з ОЦЕ фрезує гірську породу (рис. 1, б). При цьому на долоті з'являються відповідні радіальні зазори $-\Delta q$, а на ОЦЕ $-\Delta_{ОЦЕ} + \Delta_{КАВ}$ (де $\Delta_{КАВ}$ – глибина каверни). Це зумовлює зменшення величини l_2 до l_2' і зміну Qq_1 до Qq_2 , а R_1 до R_2 , а також призводить до зміни інтенсивності викривлення стовбура свердловини. На рис. 1, в) зображено стабілізаційну КНБК, для якої $Qq_3 \approx 0$, однак за рахунок сили притискання ОЦЕ до стінки свердловини R_3 під час обертання БК відбувається формування на ній каверн, що зумовлює зміну l_2 до l_3' , а Qq_2 до Qq_3 (рис. 1, в) і перехід КНБК від стабілізаційної у випрямляючу (рис. 1, г).

Для випрямляючої КНБК характерною буде аналітично-розрахункова схема, яка зображена на рис. 1, г. Для неї імовірним є фрезювання гірської породи тільки по нижній стінці свердловини як долотом (під дією відхиляючого зусилля на долоті $Qq_4 \geq 0$) так і ОЦЕ (під дією сили R_4).

За цих умов, обертаючись, втиснуті в стінку елементи КНБК зрізають шар гірської породи товщиною h . Так відбувається формування ерозійних виробок глибиною Z , що призводить до розширення стовбура свердловини на величину коефіцієнта кавернозності (рис. 2).

Згідно з розрахунковою схемою (рис. 2) площа виробки на стінках свердловини визначається [5] з виразу:

$$S_{вир} = \frac{D_{ОЦЕ}^2}{4} \left[\pi - \frac{2\gamma - \sin(2\gamma)}{2} \right] - \frac{D_{ДОЛ}^2 (2\Delta - \sin(2\Delta))}{8}, \quad (1)$$

де $D_{ОЦЕ}$ і $D_{ДОЛ}$ – діаметри ОЦЕ і долота;

Δ і γ – величини кутів, які отримуються за відповідними залежностями [5 та ін.]:

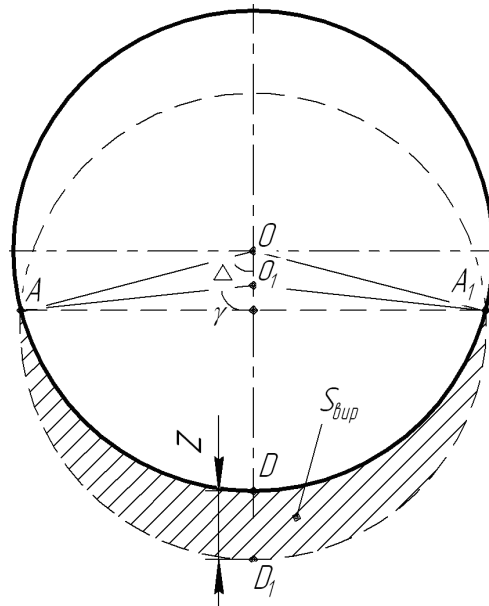


Рисунок 2 – Розрахункова схема формування каверни на стінці свердловини елементами КНБК

$$\Delta = \arccos \left[\frac{D_{ДОЛ} - D_{ОЦЕ} + 2Z}{2D_{ОЦЕ}} \right] \quad (2)$$

$$\gamma = \arccos \left[\frac{D_{ДОЛ} - D_{ОЦЕ} + 2Z}{2D_{ДОЛ}} \right]$$

За цих умов коефіцієнт кавернозності на стінках свердловини, згідно [5] описується формулою:

$$K_{КАВ} = \frac{4S_{ВИР} + \pi D_{ДОЛ}^2}{\pi D_{ДОЛ}^2}. \quad (3)$$

Із врахуванням сил тертя між лопаттю ОЦЕ і стінкою свердловини в процесі різання гірської породи відбувається зниження крутного моменту, який не передається до долота, а витрачається на фрезювання стінки свердловини (рис. 3).

Це, в свою чергу, призводить до появи додаткових (непродуктивних) затрат енергії на фрезювання або ерозійне руйнування стінки свердловини [5, 6]:

Однією із причин зниження коефіцієнта корисної дії на долоті є опір осьовому переміщенню КНБК у стовбурі свердловини, на подолання якого і витрачається частина енергії [6 та ін.]:

$$\Delta E_{опi}(Q, R_i) = \sum_{i=1}^n (F_{O_i} \Delta h + \mu R_i), \quad (4)$$

де F_{O_i} – сила опору осьовому переміщенню КНБК у свердловині (рис. 3);

Δh – довжина інтервалу буріння за один оберт долота;

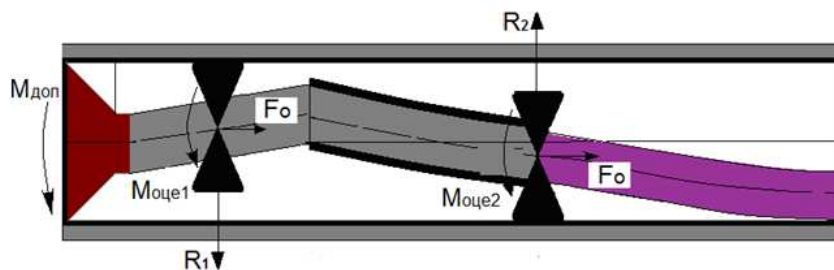


Рисунок 3 – Розрахункова схема енерговитратності орієнтованих КНБК

μ – коефіцієнт тертя ОЦЕ до стінки свердловини;

n – кількість ОЦЕ в КНБК.

На подолання опору тертя під час обертання орієнтованої КНБК в стовбурі свердловини також витрачається енергія, яка визначається відповідно до [6]:

$$\Delta E_{об_i}(Q, R_i) = 2\pi (M_{ДОЛ} + \sum_{i=1}^n M_{ОЦЕ_i}), \quad (5)$$

де $M_{ДОЛ}$ – моменти опору обертання долота;

$M_{ОЦЕ}$ – моменти опору обертання ОЦЕ, (рис. 3).

Сумарні енергетичні витрати на подолання опору зовнішнього середовища під час роботи орієнтованих КНБК визначаються з виразу [6]:

$$E_{\Sigma}(Q, R_i) = \sum_i^j (\Delta E_{op_i}(Q, R_i) + \Delta E_{об_i}(Q, R_i)), \quad (6)$$

де j - кількість обертів долота в процесі буріння стовбура свердловини Δh .

Визначальними чинниками формування параметрів F_{O_i} , $M_{ДОЛ}$ та $M_{ОЦЕ_i}$ є сили R_i та Q , [7]. Для їх визначення необхідною умовою є використання відповідних математичних моделей орієнтованих КНБК із різною кількістю ОЦЕ [6-8].

Для можливості реалізації представлених розрахункових схем орієнтованих КНБК [9, 10] в умовах викривленого стовбура свердловини радіусом R_{CB} пропонується враховувати величину радіального зазору $\Delta_{ОЦЕ}$ в місці встановлення ОЦЕ та у верхній точці контакту КНБК із стінкою Δ_B , які, відповідно до формулювань роботи [6], визначаються з виразу:

$$\Delta_{ОЦЕ} = - \left[2R_{CB} \left(\sin \left(\frac{l_{ОЦЕ}}{(2R_{CB} + D_{ОЦЕ})} \right) \right)^2 + \left[\frac{D_{ОЦЕ}}{2} \right] \times \left(\cos \left(\frac{2l_{ОЦЕ}}{(2R_{CB} + D_{ОЦЕ})} \right) \right)^{-1} \right], \quad (7)$$

де $l_{ОЦЕ}$ – відстань від долота до місця встановлення ОЦЕ в КНБК.

$$\Delta_B = \left[2R_{CB} \left(\sin \left(\frac{J}{2} \right) \right)^2 + \frac{D_{КНБК}}{2 \cos(J)} \right], \quad (8)$$

де $J = y'(x)$ – кут між дотичною до стінки викривленої частини свердловини у верхній точці контактування із нею ОБТ [6 та н.];

$D_{КНБК}$ – діаметр елемента КНБК у верхній точці їх контактування зі стінкою свердловини.

Для визначення величини F_{O_i} пропонується до використання умова піддатливості стінки свердловини на глибину Δ_i під дією втискання в неї ОЦЕ, що розглядається в роботах [5, 8 та ін.]:

$$\Delta_i = \frac{R_i}{n_{nl} b_{nl} K l_{nl}}, \quad (9)$$

де n_{nl} , b_{nl} , l_{nl} – відповідно кількість, ширина і довжина лопаті на ОЦЕ;

K – коефіцієнт піддатливості стінки свердловини:

$$K = 2,46 \cdot 10^{-3} \cdot \left[\frac{b_{nl}}{2S} \right]^{1,32} \left[\frac{E_0}{b_{nl} (1-\nu^2)} \right], \quad (10)$$

де S – пружна характеристика ГП [5, 8 та ін.]:

$$S = \sqrt[3]{\frac{2(1-\nu)EI}{b_{nl} E_0}}, \quad (11)$$

де ν і E_0 – коефіцієнт Пуасона і модуль пружності гірської породи.

Сила опору при сколюванні гірської породи ОЦЕ визначається за формулою:

$$F_{O_i} = \sigma_{СК} S_{PIZ_i}, \quad (12)$$

де $\sigma_{СК}$ – межа міцності гірської породи на сколювання;

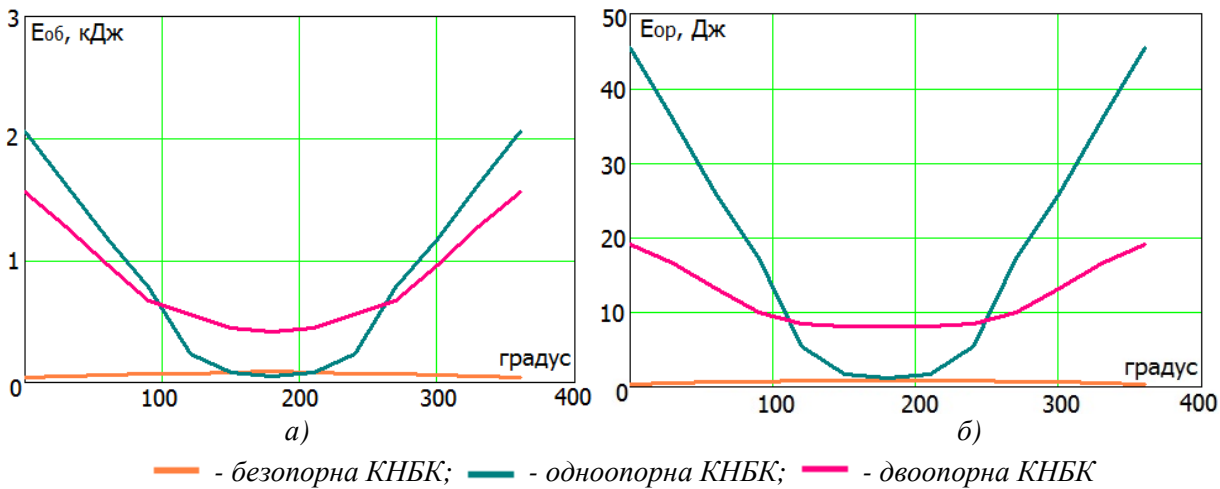
S_{PIZ_i} – площа різання ОЦЕ гірської породи, яка при осьовому переміщенні і обертанні КНБК відповідно визначається:

$$S_{PIZ_i} = b_{nl} \Delta_i, \quad (13)$$

$$S_{PIZ_i} = l_{nl} \Delta_i. \quad (14)$$

Таблиця 1 – Вихідні дані для розрахунку енерговитратності орієнтованих КНБК

$b_{ПЛ}$, м	$l_{ПЛ}$, м	$n_{ПЛ}$, шт	ν	$\sigma_{СК}$, МПа	μ	E_0 , Па
0,04	0,3	4	0,25	20	0,3	$(0,8-1,2) \times 10^{11}$



Риснок 4 – Енергетичні характеристики КНБК з різною кількістю ОЦЕ

при її обертанні і осьовому переміщенні в стовбурі свердловини ($P = 8 \text{ т}$; $\alpha = 80^\circ$)

Із врахуванням вищенаведеного моменти опору $M_{ОЦЕ_i}$ та $M_{дол}$ при обертанні КНБК навколо її осі визначаються з залежностей:

$$M_{ОЦЕ_i} = \frac{D_{ОЦЕ_i}}{2} [\mu R_i + F_{O_i}]; \quad (15)$$

$$M_{дол} = \frac{\mu Q D_d}{2}. \quad (16)$$

Критеріальною оцінкою енергоефективності КНБК під час її роботи є величина питомих енергетичних витрат на подолання опору зовнішнього середовища:

$$\varepsilon = \frac{E_{\Sigma}(Q, R_i)}{L_{КНБК}}, \quad (17)$$

де $L_{КНБК}$ – загальна довжина КНБК.

Для кількісної і якісної оцінки впливу конструктивних і техніко-технологічних параметрів на енерговитратність роботи орієнтованих КНБК у стовбурі ПСС і ГС проводилися аналітичні дослідження з використанням відповідних розрахункових параметрів, які наведені в табл. 1.

За результатами проведених досліджень встановлено, що збільшення кількості ОЦЕ в складі орієнтованої КНБК викликає різке зростання енергетичних витрат як при їх обертанні, так і при осьовому переміщенні ОЦЕ, (рис. 4). При цьому використання безопорної КНБК характеризується значно нижчими показниками енергетичних витрат у порівнянні з опорними конструкціями.

На особливу увагу при цьому заслуговує однопорна орієнтована компоновка, в якій при однакових кутах повороту навколо осі свердловини енергозатрати на обертання і осьове переміщення є значно вищими, ніж в безопорній та двоопорній систем, (рис. 5). Внаслідок дії жорсткого плеча довжиною 0,66 м (відстань від долота до встановленого ОЦЕ) і довгомірною важеля (від ОЦЕ діаметром 212 до контакту ВД зі стінкою свердловини) довжиною від 5 до 16,5 м (при провороті від 0° до 360°) відбувається суттєве збільшення відхиляючого зусилля на долоті і реакцій на ОЦЕ (ефект защемлення), що і призводить до зростання величин $\Delta E_{op_i}(Q, R_i)$, $\Delta E_{об_i}(Q, R_i)$ і ε (рис. 4 і 5).

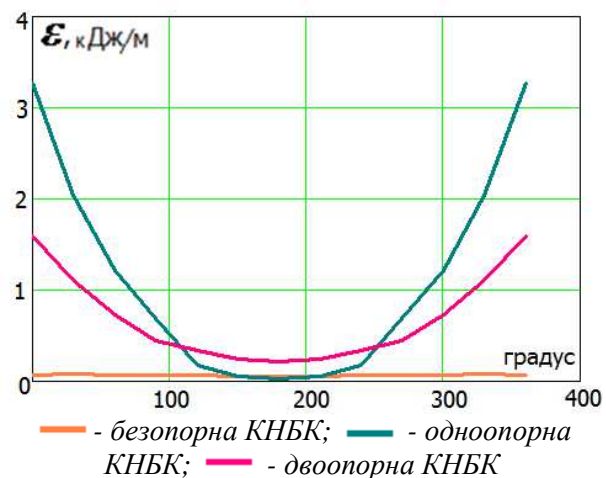


Рисунок 5 – Енергоємність КНБК з різною кількістю ОЦЕ ($P = 8 \text{ т}$; $\alpha = 80^\circ$)

Література

За таких умов виникають ризики отримати защемлення (зависання) компоновки в стовбурі свердловини. При суміщеному способі буріння це буде сприяти появі «баклінг» ефекту, що суттєво обмежить використання одноопорних орієнтованих КНБК. Для двоопорної КНБК за рахунок нижнього жорсткого плеча довжиною 0,66 м (відстань від долота до середини встановленого ОЦЕ) і фіксованого по довжині 9,2 м важеля між ОЦЕ буде спостерігатися збільшення відхиляючого зусилля на долоті і реакцій на ОЦЕ, про те воно буде меншим, ніж для одноопорної компоновки.

Внаслідок цього енергетичні показники двоопорної орієнтованої компоновки зростають не так екстремально, і ризик її заклинювання в стовбурі свердловини, в порівнянні з одноопорною, є меншим. Це розширює умови використання двоопорних орієнтованих компоновок як за стабілізуючими показниками, так і за величиною енергопередачі до долота.

На основі отриманих результатів дослідження встановлено:

1. Основними чинниками створення питомих енергетичних затрат на роботу орієнтованих КНБК при суміщеному способі буріння є кількість, діаметр і місце встановлення ОЦЕ, величина зенітного кута стовбура свердловини і фізико-механічні характеристики гірської породи, яка його формує.

2. Безопорні орієнтовані КНБК є найбільш енергоефективними серед існуючих опорних прототипів. Проте, їх застосування в умовах ПСС чи ГС є обмеженим через неефективне використання при бурінні інтервалів стабілізації і набору зенітного кута.

3. Одноопорні орієнтовані КНБК характеризуються високими значеннями сил опору осьовому переміщенню при суміщеному способі буріння, що теоретично обмежує її практичне використання як високомоментних, енергозатратних систем.

4. Для якісного управління параметрами проектного профілю і зниження енергетичних затрат на цей процес з використанням орієнтованих КНБК при суміщеному способі буріння пропонуються конструкції з двома опорно-центрувальними елементами.

5. Використання в математичних моделях критерію енергоефективності покращує кількісні і якісні показники проектування і вибору конструкцій орієнтованих КНБК при відповідних режимно-технологічних параметрах процесу.

1 Гилязов Р.М. Бурение нефтяных и газовых скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 253 с.

2 Гречин Е. Г. Разработка и исследование методов проектирования и работы неориентированных компоновок низа буровой колонны: автореф. дис. на соиск. науч. ст. д-ра технических наук: спец. 25.00.15. «Технология бурения и освоения скважин» / Е. Г. Гречин. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2009. – 47 с.

3 Офіційний сайт компанії «National Oilwell Varco» (NOV), обладнання Proshot: https://www.nov.com/Segments/Wellbore_Technologies/ReedHycalog/Directional_Measurment_and_Steerable_Technologies/Directional_Systems/Tele_drift_ProShot.aspx.

4 Григулецкий В. Г. Проектирование компоновок нижней части буровой колонны [Текст] / В. Г. Григулецкий, В. Т. Лукьянов. – М.: Недра, 1990. – 304 с.

5 Чудик І. І. Врахування каверно- і жолобоутворення при проектуванні неорієнтованих КНБК [Текст] / І. І. Чудик, А. А. Юрич, А. А. Козлов // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 2(23). – С. 45-50.

6 Чудик І. І. Узагальнена методика розрахунку енергетичних витрат при роботі неорієнтованих компоновок низу бурової колони для роторного способу буріння [Текст] / І. І. Чудик // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2013. – № 2(35). – С. 121-128.

7 Чудик І. І. Вплив кривизни стовбура свердловини на статичні форми рівноваги неорієнтованих КНБК / І. І. Чудик, А. А. Козлов // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2006. – № 1(13). – С. 50-54.

8 Чудик І. І. Удосконалення методики розрахунку сил притискання опор неорієнтованих КНБК до стінок свердловини [Текст] / І. І. Чудик // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 3(28). – С. 35-41.

9 Чудик І. І. Розширення технологічних можливостей орієнтованих компоновок низу бурової колони / І.І. Чудик, А.М. Лівінський, І. Я. Білецька // Науковий вісник. – 2017. – № 2(43). – С. 26-32.

10 Чудик І.І. Вивчення технологічних можливостей орієнтованих опорних компоновок низу бурової колони / І.І. Чудик, А.М. Лівінський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2017. – № 3(64). – С. 31-39.

REFERENCES

- 1 Gilyazov R.M., Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin s bokovymi stvolami. M.: OOO «Nedra-Biznescentr», 2002. 253 p.
- 2 Grechin E. G. Razrabotka i issledovanie metodov proektirovaniya i raboty neorientiruemykh komponovok niza buril'noj kolonny: avtoref. dis. na soisk. nauch. st. d-ra tekhnicheskikh nauk: specz. 25.00.15. "Tekhnologiya bureniya i osvoeniya skvazhin" / E. G. Grechin, Tyumen': Tyumenskij gosudarstvennyj neftegazovyj universitet. Tyumen', 2009. 47 p.
- 3 Ofitsiyni sait kompanii «National Oilwell Varco» (NOV), obladnannia Proshot: https://www.nov.com/Segments/Wellbore_Technologies/ReedHycalog/Directional_Measurment_and_Sterable_Technologies/Directional_Systems/Tele_drift_ProShot.aspx.
- 4 Griguleczkij V. G. Proektirovanie komponovok nizhnej chasti buril'noj kolonny [Tekst] / V. G. Griguleczkij, V. T. Luk'yanov. M.: Nedra, 1990. 304 p.
- 5 Chudyk I. I. Vrakhuvannia kaverno- i zholoboutvorennia pry proektuvanni neorientovanykh KNBK [Tekst] / I. I. Chudyk, A. A. Yurych, A. A. Kozlov // Prospecting and Development of Oil and Gas Fields. 2007. No 2(23). pp. 45-50.
- 6 Chudyk I. I. Generalized method of calculating energy expenditure at work undirected bottom of the drill string configurations for rotary drilling method [Tekst] / I. I. Chudyk // Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas. 2013. No 2(35). pp. 121-128.
- 7 Chudyk I. I. Vplyv kryvyzny stovbura sverdlovyny na statychni formy rivnovahy neoriientovanykh KNBK / I. I. Chudyk, A. A. Kozlov // Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas. 2006. No 1(13). pp. 50-54.
- 8 Chudyk I. I. Udoskonalennia metodyky rozrakhunku syl prytyskannia opor neoriientovanykh KNBK do stinok sverdlovyny [Tekst] / I. I. Chudyk // Prospecting and Development of Oil and Gas Fields. 2008. No 3(28). pp. 35-41.
- 9 Chudyk I.I. Enhancement of processing capabilities of oriented bottomhole assemblies / I.I. Chudyk, A.M. Livinskyi, I. Ya. Biletska// Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas. 2017. No 2(43). pp. 26-32.
- 10 Chudyk I.I. The study of the engineering capabilities of supported oriented bottom hole assemblies / I.I. Chudyk, A.M. Livinskyi // Prospecting and Development of Oil and Gas Fields. 2017. No 3(64). pp. 31-39.

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІКИ БЕЗТРАНШЕЙНОЇ РЕКОНСТРУКЦІЇ ТРУБОПРОВІДНИХ КОМУНІКАЦІЙ ТЕХНОЛОГІЄЮ “ТЯГОВИЙ ПОРШЕНЬ[®]”

¹Я. В. Дорошенко*, ²К. А. Поляруш, ¹В. Б. Запужляк

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (03422) 42157,
e-mail: ya.doroshenko@nung.edu.ua

²ПАТ "Київенерго" СВП "Київські Теплові Мережі" РТМ "Печерськ";
01103, м. Київ, вул. Товарна, 1, тел. (044) 5298875,
e-mail: djfoog@gmail.com, pubrel@kievenergo.com.ua

Описано технологію безтраншейної реконструкції трубопроводних комунікацій “Тяговий поршень[®]”, яка полягає в протягуванні поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий. Поршень рухається під тиском повітря, яке подається в запоршневий простір компресором. Міжтрубний простір в робочому котловані герметизується ущільнювальною системою.

Розроблено і побудовано експериментальний стенд для визначення сил опору, які діють на рухому систему під час реконструкції трубопроводних комунікацій технологією “Тяговий поршень[®]”, наведено його принципову схему. Експериментально визначено зусилля, яке необхідне для протягування одного погонного метра поліетиленового трубопроводу зношеним сталевим трубопроводом, силу тертя між манжетами поршня і стінкою зношеного сталевих трубопроводу та силу тертя поліетиленової труби в манжетах ущільнювальної системи. Визначено суму експериментально визначених сил опору, які діють на рухому систему під час протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий.

Розроблено і побудовано експериментальну установку для дослідження динаміки протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий.

Експериментальні дослідження виконувались для різних нахилів зношеного сталевих трубопроводу до горизонту, різних витрат повітря, різних зовнішніх діаметрів поліетиленових труб.

Експериментально визначено закономірності зміни тиску повітря на початку трубопроводу в часі під час руху поршня сталевих трубопроводу та протягування поршнем поліетиленової труби зношеною сталевих трубопроводу. Досліджено залежність швидкості протягування від об’ємної витрати повітря та від довжини протягнутої ділянки.

Виконавши експериментальні випробування, встановлено, що розроблена технологія “Тяговий поршень[®]” може застосовуватись для реконструкції трубопроводних комунікацій.

Ключові слова: витрата повітря, поліетиленова труба, протягування, сила тертя, тягове зусилля, швидкість протягування.

Описана технология бестраншейной реконструкции трубопроводных коммуникаций “Тяговий поршень[®]”, которая заключается в протягивании поршнем нового полиэтиленового трубопровода в изношенный стальной. Поршень движется под давлением воздуха, подаваемого в запоршневое пространство компресором. Межтрубное пространство в рабочем котловане герметизируется уплотнительной системой.

Разработан и построен экспериментальный стенд для определения сил сопротивления, действующих на подвижную систему при реконструкции трубопроводных коммуникаций по технологии “Тяговой поршень[®]”, приведена его принципиальная схема. Экспериментально определено усилие, необходимое для протягивания одного погонного метра полиэтиленовой трубы в изношенном стальном трубопроводе, определена сила трения между манжетами поршня и стенкой изношенного стального трубопровода, сила трения полиэтиленовой трубы в манжетах уплотнительной системы. Определена сумма сил сопротивления, действующих на подвижную систему при протягивании поршнем нового полиэтиленового трубопровода в изношенный стальной.

Разработана и построена экспериментальная установка для исследования динамики протягивания поршнем нового полиэтиленового трубопровода в изношенный стальной.

Экспериментальные исследования выполнялись для различных наклонов изношенного стального трубопровода к горизонту, различных расходов воздуха, различных наружных диаметров полиэтиленовых труб.

Экспериментально определены закономерности изменения давления воздуха в начале трубопровода при движении поршня по стальной трубе и при протягивании поршнем полиэтиленовой трубы изношенной стальной трубой. Исследованы закономерности изменения скорости протягивания от объемного расхода воздуха и длины протянутого участка.

Результат экспериментальных испытаний показал, что разработанная технология "Тяговый поршень[®]" может применяться для реконструкции трубопроводных коммуникаций.

Ключевые слова: полиэтиленовая труба, протягивание, расход воздуха, сила трения, скорость протягивания, тяговое усилие.

The article describes the technology of the trenchless reconstruction of distribution pipelines using the "T-type Traction Piston[®]" technology. The essence of this technology is drawing a new polyethylene pipeline into a worn steel one using a piston. The piston moves under the pressure of air supplied into behind-the-piston space by the compressor. The annular space in the boring (operating) trench is sealed with a sealing system.

The authors have designed and constructed the experimental stand to determine the resistance forces which act on the movable system during the reconstruction of the distribution pipelines using the "T-type Traction Piston[®]" technology. Its schematic diagram is presented. Using experimental methods the authors have determined the effort which is required to draw one linear metre of a polyethylene pipeline into a worn steel pipeline, the friction force of the piston cups on the walls of the worn steel pipeline and the friction force of the polyethylene pipe in the cups of the sealing system. The authors have ascertained the sum of experimentally determined resistance forces which act on a movable system while drawing a new polyethylene pipeline into a worn steel one by the piston.

The authors have designed and constructed the experimental installation (unit) to study the dynamics of drawing a new polyethylene pipeline into a worn steel one by a piston.

The experimental studies have been carried out for various tilts of a worn steel pipeline as to the horizon, various air rates, various external diameters of polyethylene pipes.

The authors have experimentally determined the regularities of the air pressure change at the pipeline start over time during the movement of the piston inside a steel pipe and while drawing the polyethylene pipe within the worn steel one by a piston. The dependence of the drawing velocity on the air-flow rate and on the length of the drawn section has been studied.

The experimental tests have proved that "T-type Traction Piston[®]" technology can be used for the reconstruction of the distribution pipelines.

Key words: air rate, polyethylene pipe, drawing, friction force, traction effort, drawing velocity.

Вступ. Обсяг зношених підземних трубопроводних комунікацій в Україні постійно зростає, що посилює проблему забезпечення надійної їх роботи і безпечної експлуатації. Найактуальнішою є ця проблема в великих містах України, де трубопроводні комунікації дуже розгалужені. Вибірковий ремонт дефектів стінки труби зношених трубопроводів є марним витрачанням коштів та часу. Потрібне повне оновлення зношених мереж газо-, тепло-, водопостачання. На сьогодні в багатьох великих містах України реконструкція трубопроводних комунікацій є однією з пріоритетних задач.

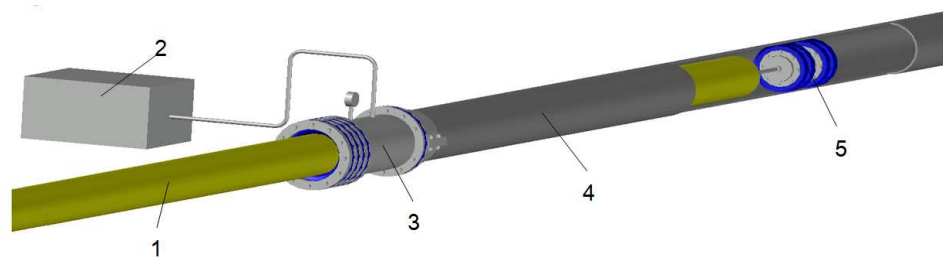
Традиційна траншейна реконструкція трубопроводних комунікацій у великих містах є малодоцільною через велику тривалість виконання робіт, великі обсяги земляних робіт, перекидання руху транспорту, проходів пішоходів, руйнування дорожнього покриття, пошкодження зелених насаджень тощо.

Уникнути цих незручностей і додаткових витрат, пов'язаних з відновлювальними роботами, та пришвидшити їх можна застосуванням безтраншейних технологій, які дають змогу виконувати реконструкцію без зовнішнього доступу до трубопроводу.

Є декілька технологій безтраншейної реконструкції трубопроводних комунікацій [1, 2]. Найрозповсюдженішою є протягування полі-

етиленової труби меншого діаметра в зношений сталевий трубопровід –“труба в трубі” [3]. Також безтраншейні реконструкції виконуються протягуванням поліетиленової труби в зношений сталевий трубопровід з розширенням протягнутої труби, щоб вона щільно прилягала до внутрішньої стінки зношеного трубопроводу – технології “U-лайнер”, “Swagelining” [4] та протягуванням синтетичного рукава в зношений сталевий трубопровід [5]. Тяговими засобами для усіх існуючих технологій безтраншейної реконструкції трубопроводних комунікацій є лебідки, різноманітні гідродомкратні установки, трактори та інша колісна техніка, які розміщують біля або в приймальному котловані.

Дорошенко Я. В., Поляруш К. А. та Запужляк В. Б. [6, 7] розробили технологію безтраншейної реконструкції трубопроводних комунікацій “Тяговий поршень[®]”. Ця технологія полягає в протягуванні поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий. Отримано залежності для розрахунку сил опору, які діють на рухому систему, розрахунку необхідного тиску в запоршневому просторі, щоб поршень протягнув новий поліетиленовий трубопровід усією довжиною реконструйованого горизонтального чи похилого зношеного сталевого трубопроводу.



1 – протягуваний поліетиленовий трубопровід; 2 – компресор; 3 – ущільнювальна система;
4 – зношений сталевий трубопровід; 5 – поршень

Рисунок 1 – Схема протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий

Викладені в [6, 7] розробки та дослідження є теоретичними. Для практичної реалізації розробленої технології “Тяговий поршень[®]” потрібно підібрати компресор для виконання робіт, експериментально визначити вплив основних чинників на динаміку процесу, визначити, які з них підвищують ефективність процесу. Для підбору компресора треба визначити, яким має бути тиск в запоршневому просторі, щоб поршень з прикріпленням до нього поліетиленовим трубопроводом рухався усією довжиною реконструйованої ділянки трубопроводу.

Мета роботи полягає в експериментальному визначенні трудоздатності розробленої технології безтраншейної реконструкції трубопроводних комунікацій “Тяговий поршень[®]” та дослідженні ефективності її застосування.

Завданнями експериментальних досліджень були:

- перевірка можливості протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий трубопровід;
- експериментальне визначення сил опору, які діють на рухому систему під час протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий трубопровід;
- експериментальні дослідження динаміки протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий трубопровід.

Виклад основного матеріалу

Розроблена технологія безтраншейної реконструкції трубопроводних комунікацій “Тяговий поршень[®]” [6, 7] полягає в протягуванні поршнем 5 нового поліетиленового трубопроводу 1 всередині зношеного сталевого 4 (рис. 1). Щоб поршень 5 рухався сталевим трубопроводом 4, в запоршневий простір треба подавати компресором 2 під тиском повітря. При цьому, щоб в запоршневому просторі підтримувався необхідний тиск, треба герметизувати простір між новим поліетиленовим трубопроводом 1 та

зношеним сталевим 4. Для цього розроблено ущільнювальну систему 3, яку в робочому котловані або колодязі фланцем чи хомутом треба прикріпити до торця зношеного сталевого трубопроводу 4. Міжтрубний простір ущільнюється кільцевими гумовими ущільненнями, які затискаються фланцями. Кільцеві гумові ущільнення повинні герметизувати міжтрубний простір і не випускати з нього повітря та забезпечити можливість протягування нового поліетиленового трубопроводу 1 зношеним сталевим 4. Тому їх внутрішня частина повинна бути вигнута в напрямку протягування. Тоді під тиском повітря в міжтрубному просторі вони будуть притискатись до стінки протягуваного нового трубопроводу 1.

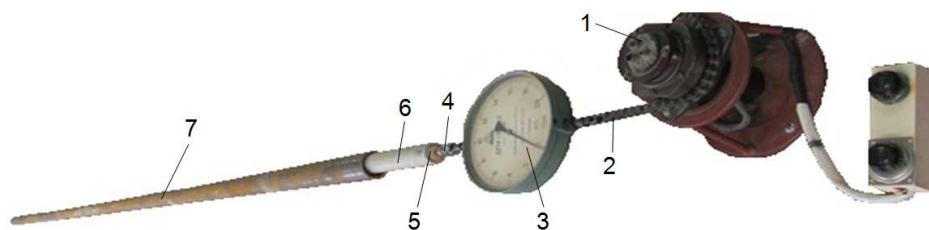
Експериментальні дослідження виконано в лабораторії спорудження магістральних трубопроводів кафедри газонафтопроводів та газонафтосховищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Для експериментального визначення сил опору, які діють на рухому систему під час протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий, розроблено універсальний експериментальний стенд.

Універсальність експериментального стенду полягає в можливості:

- дослідження процесів протягування нового поліетиленового трубопроводу зношеним сталевим;
- дослідження руху поршня сталевим трубопроводом;
- дослідження процесів очищення трубопроводу.

Стенд складається з електродвигуна та динамометра ДПУ-002-2 (рис. 2). Динамометром 3 вимірюється сила, з якою електродвигун 1 тягне новий поліетиленовий трубопровід 6 ділянкою зношеного сталевого трубопроводу 7. Динамометр 3 з'єднаний з електродвигуном 1 ланцюгом 2, кінець якого закладений на зірочку електродвигуна 1. Також динамометр 3 з'єдна-



1 – електродвигун; 2 – ланцюг; 3 – динамометр; 4 – тяга; 5 – оголовок;
6 – протягуваний поліетиленовий трубопровід; 7 – зношений сталевий трубопровід

Рисунок 2 – Експериментальний стенд для визначення сил опору, які діють на рухому систему під час протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий

Таблиця 1 – Результати експериментального визначення сил опору, які діють на рухому систему під час протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий

$D_{з.п}, мм$	$F_{Т.н.пр}, \frac{H}{м}$	$F_{Т.у.с}, H$	$F_{Т.м.п}, H$	F, H
32	1,0	84,7	42,7	131,4
40	1,3	103,9	42,7	151,8

ний з оголовком 5 поліетиленового трубопроводу 6 тягою 4. Для легкої та швидкої заміни динамометра 3 в разі потреби його з'єднання з ланцюгом 2 і тягою 4 виконано карабінами.

Внутрішній діаметр сталеві труби $D_{в.с} = 49 мм$. Дослідження виконувались п'ять разів для поліетиленових труб зовнішніми діаметрами $D_{з.п1} = 32 мм$, $D_{з.п2} = 40 мм$. Довжина сталеві і поліетиленові труб складала 4 м. Середнє арифметичне значення показів динамометра для кожної поліетиленові труби ділилось на довжину поліетиленові труби. Отримане значення (табл. 1) є зусиллям $F_{Т.н.пр}$, яке необхідне для протягування одного погонного метра поліетиленового трубопроводу зношеним сталевим.

Також поліетиленова труба проштовхувалась в ущільнювальну систему, і динамометром п'ять разів вимірювалась сила тертя поліетиленові труби в манжетах ущільнювальної системи $F_{Т.у.с}$. Такі дослідження виконувались для поліетиленових труб зовнішнім діаметром $D_{з.п2} = 32 мм$ та $D_{з.п3} = 40 мм$. Середні арифметичні значення виміряних величин наведено в табл. 1.

Всередину сталевого трубопроводу замість поліетиленового трубопроводу поміщався поршень, і динамометром п'ять разів вимірювалась сила тертя манжет поршня $F_{Т.м.п}$ до стінок зношеного сталевого трубопроводу. Середні арифметичні значення виміряних величин наведено в табл. 1.

Сума експериментально визначених сил опору, які діють на рухому систему під час протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий,

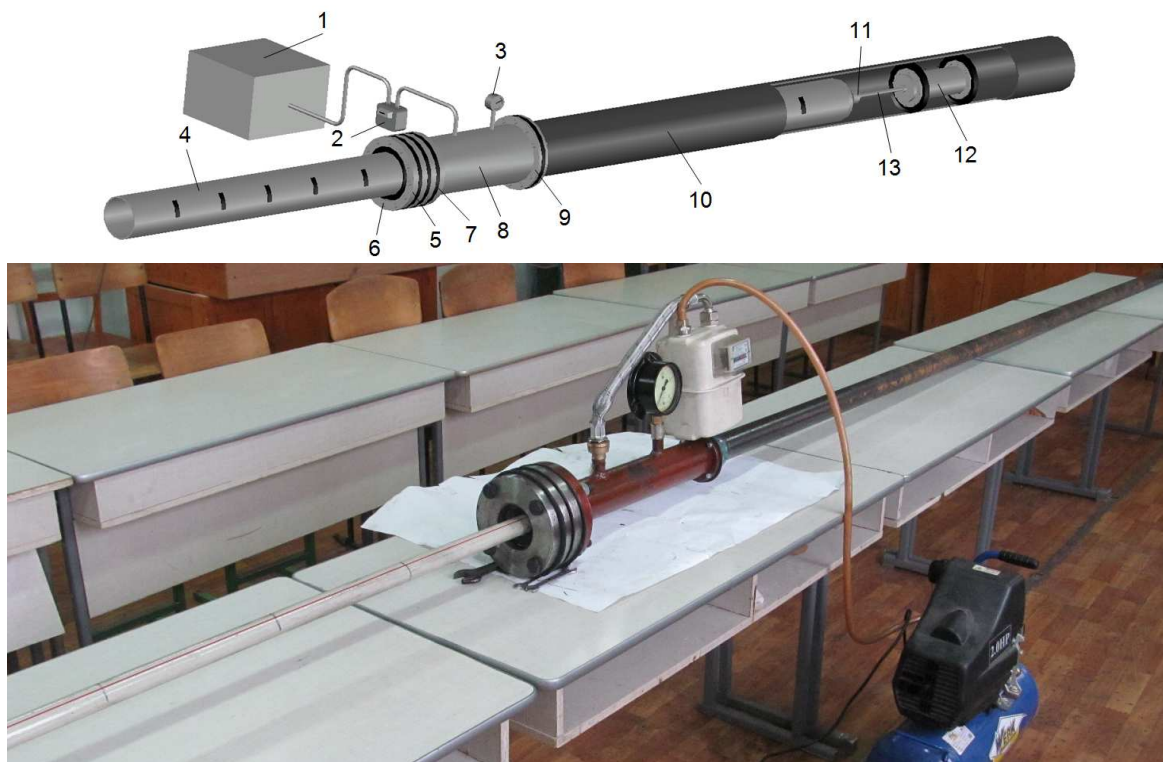
$$F = F_{Т.н.пр}L + F_{Т.м.п} + F_{Т.у.с}. \quad (1)$$

Результати розрахунків за (1) наведені в табл. 1.

Для експериментальних досліджень динаміки протягування нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий поршнем розроблено і виготовлено експериментальну установку (рис. 3), яка складається зі зношеної сталеві труби 10 внутрішнім діаметром 49 мм і довжиною 4 м. До сталеві труби 10 фланцем 9 кріпиться ущільнювальна система, яка складається з трубної котушки 8, фланців 5 і затиснутих болтами 6 трьох кільцевих гумових ущільнень 7 товщиною 3 мм, манометра 3 та патрубку, до якого приєднано лічильник GF-1 OKTAVA та компресор 1. В сталеву трубу 10 запасовано очисний поршень 12, до якого тягою 13 за оголовок 11 прикріплена нова поліетиленова труба 4, на яку чорним маркером з кроком 0,25 м нанесені позначки. Експериментальні дослідження виконувались для поліетиленових труб зовнішнім діаметром 32 та 40 мм.

Дослід повторювався для різних нахилів зношеного сталевого трубопроводу до горизонту, різних витрат повітря.

Перед виконанням експериментальних досліджень було визначено масу поршня та поліетиленових труб. Маса поршня складала 0,13 кг, одного погонного метра поліетиленові труби



1 – компресор; 2 – лічильник; 3 – манометр; 4 – протягнутий поліетиленовий трубопровід; 5, 9 – фланець; 6 – болт; 7 – кільцеве гумове ущільнення; 8 – трубна котушка; 10 – зношений сталевий трубопровід; 11 – оголовок; 12 – поршень; 13 – тяга

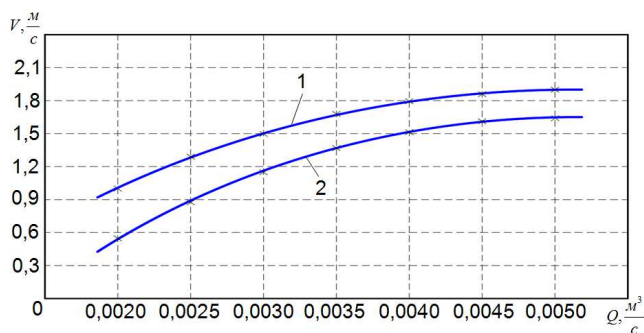
Рисунок 3 – Експериментальна установка для досліджень динаміки протягування поршнем нового поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий

зовнішнім діаметром 32 мм – 0,5 кг, а зовнішнім діаметром 40 мм – 0,7 кг.

Дослідження виконують таким чином. Поліетиленову трубу 4 з оголовком 11 (рис. 3) прошовують в ущільнювальну систему через кільцеві гумові ущільнення 9 до тих пір, поки вона не вийде з трубної котушки 8 з протилежного боку. Тоді в оголовок 11 вкручують тягу 13, до якої кріпиться поршень 12. Після цього поршень 12 запасовують у зношену сталеву трубу 10. Тоді до торця сталеві труби 10 кріплять ущільнювальну систему. Після цього до патрубків ущільнювальної системи приєднують лічильник 2 та компресор 1, яким починають закачувати повітря в простір між сталеві трубою 10 і новою поліетиленовою трубою 4. Міжтрубним простором повітря поступає в запоршневий простір. Оскільки ущільнювальна система не випускає повітря з міжтрубного простору, то тиск за поршнем 12 зростає. Поршень починає рухатись, зтягуючи за собою поліетиленову трубу 4 в сталеву 10. При цьому під час протягування вимірюється тиск манометром 3, витрата повітря – лічильником 2. Під час виконання експериментальних досліджень визначають швидкість протягування поліетиле-

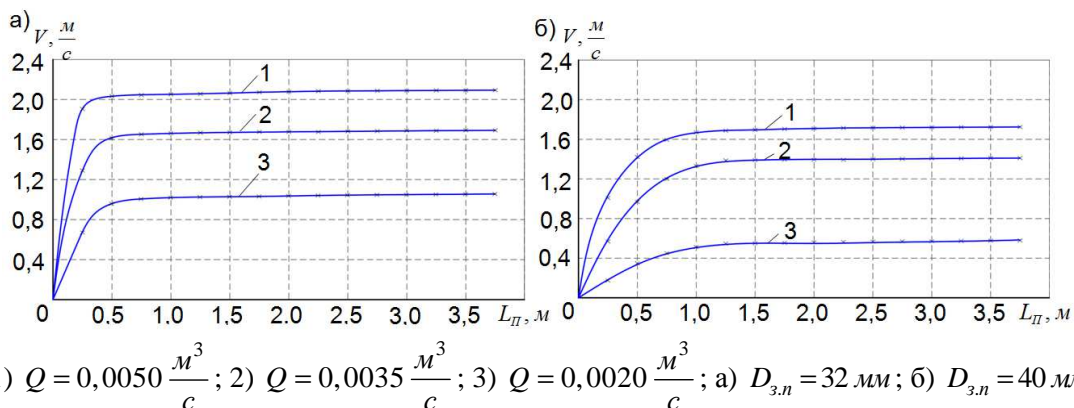
нової труби 4 сталеві трубою 10 (фіксують час, за який нанесені на поліетиленову трубу з кроком 0,25 м чорні позначки заходять в кільцеві гумові ущільнення). Для цього виконується посекундний відеозапис.

На першому етапі експериментально досліджувалась динаміка руху поршня сталеві трубою без прикріпленої до нього поліетиленової труби. Під час руху поршня вимірювалися тиск, об'ємна витрата повітря та фіксувався час протягування. Для точного визначення усіх цих значень виконувався відеозапис для посекундного уповільненого перегляду. При об'ємній витраті повітря 0,0079 м³/с час руху поршня склав 1,2 с. Розрахункова середня швидкість руху поршня – 3,33 м/с. За низкою вимірів тиску побудовано криву (рис. 4) зміни тиску на початку трубопроводу під час руху поршня. З графіка видно, що тиск після відкриття крана до початку руху поршня збільшується до 0,035 МПа і є в два рази більшим за тиск під час його руху, що обумовлено силою тертя спокою між манжетами поршня та стінкою сталеві труби. Після початку руху поршня тиск падає до 0,011 МПа, що обумовлено різким збільшенням швидкості руху поршня,



1 – $D_{3.н} = 32 \text{ мм}$, 2 – $D_{3.н} = 40 \text{ мм}$

Рисунок 6 – Залежність швидкості протягування від об’ємної витрати повітря



1) $Q = 0,0050 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$; 2) $Q = 0,0035 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$; 3) $Q = 0,0020 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$; а) $D_{3.н} = 32 \text{ мм}$; б) $D_{3.н} = 40 \text{ мм}$

Рисунок 7 – Залежність швидкості протягування від довжини протягнутої ділянки поліетиленової труби

вання V для різних значень об’ємної витрати повітря Q , зовнішніх діаметрів протягнутого поліетиленового трубопроводу (32 мм та 40 мм). Вимірювання (для одних і тих самих значень чинників) виконано кілька разів. Середні значення результатів вимірювань подано графічно (рис. 6).

Експериментально досліджено залежність швидкості протягування поліетиленової труби зношеною сталеву трубою від довжини протягнутої ділянки поліетиленової труби. Вимірювалась швидкість протягування (фіксувався час, за який нанесені на поліетиленову трубу з кроком 0,25 м чорні позначки заходять в кільцеві гумові ущільнення (рис. 3)), при сталій об’ємній витраті.

За низкою вимірів швидкості протягування нової поліетиленової труби зношеною сталеву побудовано криві залежності швидкості протягування V від довжини протягнутої ділянки поліетиленової труби в сталеву для сталих значень об’ємної витрати. Дослідження виконувались для поліетиленових труб зовнішнім діаметром 32 мм (рис. 7, а) та 40 мм (рис. 7, б). З отриманих графічних залежностей видно, що на початковому етапі швидкість протягування різко зростає і після такого зростання стабілізується.

Висновки

Експериментально встановлено, що розроблена технологія “Тяговий поршень[®]” може застосовуватись для реконструкції трубопроводних комунікацій, а час підготовки обладнання до виконання робіт складає 1-2 хв.

Сила тертя між манжетами поршня та стінкою зношеного сталеву трубопроводу та сила тертя поліетиленової труби в манжетах ущільнювальної системи є незначними та не чинять суттєвого впливу на процес протягування. Сила тертя між одним погонним метром поліетиленової труби і сталеву є мізерною і знаходиться в межах від 1 до 2 Н, а, отже, технологією “Тяговий поршень[®]” можна реконструювати ділянки трубопроводних комунікацій значної довжини.

Експериментально визначено закономірності зміни швидкості протягування поліетиленового трубопроводу в зношений сталевий залежно від об’ємної витрати повітря.

Експериментально досліджено залежність швидкості протягування від довжини протягнутої ділянки поліетиленової труби зношеною сталеву трубою при різних об’ємних витратах повітря. Встановлено, що швидкість протягування на початку протягування різко зростає і

після такого зростання стабілізується. Так, при об'ємній витраті повітря $0,005 \text{ м}^3/\text{с}$ швидкість протягування поліетиленової труби зовнішнім діаметром 32 мм складає 2,1 м/с, а 40 мм – 1,7 м/с, що є надзвичайно великою швидкістю, і її неможливо досягти жодним з існуючих методів безтраншейної реконструкції теплогазових мереж.

Література

1 Rameil M. Handbook of pipe bursting practice / M. Rameil. – Vulkan verlag, 2007. – 351 p.

2 Lueke S. J. Rehabilitation of underground infrastructure utilizing trenchless pipe replacement [Text] / S. J. Lueke, T. S. Ariaratnam // ASCE, Practice Periodical on Structural Design and Construction. – 2001. – Vol. 6. – Issue 1. – pp. 25-34.

3 Jung J. Y. Evaluation of trenchless technology methods for municipal infrastructure system [Text] / J. Y. Jung, K. S. Sinha // ASCE, Journal of Infrastructure Systems. – 2007. – Vol. 13. – Issue 2. – pp. 144-156.

4 Wróbel G. Swagelining as a method of trenchless pipelines rehabilitation [Text] / G. Wróbel, A. Pusz, M. Szymiczek, K. Michalik // Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering. – 2009. – Vol. 33. – Issue 1. – pp. 27-34.

5 Koerner R. G. Geosynthetic use in trenchless pipe remediation and rehabilitation [Text] / R. G. Koerner, M. R. Koerner // Geotextiles and Geomembranes. – 1996. – Vol. 14. – Issue 3. – pp. 223-237.

6 Дорошенко Я.В. Розроблення технології безтраншейної реконструкції трубопроводних комунікацій очисним поршнем / Я.В. Дорошенко, К.А. Поляруш, В.Б. Запукхляк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2018. – № 3 (68). – С. 12-18.

7 Пат. 129088 Україна, МПК F16L 1/028. Пристрій для безтраншейної реконструкції трубопроводних комунікацій / Дорошенко Я.В., Поляруш К.А., Запукхляк В.Б. (Україна). – № 201802905; Заявл. 22.03.2018; Опубл. 25.10.2018, Бюл. № 20. – 3 с.

REFERENCES

1 Rameil M. Handbook of pipe bursting practice / M. Rameil. – Vulkan verlag, 2007. – 351 p.

2 Lueke S. J. Rehabilitation of underground infrastructure utilizing trenchless pipe replacement [Text] / S. J. Lueke, T. S. Ariaratnam // ASCE, Practice Periodical on Structural Design and Construction. – 2001. – Vol. 6. – Issue 1. – pp. 25-34.

3 Jung J. Y. Evaluation of trenchless technology methods for municipal infrastructure system [Text] / J. Y. Jung, K. S. Sinha // ASCE, Journal of Infrastructure Systems. – 2007. – Vol. 13. – Issue 2. – pp. 144-156.

4 Wróbel G. Swagelining as a method of trenchless pipelines rehabilitation [Text] / G. Wróbel, A. Pusz, M. Szymiczek, K. Michalik // Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering. – 2009. – Vol. 33. – Issue 1. – pp. 27-34.

5 Koerner R. G. Geosynthetic use in trenchless pipe remediation and rehabilitation [Text] / R. G. Koerner, M. R. Koerner // Geotextiles and Geomembranes. – 1996. – Vol. 14. – Issue 3. – pp. 223-237.

6 Doroshenko Ya.V. Rozroblennia tekhnologii beztransheinoi rekonstruktsii truboprovodnykh komunikatsii ochysnym porshnem / Ya.V. Doroshenko, K.A. Poliarush, V.B. Zapukhliak // Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. – 2018. – No 3 (68). – pp. 12-18.

7 Pat. 129088 Ukraina, MPK F16L 1/028. Prystrii dlia beztransheinoi rekonstruktsii truboprovodnykh komunikatsii / Doroshenko Ya.V., Poliarush K.A., Zapukhliak V.B. (Ukraina). – No 201802905; Zaiavl. 22.03.2018; Opubl. 25.10.2018, Biul. № 20. – 3 p.

ВПЛИВ СИСТЕМ ПЛОЩОВОГО РОЗМІЩЕННЯ ВИДОБУВНИХ І НАГНІТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН ПРИ НАГНІТАННІ АЗОТУ У ВИСНАЖЕНИЙ ГАЗОВИЙ ПОКЛАД НА КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОВИЛУЧЕННЯ

*Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова**

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

Проаналізовано результати експериментальних і теоретичних досліджень з витіснення залишкового природного газу з виснажених газових покладів неуглеводневими газами, обґрунтовано застосування як витісняючого агента азоту. Наведено результати комп'ютерних досліджень площового нагнітання азоту у гіпотетичний виснажений газовий поклад при 4-и, 5-и, 7-и і 9-и точкових системах розміщення свердловин на площі газоносності і відстані від центральної нагнітальної свердловини до периферійних видобувних свердловин 500, 750, 1000 і 1250 м.

Встановлено значний вплив системи розміщення свердловин на площі і відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом, тривалість періоду дорозробки покладу до моменту прориву азоту у видобувні свердловини і вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. Отримано широкий діапазон зміни їх значень (для коефіцієнта газовилучення на момент прориву азоту у видобувні свердловини – від 6,92 % до 56,44 % для тривалості періоду дорозробки покладу від 4 до 49 місяців), що відкриває можливості для оптимізації системи розміщення видобувних і нагнітальних свердловин на площі газоносності з врахуванням технологічних і техніко-економічних показників дорозробки покладу. Отримані результати рекомендується враховувати при проектуванні площового нагнітання азоту для умов реальних виснажених газових покладів.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, азот, розміщення, видобування, витіснення, газовилучення, тривалість процесу.

Проанализированы результаты экспериментальных и теоретических исследований вытеснения остаточного природного газа из истощенных газовых залежей углеводородными газами, обосновано применение в качестве вытесняющего агента азота. Приведены результаты компьютерных исследований площадного нагнетания азота в гипотетическую истощенную газовую залежь при 4-и, 5-и, 7-и и 9-и точечных системах размещения скважин на площади газоносности и расстоянии от центральной нагнетательной скважины до периферийных добывающих скважин 500, 750, 1000 и 1250 м.

Установлено значительное влияние системы размещения скважин на площади газоносности и расстояния между нагнетательной и добывающими скважинами на коэффициент газоотдачи по остаточному газу и продолжительность периода доразработки залежи на момент прорыва азота в добывающие скважины и содержание азота в пластовой продукции 5 % об. Получен широкий диапазон изменения их значений (для коэффициента газоотдачи на момент прорыва азота в добывающие скважины – от 6,92 % до 56,44 %, для продолжительности процесса доразработки залежи от 4 до 49 месяцев), что открывает возможности для оптимизации системы размещения добывающих и нагнетательных скважин на площади газоносности залежи с учетом технологических и технико-экономических показателей доразработки залежи. Полученные результаты рекомендуется использовать при проектировании площадного нагнетания азота для условий реальной истощенной газовой залежи.

Ключевые слова: залежь, скважина, газ, азот, размещение, добыча, вытеснение, газоотдача, продолжительность процесса.

The results of experimental and theoretical studies of the displacement of residual natural gas from the depleted gas deposits by non-hydrocarbon gases are analyzed, and the use of nitrogen as a displacing agent is substantiated. The authors present results of computer studies of areal injection of nitrogen into a hypothetical depleted gas reservoir at 4-, 5-, 7- and 9-point well placing systems in the gas-bearing area and the distance of 500, 750, 1000 and 1250 m from the central injection well to peripheral production wells.

The article designates the significant influence of the well placing system in the gas-bearing area and the distance between the injection and production wells on the gas recovery ratio as to residual gas and on the duration of the further reservoir development period until the moment when nitrogen breaks through into production wells

and the nitrogen content in the formation product is 5 % vol. The research has got a wide range of changes in their values (from 6.92 to 56.44 % for the gas recovery ratio at the time of nitrogen breakthrough into production wells, from 4 to 49 months for the duration of the additional reservoir production process). It gives possibilities to optimize the system of production and injection wells placing in the gas-bearing area, taking into account the technological and techno-economic indicators of further reservoir development. The results are recommended to use when designing the areal injection of nitrogen for a real depleted gas reservoir.

Key words: reservoir, well, gas, nitrogen, placing, production, displacement, gas recovery, process duration.

Постановка проблеми дослідження

Розробка газових родовищ при газовому режимі характеризується поступовим виснаженням пластової енергії. Після зниження пластового тиску до мінімального значення, яке відповідає гранично рентабельному поточному видобутку газу, подальша розробка родовища стає економічно невиправданою. Згідно з промисловими даними у закінчених розробкою родовищах може залишатися до 10-15 % газу від початкових запасів і більше. До можливих перспективних методів підвищення коефіцієнта газовилучення виснажених родовищ відноситься витіснення з пористого середовища залишкового природного газу неуглеводневими газами і рідинами та їх поєднанням. Ефективність методу залежить від темпу витіснювального агента і системи розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин, вибір яких вимагає проведення відповідних досліджень.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Результати лабораторних досліджень на горизонтальних моделях однорідного і макронеоднорідного пласта свідчать про високу ефективність витіснення з пористого середовища природного газу (метану) неуглеводневими газами [1-5]. Найкращими витіснювальними властивостями характеризується діоксид вуглецю. В окремих досліджах коефіцієнт витіснення природного газу діоксидом вуглецю сягав 99 %. Діоксид вуглецю є побічним продуктом деяких хімічних виробництв, які у більшості випадків розміщені на значній відстані від газових родовищ і часто характеризуються неритмічністю роботи. Деяко гіршими, ніж у діоксиду вуглецю, але досить високими витіснювальними властивостями характеризуються димові гази і азот. Димові гази утворюються при спалюванні різних видів палива у печах на теплоенергетичних підприємствах (теплові електростанції, котельні та інші), які знаходяться здебільшого поблизу населених пунктів. Серед неуглеводневих газів найбільш доступним є азот. Його можна отримати з повітря безпосередньо на території газовидобувних підприємств з вико-

ристанням мембранного, адсорбційного чи кріогенного методів за допомогою установок, які випускаються промисловістю. Тому азот має найбільші перспективи із наведених неуглеводневих газів для використання у процесах вилучення залишкового газу з виснажених газових родовищ.

М. Маскетом [9] запропоновано різні системи розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин, в тому числі площове розміщення стосовно розробки газоконденсатних покладів з підтриманням пластового тиску нагнітанням сухого газу у пласт.

У дослідженнях з витіснення залишкового природного газу азотом з виснажених газових покладів розглянуто гіпотетичний поклад квадратної форми з розміщенням видобувних свердловин по кутах квадрата і нагнітальної свердловини в центрі [6] і гіпотетичний поклад округлої форми із законтурним розміщенням кільцевого ряду нагнітальних свердловин і внутрішньоконтурним розміщенням одного або кількох рядів видобувних свердловин [7,8].

Реальні виснажені газові поклади із залишковим газом уже розбурені. Буріння на них додаткових свердловин може проводитися тільки як виняток (наприклад, для інтенсифікації видобування газу із низькопроникних, слабкодренованих ділянок чи як свердловин-дублерів замість ліквідованих свердловин). За наявного фонду видобувних свердловин і з врахуванням можливості відновлення частини ліквідованих свердловин найбільш раціональним може виявитись площове нагнітання азоту у поклад.

У відомих дослідженнях відсутні дані про вплив різних систем площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин і відстані між ними на коефіцієнт газовилучення, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

Формулювання цілей статті

За результатами комп'ютерного дослідження процесу витіснення залишкового природного газу азотом з виснаженого газового покладу оцінити вплив на коефіцієнт газовилучення різних систем площового розміщення

видобувних і нагнітальних свердловин і відстані між ними.

Методика дослідження

Для оцінки ефективності площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад із залишковим газом за різних систем розміщення видобувних і нагнітальних свердловин і різних відстаней між ними виконано комп'ютерні дослідження за допомогою модуля композиційного моделювання GEM, який входить в ліцензовану комп'ютерну програму CMG (Computer Modelling Group). Дослідження виконано на прикладі гіпотетичного газового покладу з такими параметрами: площа газонасності – $6.25 \cdot 10^6 \text{ м}^2$, ефективна газонаснена товщина пласта – 13 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,14, коефіцієнт початкової газонасченості – 0,78, коефіцієнт абсолютної проникності пласта – $0,2 \text{ мкм}^2$, глибина залягання продуктивного пласта (середня глибина свердловини) – 3200 м, початковий пластовий тиск – 33 МПа, пластова температура – 340 К, відносна густина газу – 0,6, початкові запаси газу, підраховані програмою CMG (Computer Modelling Group), – 2586,5 млн.м³.

Видобувні свердловини експлуатують в режимі постійної депресії на пласт – 0,587 МПа. Початковий дебіт однієї свердловини за газом становить 125 тис.м³/доб.

Дослідження виконано для чотирьох систем розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин: чотириточкова (3 видобувні та 1 нагнітальна), п'ятиточкова (4 видобувні, 1 нагнітальна), семиточкова (6 видобувних, 1 нагнітальна) та дев'ятиточкова (8 видобувних, 1 нагнітальна) системи. Відстань від центральної нагнітальної свердловини до видобувних свердловин становила: 500, 750, 1000 і 1250 м. Поклад розроблявся на виснаження 3, 4, 6 і 8 видобувними свердловинами відповідно до моменту зниження пластового тиску до 0,1 від початкового значення. Після цього починали нагнітати азот через центральну нагнітальну свердловину. Під час нагнітання азоту видобувні свердловини експлуатувалися. Витрата азоту, який нагнітали у поклад, дорівнювала сумарному дебіту газу всіх видобувних свердловин. Це забезпечувало постійність пластового тиску під час реалізації процесу.

У кожному розрахунковому варіанті нагнітання азоту у пласт здійснювали до моменту прориву азоту до видобувних свердловин і до досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об.

Результати дослідження

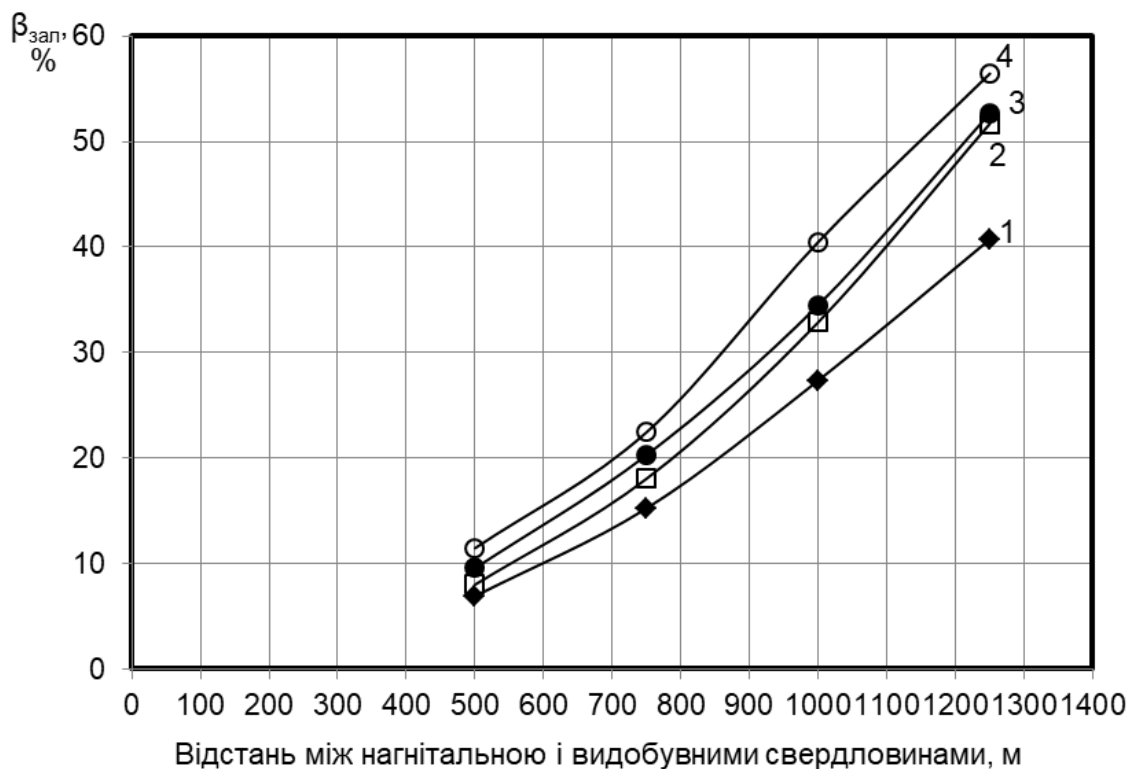
Розрахунки прогнозних технологічних показників дорозробки виснаженого газового покладу з нагнітанням азоту у пласт через центральну свердловину за різних систем розміщення на площі газонасності видобувних і нагнітальних свердловин проводили з кроком у часі 1 рік. Для кожного моменту часу визначали пластовий тиск, дебіт видобувної свердловини по газу та азоту і накопичений видобуток газу та азоту. За цими даними обчислили поточний коефіцієнт газовилучення за залишковим газом та вміст азоту у свердловинній продукції. За результатами досліджень будували відповідні графічні залежності.

На рисунку 1 зображено залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних систем розміщення свердловин на площі газонасності на момент прориву азоту у видобувні свердловини (рис. 1, а) та вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. (рис. 1, б).

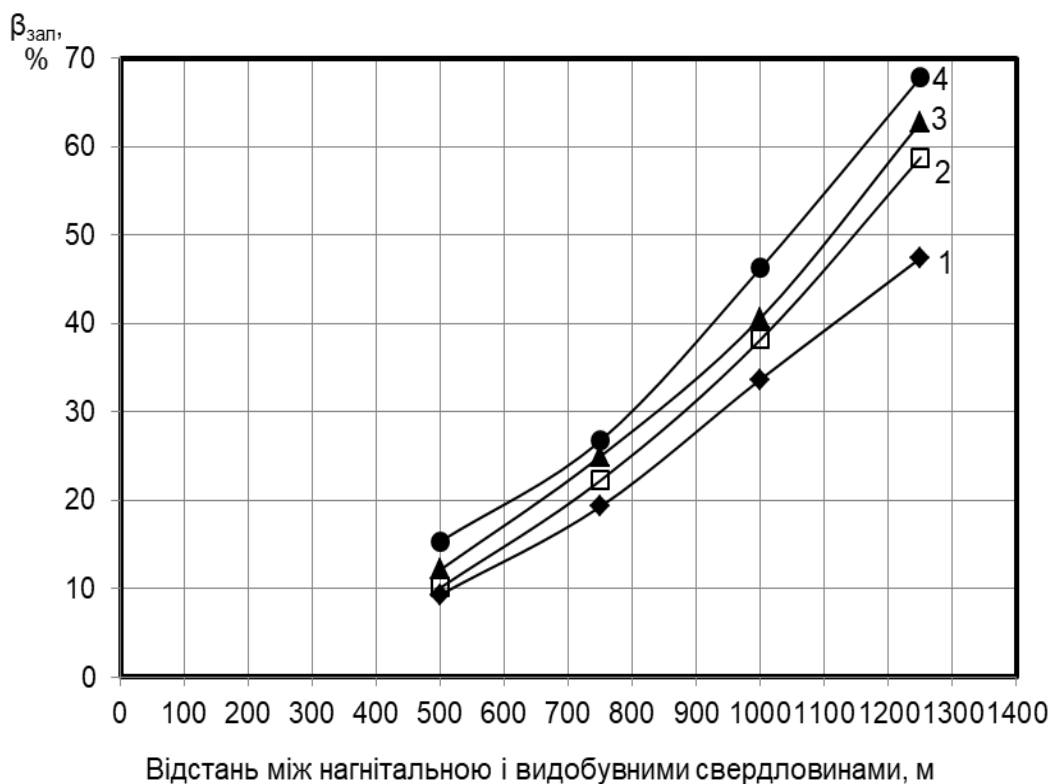
Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газовилучення за залишковим газом буде тим більший, чим більша щільність сітки (кількість) видобувних свердловин в елементі системи і більша відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами.

Так, при збільшенні відстані від нагнітальної до видобувних свердловин з 500 до 1250 м коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні свердловини змінюється для різних систем розміщення свердловин в таких межах: для чотири точкової системи – від 6,92 до 40,73 %, для п'ятиточкової системи – від 8,02 до 51,69 %, для семиточкової системи – від 9,58 до 52,67 %, для дев'ятиточкової системи – від 11,47 до 56,44 %. На момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється в таких межах: для чотириточкової системи – від 9,23 до 47,39 %, для п'ятиточкової системи – від 10,13 до 58,76 %, для семиточкової системи – від 12,17 до 62,73 %, для дев'ятиточкової системи – від 15,37 до 67,82 %.

Узагальнені результати досліджень впливу системи площового розміщення видобувних і нагнітальних свердловин та відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом наведено в таблиці 1.



а)



б)

Системи розміщення свердловин:

1 – чотириточкова; 2 – п'ятиточкова; 3 – семиточкова; 4 – дев'ятиточкова

Рисунок 1 – Залежності коефіцієнта газовилучення за залишковим газом від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а) і вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. (б)

Таблиця 1 – Значення коефіцієнта газовилучення за залишковим газом (%) для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності і різної відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами

Системи розміщення свердловин	Вміст азоту у видобувному газі, % об.	Відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами, м			
		500	750	1000	1250
чотириточкова	прорив	6.92	15.25	27.36	40.73
	5 % об.	9.33	19.30	33.67	47.39
п'ятиточкова	прорив	8.02	18.06	32.89	51.69
	5 % об.	10.13	22.25	38.18	58.76
семиточкова	прорив	9.58	20.30	34.51	52.67
	5 % об.	12.17	24.98	40.61	62.73
дев'ятиточкова	прорив	11.47	22.47	40.49	56.44
	5 % об.	15.37	26.76	46.25	67.82

Таблиця 2 – Тривалість процесу дорозробки покладу (місяці) при площовому нагнітанні азоту для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності і різної відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами

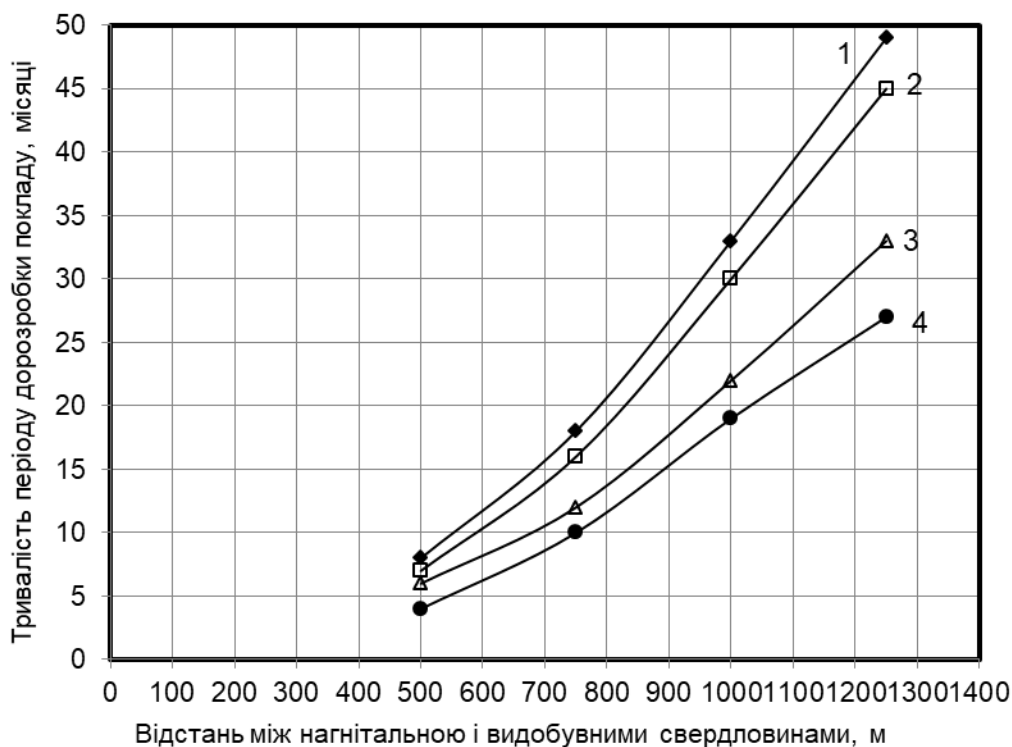
Системи розміщення свердловин	Вміст азоту у видобувному газі, % об.	Відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами, м			
		500	750	1000	1250
чотириточкова	прорив	8	18	33	49
	5 % об.	11	23	41	58
п'ятиточкова	прорив	7	16	30	45
	5 % об.	9	20	35	52
семиточкова	прорив	6	12	22	33
	5 % об.	7	16	26	39
дев'ятиточкова	прорив	4	10	19	27
	5 % об.	6	12	22	33

Залежно від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами і щільності (кількості) видобувних свердловин в елементі системи коефіцієнт газовилучення за залишковим газом на момент прориву азоту у видобувні свердловини може змінюватися від 6,92 % до 56,44 %, а на момент досягнення вмісту азоту у видобувному газі 5 % об. – від 9,33 % до 67,82 %. Тому при проектуванні технології площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою вилучення залишкового газу важливе значення має вибір відповідної системи розміщення на площі газоносності видобувних і нагнітальних свердловин.

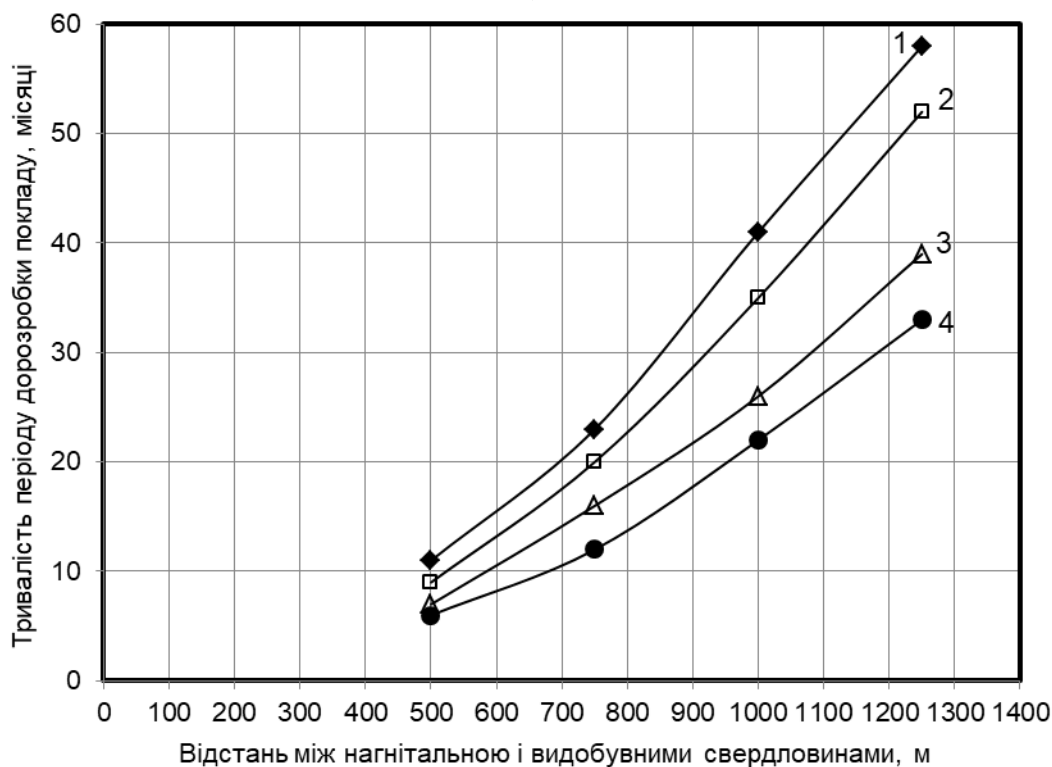
Результати виконаних досліджень щодо збільшення коефіцієнта газовилучення із збільшенням відстані від нагнітальної до видобувних свердловин узгоджуються з результатами досліджень М. Маскета з площового нагнітання сухого газу в газоконденсатний поклад з метою збільшення конденсатовилучення.

На рисунку 2 зображено залежності тривалості періоду дорозробки покладу з площовим нагнітанням азоту у пласт від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності на момент прориву азоту у видобувні свердловини (рис. 2, а) і досягнення вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. (рис. 2, б).

Результати розрахунків свідчать, що тривалість дорозробки покладу з площовим нагнітанням азоту зростає із збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами і зменшенням щільності (кількості) видобувних свердловин в елементі системи. Із збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами прискорюється темп зростання тривалості періоду дорозробки покладу. У таблиці 2 наведено узагальнені дані про тривалість періоду дорозробки покладу на момент прориву азоту у видобувні свердловини і за вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. для



а)



б)

Системи розміщення свердловин:

1 – чотириточкова; 2 – п'ятиточкова; 3 – семиточкова; 4 – дев'ятиточкова

Рисунок 2 – Залежності тривалості періоду дорозробки покладу від відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами для різних варіантів розміщення свердловин на площі газоносності на момент прориву азоту у видобувні свердловини (а) і вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. (б)

різних систем розміщення свердловин на площі газоносності і різної відстані від нагнітальної до видобувних свердловин.

Результати наведених розрахунків у таблиці 2 свідчать про те, що, залежно від системи розміщення свердловин на площі газоносності і відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами, тривалість процесу дорозробки покладу змінюється в широких межах: на момент прориву азоту у видобувні свердловини – від 4 місяців (дев'ятиточкова система, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами – 500 м) до 49 місяців (чотириточкова система, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами 1250 м), на момент досягнення вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. – від 6 місяців (дев'ятиточкова система, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами – 500 м) до 58 місяців (чотириточкова система, відстань між нагнітальною і видобувними свердловинами – 1250 м).

Із збільшенням відстані від нагнітальної до видобувних свердловин з 500 до 1250 м тривалість періоду дорозробки покладу на момент прориву азоту у видобувні свердловини і вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. для різних систем розміщення свердловин на площі газоносності змінюється відповідно в таких межах: чотириточкова система – 8-49 місяців і 11-58 місяців, п'ятиточкова система – 7-45 місяців і 9-52 місяців, семиточкова система – 6-33 місяці і 7-39 місяців, дев'ятиточкова система – 4-27 місяців і 6-33 місяці.

Результати виконаних досліджень свідчать про значний вплив системи площового розміщення свердловин і відстані від нагнітальної до видобувних свердловин при нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом і тривалість процесу дорозробки покладу. Згідно з результатами досліджень коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає з ущільненням сітки (збільшенням кількості) видобувних свердловин в елементі системи і збільшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами, а тривалість процесу дорозробки виснаженого газового покладу зменшується із збільшенням кількості видобувних свердловин і зменшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами.

Встановлені особливості процесу дорозробки виснажених газових покладів з площовим нагнітанням азоту необхідно враховувати при проектуванні розглянутого методу підвищення коефіцієнта газовилучення для умов реальних покладів.

Висновки

Виконано комп'ютерне дослідження технологічної ефективності площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з використанням чотири-, п'яти-, семи-, дев'ятиточкових системах розміщення свердловин на площі газоносності за відстані від центральної нагнітальної свердловини до периферійних видобувних свердловин відповідно 500, 750, 1000 і 1250 м. Встановлено значний вплив на коефіцієнт газовилучення за залишковим газом і тривалість періоду дорозробки покладу щільності сітки видобувних свердловин в елементі системи площового розміщення свердловин на покладі і відстані від нагнітальної до видобувних свердловин. Коефіцієнт газовилучення за залишковим газом зростає із збільшенням щільності сітки видобувних свердловин в елементі системи і відстані від нагнітальної до видобувних свердловин, а тривалість періоду дорозробки покладу скорочується із збільшенням кількості видобувних свердловин в елементі системи і зменшенням відстані між нагнітальною і видобувними свердловинами. Для розглянутих розрахункових варіантів коефіцієнт газовилучення за залишковим газом змінюється від 6,92 до 56,44 % на момент прориву азоту у видобувні свердловини і від 9,33 до 67,82 % на момент досягнення вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. Тривалість періоду дорозробки покладу змінюється від 4 до 49 місяців на момент прориву азоту у видобувні свердловини і від 6 до 58 місяців на момент досягнення вмісту азоту у пластовій продукції 5 % об. Такий широкий діапазон зміни досліджуваних величин створює можливості для оптимізації параметрів процесу площового нагнітання азоту у виснажений газовий поклад з метою підвищення газовилучення. Отримані результати слід враховувати при проектуванні процесу площового нагнітання азоту для умов конкретного (реального) газового покладу.

Література

- 1 Кондрат Р. М. Підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Нафтогазова галузь України. – 2017. – №3. – С. 11-15.
- 2 A. Al-Hasami, S.R. Ren, and B. Tohidi, "CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics", SPE 94129, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot Watt U, 13-16 June, Madrid, 2005.

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

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

5 M.M. Rafiee, TU Bergakademie Freiberg (TUBAF); M. Ramazanian, "Simulation Study of Enhanced Gas Recovery Process Using a Compositional and a Black Oil Simulator", National Iranian Oil Co (NIOC), SPE 144951, 19-21, July, Kuala Lumpur, Malaysia, 2011.

6 Кондрат Р.М. Дослідження впливу тиску початку нагнітання азоту у виснажене газове родовище на характеристики процесу вилучення залишкового природного газу / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – №2(59). – С.51-57.

7 Kondrat R.M. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen / R.M. Kondrat, L.I. Khaidarova // Науковий вісник НГУ. – 2017. – No 5. – С. 23-28.

8 Кондрат Р.М. Вплив розміщення видобувних свердловин на коефіцієнт газовилучення при периферійному нагнітанні азоту у виснажений газовий поклад кругової форми / Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдаров // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2017. – №4(65). – С.34-39.

9 Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 606 с.

Affecting Gas-Gas Displacement Efficiency", PAPER 2008-145.

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

5 M.M. Rafiee, TU Bergakademie Freiberg (TUBAF); M. Ramazanian, "Simulation Study of Enhanced Gas Recovery Process Using a Compositional and a Black Oil Simulator", National Iranian Oil Co (NIOC), SPE 144951, 19-21, July, Kuala Lumpur, Malaysia, 2011.

6 R.M. Kondrat, L.I. Khaidarova. Doslidzhennia vplyvu tysku pochatku nahnitannia azotu u vysnazhene hazove rodovyshche na kharakterystyky protsesu vyluchennia zalyshkovoho pryrodnoho hazu // Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. – 2016. – No 2(59). – pp. 51-57.

7 R.M. Kondrat, L.I. Khaidarova. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen // Naukovyi visnyk NHU. – 2017. – No 5. – pp. 23-28.

8 R.M. Kondrat, L.I. Khaidarova. Vplyv rozmishchennia vydobuvnykh sverdlodyn na koefitsient hazovyluchennia pry peryferiinomu nahnitanni azotu u vysnazhenyi hazovyi poklad kruhovoï formy // Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. – 2017. – No 4(65). – pp. 34-39.

9 Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 606 с.

REFERENCES

1 Kondrat R. M. Pidvyshchennia efektyvnosti dorozrobky vysnazhenykh rodovyshch pryrodnykh haziv / R. M. Kondrat, O. R. Kondrat // Naftohazova haluz Ukrainy. – 2017. – No3. – pp. 11-15.

2 A. Al-Hasami, S.R. Ren, and B. Tohidi, "CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics", SPE 94129, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot Watt U, 13-16 June, Madrid, 2005.

3 S.S.K. SIM, A.T. TURTA, A.K. SINGHAL, B.F. HAWKINS Alberta Research Council, "Enhanced Gas Recovery: Factors

ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРСПЕКТИВ РОЗВИТКУ НАФТОВИХ СТРУМИННИХ НАСОСІВ

О. В. Паневник

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 727101,
e-mail: o.v.panevnik@gmail.com

Проаналізовано тенденції розвитку свердловинних струминних насосів, призначених для експлуатації нафтових родовищ. Намагання оптимізувати процес змішування потоків викликало появу численних конструкцій струминних насосів, в яких замість прямолінійних використовують закручені потоки. Створення в протічній частині струминного насоса циркуляційних течій сприяє вирівнюванню швидкостей коаксіальних потоків, інтенсифікує процес обміну енергіями в рідині та підвищує ефективність процесу змішування. Поєднання прямолінійного та циркуляційного характеру руху змішуваних потоків дозволяє покращити технічні характеристики струминних насосів до 30 %. Геометричні розміри та взаємна орієнтація елементів протічної частини струминного насоса мають визначальний вплив на енергетичну ефективність реалізації ежекційних технологій, а їх оптимізація вимагає проведення багатофакторних експериментальних досліджень, під час яких, окрім конструкторських факторів, повинні враховуватись і режим роботи ежекційної системи в свердловині. Задача оптимізації конструкторських та режимних параметрів свердловинної ежекційної системи може бути вирішена шляхом моделювання робочого процесу струминного насоса із залученням сучасних програмних комплексів SolidWorks та ANSYS, які забезпечують необхідну точність розрахункових операцій. Величина ККД ежекційної системи залежить також від глибини її розміщення в свердловині. Визначення оптимальної глибини розміщення ежекційної системи в свердловині передбачає використання ітераційних методів розрахунку із застосуванням відповідних комп'ютерних програм (наприклад Matchad). Розвиток гідроструминного способу експлуатації нафтових свердловин відзначається появою тенденції до спільного компонування ежекційної системи та традиційних видів глибинного насосного обладнання. В конструкції комбінованої нафтовидобувної системи струминний насос створює зону низького тиску на вибої свердловини та інтенсифікує приплив вуглеводнів з продуктивного горизонту, а традиційний вибійний насос здійснює їх транспортування на поверхню. Наявність в свердловині додаткового (струминного) насоса оптимізує умови використання основного насоса, внаслідок чого покращуються енергетичні характеристики вибійної компоновки та підвищується ефективність нафтовидобутку. Аналіз використання гібридних ежекційних технологій свідчить про перспективність даного напрямку розвитку нафтогазовидобувного обладнання.

Ключові слова: нафтовий струминний насос, свердловинна ежекційна система, енергоефективність насосної установки, змішування циркуляційних потоків, гібридні насосні установки.

Проанализированы тенденции развития скважинных струйных насосов, предназначенных для эксплуатации нефтяных месторождений. Стремление оптимизировать процесс смешивания потоков привело к разработке многочисленных конструкций струйных насосов, в которых вместо прямолинейных используются закрученные потоки. Создание в проточной части струйного насоса циркуляционных течений способствует выравниванию скоростей коаксиальных потоков, интенсифицирует процесс обмена энергиями в жидкости и повышает эффективность процесса смешивания. Сочетание прямолинейного и циркуляционного характеров движения потоков позволяет улучшить технические характеристики струйных насосов до 30 %. Так как геометрические размеры и взаимная ориентация элементов проточной части струйного насоса имеют определяющее влияние на энергетическую эффективность эжекционных технологий, их оптимизация требует многофакторных экспериментальных исследований, при проведении которых, кроме конструкторских факторов, должен учитываться и режим работы эжекционной системы в скважине. Задача оптимизации конструкторских и режимных параметров скважинной эжекционной системы может быть решена путем моделирования рабочего процесса струйного насоса с использованием современных программных комплексов SolidWorks и ANSYS, обеспечивающих необходимую точность расчетных операций. Величина КПД эжекционной системы также зависит от глубины ее установки в скважине. Определение оптимальной глубины установки эжекционной системы в скважине предусматривает использование итерационных методов расчета с применением соответствующих компьютерных программ (например, Matchad). Развитие гидроструйного способа эксплуатации нефтяных скважин продиктовано появлением тенденции к совместной компоновке эжекционной системы и традиционных видов глубинного насосного оборудования. В конструкции комбинированной нефтедобывающей системы струйный насос

создаёт зону низкого давления на забое скважины и интенсифицирует приток углеводородов из продуктивного горизонта, а традиционный забойный насос используется для их транспортирования на поверхность. Наличие в скважине дополнительного (струйного) насоса оптимизирует условия использования основного насоса, что приводит к улучшению энергетических характеристик забойной компоновки и повышению эффективности нефтедобычи. Анализ результатов применения гибридных эжекционных технологий свидетельствует о перспективности данного направления развития нефтегазового оборудования.

Ключевые слова: нефтяной струйный насос, скважинная эжекционная система, энергоэффективность насосной установки, смешивание циркуляционных потоков, гибридные насосные установки.

The development trends of hydraulic jet pumps used for the oil-fields exploitation are analyzed. The ambition to optimize the process of mixing flows has led to the emergence of numerous designs of jet pumps, in which swirling flows are used instead of direct flows. The creation of circulation flows in the pump wet end promotes alignment of coaxial flows velocities, intensifies the process of energies exchange in the liquid, and increases the efficiency of the mixing process. The combination of direct and circulation flows gives a possibility to improve the technical characteristics of jet pumps up to 30%. The dimensions and the mutual orientation of the elements of the pump wet end have a decisive influence on the energy efficiency of the ejection technologies implementation. The optimization of dimensions and orientation of the components of the jet pump necessitates multifactorial experimental studies, which, in addition to the design factors, should also take into account the working mode of the ejection system in the well. The task of optimizing the design and mode parameters of a well ejection system can be solved by simulating the work process of the jet pump using modern software complexes Solid Works and ANSYS, which provide the necessary accuracy of the calculation operations. The efficiency of the ejection system also depends on the depth of its location in the well. Determining the optimum depth of installation of the ejection system in the well presupposes the use of iterative calculation methods with the aid of appropriate computer programmes (for example, Matchad). The development of the hydro-jet operation of oil wells is characterized by the tendency of a joint arrangement of the ejection system and traditional types of downhole pumping equipment. In the design of the combined oil-producing system the jet pump creates a low pressure zone in the bottom and intensifies the inflow of hydrocarbons from the production horizon, while the traditional downhole pump transports them to the surface. The presence of an additional (jet) pump in the well optimizes the conditions of the main pump use. It improves the energy characteristics of the bottom-hole assembly and increases the efficiency of oil production. The analysis of the hybrid ejection technologies application indicates the prospects of this trend of oil and gas equipment.

Key words: oil jet pump, well ejection system, energy efficiency of the pump installation, mixing of circulating flows, hybrid pump units.

Вступ

Використання нафтових ежекційних технологій дозволяє суттєво підвищити ефективність розробки родовищ нафти і газу та енергетичну безпеку України. Відсутність рухомих частин, проста та недорога конструкція, і можливість застосування у віддалених важкодоступних районах зумовили поширення ежекційних технологій на більшість виробничих процесів буріння, експлуатації та ремонту нафтових і газових свердловин. Розробка родовищ нафти і газу супроводжується збільшенням величини пластових тисків та зростанням глибини пробурених експлуатаційних свердловин. Підвищення рівня світового споживання нафтопродуктів зумовлює необхідність залучення до експлуатації родовищ важкодоступних вуглеводнів. Зважаючи на неперервне зростання потреби в енергоносіях та ускладнення умов нафтовидобутку, удосконалення відомих та розробка нових технологій, спрямованих на розробку покладів вуглеводнів, є актуальним завданням.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Поширеність використання нафтогазових ежекційних технологій зумовлена можливістю застосування струминного насоса в складних умовах експлуатації свердловин (зокрема в агресивному середовищі) [1]. Свердловинні ежекційні системи дають змогу подовжити тривалість експлуатації нафтових свердловин фонтанним способом, підвищити ефективність застосування занурених електровідцентрових [2] та глибинних штангових [3] насосів під час використання їх спільної компоновки зі струминним насосом. Нафтогазові ежекційні технології дозволяють зберегти економічно обґрунтований обсяг нафтовидобутку на пізніх стадіях розробки родовищ вуглеводнів. Подальше зростання об'ємів використання нафтогазових ежекційних технологій вимагає розвитку теоретичних питань [4], спрямованих на удосконалення методів проектування ежекційних систем. Упродовж сімдесятих років технології застосування струминних насосів при бурінні [5], експлуатації [6] та ремонті [7] нафтових і газових свердловин.

Виділення частини невирішеної проблеми

Світовий досвід використання свердловинних ежекційних систем свідчить про відсутність системних досліджень, спрямованих на визначення впливу експлуатаційних факторів на ефективність застосування струминних насосів. Нестача інформації про діапазон зміни експлуатаційних параметрів свердловинних ежекційних систем ускладнює формування граничних умов, необхідних для вибору конструкцій струминних насосів, що забезпечують їх експлуатацію в оптимальному режимі. Як наслідок, під час проектування конструкцій свердловинних ежекційних систем підвищується небезпека необґрунтованого вибору схем їх розміщення в свердловині та компоновки з іншим глибинним обладнанням, що може негативно вплинути на собівартість видобутої продукції. Пошук нових шляхів удосконалення ежекційних технологій вимагає аналізу основних етапів та тенденцій розвитку свердловинних струминних насосів.

Мета досліджень

Метою досліджень, результати яких розглядаються в даній роботі, є аналіз схем і глибинних компоновок нафтових свердловинних струминних насосів, узагальнення їх конструкцій та виявлення тенденцій до подальшого удосконалення, спрямованого на підвищення ефективності реалізації ежекційних технологій в нафтогазовій промисловості.

Висвітлення основного матеріалу

Використанню нафтових свердловинних струминних насосів посприяли такі їх особливості:

- менша чутливість до вмісту вільного газу та піску в рідині порівняно з іншими свердловинними насосами;
- суттєве зменшення тиску на виході струминного насоса, необхідного для підйому рідини на поверхню, завдяки газліфтному ефекту, який виникає при виділенні вільного газу в НКТ;
- простота конструкції і порівняно малі габарити, відсутність рухомих частин, що забезпечують високу надійність і корозійну стійкість за невисокої вартості насоса;
- надійність струминного насоса значно вища надійності ЕВН і визначається загалом надійністю силового обладнання та підвідних комунікацій. Міжремонтний період свердловинного струминного насоса становить 1-2 роки;

– можливість створення насосів із значною подачею, які опускають в свердловину і піднімають з неї за допомогою робочої рідини.

Компоновка зануреного обладнання містить три суміжні області з різними тисками. Однією з важливих умов нормальної експлуатації струминного насоса є герметичність елементів зануреного обладнання, які утворюють канали змішаного, робочого та ін'єктованого потоків. Контроль герметичності повинен бути основною операцією при уведенні струминного насоса в роботу. Для гідравлічного випробування гідроструминної установки необхідно використовувати спеціальний опресувальний пристрій.

Поширення свердловинних ежекційних систем обмежується низьким ККД струминних насосів. За твердженням окремих авторів, ККД струминного насоса може досягати 0,5, проте його фактичне значення не залежить від фізичних властивостей змішуваних потоків та взаємної орієнтації елементів протічної частини і, як правило, не перевищує величини $\eta = 0,3$. Зважаючи на домінуючий вплив енергетичних показників на ефективність реалізації технологічних процесів, геометричні розміри елементів струминного насоса повинні прийматись з умови досягнення максимального ККД свердловинної ежекційної системи. Недостатня величина ККД струминного насоса пов'язана із значними гідравлічними втратами, що супроводжують процес змішування потоків. Намагання оптимізувати процес змішування потоків викликало появу численних конструкцій струминних насосів, в яких замість прямої течії використовують закручені потоки. Створення в протічній частині струминного насоса циркуляційних течій сприяє вирівнюванню швидкостей коаксіальних потоків, інтенсифікує процес обміну енергіями в рідині та підвищує ефективність процесу змішування. Поєднання прямої та циркуляційної характеристик руху змішуваних потоків дозволяє покращити технічні характеристики струминних насосів до 30%. При цьому завихрення потоку забезпечують двома шляхами:

1. Обертанням елементів протічної частини струминного насоса.
2. Використанням похилих направляючих елементів, розміщених в робочому або ін'єктованому потоці.

Створення обертового руху елементів протічної частини, однак, суперечить основній перевазі застосування струминного насоса, яка полягає у відсутності рухомих механічних частин в конструкції ежекційної системи. Дана

обставина суттєво знижує область використання таких насосів та надійність вибівної компоновки.

Геометричні розміри та взаємна орієнтація елементів протічної частини струминного насоса мають визначальний вплив на енергетичну ефективність реалізації ежекційних технологій. Геометрію приймальної камери, камери змішування та дифузора струминного насоса характеризують наступні параметри, які з метою уніфікації конструкцій, зазвичай, подають у відносній формі:

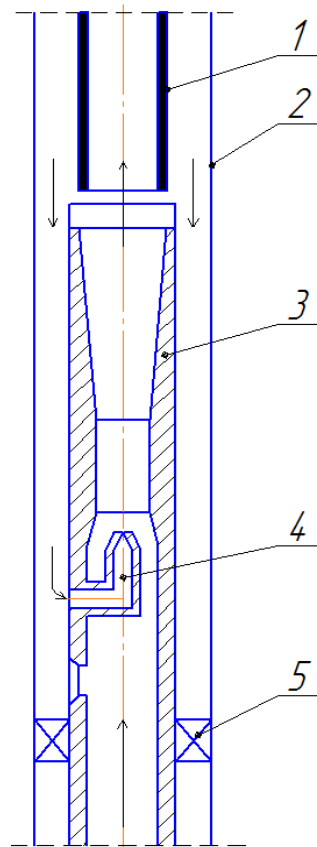
- відстань між робочою насадкою та камерою змішування струминного насоса;
- співвідношення площ перерізів камери змішування та робочої насадки;
- довжина камери змішування та дифузора;
- кут розкриття дифузора.

Зокрема у випадку, якщо довжина камери змішування прийнята меншою за оптимальну, процес вирівнювання профілів швидкостей змішуваних потоків виявляється незавершеним, що негативно впливає на ККД струминного насоса; у випадку перевищення довжини камери змішування зростають гідравлічні втрати на шляху до дифузора струминного насоса, що також призводить до зменшення ККД.

Оптимізація геометричних розмірів та орієнтації елементів струминного насоса вимагає проведення багатфакторних експериментальних досліджень, які крім конструкторських факторів, повинні враховувати і режим роботи ежекційної системи в свердловині. Задача оптимізації конструкторських та режимних параметрів свердловинної ежекційної системи може бути вирішена шляхом моделювання робочого процесу струминного насоса із залученням сучасних програмних комплексів SolidWorks та ANSYS, які забезпечують необхідну точність розрахункових операцій. Слід зауважити, що величина ККД ежекційної системи залежить також від глибини її розміщення в свердловині. Визначення оптимальної глибини розміщення ежекційної системи в свердловині передбачає використання ітераційних методів розрахунку із застосуванням відповідних комп'ютерних програм (наприклад Matchad).

На рисунку 1 показана [8] типова схема пакерного струминного насоса із подаванням робочої рідини каналом затрубного простору.

Пакерні струминні насоси у промисловому масштабі почали використовувати в США фірми Kobe, National та Guiberson у 1970–х роках і на сьогоднішній день застосовують у більше ніж половині свердловин, обладнаних насосними установками.



**1 – НКТ; 2 – експлуатаційна колона;
3 – камера змішування з дифузором;
4 – робоча насадка; 5 – пакер**

Рисунок 1 – Пакерний струминний насос

Поверхнєве обладнання пакерних струминних насосів призначене для здійснення наступних операцій:

- підготовка пластової рідини до її використання як робочої;
- первинна обробка рідини, що видобувається шляхом видалення вільного газу і твердих частинок та додавання в неї хімреагентів;
- створення циркуляції робочої рідини для приведення в дію свердловинного струминного насоса.

Розподіл робочої рідини при централізованій подачі в чисельні близько розміщені свердловини здійснюється за допомогою групової установки.

Устьове обладнання включає лінію подачі робочої рідини, вузол ловильного пристрою для видалення струминного насоса, який скидається, вихідну лінію, гідравлічну обв'язку для створення прямої і зворотної циркуляції в свердловині, клапани та манометри для визначення тиску в трубному і затрубному просторах.

Схема підведення потоків визначає особливості експлуатації пакерного струминного насоса. Видобування нафти по експлуатаційній

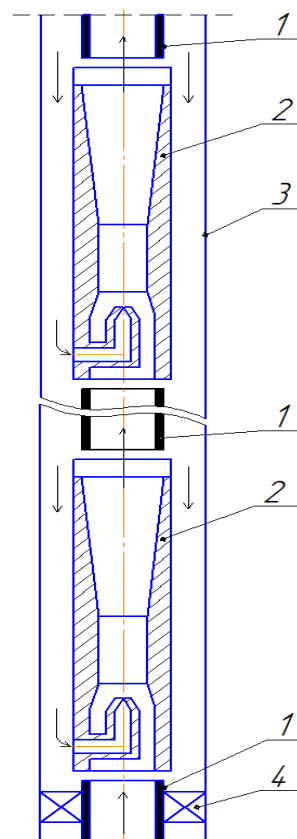
колоні призводить до її кородування, зношування, відкладання у її просторі парафіну і солей. У випадку підйому пластової рідини колоною НКТ експлуатаційна колона піддається дії високого тиску робочої рідини.

Недоліком використання струминного насоса з поверхневим силовим приводом є необхідність підготовки значного об'єму робочої рідини та створення високого тиску на вході в насос. На відміну від компоновки, що складається з дворядного ліфта, для пакерних струминних насосів неможливо визначити статичний та динамічний рівні рідини в затрубному просторі, що ускладнює контроль за роботою ежекційної системи. Крім того, безпакерна компоновка дозволяє швидше виконувати заміну струминного насоса гідравлічним способом і меншим об'ємом робочої рідини. Необхідно також відзначити, що виключення пакера з компоновки дозволяє підвищити надійність експлуатації та зменшити витрати на капітальний ремонт свердловин гідроструминного фонду. Однак, через значну металомісткість компоновки дворядного ліфта перевага її використання у порівнянні з використанням пакерного струминного насоса є сумнівною.

При послідовному з'єднанні пакерних струминних насосів (рис. 2) [9] змішаний потік нижнього струминного насоса спрямовується у всмоктувальну лінію верхнього, а загальний робочий потік, який створюється поверхневим насосним агрегатом, розподіляється між робочими насадками ежекційної системи відповідно до співвідношення гідравлічних опорів її елементів.

Відстань між струминними насосами визначається їх напірною характеристикою, тобто можливістю створювати необхідний напір та витрату пластової рідини на ділянці певної довжини. Наявність двох насосів повинна забезпечити необхідний напір та витрату змішаного потоку по всій довжині колони НКТ. Для підвищення ефективності компоновки нижній струминний насос може мати більше співвідношення діаметрів камери змішування та робочої насадки, ніж верхній насос. Зростання даного співвідношення дозволяє підвищити продуктивність компоновки.

Визначення ефективності послідовно з'єднаних струминних насосів вимагає проведення комплексу теоретичних і промислових досліджень та порівняння отриманих результатів з показниками експлуатації одинарних ежекційних систем.



1 – НКТ; 2 – струминний насос;
3 – експлуатаційна колона; 4 – пакер
Рисунок 2 – Послідовно з'єднані пакерні струминні насоси

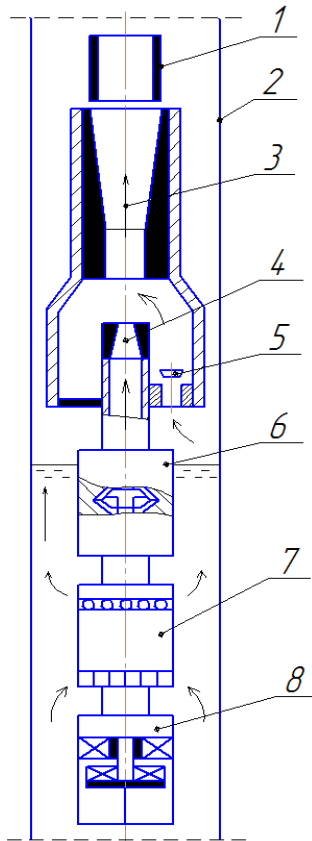
Попередній аналіз гідравлічних зв'язків між елементами послідовного з'єднання пакерних струминних насосів дозволяє встановити два основних фактори, які є визначальними для оцінки ефективності ежекційної системи: витрата робочого потоку та вид гідравлічного опору, встановленого в напірній і всмоктувальній лінії.

Витрата робочого потоку для кожного з насосів компоновки зменшується порівняно з одинарним струминним насосом. При цьому зменшується швидкість потоку в робочій насадці і імовірність виникнення кавітації. Одночасно зменшується максимально допустима глибина розміщення ежекційної системи, яка визначається величиною граничного напору струминного насоса. Слід також зауважити, що коефіцієнт інжекції буде меншим для нижнього струминного насоса, оскільки він повинен подолати гідравлічний опір каналу НКТ, розміщених нижче верхнього струминного насоса.

Таким чином, ефективність та доцільність використання послідовно з'єднаних пакерних струминних насосів повинна бути встановлена в процесі досліджень.

Порівняно із струминним насосом з поверхневим приводом система «Тандем» [10] має такі переваги (рис. 3):

- підвищення ККД установки за рахунок виключення трубопроводу для подавання робочої рідини;
- спрощення конструкції установки та підвищення надійності за рахунок виключення пакера та обладнання для приготування робочого потоку.



1 – колона НКТ; 2 – свердловина; 3 – камера змішування з дифузorzом; 4 – робоча насадка; 5 – зворотний клапан; 6 – ЕВН; 7 – газосепаратор; 8 – електродвигун
Рисунок 3 – Схема насосно-ежекторної системи «Тандем»

Основною причиною створення компоновки «Тандем» є накопичення газу в затрубному просторі свердловини. Використання ефективних газосепараторів в комплекті з ЕВН, крім усунення шкідливого впливу газу на роботу насоса в багатьох випадках викликає явище підйому частини продукції по затрубному простору, внаслідок чого відбувається відкладення твердої фази на внутрішній поверхні експлуатаційної колони, на зовнішній поверхні НКТ і кабеля. Це може викликати утворення глухих парафіногідратних корків, для ліквідації яких необхідні високовартісні роботи з капітального

ремонту свердловин. Устьовий клапан, який з'єднує затрубний простір з колектором (поверхневим трубопроводом), спрацьовує, коли тиск в затрубному просторі перевищує тиск на усті свердловини.

Тиск на усті видобувних свердловин може досягати 3 МПа. Це пов'язано з необхідністю транспортування продукції свердловини до замірних вузлів та дотискних насосних станцій. В зимовий час, навіть за незначного вмісту води в продукції свердловини клапан замерзає, і в затрубному просторі накопичується газ.

Ще однією важливою причиною створення системи «Тандем» є існуюче обмеження внутрішнього діаметра експлуатаційної колони, яке не дозволяє застосувати насоси ЕВН необхідного типорозміру. Так, особливістю свердловин ОАО «Юганскнафтогаз» є неможливість використовувати електровідцентрові насоси габариту 5А та 6. Використання системи «Тандем» дозволяє меншим типорозміром електровідцентрового насоса експлуатувати свердловини в області високих подач.

Технологія «Тандем» була розроблена в МІНГ ім. І.М. Губкіна у 80-х роках минулого століття і на початок 2000 років реалізована більше, ніж в 600 свердловинах Росії та Білорусії.

При експлуатації насосно-ежекторної системи «Тандем» (рис. 3) продукція з свердловини 2 надходить на газосепаратор 7. Далі рідина прямує на електровідцентровий насос 6 і через робочу насадку 4 та камеру змішування з дифузorzом 3 надходить у колону НКТ. Відсепарований газ з газового сепаратора 7 надходить в затрубний простір, звідки через клапан 5 всмоктується в протічну частину струминного насоса. Ежекцію газу та рідини з затрубного простору здійснюють в зоні, розміщеній нижче рівня утворення відкладів твердої фази (парафіну, смол, асфальтенів, газогідратів). Завдяки використанню електровідцентрового насоса меншого типорозміру в установках «Тандем» в декілька разів зменшуються витрати на електроенергію порівняно із стандартною експлуатацією ЕВН.

Досвід експлуатації систем «Тандем» протягом останніх 30 років дозволив сформулювати основні переваги використання даної технології:

- збільшення відбору рідини і газорідинної суміші з свердловини за рахунок інжекції їх із затрубного простору;
- переведення експлуатації малодобітних свердловин (з використанням ЕВН) з періодичного в стаціонарний режим роботи;
- збільшення міжремонтного періоду серійних ЕВН;

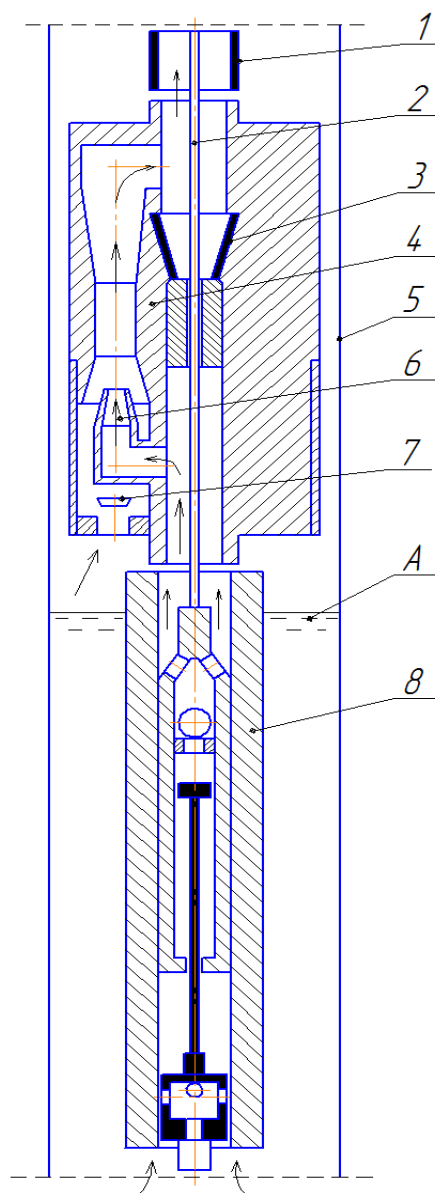
- стабілізація струмових навантажень на електропривод;
- успішна адаптація системи «Тандем» до нестационарних умов, викликаних зміною пластового тиску, продуктивності пласта, проявів вільного газу тощо.

Позитивний досвід спільного використання електровідцентрового та струминних насосів посприяв появі низки дослідних гібридних ежекційних компоновок.

Свердловинний ежектор [3] (рис. 4) відрізняється від компоновки «Тандем» типом силового привода струминного насоса: електровідцентровий насос замінений на штанговий свердловинний. При цьому збережена основна мета розробки нової компоновки: зменшення негативного впливу вільного газу на роботу свердловинного насоса. Зважаючи на величину подачі, яка може створюватись з використанням штангового насоса, свердловинний ежектор призначений для використання в малодобітних свердловинах на пізніх стадіях їх експлуатації.

Потік пластової рідини за допомогою штангового насоса 8 спрямовується на робочу насадку 6 струминного насоса (рис. 4). Внаслідок високої швидкості витікання газорідинної суміші з робочої насадки в приймальній камері створюється зона низького тиску, зворотний клапан 7 відкривається, і вільний газ із затрубного простору надходить в протічну частину струминного насоса. Вільний газ зустрічається з рідиною, що виходить з робочої насадки, і через камеру змішування та дифузор газорідинна суміш надходить в НКТ. Необхідно відзначити, що штанговий насос не є менш чутливим за електровідцентровий насос до вмісту в продукції свердловини вільного газу, наявність якого зменшує ступінь наповнення робочої камери.

Перша згадка про можливість використання штангового свердловинного насоса в спільній компоновці з свердловинним ежектором належить Молчанову В.А. (ОАО «Сервіс Уфа»). Ним запропоновано дві конструкції свердловинного струминного насоса – перша схема стосується класичного ежектора, друга – струминного насоса з кільцевим соплом, утвореним центральним тілом у вигляді насосної штанги. Авторами ідеї проведені лабораторні експериментальні дослідження можливості експлуатації струминного насоса в умовах, близьких до промислових. В Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу розроблена захищена патентом конструкція свердловинного ежектора з приводом від штангового насоса.



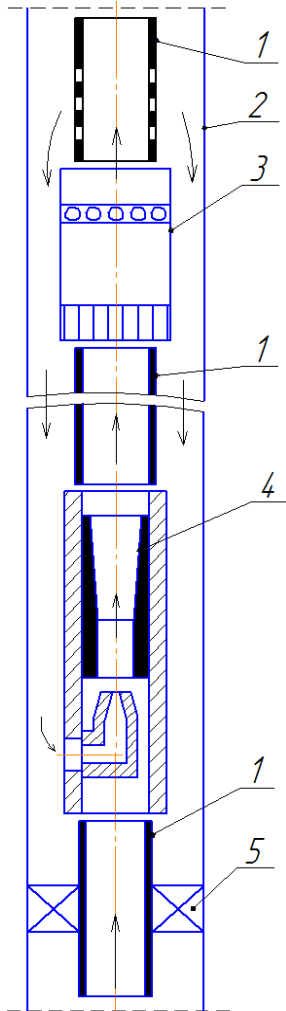
1 – НКТ; 2 – штанга; 3 – фіксатор;
4 – камера змішування з дифузором;
5 – експлуатаційна колона; 6 – робоча насадка;
7 – зворотний клапан; 8 – штанговий насос;
А – динамічний рівень рідини в свердловині
Рисунок 4 – Свердловинний ежектор з приводом від штангового глибинного насоса

На відміну від компоновки «Тандем», свердловинний ежектор відрізняється періодичною зміною в часі витрати робочого потоку, яка визначається законом руху точки підвісу штанги та рухомих елементів верстата-качалки. Зважаючи на суттєву залежність режиму роботи струминного насоса від величини витрати робочого потоку, завданням майбутніх досліджень є визначення критичних значень кутів поворота кривошипа верстата-качалки, які забезпечують робочий режим експлуатації ежекційної системи.

Спільне використання струминного та плунжерного насосів дозволяє зменшити навантаження на привод штангового глибинного насоса [3] та здійснювати видобування високо-в'язкої нафти [11].

Гібридна компоновка струминного насоса та газліфтною установки дозволяє, порівняно з використанням електровідцентрових і гвинтових насосів, зберегти кошти на обслуговування свердловин [2]. Відоме також використання струминного насоса для підвищення ефективності експлуатації свердловин гвинтовими насосами.

На відміну від компоновки «Тандем», в свердловинній гідравлічній системі, зображеній на рисунку 5, струминний насос знаходиться [12] нижче рівня розміщення електровідцентрового насоса, а між ними знаходиться колона НКТ розрахункової довжини.



**1 – НКТ; 2 – свердловина; 3 – ЕВН;
4 – струминний насос; 5 – пакер**

Рисунок 5 – Послідовне з'єднання струминного та електровідцентрового насосів

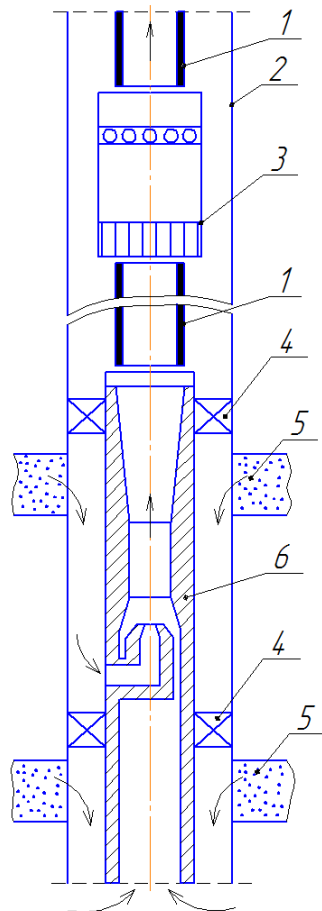
Потік рідини, який створюється насосом ЕВН, після виходу з напірного патрубку (рис. 5) поділяється на дві частини: один потік рухається вгору до устя свердловини, а другий, пройшовши затрубний простір, рухається в напрямку до вибою і формує робочий потік розміщеного на вибої струминного насоса. Після проходження робочої насадки даний потік формує в приймальній камері струминного насоса зону низького тиску, яка сполучається з продуктивним горизонтом і створює умови для надходження пластової рідини в свердловину. Після з'єднання робочого та інжектваного потоку змішаний потік колоною НКТ надходить у всмоктувальну лінію електровідцентрового насоса. Співвідношення витрат висхідного та низхідного потоків після поділу загального потоку, створюваного насосом ЕВН, визначається величиною гідравлічного опору каналів НКТ, затрубного простору та робочої насадки струминного насоса.

За задумом авторів конструкції, нижній струминний насос створює в свердловині умови для надходження пластової рідини з продуктивного горизонту, а верхній насос ЕВН транспортує її на поверхню.

На відміну від компонок з паралельним розміщенням струминного насоса, в запропонованій схемі відсутній поділ робочого потоку на дві складові. Зважаючи на визначальну роль величини робочої витрати на характеристику ежекційної системи послідовне розташування струминного та електровідцентрового насосів має перспективи промислового використання. Ефективність роботи компоновки у складі послідовно з'єднаних струминного та електровідцентрового насосів може бути визначена у ході досліджень.

Роздільна експлуатація багатопластових родовищ передбачає [13] послідовне з'єднання електровідцентрового насоса та розміщеного на вибої струминного насоса, встановленого між двома пакерами (рис. 6). Кінцевий простір між пакерами сполучається з верхнім продуктивним горизонтом, а кільцевий простір, розміщений нижче рівня встановлення нижнього пакера, сполучається з нижнім продуктивним горизонтом і всмоктувальною лінією струминного насоса. Наведена на рисунку 6 схема може бути реалізована у випадку, коли тиск і продуктивність верхнього пласта перевищують аналогічні параметри нижнього продуктивного горизонту. Верхній продуктивний горизонт в даному випадку є джерелом робочого або активного потоку, а нижній горизонт формує інжектований потік. Внаслідок витікання з великою шви-

дкістю з робочої насадки пластової рідини верхнього горизонту в приймальній камері струминного насоса створюється зона низького тиску, яка сприяє підсмоктуванню пластової рідини нижнього продуктивного горизонту.



1 – НКТ; 2 – експлуатаційна колона;
3 – ЕВН; 4 – пакер; 5 – продуктивний
горизонт; 6 – струминний насос

Рисунок 6 – Насосна установка для
експлуатації багатопластових родовищ

Після вирівнювання швидкостей в камері змішування струминного насоса сумарний потік, який надходить з верхнього та нижнього горизонтів, через дифузор струминного насоса прямує в канал НКТ і надходить у всмоктувальну лінію електровідцентрового насоса. Електровідцентровий насос транспортує продукцію свердловини на поверхню каналом НКТ. Як і в попередній схемі, в даній компоновці струминний насос забезпечує надходження пластової рідини в свердловину, а електровідцентровий насос транспортує її на поверхню.

Нведена на рисунку 6 схема насосної установки запропонована в ООО «КогалимНДП-нафта» та ООО «Лукойл-Західний Сибір». Передбачений також варіант використання аналогічної схеми для випадку перевищення продук-

тивності та тиску нижнього продуктивного горизонту порівняно з верхнім. В цьому випадку конструктивне виконання струминного насоса передбачає використання нижнього продуктивного горизонту для створення робочого (активного) потоку, а верхній продуктивний горизонт формує інжектований потік.

Слід зауважити, що ефективність зображеної на рисунку 6 схеми на сьогоднішній день не доведена промисловими дослідженнями.

Висновок

1. Коефіцієнт корисної дії свердловинної ежекційної системи може бути підвищений на основі удосконалення процесу змішування потоків шляхом створення в протічній частині струминного насоса циркуляційних (вихорових) течій. При цьому зростають напір та коефіцієнт ежекції струминного насоса. Циркуляційні течії в протічній частині струминного насоса доцільно створювати за допомогою похилих направляючих елементів, розміщених в робочому та інжектованому потоках. Завихрення потоку в свердловинних струминних насосах може бути рекомендована при реалізації довготривалих технологічних процесів, наприклад, при видобуванні пластового флюїду. Розробка конструкцій «вихорових» струминних насосів потребує теоретичного обґрунтування.

2. Підвищення ефективності застосування нафтогазових ежекційних технологій може бути досягнуто шляхом оптимізації вибору конструкторських, режимних та експлуатаційних параметрів використання свердловинних струминних насосів. Ефективність вибору конструкторських і експлуатаційних та прогнозування режимних параметрів свердловинних струминних насосів може бути підвищена шляхом використання сучасних програмних комплексів SolidWorks, ANSYS та Matchad, які забезпечують необхідну точність проведення розрахункових операцій.

3. Розвиток гідроструминного способу експлуатації нафтових свердловин відзначається появою тенденції до спільного компонування ежекційної системи та традиційних видів глибинного насосного обладнання. В конструкції комбінованої нафтовидобувної системи струминний насос створює зону низького тиску на вибої свердловини та інтенсифікує приплив вуглеводнів з продуктивного горизонту, а традиційний вибійний насос здійснює їх транспортування на поверхню. Наявність в свердловині додаткового (струминного) насоса оптимізує умови використання основного насоса, внаслідок

док чого покращуються енергетичні характеристики вибівної компоновки та підвищується ефективність нафтовидобутку. Аналіз використання гібридних ежекційних технологій свідчить про перспективність даного напрямку розвитку нафтогазовидобувного обладнання.

Завдання подальших досліджень полягає в експериментальній перевірці ефективності використання удосконалених конструкцій свердловинних струминних насосів під час їх експлуатації в оптимальному режимі.

Література

1 Паневник А.В. Определение эксплуатационных параметров наддоложной эжекторной компоновки / А.В. Паневник, И.Ф. Конкур, Д.А. Паневник // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №3. – С. 70-73.

2 Nunez O.A. Gas lift jet pump hybrid completion reduces non-productive time during unconventional well production / O.A. Nunez, T.S. Pough, I. Hubbard / SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Buenos Aires, Argentina, 1-3 June 2016. - SPE - 180958 - MS. - 9 p.

3 Дубей О.Я. Підвищення ефективності установок свердловинних штангових насосів шляхом застосування нафтогазових ежекторів: дис. ... канд. техн. наук: 05.05.12 / Дубей Ольга Ярославівна. – Івано-Франківськ, 2017. – 217 с.

4 Velychkovych A.S. Study of the stress state of the downhole jet pump housing / A.S. Velychkovych, D.O. Panevnyk // Науковий вісник НГУ. – 2017. – №5. – Р. 50-55.

5 Паневник Д.А. Оценка напряженного состояния корпуса наддоложного гидроэлеватора / Д.А. Паневник, А.С. Величкович // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №1. – С.70-73.

6 Liknes F. Jet pump / Liknes F. // Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2013. – 109 p.

7 Syed A.A. Coiled-tubing vacuum removes drilling-induced damage / A.A.Syed, C.H. Jeffrey, F.D.Gino // Oil and Gas Journal. – 2002. – Vol.100. – No 13. – P. 41-46.

8 Териков В.А. Промысловые исследования скважин Самотлорского месторождения, оборудованных установками пакерных гидроструйных насосов, и перспективы развития гидроструйного способа эксплуатации / В.А. Териков, А.Н. Дроздов // Нефтепромысловое дело. – 2003. – №4. – С. 20–24.

9 А.с. 1244391 СССР, F04F 5/02. Скважинный струйный насос / В.П. Петриченко, П.М. Сиваев, В.К. Черкашин (СССР). –

№ 3839482/25–06; заявл. 04.01.85; опубл. 15.07.86, Бюл. № 26.

10 Мищенко И.Т. Струйные насосы для добычи нефти / И.Т. Мищенко, Х.Х. Гумерский, В.П. Марьенко. – М.: Нефть и газ, 1996. – 150 с.

11 Shen I. Application of composite jet-rod pumping system in a deep heavy-oil field in Tarim China / I. Shen, X. Wu, I. Wang // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19-22 September 2010. - SPE 134068. - 8 p.

12 Пат. 2177534 Российской Федерации, МПК E21B 43/00. Способ добычи нефти / Пасечник М.П., Коряков А.С.; заявитель патентообладатель ОАО „Сибнефть–Ноябрьск-нефтегазгеофизика„ – №2000106533/03; заявл. 20.03.2000 опуб. 27.12.2001. – 8 с. : ил.

13 Пат. 2282759 Российской Федерации, МПК F04F 5/54, E21B 43/14. Способ работы скважинной струйной установки при эксплуатации многопластовых месторождений / Павлов Е.Г., Потрясов А.А., Сергиенко В.Н., Валеев М.А., Рахматуллин В.Н.; Заявитель и патентообладатель ОАО Когалымский научно-исследовательский и проектный институт нефти. – № 2005106506/20; заявл. 20.06.2005; опуб.27.08.2006.– 5 с.: ил.

REFERENCES

1 Panevnik A.V. Opredelenie ekspluatatsionnyh parametrov naddolnoy ezhektornoj komponovki / A.V. Panevnik, I.F. Konkur, D.A. Panevnik // Neftyanoe hozyajstvo. - 2018. - №3. - pp. 70-73.

2 Nunez O.A. Gas lift jet pump hybrid completion reduces non-productive time during unconventional well production / O.A. Nunez, T.S. Pough, I. Hubbard / SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Buenos Aires, Argentina, 1-3 June 2016. - SPE - 180958 - MS. - 9 p.

3 Dubej O.Ya. Pidvishennya effektivnosti ustanovok sverdlvinnih shtangovih nasosiv shlyahom zastosuvannya naftogazovih ezhektoriv: dis. ... kand. tehn. nauk: 05.05.12 / Dubej Olga Yaroslavivna. - Ivano-Frankivsk, 2017. - 217 p.

4 Velychkovych A.S. Study of the stress state of the downhole jet pump housing / A.S. Velychkovych, D.O. Panevnyk // Naukovyj visnyk NGU. - 2017. - №5. - pp. 50-55.

5 Panevnik D.A. Ocenka napryazhennogo sostoyaniya korpusa naddolnogo gidroelevatora / D.A. Panevnik, A.S. Velichkovich // Neftyanoe hozyajstvo. - 2017. - №1. - pp. 70-73.

6 Liknes F. Jet pump / Liknes F. -- Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2013. - 109 p.

7 Syed A.A. Coiled-tubing vacuum removes drilling-induced damage / A.A.Syed, C.H. Jeffrey, F.D.Gino // Oil and Gas Journal. - 2002. - Vol.100. - No 13. - pp. 41-46.

9 A.s. 1244391 SSSR, F04F 5/02. Skvazhinnyj strujnyj nasos / V.P. Petrichenko, P.M. Sivaev, V.K. Cherkashin (SSSR). – No 3839482/25–06; zayavl. 04.01.85; opubl. 15.07.86, Byul. No 26.

10 Mishenko I.T. Strujnye nasosy dlya dobychi nefi / I.T. Mishenko, H.H. Gumerskij, V.P. Marenko. – M.: Neft i gaz, 1996. – 150 p.

11 Shen I. Application of composite jet-rod pumping system in a deep heavy-oil field in Tarim China / I. Shen, X. Wu, I. Wang // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19-22 September 2010. - SPE 134068. - 8 p.

12 Pat. 2177534 Rossijskoj Federacii , MPK E21V 43/00. Sposob dobychi nefi / Pasechnik M.P.,KoryakovA.S.; zayaviteli patentoobladatel OAO „Sibneft–Noyabrskneftegazgeofizika”. – No 2000106533/03; zayavl. 20.03.2000 opub. 27.12.2001. – 8 p. : il.

13 Pat. 2282759 Rossijskoj Federacii, MPK F04F 5/54, E21B 43/14. Sposob raboty skvazhinnoj strujnoj ustanovki pri ekspluatácii mnogoplastovyh mestorozhdenij / Pavlov E.G., Potryasov A.A., Sergienko V.N., Valeev M.A., Rahmatullin V.N.; Zayavitel i patentoobladatel OAO Kogalymskij nauchno–issledovalskij i proektnyj institut nefi. – No 2005106506/20; zayavl. 20.06.2005; opub.27.08.2006. – 5 p.: il.

ПРОЕКТУВАННЯ ТРАЄКТОРІЇ ПРОСТОРОВО ВИКРИВЛЕНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

І.В. Воєвідко, В.В. Токарук*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська 15, тел. (0342) 727165,
e-mail: v a s y l . t o k a r u k @ g m a i l . c o m*

Природне просторове викривлення пов'язано з невідповідністю типу КНБК геологічним і технологічним умовам буріння певного інтервалу, а також похибками при проведенні геологорозвідувальних робіт. Запропонована методика, яка передбачає максимальне використання природного викривлення та застосування неорієнтованих компоновок низу бурильної колони. Основна ідея цієї методики полягає в тому, що проектування траєкторії свердловини здійснюється в напрямку з центра кола допуску до устя. Описано основні ділянки, з яких складається траєкторія просторово викривленої свердловини, з ділянкою великого діаметра у верхніх інтервалах. Наведено вхідні дані, необхідні для проектування профілю. Висвітлено методику розрахунку ділянки буріння за допомогою неорієнтованих КНБК, яка складається з декількох операцій, що циклічно повторюються, причому кожний наступний відрізок інтервалу стовбура свердловини проектується із врахуванням зміни зенітного і азимутального кутів на попередньому інтервалі. Проведено огляд технічних засобів для буріння ділянки стовбура, яка проводиться за допомогою орієнтованих КНБК. При роторному бурінні технічні засоби і технологія орієнтованого буріння досить складні, тому частіше використовуються відхилювачі з вибійними двигунами. В результаті розрахунку траєкторії свердловини з різними точками переходу між орієнтованими і неорієнтованими КНБК на осі, паралельній азимутальному напрямку, формується масив точок переходу від ступеневих до орієнтованих компоновок. При нанесенні цих точок на план свердловини формується проміжне поле допуску зміни КНБК. За допомогою цього поля можна здійснювати вибір оптимальної ступінчастої КНБК, керуючись необхідними значеннями зенітного кута на кінцевому етапі буріння стовбура великого діаметра і кінцевою глибиною цього інтервалу. На основі розробленої методики авторами створено програмне забезпечення, яке дозволяє автоматизувати процес проектування траєкторії свердловини. При цьому враховується зміна геології по розрізу свердловини, технічні параметри її конструкції і технологічні параметри буріння. Використовуючи запропоноване програмне забезпечення, було здійснено проектування траєкторії свердловини з прив'язкою до певних гірничо-геологічних умов буріння.

Ключові слова: просторово викривлена свердловина, проектування профілю, ступенева КНБК, неорієнтована КНБК, коло допуску, відхилювач.

Естественное пространственное искривление связано с несоответствием типа КНБК геологическим и технологическим условиям бурения определенного интервала, а также погрешностями при проведении геологоразведочных работ. Предложена методика, которая предусматривает максимальное использование естественного искривления и применение неориентированных компоновок низа бурильной колонны. Основная идея этой методики заключается в том, что проектирование траектории скважины осуществляется в направлении из центра круга допуска к устью. Описаны основные участки, составляющие траекторию пространственно искривленной скважины с участком большого диаметра в верхних интервалах. Приведены исходные данные, необходимые для проектирования профиля. Предложена методика расчета участка бурения с помощью неориентированных КНБК, состоящая из нескольких циклически повторяющихся операций, причем каждый последующий отрезок интервала ствола скважины проектируется с учетом изменения зенитного и азимутального углов на предыдущем интервале. Проведен обзор технических средств для бурения участка ствола, который сооружается с помощью ориентированных КНБК. При роторном бурении технические средства и технология ориентированного бурения достаточно сложны, поэтому чаще используются отклонители с забойными двигателями. В результате расчета траектории скважины с различными точками перехода между ориентированными и неориентированными КНБК на осі, параллельной азимутальному направлению, формируется массив точек перехода от ступенчатых к ориентированным компоновкам. При нанесении этих точек на план скважины, формируется эллипс промежуточных глубин изменения КНБК. С помощью этого эллипса можно осуществлять выбор оптимальной ступенчатой КНБК, руководствуясь необходимыми значениями зенитного угла на конечном этапе бурения ствола большого диаметра и конечной глубиной этого интервала. На основе разработанной методики авторами создано программное обеспечение, которое позволяет автоматизировать процесс проектирования траектории скважины. При этом учитывается изменение геологии по разрезу скважины, технические параметры ее конструкции и технологические параметры бурения. С использованием предлагаемого

програмного забезпечення спроектована траекторія скважини з привязкою к определенным горно-геологическим условиям бурения.

Ключевые слова: пространственно искривленная скважина, проектирование профиля, ступенчатая КНБК, неориентированная КНБК, круг допуска, отклонитель.

Natural spatial deviation is due to the non-conformity of the type of a BHA and geotechnical drilling conditions at a certain interval, as well as mistakes in conducting geological exploration. The article presents the method which benefits the most from the natural deviation and the use of non-directional bottom hole assemblies. The main idea of this method lies in the fact that the design of the well trajectory is directed from the center of the target area to the wellhead. The article describes the main sections which constitute the trajectory of a spatially deviated well including the section of big diameter in the upper intervals. The input data necessary for designing the profile are given. The authors present the method of calculating the drilling lot using non-directional BHAs. The method consists of several cyclic repetitive operations and each subsequent interval of the wellbore is designed taking into account the change of the inclination and azimuthal angles in the previous interval. The authors conduct the survey of devices for drilling the borehole section which is made using a directional BHA. In rotor drilling, the technical devices and directional drilling technology are quite complex, therefore whipstocks with mud motors are used more often. As a result of calculating the trajectory of the well with different transition points between directional and non-directional BHAs on the axis parallel to the azimuth direction, an array of transition points from two-axis to single-axis directional BHAs is formed. When drawing these points on the well plan, the ellipse of intermediate depths of BHA change is formed. This ellipse makes it possible to choose the optimal two-axis BHA using the necessary inclination angle values at the final stage of drilling a big diameter wellbore and using the final depth of this interval. On the basis of this method the authors create software that allows automating the process of designing the well trajectory, taking into account the change of geology in the log, technical parameters of wells construction and technological parameters of drilling. This software was used while designing a well trajectory, referring to certain geological drilling conditions.

Keywords: spatially deviated well, well trajectory design, two-axis BHA, non-directional BHA, target, whipstock.

Вступ

Переважна більшість похило скерованих свердловин, що проектується з плоским профілем, в процесі буріння природно викривляються в просторі, при цьому інтенсивність просторового викривлення стовбура досягає значних величин.

Природне просторове викривлення пов'язане з невідповідністю типу КНБК геологічним і технологічним умовам буріння певного інтервалу, а також з похибками при проведенні геологорозвідувальних робіт. Крім того, просторове викривлення стовбура є необхідною умовою для виконання сітки свердловин для розробки родовища кущовим методом.

У зв'язку з цим, практичний інтерес становить вирішення завдання проектування оптимального профілю свердловини просторового типу, що відповідає вимогам надійності як з точки зору технічної споруди, так і при оцінюванні ефективності її експлуатації.

Аналіз публікацій та висвітлення невришених раніше проблем

Стандартна методика проектування профілю свердловини передбачає задання координат устя і вибою свердловини, а проектування траекторії свердловини зводиться до керування віссю стовбура свердловини у верхніх інтерва-

лах з допомогою орієнтованих засобів з таким розрахунком, щоб завдяки природному викривленню вибій в нижніх інтервалах потрапив у задане коло допуску. Такий підхід до проектування свердловини передбачає поінтервальне обчислення зміни зенітного і азимутального кутів у процесі поглиблення свердловини та побудову плану свердловини згідно отриманих при розрахунку значень кутів і горизонтальних проекцій. У випадку, коли кінцева точка розрахункового профілю не потрапляє в коло допуску, проводиться коригування координат устя свердловини і здійснюється повторний розрахунок профілю свердловини. [1, 3]

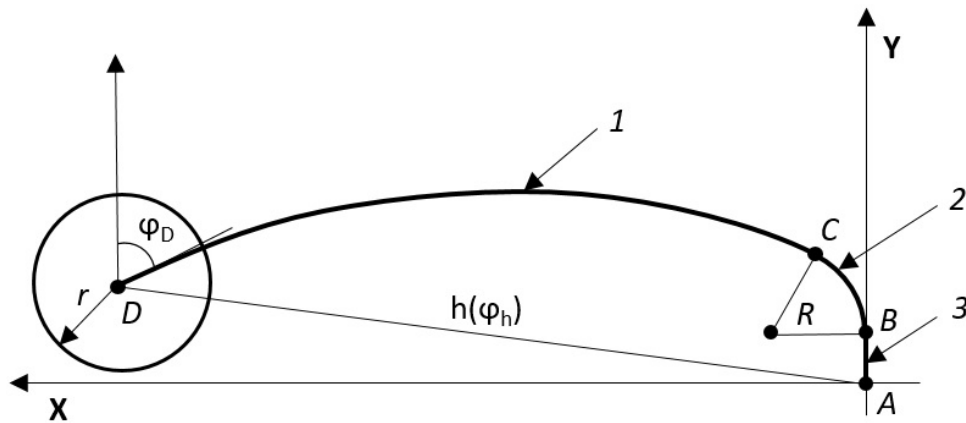
Ця методика проектування профілю свердловини має ряд недоліків, основними з яких є низька точність отриманих даних, необхідність проведення повторних розрахунків зі зміною координат устя свердловини.

Ціль та задачі дослідження

Метою цієї статті є висвітлення методики проектування траекторії просторово викривленої свердловини з ділянкою великого діаметра в верхніх інтервалах.

Виклад основного матеріалу

Пропонується принципово нова методика проектування траекторії свердловини з ділян-



1 – інтервал буріння неорієнтованою КНБК; 2 – інтервал буріння орієнтованою КНБК;
3 – інтервал буріння за допомогою КНБК з двома породоруйнуючими інструментами

Рисунок 1 – Схема плану траєкторії свердловини для проведення проектування профіля

кою великого діаметра у верхніх інтервалах. Ця методика передбачає максимальне використання природного викривлення та застосування спрощених (неорієнтованих) компоновок низу бурильної колони. Основна ідея цієї методики полягає в тому, що проектування траєкторії свердловини здійснюється в напрямку з центра кола допуску до устя. Такий підхід дозволяє визначити глибину $m.C$, на якій необхідно змінити тип компоновки з неорієнтованої на орієнтовану, і визначити оптимальну глибину закінчення буріння інтервалу з використанням ступеневої ступеневої КНБК.

Використовуючи цей спосіб проектування, траєкторію свердловини можна умовно поділити на три інтервали (рис. 1) і в подальшому здійснювати окреме проектування кожної з цих ділянок:

- інтервал буріння за допомогою неорієнтованих КНБК, на якому зміна зенітного і азимутального кутів здебільшого залежить від геологічних умов буріння (див. рис. 1, крива DC);
- інтервал буріння з використанням орієнтованих КНБК, до складу яких входить відхилювач чи кривий перехідник (див. рис. 1, крива CB); вибір початкової точки буріння цього інтервалу ($m.B$) дозволяє коригувати траєкторію свердловини для попадання вибою в коло допуску, що здійснюється за рахунок вибору відповідної ступеневої КНБК, за допомогою якої проводиться стовбур у верхньому інтервалі буріння;
- інтервал буріння стовбура великого діаметра ступеневою КНБК, що складається з долота, розширювача і відповідної кількості ОЦЕ (див. рис. 1, крива BA).

Цей спосіб КНБК має ряд переваг перед традиційним методом проектування профілю свердловини:

- вища точність, оскільки точка, з якої починається розрахунок, знаходиться на вибої свердловини (відповідно, в центрі кола допуску);
- здійснення меншої кількості розрахункових операцій, оскільки проектний вибір знаходиться в центрі кола допуску і немає необхідності в уточненні результатів розрахунку;
- в процесі розрахунку виділяються точки переходу між описаними вище ділянками буріння за допомогою різних типів КНБК, що дозволяє вибрати оптимальну траєкторію свердловини.

На рисунку 1 наведено схему плану траєкторії свердловини і позначено основні параметри, що використовуються при її проектуванні.

Процес проектування профілю свердловини згідно з способом, описаним вище, проводиться в такій послідовності:

1. Формування набору вихідних даних [1]:
 - проектна глибина свердловини (H);
 - величина зміщення проектного вибою відносно устя свердловини (h) і його азимутальний напрям (ϕ_n);
 - глибини спускання і діаметри обсадних колон, а також параметри КНБК, що використовуються при бурінні;
 - інтервал буріння з використанням орієнтованої КНБК, тип відхилювача і кут перекосу його осей;
 - зенітний (α_D) і азимутальний (ϕ_D) кути входу в продуктивний пласт і товщина останнього;
 - характеристики гірських порід по розрізу свердловини, а саме: інтервали залягання порід з однаковими механічними властивостями, кути падіння пластів, напрям їх підняття, індекс анізотропії гірських порід.
2. Розрахунок ділянки траєкторії свердловини, що формується під дією природного ви-

кривлення. Цей етап поділяється на декілька операцій, що циклічно повторюються, причому кожний наступний відрізок інтервалу стовбура свердловини проектується із врахуванням зміни зенітного і азимутального кутів на попередньому інтервалі:

- визначення відхиляючої сили на долоті, що виникає внаслідок напруженого деформованого стану бурильної колони, шляхом розв'язування системи диференціальних рівнянь;
- розраховується інтенсивність зенітного викривлення інтервалу стовбура свердловини з використанням формули, отриманої М.П. Гулізаде [2];
- розраховується зенітний і азимутальний кути у верхній точці кожного інтервалу, враховуючи значення зенітної і азимутальної інтенсивності викривлення в верхній точці попередньої ділянки, використовуючи припущення, що на всій її довжині значення інтенсивності викривлення зберігається однаковим;
- визначаються горизонтальні і вертикальні довжини проєкцій певного інтервалу стовбура свердловини.

При виконанні розрахунків здійснюється припущення, що нульовий напрям азимуту співпадає з напрямком підняття пластів на інтервалі буріння ступеневою КНБК. При цьому всі подальші операції при проектуванні здійснюються відносно так званого «умовного» азимуту з врахуванням поправки на різницю між реальним і умовним азимутами на кінцевому етапі розрахунку.

3. Визначення координат точки переходу від неорієнтованої до орієнтованої КНБК (див рис.2, т.С), здійснення розрахунку радіуса викривлення траєкторії цієї ділянки і вибір КНБК з відповідним кутом перекоосу осей на відхилювачі. Радіус викривлення розраховується з умови, що буріння цього інтервалу здійснюється по гвинтовій лінії зі зміною азимуту при стабільному зенітному куті, який співпадає з кутом в верхній точці ділянки траєкторії свердловини, проведеної неорієнтованою КНБК.

Для штучного викривлення свердловин в певному напрямку використовуються відхилювачі. При роторному бурінні технічні засоби і технологія орієнтованого буріння досить складні, тому частіше використовуються відхилювачі з вибійними двигунами. З їх допомогою на породоруйнуючому інструменті створюється відхиляюча сила, або між віссю свердловини і віссю долота виникає деякий кут перекоосу. Найчастіше ці чинники діють в комплексі. Доведено, що для будь-якої системи, що відхиляє КНБК, за відсутності прогину турбобура і бу-

ріння стовбура свердловини при різних співвідношеннях діаметрів долота і турбобура, викривлення стовбура внаслідок фрезерування стінки свердловини в 4,84 рази більше, ніж в результаті асиметричного руйнування вибою [4]. Якщо виникає прогин вибійного двигуна, то частка викривлення стовбура за рахунок асиметричного руйнування породи на вибої буде ще менша.

На рисунку 2 наведена розрахункова схема для визначення радіуса викривлення ділянки траєкторії стовбура свердловини, що проводиться за допомогою орієнтованої КНБК. Дуга *BC* відображає частину траєкторії свердловини, що була проведена по гвинтовій лінії. Точка *C* відповідно є точкою переходу від орієнтованої до неорієнтованої КНБК. Для визначення величини радіуса викривлення необхідно мати інформацію про кут між дотичною до осі неорієнтованої ділянки траєкторії свердловини і перпендикуляром до осі *Y* (кут β); довжину відрізка *AC*, тобто величину горизонтального зміщення точки *C* відносно апсидальної площини буріння за допомогою ступінчастої КНБК.

Величина радіуса викривлення *R*, якщо кут β менший 90° :

$$R = \frac{L}{1 - \cos \beta}. \quad (1)$$

У випадку коли кут β більший 90° , то формула для визначення величини радіуса викривлення матиме наступний вигляд:

$$R = \frac{L}{1 + \cos \beta}. \quad (2)$$

Проведення цього розрахунку дозволяє оцінити значення радіуса викривлення дуги гвинтовій лінії *R*, що є проєкцією на горизонтальну площину реальної траєкторії стовбура свердловини з певним радіусом кривизни R_r .

Оскільки буріння за допомогою відхилювача по гвинтовій лінії здійснюється зі зміною тільки азимутального напрямку свердловини при стабільній величині зенітного кута α , то цей кут і буде характеризувати кут нахилу до горизонтальної площини, на яку проектується план траєкторії свердловини. Тоді величину радіуса кривизни можна визначити за наступною залежністю [3]:

$$R_r = \frac{R}{\sin^2 \alpha}. \quad (3)$$

Формулу для визначення довжини ділянки траєкторії, яка проводиться за допомогою орієнтованих КНБК, матиме наступний вигляд:

$$L_r = \frac{L \cdot \beta}{(1 \pm \cos \beta) \sin \alpha}, \quad (4)$$

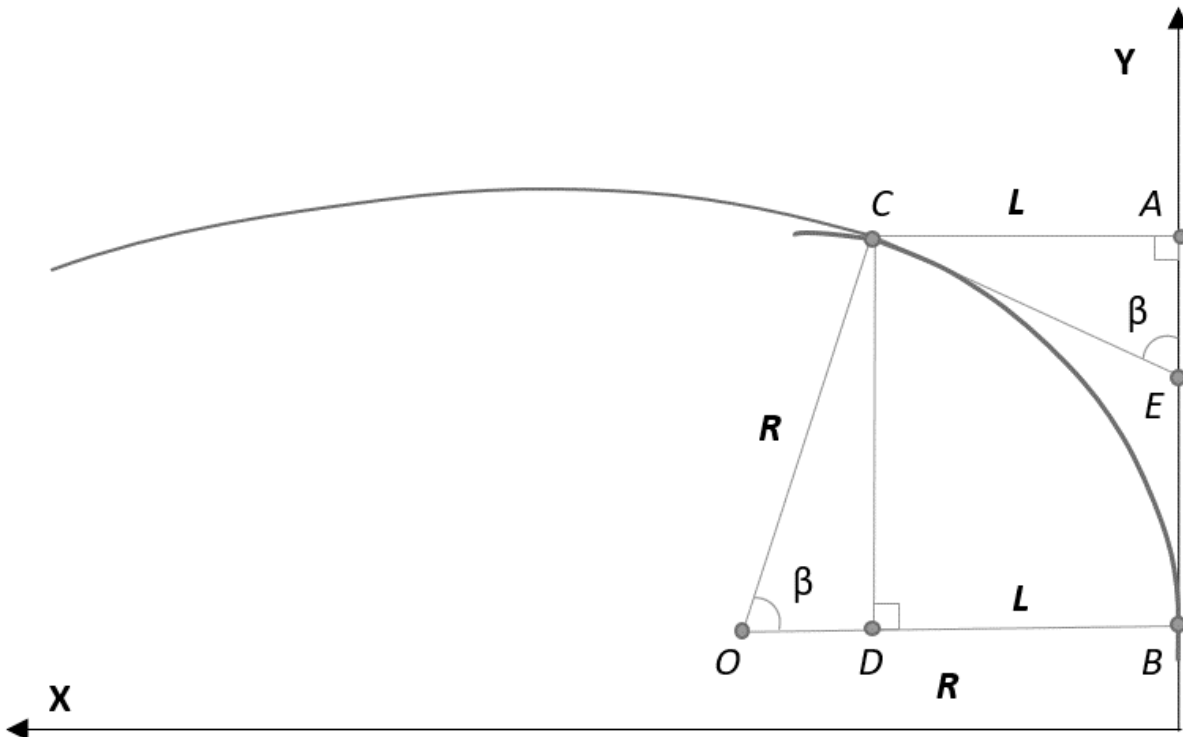


Рисунок 2 – Розрахункова схема для визначення радіуса викривлення орієнтованої ділянки стовбура свердловини

де L – величина горизонтального зміщення кінцевої точки цього інтервалу відносно напрямку буріння ступінчастою КНБК;

β – кут між дотичною до початкової точки проекції неорієнтованої ділянки траєкторії і апсидальною площиною буріння за допомогою ступінчастої КНБК;

α – зенітний кут орієнтованої ділянки свердловини.

Аналізуючи це рівняння, можна дійти висновку, що величина довжини примусово викривленої ділянки свердловини залежить від трьох основних параметрів, а саме від:

- зенітного кута α цієї ділянки свердловини, який є постійний на всьому інтервалі буріння;
- величиною горизонтального зміщення L кінцевої точки цього інтервалу відносно апсидальної площини буріння за допомогою ступінчастої КНБК;
- кутом β між дотичною до початкової точки проекції неорієнтованої ділянки траєкторії і точкою B – початком викривлення свердловини за допомогою відхилювача.

У разі, якщо викривлення відбувається, в основному, за рахунок фрезування стінки свердловини, то такі відхилювачі називаються “з пружною направляючою секцією”, а якщо за рахунок перекосу інструменту – “з жорсткою направляючою секцією”. До найбільш пошире-

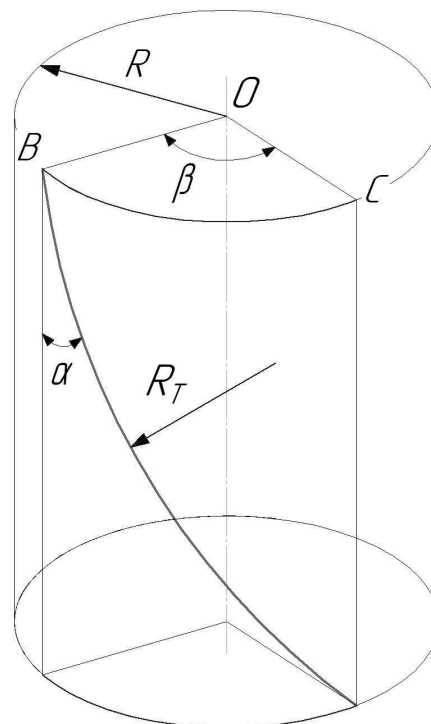


Рисунок 3 – Схема траєкторії примусово викривленої ділянки свердловини

них відхилювачів відноситься кривий перехідник. Це звичайний перехідник, приєднувальні різби якого виконані під кутом один до одного. Цей кут може становити від 1° до 4° . Кривий перехідник включається в КНБК між найбільшим двигуном і ОБТ.

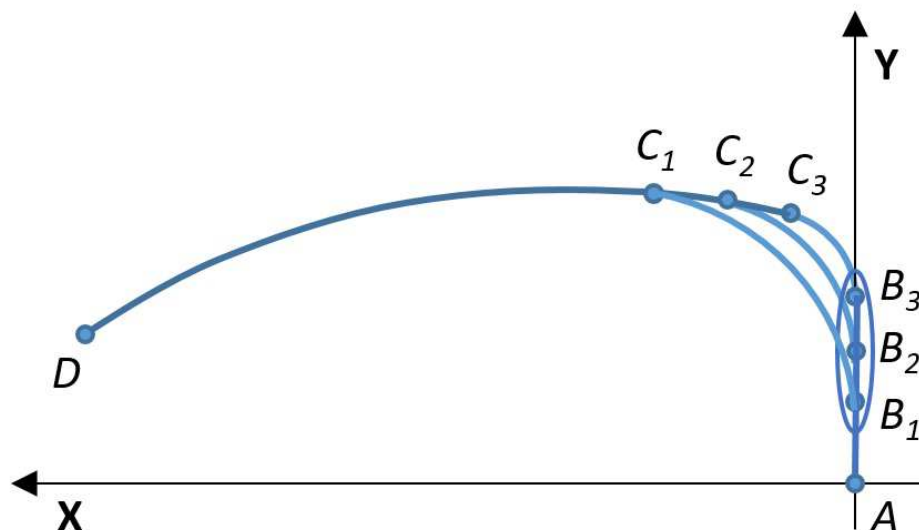


Рисунок 4 – Формування проміжного поля допуску зміни КНБК

В результаті великої жорсткості ОБТ на вибійному двигуні виникає прогин, а на породоруйнуючому інструменті – відхиляюча сила. Величина її істотно залежить від довжини і жорсткості вибійного двигуна, тому криві перехідники використовуються з односекційними або вкороченими турбобурами і гвинтовими вибійними двигунами.

Отже, використовуючи криві перехідники, величину інтенсивності викривлення можна змінювати в межах 1° - $6^{\circ}/10\text{м}$. При використанні відхилювачів цього типу інтенсивність викривлення свердловини залежить від кута перекосу різьб, геометричних, жорсткісних і вагових характеристик КНБК, режиму буріння, фрезуючої здатності долота, фізико-механічних властивостей гірських порід, зенітного кута свердловини.

4. Визначення координат точки переходу від ступінчастої до орієнтованої КНБК (див рис.4, т.В). Підбір оптимальної компоновки з двома породоруйнуючими елементами можна здійснити, використовуючи результати розрахунків, проведених авторами раніше [5, 6].

В результаті розрахунку траєкторії свердловини з різними точками переходу між орієнтованими і неорієнтованими КНБК, на осі ОУ формується масив точок переходу від ступінчастих до орієнтованих компоновок. При нанесенні цих точок на вісь формується масив точок, який умовно можна назвати проміжним полем допуску зміни КНБК. За допомогою цих точок можна здійснювати вибір оптимальної ступінчастої КНБК, керуючись необхідними значеннями зенітного кута на кінцевому етапі буріння стовбура великого діаметра і кінцевою глибиною цього інтервалу.

На рисунку 4 зображено план траєкторії свердловини для декількох варіантів стовбурів, які проводяться за допомогою ступінчастих і орієнтованих КНБК, і виділено проміжне поле допуску при переході між ними.

Аналізуючи плани траєкторій, зображених на рисунку 5, можна стверджувати, що при меншому боковому зміщенні вибою ділянки великого діаметра для досягнення початкової точки інтервалу неорієнтованого буріння потрібно обрати траєкторію орієнтованої ділянки з більшим радіусом викривлення, і, відповідно, з більшою довжиною.

Для спрощення проектування траєкторії свердловини було розроблено програмне забезпечення в середовищі Delphi 10, яке дозволяє враховувати поінтервальні параметри гірничо-геологічного розрізу, параметри конструкції свердловини і технологічні параметри буріння.

На рисунку 5 зображено проектний план траєкторії свердловини, для якої буріння стовбура великого діаметра відбувається в напрямку підняття пластів. Проектування здійснювали для наступних вихідних даних:

1. Буріння під експлуатаційну колону на глибину 3000м буде проводитись долотами розміром 215,9мм з коефіцієнтом фрезуючої здатності 0,051 із використанням наступної КНБК: діаметр долота – 215,9 мм, ОБТ 178 мм – 10 м, діаметр ОЦЕ – 215,9 мм, ОБТ 178 мм – 110 м.

2. В інтервалі 500-1000 м буде здійснюватися буріння зі зміною азимутального кута з допомогою відхилювача ТО-240 з кутом перекосу $1,5^{\circ}$ з розрахунковою інтенсивністю $i=15\text{град}/100\text{м}$.

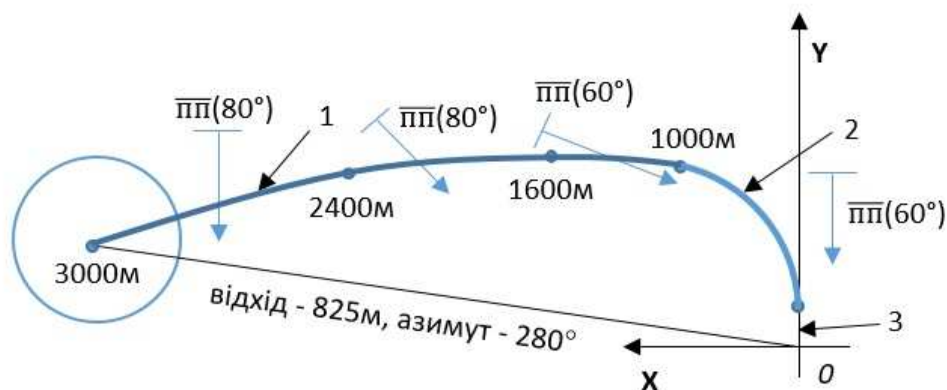


Рисунок 5 - Проектний план траєкторії свердловини при бурінні в гірських породах з різними властивостями

3. Верхній блок літологічного розрізу свердловини (0 - 1600м) характеризується анізотропною геологічною структурою (буровий індекс анізотропії $h=0,01$) з кутом нахилу пластів $\gamma = 60^\circ$, напрям підняття яких на інтервалі 0-1000м – 180° , а на інтервалі 1000-1600м – 100° .

4. Нижній блок розрізу свердловини (1600-3000м) складається також з анізотропної геологічної структури ($h=0,015$) з кутом нахилу пластів $\gamma = 80^\circ$, підняття яких спрямоване в азимуті 180° .

5. Відхід вибою свердловини від її устя на кінцевій глибині повинен скласти 825 м в азимуті 280° .

6. Радіус круга допуску по відході від заданої точки на поверхні продуктивного горизонту складає 75м.

7. Товщина продуктивного пласта становить 30м, зенітний кут входу в пласт - 30° , азимут свердловини в точці входу в пласт - 220° .

Згідно з проведеними раніше дослідженнями [5, 6] для буріння стовбура великого діаметра на інтервалі 0-500 м було обрано наступну компоновку: долото $\varnothing 295,3\text{мм}$ + ОБТ 203мм - 3м + ОЦЕ $\varnothing 295,3\text{мм}$ + ОБТ 203мм - 2м + РШ $\varnothing 393,7\text{мм}$ + ОБТ 203мм - 3м + ОЦЕ $\varnothing 393,7\text{мм}$ + ОБТ 203мм, що дозволяє забезпечити зміну зенітного кута від 2° на початку буріння інтервалу до 10° на глибині 500 м. В результаті буріння з використанням цієї КНБК горизонтальне зміщення на глибині 500 м становить 45 м. Для подальшого буріння на інтервалі 500-1000 м використовувалась КНБК з відхилювачем ТО-240 з кутом перекоосу $1,5^\circ$, що дозволило здійснити буріння цього інтервалу зі зміною азимуту свердловини від 360° до 290° . При поглибленні свердловини з використанням неорієнтованих компоновок за рахунок впливу геологічних і технічних факторів досягається зміна

азимуту від 290° на глибині 1000м до 220° на 3000м, і приріст зенітного кута від 17° до 30° .

Висновки

Використання методики проектування траєкторії стовбура свердловини в напрямку від центра кола допуску, тобто від вибою, дозволяє значно підвищити точність проведення свердловини і зменшити кількість уточнюючих розрахунків. В свою чергу, максимальне використання неорієнтованих КНБК дозволяє значно підвищити техніко-економічні показники буріння. Використовуючи описану методику, було проведено проектування раціональної траєкторії свердловини для конкретних гірничо-геологічних умов буріння.

Література

1 Белоруссов В.О. Прогнозирование и расчёт естественного искривления скважин: Справочное пособие / В.О. Белоруссов, Т.М. Боднарчук. – М.: Недра, 1988. – 175 с.

2 Гулизаде М.П. Методика расчёта интенсивности искривления ствола наклонной скважины / М.П. Гулизаде, Л.Я. Кауфман, Л.Я. Сушон. – Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1974. – 61 с.

3 Воевидко И.В. Прогнозирование искривления скважин при неориентированном бурении с использованием гидравлических забойных двигателей / И. В. Воевидко, И. И. Чудык // Вестник Белорусско-Российского университета. – 2015. – №2. – С. 6-11.

4 Григорян Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых размеров / Н.А. Григорян. – М.: Недра, 1974. – 240 с.

5 Воевидко И.В. Разработка компоновок низа бурильной колонны для бурения условно вертикальных скважин диаметром 660мм / И. В. Воевидко, В. В. Токарук // Вестник Белорусско-Российского университета. – 2018. – №1. – С. 112-120.

6 Воевидко І.В. Проектування компоновок низу бурильної колони з двома породоруйнівними інструментами для буріння свердловин в заданому напрямку / І. В. Воевидко, В. В. Токарук, М. А. Бодзян // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2018. – №2 (67). – С. 14-20.

REFERENCES

1 Belorussov V.O. Prohnozyrovanye y raschiot estestvennoho yskryvleniya skvazhyn: Spravochnoe posobyе / V.O. Belorussov, T.M. Bodnaruk. – M.: Nedra, 1988. – 175 p.

2 Gulizade M.P. Metodika raschota intensivnosti iskrivleniya stvola naklonnoy skvazhiny / M.P. Gulizade, L.Ya. Kaufman, L.Ya. Sushon. – Tyumen: Giprotymenneftegaz, 1974. – 61 p.

3 Voevydko Y.V. Prohnozyrovanye yskryvleniya skvazhyn pry neorjentyrovannom burenyu s yspolzovanyem hydravlycheskykh zaboinykh dvyhatelei / Y. V. Voevydko, I. I. Chudyk // Vestnyk Belorussko-Rossyiskoho unyversyteta. – 2015. – No 2. – pp. 6-11.

4 Hryhorian N.A. Burenye naklonnykh skvazhyn umenshennykh y malykh razmerov. – M.: Nedra, 1974. – 240 p.

5 Voevydko Y.V. Razrabotka komponovok nyza burylnoi kolonne dlia burenyia uslovno vertykalnekh skvazhyn dyametrom 660mm / Y. V. Voevydko, V. V. Tokaruk // Vestnyk Belorussko-Rossyiskoho unyversyteta. – 2018. – No 1. – pp. 112-120.

6 Voievidko I.V. Proektuvannia komponovok nyzu burylnoi kolony z dvoma porodoruinivnymi instrumentamy dlia burinnia sverdlovyn v zadanomu napriamku / I. V. Voievidko, V. V. Tokaruk, M. A. Bodzian // Rozvidka ta rozrobka naftovyh i gazovyh rodovyshch. – 2018. – No 2 (67). – pp. 14-20.

Наука — виробництву

УДК 622.276.53.054.23

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-1(70)-60-69

МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ГАЗОРІДИННОЇ СУМІШІ СВЕРДЛОВИНИ ПРИ ЇЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ШТАНГОВИМ НАСОСОМ

О. Я. Дубей

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: adm@iung.edu.ua

З метою розрахунку режиму роботи свердловинного штангового насоса, який приводиться в рух верстатом-гойдалкою, і струминного апарата (насоса, ежектора) при їх одночасній експлуатації, на прикладі реальної нафтової свердловини 753-Д НГВУ «Долинанафтогаз» визначено розподіл тиску і температури вздовж стовбура свердловини – від вибою до її гирла. При цьому застосовано вдосконалену методику розрахунку цих параметрів, яка базується на відомих методах Поеттмана-Карпендера і Баксендела. Завдяки цьому було усунуто недолік вказаних методів, а саме припущення, що характер зміни тиску та температури вздовж стовбура свердловини є лінійним, що дозволило одержати на 23% точніші результати. Крім того, застосовуючи алгоритм визначення густини ідеальної газорідинної суміші, обчислено швидкість руху газоводонафтової і водонафтової сумішей для низки перерізів по висоті насосно-компресорних труб за різних кутів повороту кривошипа верстата-гойдалки. Вказані величини дають можливість визначити глибину розташування нафтогазового ежектора у свердловині, а отже, і параметри на його вході (тиск, температуру, швидкість руху газорідинної суміші, її густину та ін.). Одержано залежності, що характеризують зміну густини газорідинної суміші свердловини вздовж її стовбура, а також густини вільного нафтового газу та об'ємного витратного газомісту потоку в залежності від перерізу, що розглядається. Всі вище зазначені алгоритми були реалізовані за допомогою розроблених комп'ютерних програм. За допомогою отриманих результатів можливо обрати найвигідніше розташування ежектора для забезпечення ним максимального зниження тиску і зменшення навантаження на колону штанг.

Ключові слова: нафтова свердловина; струминний апарат; термобаричні параметри; газорідинна суміш; тандемна установка.

С целью расчета режима работы скважинного штангового насоса, приводящегося в движение станком-качалкой, и струйного аппарата (насоса, эжектора) при их одновременной эксплуатации, на примере реальной нефтяной скважины 753-Д НГДУ «Долинанафтогаз» определено распределение давления и температуры вдоль ствола скважины – от забоя до ее устья. При этом использована усовершенствованная методика расчета этих параметров, которая основывается на известных методах Поеттмана-Карпендера и Баксендела. Благодаря этому устранен недостаток указанных методов – предположение, что характер изменения давления и температуры вдоль ствола скважины является линейным, что позволило получить более точные результаты – до 23%. С применением алгоритма для определения плотности идеальной газожидкостной смеси рассчитана скорость движения газоводонефтяной и водонефтяной смесей для ряда сечений по высоте насосно-компресорных труб и различных углов поворота кривошипа станка-качалки. Указанные величины позволяют определить глубину расположения нефтегазового эжектора в скважине и параметры на его входе (давление, температуру, скорость движения газожидкостной смеси, плотность и др.). Получены зависимости, характеризующие изменение плотности газожидкостной смеси скважины вдоль ее ствола, а также плотности свободного нефтяного газа и объемного расходного газосодержания потока для рассматриваемых сечений. Все вышеуказанные алгоритмы были реализованы с помощью разработанных компьютерных программ. По полученным результатам можно оценить наиболее выгодное расположение эжектора с целью обеспечения им максимального снижения давления и уменьшения нагрузки на колонну штанг.

Ключевые слова: нефтяная скважина; струйный аппарат; термобарические параметры; газожидкостная смесь; тандемная установка.

In order to calculate the working mode of a sucker-rod pump driven by the beam pumping unit and a jet pump during their simultaneous operation, pressure and temperature distribution along the wellbore from the bottom to the wellhead is determined for the real oil well 753-D "Dolynanaftogaz" Field Office. To calculate these parameters an improved methodology based on known Poettmann-Carpenter and Baxendel methods is used. As a result, the imperfection of these methods was eliminated, namely the assumption that pressure and temperature behavior along the wellbore is linear. This led to obtaining results which are up to 23% more accurate. In addition, using the algorithm for determining the density of perfect (ideal) liquid-gas mixture, the author has calculated the velocities of gas-water-oil and water-oil mixtures for a number of sections along the production tubing at different angles of the crank position in the beam pumping unit. The indicated values make it possible to determine the depth of the oil-gas jet pump location in the well, and, consequently, the parameters at its input (pressure, temperature, velocity of the liquid-gas mixture, its density, etc.). Besides, the author studies the dependence which describes the behavior of the liquid-gas mixture density along the wellbore, as well as the relations between the density of the free oil gas, the volumetric consumption gas content of the flow and the placement of the section under consideration. All of the above-mentioned algorithms were implemented using developed computer programs. The obtained results give a possibility to choose the location of the jet pump in the well which is the most advantageous one for ensuring maximum pressure reduction and the decrease in the stem load.

Key words: oil well; jet pump; thermobaric parameters; liquid-gas mixture, tandem installation.

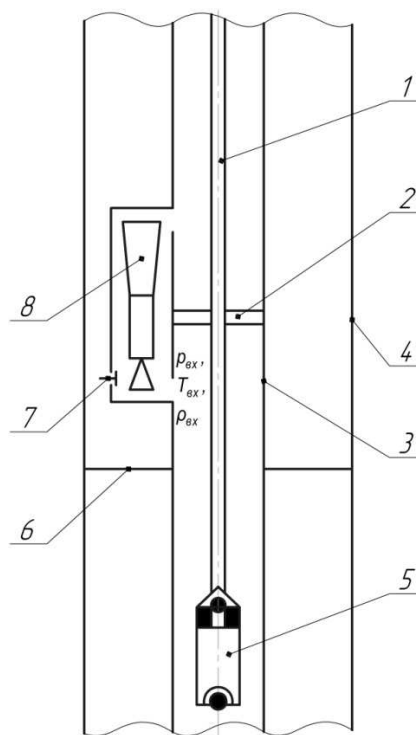
Вступ

Останнім часом з'явилися роботи, в яких вказується на можливість застосування ежекторів у свердловинах, в яких штанговий насос приводиться в рух від верстата-гойдалки [1, 2, 3].

Застосування ежекторів, встановлених у нафтових свердловинах вище їх динамічного рівня, може забезпечити, при правильному виборі його геометричних параметрів і місця розташування у свердловині, низку позитивних результатів:

- стабілізацію положення динамічного рівня свердловини шляхом відбору ежектором всього нафтового газу, який подається у затрубний простір свердловини;
- корисне використання потенціальної енергії затрубного нафтового газу свердловини, яка полегшить піднімання свердловинної продукції на поверхню за рахунок зменшення густини змішаного потоку після ежектора;
- зменшення споживання електроенергії і, відповідно, капіталовкладення на видобування нафти [4].

Щоправда, є і недолік. Глибинне обладнання у свердловині у цьому випадку буде дещо складнішим: свердловина буде експлуатуватися тандемною установкою, що включає в себе свердловинний штанговий насос (СШН) та нафтогазовий ежектор (рис. 1). Свердловинна продукція, що нагнітається штанговим насосом 5 у колону насосно-компресорних труб (НКТ) 3, потрапляє у нафтогазовий ежектор 8, який виносений за межі колони НКТ, де за рахунок її значної швидкості супутній газ із затрубного простору потрапляє в ежектор через зворотний клапан 7. Потім ця газорідина суміш знову повертається до колони НКТ і далі рухається до устя свердловини. У колоні НКТ на рівні ежек-



1 – штанги; 2 – розділювач середовищ;
3 – колона НКТ; 4 – експлуатаційна колона;
5 – свердловинний штанговий насос;
6 – динамічний рівень; 7 – зворотний клапан;
8 – нафтогазовий ежектор
Рисунок 1 – Принципова схема компоновки тандемної установки

тора потрібно додатково встановити розділювач середовищ 2, який забезпечуватиме роз'єднання входу та виходу ежектора.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

На сьогодні прикладів використання ежекторів у нафтових свердловинах є надзвичайно багато. В основному пропонується їх викорис-

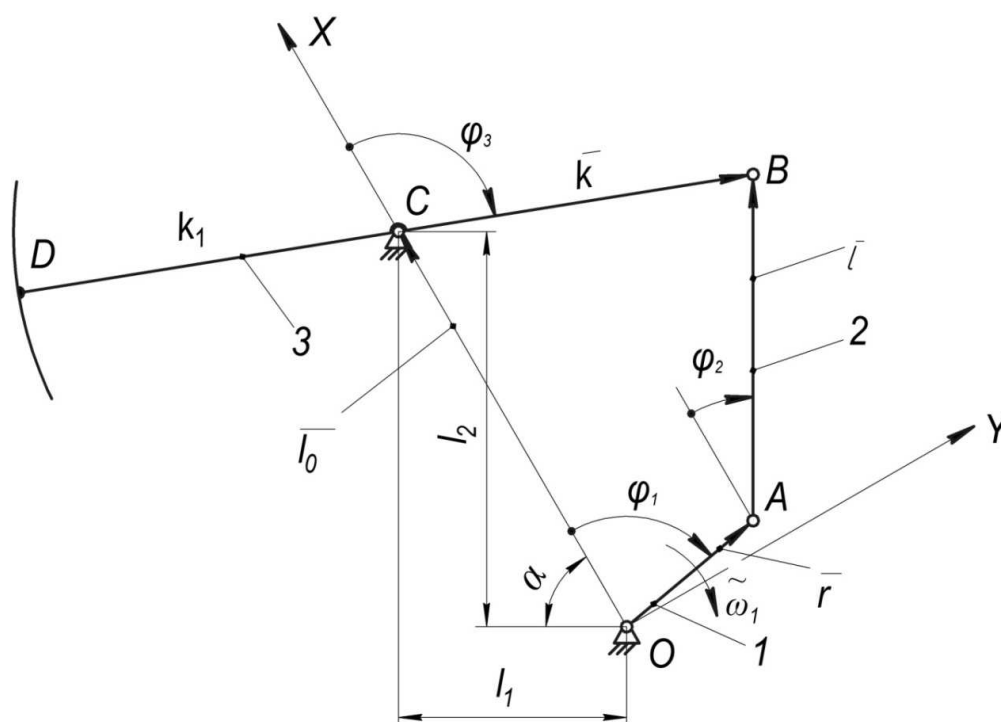


Рисунок 2 – Структурна схема механізму верстата-гойдалки

товувати разом із електровідцентровими насосами [5, 6]. Такі тандеми показали свою високу ефективність в ускладнених умовах видобування (високий гирловий тиск і низький пластовий тиск). Відома навіть ідея тандемної установки на основі СШН та ежектора [7], за якої пропонується здійснювати інжекцію газу із затрубного простору завдяки кільцевому каналу достатньо малої площі, який утворюється між отвором сопла і штангою, щоб забезпечити необхідну кількість продукції для підсмоктування газу.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. Усі запропоновані варіанти тандемних установок довели свою ефективність шляхом лабораторних досліджень або випробувань у реальних свердловинах. Однак на сьогоднішній день немає достатньо ефективного методу розрахунку запропонованих струминних апаратів, а тим більше алгоритмів для розрахунку сумісного режиму його роботи зі свердловинним насосом.

Щоб дослідити роботу установлених у нафтовій свердловині ежектора, необхідно знати параметри на його вході. До таких параметрів відносяться тиск p у перерізі свердловини, в якому встановлюється ежектор, швидкість газонафтової суміші w_c , її густина ρ_c , густина вільного нафтового газу ρ_g і витратний газоміст потоку β . Названі параметри є параметрами робочого потоку ежектора, тому їх можна

рекомендувати позначати з індексом «р», а саме, $p_p, w_p, \rho_p, \rho_{gp}, \beta_p$ [8].

Мета роботи полягає у розробленні методики визначення входних параметрів робочого потоку ежектора, встановленого у нафтовій свердловині вище її динамічного рівня.

Основний зміст роботи. Глибинний насос приводиться в рух від верстата-гойдалки, який забезпечує нерівномірний зворотно-поступальний рух плунжера глибинного насоса. Важливий механізм верстата-гойдалки є кривошипно-коромисловим механізмом. Для визначення швидкості руху плунжера насоса необхідно визначити швидкість точки D коромисла 3 (технічна назва цієї ланки – балансир) (рис. 2) вказаного механізму.

Для знаходження швидкості точки D коромисла використовуємо метод замкненого векторного контуру

$$\vec{r} + \vec{l} = \vec{l}_0 + \vec{k}. \quad (1)$$

При цьому із рівняння (1) для кута повороту коромисла 3 отримаємо

$$\varphi_3 = \arcsin \frac{a}{u} + \arccos \frac{y}{u}, \quad (2)$$

де
$$a = \frac{k^2 + x^2 + y^2 - l^2}{2k}, \quad x = r \cdot \cos \varphi_1 - l_0,$$

$$y = r \cdot \sin \varphi_1, \quad u = \sqrt{x^2 + y^2}.$$

Перша передаточна функція механізму і кутова швидкість балансира будуть

$$\frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} = \frac{a'u - au'}{u\sqrt{u^2 - a^2}} - \frac{y'u - yu'}{u\sqrt{u^2 - y^2}}, \quad \omega_3 = \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \omega_1, \quad (3)$$

$$\text{де } a' = \frac{da}{d\varphi_1} = \frac{xx' + yy'}{k}, \quad x' = \frac{dx}{d\varphi_1} = -r \cdot \sin\varphi_1,$$

$$y' = \frac{dy}{d\varphi_1} = r \cdot \cos\varphi_1, \quad u' = \frac{du}{d\varphi_1} = \frac{xx' + yy'}{u}.$$

Швидкість точки D дорівнюватиме

$$w_D = \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \omega_1 k_1. \quad (4)$$

Швидкість плунжера насоса, якщо бути точним, не дорівнює швидкості точки D балансира, оскільки під дією навантаження штанги деформуються. У даному дослідженні нехтуємо деформацією штанг, тобто вважаємо, що швидкість руху плунжера насоса рівна швидкості точки D .

Над плунжером насоса рухається стовп водонафтової суміші певної висоти. Якщо знехтувати стисливістю цієї суміші, то її швидкість руху у всіх перерізах цього стовпа буде однаковою і залежатиме тільки від швидкості руху плунжера насоса. Оскільки внутрішній діаметр колони насосно-компресорних труб (НКТ) більший діаметра плунжера насоса, то при цьому швидкості водонафтової суміші і плунжера насоса під час його руху вгору пов'язані між собою такою залежністю:

$$w = w_{nl} \frac{d_n^2 - d_{ul}^2}{d^2 - d_{ul}^2}, \quad (5)$$

де w, w_{nl} – швидкості руху водонафтової суміші і плунжера;

d_n, d, d_{ul} – діаметри плунжера, колони НКТ і штанг.

Таким чином, під час руху плунжера насоса вгору швидкість руху у будь-якому перерізі водонафтового стовпа становитиме

$$w = \frac{d_n^2 - d_{ul}^2}{d^2 - d_{ul}^2} \cdot \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \cdot \omega_1 \cdot k_1. \quad (6)$$

Під час руху плунжера насоса вниз разом з плунжером у циліндр переміщається і штанга, яка витісняє із циліндра об'єм рідини, що рівний об'єму зануреної частини штанги у циліндрі. Виходячи з цього, можна стверджувати, що під час руху плунжера насоса вниз будь-який переріз водонафтового стовпа рухатиметься вгору зі швидкістю

$$w_1 = -\frac{d_{ul}^2}{d^2 - d_{ul}^2} \cdot \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \cdot \omega_1 \cdot k_1. \quad (7)$$

У формулі (7) з'явився знак «мінус» у зв'язку із тим, що під час руху насоса вниз перша передаточна функція $\frac{d\varphi_3}{d\varphi_1}$ набуває від'ємного значення.

Рух точки підвісу штанг вгору відбувається від моменту, коли кривошип 1 і шатун 2 витягнуті в одну лінію і до моменту, коли шатун 2 і кривошип 1 «взаємно накладаються» (рис. 1). Це відповідає зміні кута φ_1 у діапазоні

$$\arccos \frac{(r+l)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(r+l)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}} < \varphi_1 \leq$$

$$\leq \left[\pi + \arccos \frac{(l-r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l-r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}} \right],$$

а при зміні кута φ_1 у діапазоні

$$\pi + \arccos \frac{(l-r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l-r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}} < \varphi_1 \leq$$

$$\leq \left[2\pi + \arccos \frac{(l+r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l+r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}} \right]$$

точка підвісу штанг рухається вниз.

Користуючись (6) і (7), можна визначити середньоінтегральну (середню) швидкість руху водонафтового потоку вище плунжера насоса за один повний оберт кривошипа верстатогойдалки. Для цього повний кут повороту кривошипа 2π розбиваємо на n рівних частин і, користуючись формулами (6) і (7), знаходимо швидкості точки підвісу штанг у кожному із n вказаних положень. В результаті середня швидкість точки підвісу штанг буде

$$w_{cp} = \Delta\varphi_1 \frac{\sum_{i=1}^{n_g} w_i \cdot S(b_1 - a_1) + \sum_{j=1}^{n_n} w_{1j} \cdot S(c_1 - b_1)}{2\pi}. \quad (8)$$

де $\Delta\varphi_1 = \frac{2\pi}{n}$; $n_g + n_n = n$; n_g, n_n – кількість положень кривошипа при діленні на n рівних частин, які припадають на рух точки підвісу штанг вгору і вниз;

$$b_1 = \pi + \arccos \frac{(l-r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l-r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}};$$

$$a_1 = \arccos \frac{(l+r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l+r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}};$$

$$c_1 = 2\pi + \arccos \frac{(l+r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l+r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}};$$

$S(b_1 - a_1)$, $S(c_1 - b_1)$ – функції Хевісайда

$$S(x) = \begin{cases} 1, & x > 0, \\ 0, & x < 0 \end{cases}; w_i, w_{1j}$$
 – швидкості точки

підвісу штанг відповідно в i -ому положенні механізму під час руху точки підвісу штанг вгору і в j -ому положенні механізму при русі цієї ж точки вниз.

В області руху газоводонафтової суміші, тобто у перерізах, в яких тиск суміші менший тиску насичення нафти газом, в суміші, що рухається, наявним є вільний нафтовий газ. Чим більше вільного нафтового газу у суміші, тим більшою буде швидкість її руху. Для визначення швидкості руху потоку суміші у цих перерізах необхідно виходити з того, що маса потоку, який проходить через перерізи свердловини за одиницю часу, починаючи від насоса і закінчуючи устям свердловини, є однаковою, тобто

$$\rho_c \cdot w_{cp} = const. \quad (9)$$

Тому середня швидкість руху за один оберт кривошипа верстата-гойдалка газоводонафтового потоку в будь-якому його перерізі буде

$$w_c = \frac{\rho_{вн} \cdot w_{cp}}{\rho_c}, \quad (10)$$

де $\rho_{вн}$ – густина водонафтового потоку;

ρ_c – густина газоводонафтового потоку в перерізі, для якого визначається швидкість w_c .

У даній роботі приймаємо газоводонафтовий потік у свердловині як гомогенний, тобто нехтуємо відносною швидкістю фаз. У такому випадку густину газорідинної суміші визначають за формулою [9]

$$\rho_c = \frac{M_c}{V_c}, \quad (11)$$

де M_c – питома маса суміші (нафти, газу і води), віднесена до одиниці об'єму дегазованої нафти;

V_c – питомий об'єм газоводонафтової суміші за термобаричних умов p, T перерізу колони НКТ, віднесений до одиниці об'єму дегазованої нафти.

Величини M_c і V_c визначають так:

$$M_c = \rho_{нд} + \rho_{зо} \cdot \Gamma_{11} \cdot \rho_{нд} \cdot 10^{-3} + \frac{\rho_{всм} \cdot \beta_{всм}}{1 - \beta_{всм}}, \quad (12)$$

$$V_c = b_n + \frac{V_{ze} \cdot \rho_{нд} \cdot 10^{-3} \cdot z(p, T) \cdot p_0 \cdot T}{p \cdot T_0} + \frac{\beta_e}{1 - \beta_e}, \quad (13)$$

де $\rho_{нд}$, $\rho_{зо}$, $\rho_{всм}$ – відповідно густина дегазованої нафти, газу однократного розгазування за нормальних умов та води за стандартних умов,

кг/м³; V_{ze} – зведений до нормальних умов питомий об'єм газу, що виділився і припадає на 1 т дегазованої нафти; Γ_{11} – трубний газовий фактор, м³/т; b_n – об'ємний коефіцієнт нафти; $z(p, T)$ – коефіцієнт надстигливості нафтового газу за термобаричних умов p, T у перерізі колони; p_0, T_0 – тиск і температура за нормальних умов, МПа, К; $\beta_{всм}$, β_e – об'ємна витратна частка води у суміші за стандартних і термобаричних умов p, T .

Для визначення величини ρ_c у довільних перерізах нафтової свердловини необхідно встановити розподіл тиску і температури між вибоєм свердловини і перерізом розміщення глибинного насоса, а також між насосом і устям свердловини. Оскільки газорідинну суміш у свердловині розглядаємо як гомогенну, то для визначення розподілу тиску між вибоєм і точкою підвісу насоса використовуємо метод Поеттмана-Карпентера, а між насосом і устям свердловини – метод Баксендела.

Рівняння руху газорідинної суміші за методами Поеттмана-Карпентера і Баксендела можна подати відповідно у вигляді [9]

$$\frac{dp}{dz} = \rho_c \cdot g \cdot 10^{-6} + \frac{f \cdot Q_{pcm}^2 \cdot (1 - \beta_e)^2 \cdot M_c^2}{2,3024 \cdot 10^{15} \cdot \rho_c \cdot D^5}, \quad (14)$$

$$\begin{aligned} \frac{dp}{dz} = \rho_c \cdot g \cdot 10^{-6} + \\ + \frac{f \cdot Q_{pcm}^2 \cdot (1 - \beta_e)^2 \cdot M_c^2}{2,3024 \cdot 10^{15} \cdot \rho_c \cdot (d^2 - d_{у}^2)^2 \cdot (d - d_{у})} \end{aligned}, \quad (15)$$

де g – прискорення вільного падіння, м/с²;

f – кореляційний коефіцієнт, який визначається через умовне число Рейнольдса;

Q_{pcm} – дебіт свердловини по рідині за стандартних умов, м³/д;

D – діаметр кругового каналу (внутрішній діаметр експлуатаційної колони $D_{ек}$), м.

Кореляційний коефіцієнт f у формулі (14) можна встановити за графіком Поеттмана-Карпентера або з використанням апроксимуючої його формули В.І. Щурова [9]

$$f = 10^y, y = 19,66 \left\{ 1 + \lg \left[0,99 \cdot 10^{-5} Q_{pcm} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times (1 - \beta_e) \frac{M_c}{D} \right] \right\}^{-0,25} - 17,713. \quad (16)$$

У випадку методу Баксендела для кільцевих каналів кореляційний коефіцієнт визначається за формулою, аналогічною (16), а саме,

$$f = 10^y, y = 19,66 \left\{ 1 + \lg \left[0,99 \cdot 10^{-5} Q_{pct} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times (1 - \beta_e) \frac{M_c}{d - d_{uu}} \right] \right\}^{-0,25} - 17,713. \quad (17)$$

Для інтервалів свердловини, де тиск рідинної суміші більший за тиск насичення газу, градієнт тиску визначається за формулою [9]

$$\frac{dp}{dz} = \rho_p \cdot g \cdot 10^{-6} + \frac{\lambda \cdot w_{p36}^2 \cdot \rho_p \cdot 10^{-6}}{2 \cdot d_1}, \quad (18)$$

де ρ_p – густина водонафтової рідини, кг/м³;
 λ – коефіцієнт гідравлічного тертя потоку;
 w_{p36} – зведена швидкість руху рідини, м/с;
 d_1 – діаметр каналу (для перерізів, розташованих нижче штангового насоса $d_1 = D$, а для перерізів, розташованих вище штангового насоса, $d_1 = d_2$,

d_2 – гідравлічний діаметр ($d_2 = d - d_{uu}$).

Коефіцієнт гідравлічного тертя потоку рідини залежить від числа Рейнольдса Re_p і відносної шорсткості труб. Праві частини рівнянь (14), (15), (18) є складними функціями тиску p і температури T у свердловині і нелінійно залежать від тиску. Про це свідчать формули для визначення величин, які входять у рівняння (14), (15) і (18), наведені у роботах [9]. Це означає, що вказані рівняння є нелінійними диференціальними рівняннями першого порядку такого виду:

$$\frac{dp}{dz} = f(p, T, q_i), \quad i=1, 2, 3, \dots, n, \quad (19)$$

де q_i – низка параметрів свердловини і її продукції, що входять у праві частини рівнянь (14), (15) і (18).

В роботі [9] рівняння (14), (15) і (18) розв'язують при використанні лінійної залежності між тиском і температурою, що не цілком відповідає дійсності, оскільки температура по глибині свердловини є практично лінійною функцією, а тиск по глибині свердловини – функція нелінійна. В даній роботі ліквідовано цей недолік у розв'язанні диференціальних рівнянь (14), (15) і (18). Ці рівняння розв'язуються числовим методом Адамса-Крилова, яким можна розв'язати нелінійні рівняння першого та другого порядку. Це дозволило отримати точніші значення тиску і температури по глибині свердловини. Різниця між тисками складає 23,6%, а між температурами – близько 3,9%.

В першу чергу, користуючись відомими параметрами свердловини, розв'язується рівняння (14) методом Поеттмана-Карпендера і

знаходиться розподіл тиску і температури між вибоєм свердловини і глибинним насосом, значення тиску на вході в насос і низка інших параметрів потоку. Тип газового сепаратора, який встановлюється перед входом в насос, дозволяє визначити коефіцієнт сепарації газу σ_c . Після цього розраховується відкоректований тиск насичення нафти газом $p_{нас1}$ і трубний газовий фактор Γ_{11} . Далі розв'язується рівняння (15) за методом Баксендела – починаючи від устя свердловини і до глибинного насоса. В області, в якій тиск більший тиску насичення нафти газом, використовується рівняння (18). Це рівняння має використання і в методі Поеттмана-Карпендера.

Під час розв'язання рівняння (15) знаходиться об'ємний витратний газовміст потоку β_p та густина вільного нафтового газу ρ_{zp}

$$\beta_p = \frac{Q_{z\phi}}{V_c}, \quad \rho_{zp} = \frac{\rho_{z0} \cdot p \cdot T_0}{z(p, T) \cdot p_0 \cdot T}, \quad (20)$$

де $Q_{z\phi}$ – об'єм вільного нафтового газу за термобаричних умов p, T , віднесений до 1 м³ дегазованої нафти, м³/м³;

ρ_{z0} – густина нафтового газу однократно розгазування за нормальних умов, кг/м³.

У свою чергу, $Q_{z\phi}$ визначається так:

$$Q_{z\phi} = V_{z\phi} \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{н0} \cdot \frac{z(p, T) \cdot p_0 \cdot T}{p \cdot T_0}, \quad (21)$$

де p_0, T_0 – тиск і температура за нормальних умов.

Викладена методика визначення вхідних параметрів робочого потоку для свердловинного ежектора була реалізована на прикладі нафтової свердловини 753-Д НГВУ «Долина нафтогаз». Параметри цієї свердловини такі:

- глибина свердловини $H = 2355$ м;
- внутрішній діаметр експлуатаційної колони $D_{ек} = 122$ мм;
- пластовий тиск $p_{пл} = 21,5$ МПа;
- вибійний тиск $p_e = 8,2$ МПа;
- тиск насичення нафти за пластової температури $p_{нас} = 26$ МПа;
- устьовий тиск $p_z = 0,5$ МПа;
- затрубний тиск $p_3 = 1,83$ МПа;
- пластова температура $T_{пл} = 341$ К;
- температура на усті $T_z = 291,5$ К;
- газонасиченість пластової нафти $\Gamma_0 = 220$ м³/т;

- експлуатаційний газовий фактор $G_0 = 276 \text{ м}^3/\text{т}$;
- внутрішній діаметр колони НКТ $d = 62 \text{ мм}$;
- масова обводненість продукції (масова витратна частка води у суміші) за стандартних умов $n_g = 0,5$;
- середній геотермічний градієнт $\Gamma_m = 0,023 \text{ К/м}$;
- густина дегазованої нафти за стандартних умов $\rho_{нд} = 847,4 \text{ кг/м}^3$;
- густина газу однократного розгазування нафти за нормальних умов $\rho_{zo} = 0,8395 \text{ кг/м}^3$;
- відносна до повітря густина нафтового газу $\rho_{ezo} = 0,7$;
- молярні частки азоту і метану у нафтовому газі $y_a = 0,004529$, $y_{c1} = 0,843077$;
- концентрація солей, розчинених у воді, $C_1 = 11,211 \text{ г/л}$;
- дебіт свердловини по рідині за стандартних умов $Q = 15 \text{ м}^3/\text{добу}$;
- глибина підвіски насоса $L_n = 1650 \text{ м}$;
- діаметр плунжера насоса $d_n = 0,044 \text{ м}$ (насос НВ-1Б-44);
- загальний коефіцієнт сепарації газу на прийомі насоса $\sigma_3 = 0,965$;
- геометричні розміри верстат-гойдалки UP-12t (Румунія): $k_1 = 3000 \text{ мм}$, $k = 2800 \text{ мм}$, $l = 2800 \text{ мм}$, $l_1 = 1934 \text{ мм}$, $l_2 = 3300 \text{ мм}$, $r = 1934 \text{ мм}$ при довжині ходу точки підвісу штанг 3000 мм (рис. 2).

Розподіл тиску і температури вздовж стовбура свердловини представлено на рис. 3. Для руху свердловинної продукції між вибоєм і точкою підвісу свердловинного насоса застосовано метод Поеттмана-Карпентера, який реалізованого за допомогою комп'ютерної програми РНWN, а для руху суміші між насосом і устям свердловини – метод Баксендела (комп'ютерна програма РНGN). В обох випадках диференціальні рівняння розв'язувалися методом Адамса-Крилова. Крок при інтегруванні диференціальних рівнянь у програмі РНWN було взято $\Delta h = 1 \text{ м}$, а в програмі РНGN – $\Delta h = 2 \text{ м}$.

Перед застосуванням програми РНGN було знайдено відкоректований тиск насичення нафти газом та трубний газовий фактор за методикою, яка подається в [9]. Ці величини мають такі значення: $p'_{нас} = 6,309 \text{ МПа}$,

$$\Gamma_{11} = 57,207 \text{ м}^3/\text{т}.$$

За результатами роботи комп'ютерних програм встановлено, що тиск на вході в насос $p_{ex} = 5,41 \text{ МПа}$, а на виході з нього $p_{вих} = 12,73 \text{ МПа}$. Таким чином, тиск, який створюється насосом, становить $p_n = p_{вих} - p_{ex} = 7,32 \text{ МПа}$. Температура на вході в насос $T_{ex} = 325,9 \text{ К}$, а на усті свердловини $T_z = 291,5 \text{ К}$.

Крім того, на рис. 3 показано динамічний рівень свердловини. Для його знаходження використана розрахункова еталонна крива розподілу тиску в затрубному просторі свердловини [10]. Глибина динамічного рівня при затрубному тиску $p_{зам} = 1,83 \text{ МПа}$ складає $h_o = 1243,3 \text{ м}$.

На рис. 4 зображена середня за один оберт кривошипа верстат-гойдалка швидкість руху газорідинної суміші залежно від глибини розміщення перерізу в колоні НКТ. Ця швидкість отримана за допомогою комп'ютерної програми PTS при використанні вищевикладеної методики. В програмі використано метод Баксендела з додатковою підпрограмою визначення середньої швидкості руху газоводонафтової суміші у перерізах свердловини. Крім того, у цій же програмі визначається об'ємний витратний газоміст потоку, густина вільного нафтового газу і газоводонафтового потоку вздовж колони НКТ від насоса до устя свердловини.

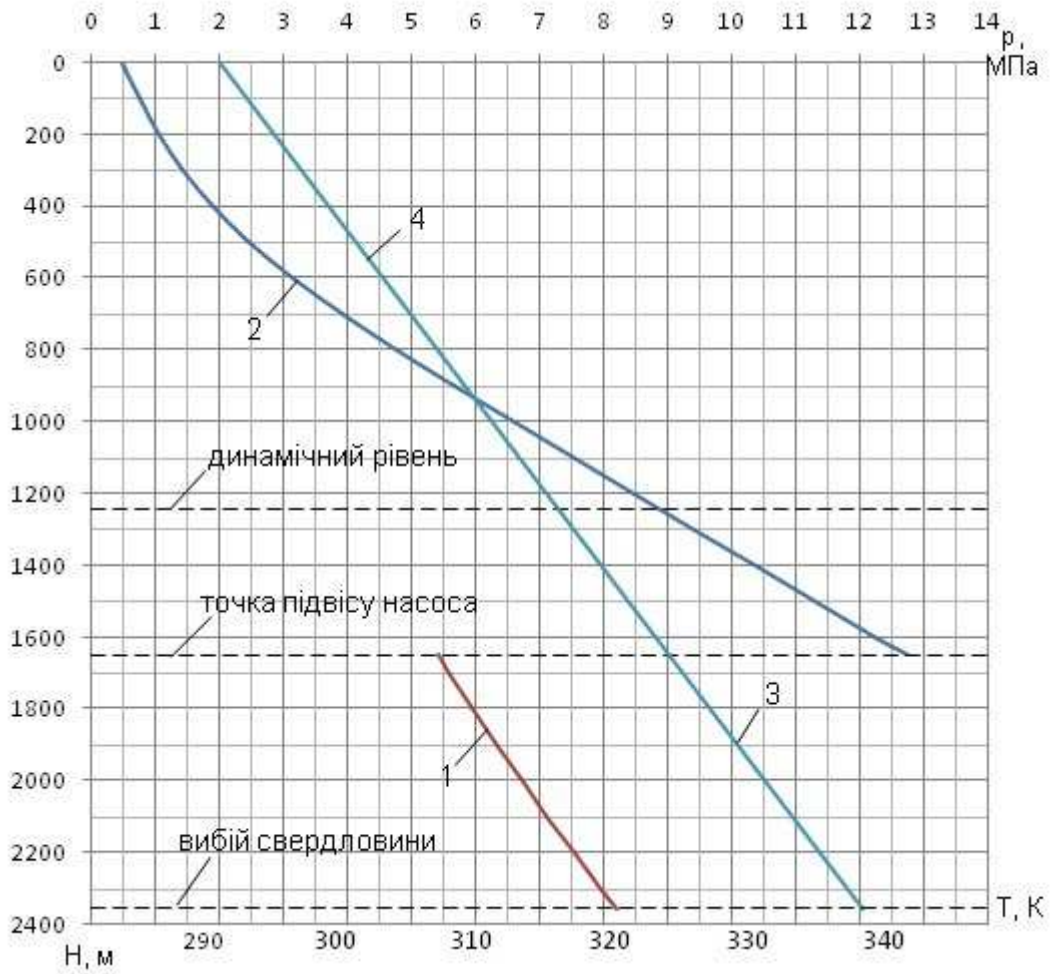
Залежності густини газорідинної суміші свердловини, густини вільного нафтового газу і витратного газомісту потоку від насоса і до устя свердловини зображені відповідно на рис. 5 і рис. 6.

Висновки

1. Розроблена методика визначення вхідних параметрів робочого потоку p_p , ρ_p , ρ_{ep} , β_p і w_p ежектора при його установленні у нафтовій свердловині вище динамічного рівня (свердловина експлуатується глибинною штанговою насосною установкою), що дозволяє з достатньою точністю визначити необхідні вхідні параметри для нафтогазових ежекторів, які забезпечуватимуть найбільшу ефективність їх роботи.

2. Для свердловини 753-Д за розробленою методикою знайдено вхідні параметри робочого потоку ежектора (p_p , ρ_p , ρ_{ep} , β_p і w_p).

3. Знайдені вхідні параметри робочого потоку ежектора для свердловини 753-Д можна використати при дослідженні його роботи у цій свердловині.



1, 2 – тиск у свердловині; 3, 4 – температура у свердловині

Рисунок 3 – Розподіл тиску і температури у свердловині 753-Д

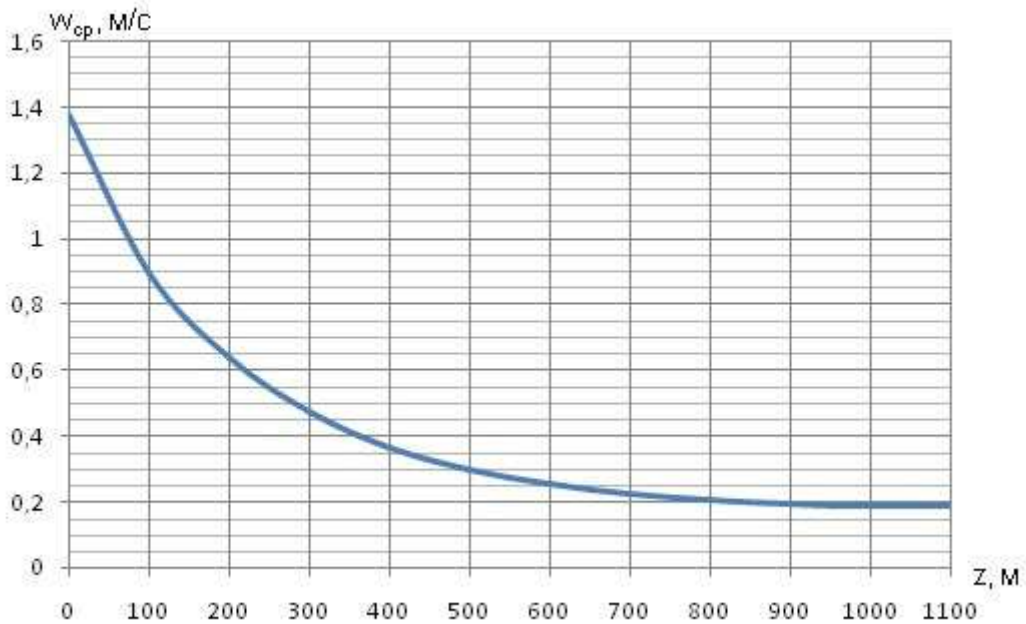


Рисунок 4 – Залежність середньої швидкості руху свердловинної суміші від глибини розміщення перерізу в колоні НКТ

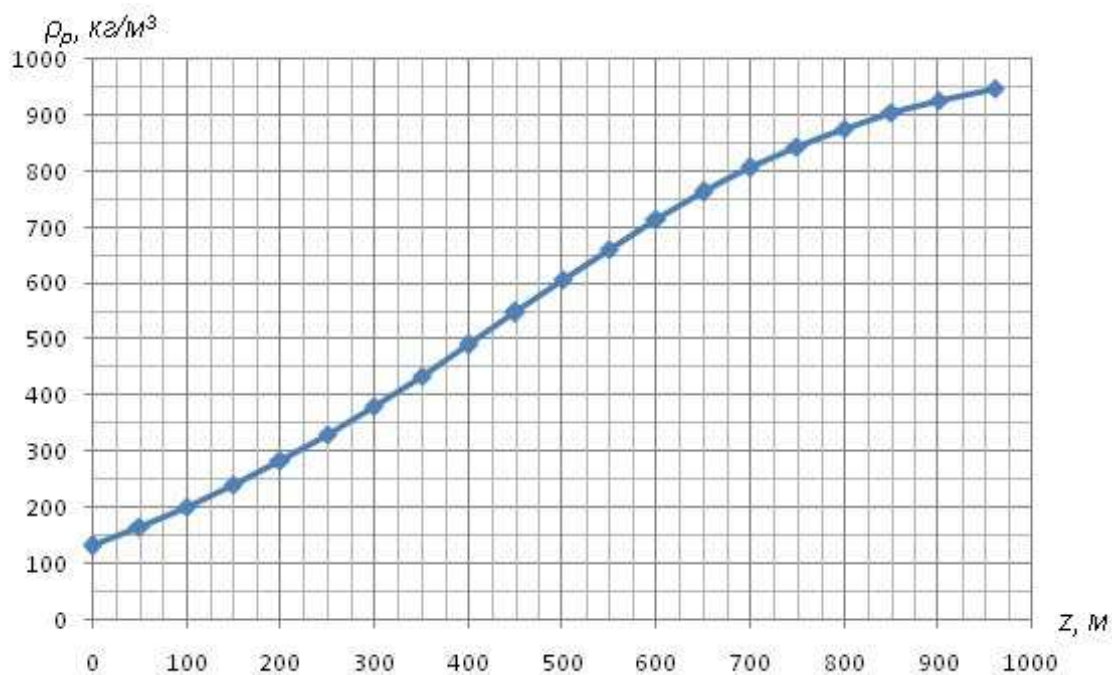
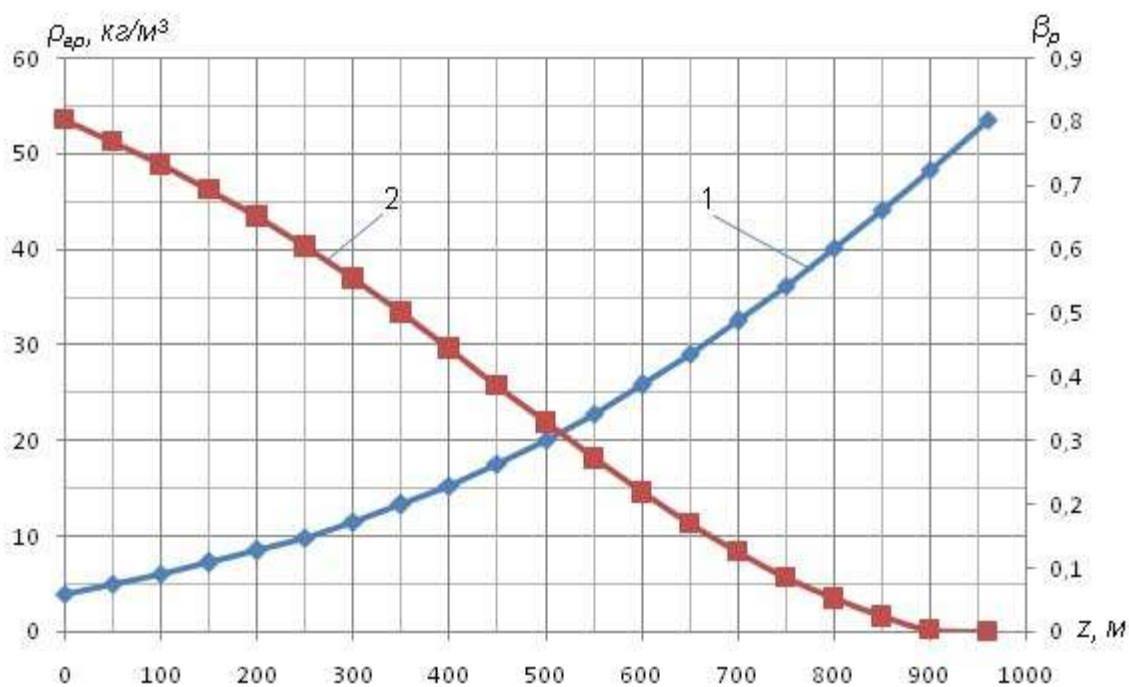


Рисунок 5 – Залежність густини газоводонафтового потоку свердловини від глибини розміщення перерізу над насосом



1 – густина вільного нафтового газу; 2 – об’ємний витратний газовміст потоку

Рисунок 6 – Зміна густини вільного нафтового газу та об’ємного витратного газовмісту потоку від глибини перерізу в свердловині

Література

1. Молчанова В.А. Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства / В.А. Молчанова, А.С. Топольников // Нефтепромышленное дело. – 2007. – № 10. – С. 34-40.

2. Пат. 105135 Україна, МПК F04В 47/02. Свердловинний ежектор / О.В. Паневник, О.Я. Дубей, І.Я. Яремко, М.М. Лях – № а 2013 07030; заявл. 04.06.13; опубл. 10.04.14 Бюл. № 7.

3. Пат. 109987 Україна, МПК E21B 43/12. Свердловинний ежектор / О.В. Паневник, О.Я. Дубей, І.Я. Яремко, М.М. Лях – № а 2014 07902; заявл. 14.07.14; опубл. 26.10.15 Бюл. № 20.
4. Дубей О.Я. Підвищення ефективності установок свердловинних штангових насосів шляхом застосування нафтогазових ежекторів. : дис. канд. техн. наук: 05.05.12. – Івано-Франківськ, 2017. – 218 с.
5. Красильников И.А. Разработка методики расчета характеристик жидкостно-газовых эжекторов для эксплуатации скважин и водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем. : дисс. канд. техн. наук: 25.00.17. – М., 2010. – 146 с.
6. Telkov V.P. Improvement of oil recovery by jet and electrical centrifugal pumping technology of water/gas influence / V.P. Telkov // Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Nov. 2007. – p. 4-9.
7. Shen J. Application of composite jet-rod pumping system in a system in a deep heavy-oil field in Tarim China / J. Shen, X. Wu, J. Wang // Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Sept. 2010. – 8 p.
8. Dubei O.Ya. Basic equation of the low-pressure oil-gas jet / O.Ya. Dubei, O.V. Panevnyk // Modern engineering and innovative technologies. – Nov. 2017. Issue 2. Vol. 1. – p. 7-15.
9. Бойко В.С. Збірник задач з технології видобування нафти: навчальний посібник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2011. – Частина III. – 407 с.
10. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов [Текст] / И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
4. Dubei O.Ya. Pidvyshchennia efektyvnosti ustanovok sverdlovyynykh shtanhovykh nasosiv shliakhom zastosuvannia naftohazovykh ezhektoriv : dys. kand. tekhn. nauk: 05.05.12. – Ivano-Frankivsk, 2017. – 218 p.
5. Krasilnikov I.A. Razrabotka metodiki rascheta harakteristik zhidkostno-gazovykh ehzhektorov dlya ehkspluatatsii skvazhin i vodogazovogo vozdeystviya na plast s ispol'zovaniem nasosno-ehzhektornykh sistem. : diss. kand. tekhn. nauk: 25.00.17. – M., 2010. – 146 p.
6. Telkov V.P. Improvement of oil recovery by jet and electrical centrifugal pumping technology of water/gas influence / V.P. Telkov // Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Nov. 2007. – pp. 4-9.
7. Shen J. Application of composite jet-rod pumping system in a system in a deep heavy-oil field in Tarim China / J. Shen, X. Wu, J. Wang // Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Sept. 2010. – 8 p.
8. Dubei O.Ya. Basic equation of the low-pressure oil-gas jet / O.Ya. Dubei, O.V. Panevnyk // Modern engineering and innovative technologies. – Nov. 2017. Issue 2. Vol. 1. – pp. 7-15.
9. Boiko V.S. Zbirnyk zadach z tekhnolohii vydobuvannia nafty: Navchalnyi posibnyk / V.S. Boiko. – Ivano-Frankivsk: Nova zoria, 2011. – Chastyna III. – 407 p.
10. Mishchenko I.T. Skvazhinnaya dobycha nefti: Uchebnoe posobie dlya vuzov [Tekst] / I.T. Mishchenko. – M.: Izd-vo «Neft i gaz» RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2007. – 826 p.

REFERENCES

1. Molchanova V.A. Issledovanie ehffektivnosti ustrojstva dlya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva / V.A. Molchanova, A.S. Topolnikov // Neftepromyslovoe delo. – 2007. – No 10. – pp. 34-40.
2. Pat. 105135 Ukraina, МПК F04B 47/02. Sverdlovyynnyi ezhektor / O.V. Panevnyk, O.Ya. Dubei, I.Ya. Yaremko, M.M. Liakh – No a 2013 07030; zaiavl. 04.06.13; opubl. 10.04.14. Biul. No 7.
3. Pat. 109987 Ukraina, МПК E21V 43/12. Sverdlovyynnyi ezhektor / O.V. Panevnyk, O.Ya. Dubei, I.Ya. Yaremko, M.M. Liakh – No a 2014 07902; zaiavl. 14.07.14; opubl. 26.10.15. Biul. No 20.

ВПЛИВ ВУГЛЕКИСЛОТНИХ СОЛЕЙ АМОНІЮ НА ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

В.І. Дмитренко, І.Г. Зезекало*

*Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка;
36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24; тел. (0532) 56-16-04;
e-mail: dmytr.v@gmail.com*

У статті розглянуто можливість використання вуглекислих солей амонію для підвищення обсягів вилучення вуглеводнів. Проведено комплекс експериментальних досліджень із метою вивчення впливу вуглекислих солей амонію на фільтраційні властивості пласта. Встановлено, що вуглекислі солі амонію за відсутності вод хлоркальцієвого типу взаємодіють з карбонатними породами, підвищуючи проникність колекторів. Розчини вуглекислих солей амонію при взаємодії з пластовою водою хлоркальцієвого типу утворюють у поровому просторі хімічно осажену крейду, при цьому проникність карбонатних порід зменшується.

Промислові випробування вуглекислих солей амонію показали збільшення дебіту газу на 30-50 % на свердловинах № 23 Опішнянського, № 115 Машівського, № 3 Тимофіївського газоконденсатних родовищ. Ефект від обробки пласта вуглекислими солями амонію зумовлений очищенням привибійної зони пласта та збільшенням проникності колектору. На свердловинах № 56, 108 Яблунівського та № 58 Тимофіївського газоконденсатних родовищ спостерігалось збільшення конденсатного фактору на 22-35 %. Ефективність даної обробки пов'язана з одночасним очищенням привибійної зони від асфальто-смолистих забруднень та збільшенням проникності, а також з гідрофілізацією порового простору та збільшенням рухливості конденсату, що випав у результаті дії на нього діоксиду карбону, який виділився у результаті розкладання вуглекислих солей амонію. Таким чином, дослідно-промислові випробування на Опішнянському, Машівському, Тимофіївському, Яблунівському газоконденсатних родовищах Полтавської області підтвердили ефективність використання вуглекислих солей амонію для підвищення видобутку вуглеводнів.

Перспектива подальших досліджень спрямована на розробку технології збільшення видобутку рідких вуглеводнів шляхом використання вуглекислих солей амонію.

Ключові слова: інтенсифікація; вуглекислий газ; карбонат амонію; гідрокарбонат амонію; вуглекислі солі амонію; природний газ; пластова вода; нафтовіддача.

В статье рассмотрена возможность использования углекислотных солей аммония для повышения объемов извлечения углеводородов. Проведен комплекс экспериментальных исследований с целью изучения влияния углекислых солей аммония на фильтрационные свойства пласта. Установлено, что углекислотные соли аммония при отсутствии вод хлоркальциевого типа взаимодействуют с карбонатными породами, повышая проницаемость коллекторов. Растворы углекислых солей аммония при взаимодействии с пластовой водой хлоркальциевого типа образуют в поровом пространстве химически осажденный мел, при этом проницаемость карбонатных пород уменьшается.

Промышленные испытания углекислых солей аммония показали увеличение дебита газа на 30-50 % на скважинах № 23 Опешнянского, № 115 Машевского, № 3 Тимофеевского газоконденсатных месторождений. Эффект от обработки пласта углекислыми солями аммония обусловлен очищением призабойной зоны пласта и увеличением проницаемости коллектора. На скважинах № 56, 108 Яблуневского и № 58 Тимофеевского газоконденсатных месторождений наблюдалось увеличение конденсатного фактора на 22-35 %. Эффективность данной обработки связана с одновременным очищением призабойной зоны от асфальто-смолистых загрязнений и увеличением проницаемости, а также с гидрофилизацией порового пространства и увеличением подвижности выпавшего конденсата в результате влияния на него диоксида карбона, выделившегося в результате разложения углекислых солей аммония. Таким образом, опытно-промышленные испытания на Опешнянском, Машевском, Тимофеевском, Яблуневском газоконденсатных месторождениях Полтавской области подтвердили эффективность использования углекислотных солей аммония для повышения добычи углеводородов.

Перспектива дальнейших исследований направлена на разработку технологии увеличения добычи жидких углеводородов путем использования углекислых солей аммония.

Ключевые слова: интенсификация; углекислый газ; карбонат аммония; гидрокарбонат аммония; углекислые соли аммония; природный газ; пластовая вода; нефтеотдача.

The possibility of using ammonium carbonates to increase hydrocarbons extraction is considered. To study the effect of ammonium carbonate salts on the reservoir filtration properties a complex of experimental studies has been carried out. It has been established that carbon dioxide ammonium salts, in the absence of calcium chloride water, interact with carbonate rocks, increase the absolute permeability of reservoirs. The solutions of ammonium carbonate salts interact with calcium chloride type of formation water and form chemically precipitated chalk in the pores of the rock. Herewith the permeability of carbonate rocks decreases.

The industrial tests of ammonium carbonate salts have shown an increase in gas flow rate by 30-50% at wells № 23 of Opishnyanske, № 115 of Mashivske, № 3 of Tymofiyivske gas condensate fields. The effect of the ammonium carbonates treatment of the formation is stipulated by the purification of the bottom-hole formation zone and an increase of the absolute permeability of the reservoirs. The increase of the condensation factor by 22-35% has been observed in wells № 56, 108 of Yablunivske and № 58 of Tymofiyivske gas condensate fields. The efficiency of the treatment is related to the simultaneous purification of the bottom-hole zone from asphalt-resinous contaminants and to the absolute permeability increase, as well as to the pore space hydrophilization and the increase in the mobility of condensate that has fallen due to the influence of carbon dioxide which generates as a result of the decomposition of carbonic acid ammonium salts. Thus, pilot tests at Opishnyanske, Mashivske, Tymofiyivske, Yablunivske gas condensate fields of Poltava region confirmed the effectiveness of using ammonium carbonate salts to increase hydrocarbon production.

The prospect of further research is aimed at developing a technology for increasing the liquid hydrocarbons production by the use of ammonium carbonate salts.

Keywords: intensification; carbon dioxide; ammonium carbonate; ammonium bicarbonate; ammonium carbonate salts; natural gas; formation water; oil recovery

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок з важливими науковими та практичними завданнями. На сьогоднішній день більшість газових, газоконденсатних та нафтових родовищ України знаходяться на завершальній стадії розробки, знижується видобуток газу та рідких вуглеводнів.

Однією з актуальних проблем нафтогазовидобувної промисловості є підвищення ефективності експлуатації свердловин. У сучасних умовах вирішення цієї проблеми багато в чому визначається своєчасною розробкою, обґрунтуванням і адресним застосуванням нових технологій підвищення ефективності вилучення вуглеводнів.

Тому наразі безсумнівно актуальною проблемою при експлуатації нафтогазових родовищ є розроблення ефективних методів збільшення газо-, конденсато- та нафтовіддачі пластів для підвищення продуктивності свердловин.

Аналіз останніх досліджень і публікацій.

На першому етапі розробки нафтогазоконденсатних родовищ видобуток здійснюється за рахунок виснаження пластової енергії. Цей етап, названий первинним, дозволяє вилучати з підземного резервуару лише до 10-25 % вуглеводнів [1]. Різноманітні методи, розроблені в подальшому, були спрямовані насамперед на підтримання пластового тиску (методи вторинного видобутку) або на покращення умов для руху вуглеводнів у пористому середовищі породи (методи третинного видобутку). До останніх відносяться різноманітні підходи збільшення

віддачі рідких вуглеводнів виснажених та високообводнених родовищ.

Ці методи та їх варіації, за деякими оцінками [2], налічують до 250 найменувань і включають різні схеми формування надлишкового тиску, нагнітання робочих середовищ, теплову дію на пласт, хімічну обробку продуктивних колекторів тощо.

Одним з ефективних способів збільшення віддачі рідких вуглеводнів пластів є закачування у свердловину води і CO₂ [3]. Що стосується перспектив використання методу нагнітання в пласт діоксиду карбону для збільшення нафто- та конденсатовіддачі з виснажених і високообводнених родовищ, зупинимось на впливі фактора розчинення діоксиду карбону у воді. По-перше, водний розчин CO₂, вступаючи в реакції і розчиняючи окремі складові породи, збільшує проникність пористого колектора. По-друге, в'язкість води зростає, що призводить до зниження її рухливості, а в сукупності зі збільшенням рухливості рідких вуглеводнів (через розчинення в них діоксиду карбону) це сприяє важливому для ефективності процесу вирівнюванню рухливості води і рідких вуглеводнів. І нарешті, зміни у властивостях води і рідких вуглеводнів зумовлюють зниження поверхневого натягу на межі поділу фаз «рідкі вуглеводні – вода» і збільшують змочуваність породи водою. Все це в комплексі сприяє більш ефективному змиванню вуглеводневої плівки з породи [4, 5].

За оцінками 2000 р. у світі на стадії реалізації знаходилося 84 проекти збільшення конденсато- та нафтовіддачі пластів методом на-

Таблиця 1 – Географія досліджуваних зразків кернів

№ зразка керна	Родовище, звідки взято зразки кернів	№ свердловини	Інтервал відбору, м
4802	Хухрянське	9	2931-2988
4805	Хухрянське	9	2931-2988
4809	Хухрянське	9	2931-2988
4814	Хухрянське	9	3046-3053
4837	Новогригорівське	100	3693-3697
4844	Новогригорівське	100	3693-3697
4838	Новогригорівське	100	3693-3697
4873	Матлахівське	36	3577-3584
5021	Решетняківське	65	2359-2367
5023	Решетняківське	65	2359-2367
5027	Решетняківське	65	2359-2367
4410	Великобубнівське	114	2921-2929
4414	Великобубнівське	114	2929-2936
4416	Великобубнівське	114	2929-2936
5114	Рибальське	206	4284-4294

гнітання діоксиду карбону. З них 72 (96%) здійснювалося на території США, що свідчить про її лідерство у цьому важливому науково-технологічному напрямку. Цікаво, що в роботі [6] друге місце відводиться Туреччині, проекти якої, за експертними оцінками, дозволяють розраховувати на значний комерційний успіх [7]. За оцінками 2014 р. у світі реалізується 136 проектів із закачування діоксиду карбону, які здійснюють 30 підприємств-операторів. З них 88 вважаються успішними, 18 відносять до перспективних проектів, решта 20 розпочаті нещодавно [8].

Відомо також використання карбонізованої води для підвищення конденсато- та нафтовіддачі пластів. Основною перевагою нагнітання карбонізованої води є відносно низькі витрати вуглекислого газу при закачуванні в пласт порівняно з іншими варіантами його використання [5, 8].

Однак, в обох випадках потрібні чиста зріджена вуглекислота, компресор, а також спеціальне обладнання для нагнітання зріджених газів та рідин, насичених газом, при високих тисках.

Виходячи з вищенаведеного, можна допустити, що високу ефективність може мати реагент, який містить 10-15 % хімічно зв'язаного CO₂, який у пластових умовах вивільняється.

Таким реагентом є сіль карбонатної (вугільної) кислоти H₂CO₃, а саме, гідрокарбонат і карбонат амонію (NH₄HCO₃ та (NH₄)₂CO₃ відповідно). Розчини цих солей легко розкладаються при температурах 40-90 °С. Тому в низці випадків доцільніше, з економічної точки зору,

використовувати реагенти, які містять 10-15 % хімічно зв'язаного діоксиду карбону CO₂, котрий у пластових умовах вивільняється.

Постановка цілей. Цілі статті полягають у тому, щоб вивчити вплив вуглекислих солей амонію на фільтраційні властивості пласта.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Вплив розчинів вуглекислих солей амонію на фізико-літологічні параметри зразків кернів, а саме: проникність, пористість, розмір порових каналів досліджувались на установці УПК-1М, для чого під тиском заповнювали природний керн вуглекислими солями амонію концентрацією 200 г/л при температурах 20°C, 30°C, 40°C, 50°C, 60°C, 70°C протягом 3 год.

У якості моделей пласта, які досліджувались, використано керновий матеріал різних нафтогазових родовищ (Хухрянського, Решетняківського, Рибальського, Великобубнівського, Новогригорівського, Матлахівського), а саме, зразки-піщаники у кількості 15 шт. діаметром 30 мм, довжиною 30 мм, з проникністю 0,051-1,320 мкм² і відкритою пористістю, яка знаходилась в межах 9,5-22,7 %. У таблиці 1 наведено географію досліджуваних зразків.

Проникність визначалася на стаціонарній лабораторній установці з фіксованим боковим гідрообжимом в 3 МПа.

Вуглекислі солі амонію із зразків кернів видалялися в одному випадку дистильованою водою, в іншому – пластовою водою. Повнота промивання визначалася за наявністю у

Таблиця 2 – Зміна фізико-літологічних параметрів зразків кернів під час обробки їх розчином NH_4HCO_3 ($t=20^\circ\text{C}$) з подальшим видаленням NH_4HCO_3 дистильованою водою

№ зразка керна	Початкові параметри			Кінцеві параметри			Карбонатність, %	
	Проникність, 10^{-15} м^2	Пористість, %	Розмір пор, мкм	Проникність, 10^{-15} м^2	Пористість, %	Розмір пор, мкм	До	Після
4802	940	20,8	19,0	1030	22,9	17,3	1	0,5
4805	1050	22,1	20,9	1326	22,6	18,4	3,3	1,6
4809	620	21,1	17,3	867	17,9	15,8	2,8	1,4
4814	42	14,2	5,4	57	11,8	5,0	3,1	1,6
4837	166	20,8	24,9	172	20,6	23,1	14	11
4844	46	9,9	6,9	64	9,6	5,9	9	7
5021	1292	22,7	20,4	1341	23,0	20,6	0,9	0,4

Таблиця 3 – Зміна фізико-літологічних параметрів зразків кернів під час обробки їх розчином NH_4HCO_3 ($t=20^\circ\text{C}$) з подальшим видаленням NH_4HCO_3 пластовою водою

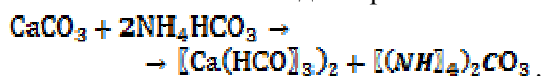
№ зразка керна	Початкові параметри			Кінцеві параметри		
	Проникність, 10^{-15} м^2	Пористість, %	Розмір пор, мкм	Проникність, 10^{-15} м^2	Пористість, %	Розмір пор, мкм
4873	172	17,9	8,4	166	14,8	8,3
5027	337	21,7	10,6	310	21,3	10,2
4410	70	16,8	5,5	56	16,5	4,9
4416	245	22,4	8,9	192	17,6	8,9
4838	1038	21,8	18,6	890	18,5	18,6
5023	366	18,8	11,7	345	18,1	10,8
5114	51	10,4	6,0	40	10,2	5,3
5119	63	9,5	6,9	45	9,0	6,0
4414	290	22,6	9,7	246	22,2	8,9

фільтраті йонів амонію та карбонат-йонів титриметричним методом.

У таблиці 2, 3 наведено результати порівняльних досліджень параметрів зразків-кернів після обробки вказаними рідинами.

Аналіз даних свідчить, що зразки, з яких вуглекислі солі амонію видалялись дистильованою водою, збільшили значення проникності в середньому на 18 % відносно початкових значень. Теоретичний розмір порових каналів також збільшився у всіх досліджуваних зразках кернів.

Крім того, спостерігається вплив розчину NH_4HCO_3 на карбонатність зразків: майже у всіх кернів вона зменшилася на 47-52 % від початкових значень (таблиця 2). За результатами проведених експериментів можна стверджувати, що відбувається розчинення карбонатних цементів солями амонію згідно з рівнянням:



При цьому нерозчинний CaCO_3 переходить у розчинний $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$.

У лабораторних умовах проведено ряд експериментів з розчинення сухої крейди 20%-ним розчином гідрокарбонату амонію. Отримані результати показали, що при нормальних умовах розчинність CaCO_3 в NH_4HCO_3 , досягає 0,85-1,12 г/л, а при температурі 60°C – 1,6-1,74 г/л. Це свідчить про розчинність карбонатних цементів, які містять в зразках кернів розчин гідрокарбонату амонію.

Виходячи з термохімічних умов проходження вказаного процесу, розчинність карбонатних цементів зростатиме із збільшенням тиску, що є позитивною характеристикою дії розчину NH_4HCO_3 на карбонатні породи в пластових умовах.

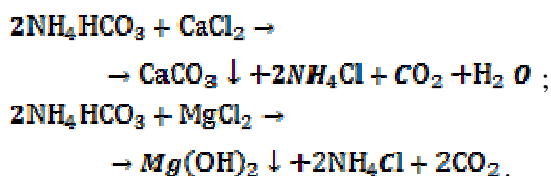
Друга частина зразків-кернів, наведених в таблиці 3, з яких вуглекислі солі амонію видалялись пластовою водою, зменшила значення проникності на 14-28 %, розмір порових каналів також зменшився.

Причиною вказаного впливу розчину гідрокарбонату амонію на проникність зразків-кернів, очевидно, є хімічна реакція між високомінералізованою водою і гідрокарбонатом

Таблиця 4 – Вплив інтенсифікації на продуктивність свердловин

Час	Q _г , тис. м ³ /доба	Конденсатний фактор КФ, кг/тис. м ³	Q _к до обробки та розрахунок без урахування КФ, т/доба
До обробки	14,7	69,1	1,01
Після обробки	95,14	69,1	6,6
1 місяць	90,6	69,1	6,2
2 місяці	50,6	69,1	3,5
3 місяці	15,0	69,1	1,03

амонію з утворенням та осадженням твердої фази. Лабораторні дослідження, проведені при змішуванні пластових вод із газоконденсатних свердловин з 20%-ним розчином гідрокарбонату амонію, показали, що при вмісті в пластових водах Ca²⁺ та Fe³⁺ більше 0,5 мг-йон/л, а також Mg²⁺ – 1,5 мг-йон/л та більше, використання вуглекислих солей амонію є неефективним через утворення нерозчинних у воді карбонатів за схемою:



На підприємствах ГПУ «Полтавагазвидобування» проведено впровадження вуглекислих солей амонію для обробки привибійної зони пласта. Дослідження свердловин після обробки проводилися на діючих спеціальних дослідних лініях методом постійних відборів на 5-6 режимах прямого та 2-3 режимах зворотного ходу.

На початку випробувань свердловини промиваються 3-5 % розчином аміаку або гідрокарбонатом амонію, які подаються в насосно-компресорні труби або в затрубний простір. Після цього проводиться закачування основних реагентів інтенсифікації: вуглекислих солей амонію.

Спосіб закачування обирався залежно від проникності колектора. Робочий реагент продавлювали в пласт, витримували його там 16-24 год, потім свердловину освоювали на амбар та приєднували до промивної установки комплексної переробки газу. Після освоєння та стабілізації дебіту знімали робочі параметри свердловини.

Результати впровадження показали, що після обробки продуктивних колекторів у свердловинах № 23 Опішнянського та № 115 Машівського газоконденсатних родовищ (ГКР) отримано приріст дебіту газу відповідно з 10 до 33,8 тис. м³/добу та з 15 до 30,4 тис. м³/добу, а на свердловині № 3 Тимофіївського газоконде-

нсатного родовища приріст видобутку газу склав 80 тис. м³/добу (табл. 4).

Таким чином, ефект від обробки привибійної зони пласта вуглекислими солями амонію зумовлений очищенням привибійної зони пласта та збільшенням проникності колектору.

Ще одним ефектом інтенсифікації свердловин реагентом NH₄HCO₃ є значний приріст конденсатного фактора при деякому зменшенні дебіту газу. Так, на свердловині № 56 Яблунівського газоконденсатного родовища конденсатний фактор зріс з 54,8 до 80,9 кг/тис. м³. При цьому продуктивність за газом після інтенсифікації зменшилася з 180 до 130-140 кг/тис. м³. На другому місяці експлуатації свердловини після обробки пласта відмічено зростання дебіту газу на 55 тис. м³/добу відносно початкових значень. Результати обробки цієї свердловини свідчать, що запропонований реагент збільшує, очевидно, рухливість конденсату. Відбулася гідрофілізація пласта з витісненням рідких вуглеводнів з порових каналів, про що свідчить про різке збільшення дебіту конденсату. Після очищення колектору збільшився видобуток газу.

Найбільш ефективною є обробка свердловини № 58 Тимофіївського та № 108 Яблунівського газоконденсатних родовищ. Дані, наведені в табл. 5, вказують, що в обох свердловинах після обробки зросли дебіт газу та конденсатний фактор. Дебіт газу, поступово зменшуючись, наблизився до початкових значень, у той час, як конденсатний фактор залишається підвищеним.

Ефективність даної обробки пов'язана, очевидно, з одночасним очищенням привибійної зони від асфальто-смолистих забруднень та збільшення проникності, а також з гідрофілізацією порового простору та збільшенням рухливості конденсату, що випав у результаті дії на нього діоксиду карбону, який виділюється у результаті розкладання вуглекислих солей амонію.

Таблиця 5 – Вплив інтенсифікації на продуктивність свердловин

Час	Q_r , тис. м ³ /добу	Конденсатний фактор КФ, кг/тис. м ³	$Q_{к, до}$ до обробки та розрахунок без урахування КФ, т/добу	$Q_{к, після}$ після обробки т/добу	$Q_{к, до}$ т/добу
Тимофіївське ГКР, свердловина № 58					
До обробки	80,0	101	8,1	–	–
Після обробки	122,8	117	12,4	14,4	2,0
1 місяць	120,0	128	12,1	15,4	3,3
2 місяця	110,0	120	11,1	13,2	2,1
3 місяця	100,0	119	10,1	11,9	1,8
4 місяця	100,0	108	10,1	10,8	0,7
5 місяця	90,0	108	9,0	9,7	0,7
Яблунівське ГКР, свердловина № 108					
До обробки	290	55	15,8	–	–
Після обробки	200	71	10,9	14,2	3,3
1 місяць	322	80	17,6	25,8	8,2
2 місяця	316	74	17,3	23,5	6,2
3 місяця	314	70	17,1	22,3	5,2
4-6 місяців	310	68	16,8	20,9	4,7
7-9 місяців	307	60	16,0	18,6	2,6
10 місяців	290	55	15,9	–	–

Висновки з даного дослідження і перспективи подальших розвідок у даному напрямі. Виходячи з вищенаведеного, встановлено, що вуглекислі солі амонію, за відсутності вод хлоркальцієвого типу, взаємодіють з карбонатними породами, підвищують проникність колекторів за рахунок переходу нерозчинного CaCO_3 у розчинний $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$. При цьому на 47-52 % зменшується карбонатність порід та в середньому на 18 % відносно початкових значень, збільшується проникність. Розчини вуглекислих солей амонію при взаємодії з пластовою водою хлоркальцієвого типу утворюють у поровому просторі хімічно осаджену крейду, при цьому проникність карбонатних порід зменшується на 14-28 %.

Дослідно-промислові випробування на Опішнянському, Машівському Тимофіївському, Яблунівському газоконденсатних родовищах Полтавської області підтвердили ефективність використання вуглекислих солей амонію для підвищення видобутку вуглеводнів.

Промислові випробування вуглекислих солей амонію показали збільшення дебіту газу на 30-50 % на свердловинах № 23 Опішнянського, № 115 Машівського, № 3 Тимофіївського ГКР, збільшення конденсатного фактору на 22-35 % на свердловинах № 56 Яблунівського, № 58 Тимофіївського та № 108 Яблунівського ГКР.

Перспектива подальших досліджень спрямована на розробку технології збільшення видобутку рідких вуглеводнів шляхом використання вуглекислих солей амонію.

Література

1. Фриберг С.Е. Микроэмульсии. Структура и динамика / С.Е. Фриберг, П. Боторель. – М.: Мир, 1990. – 320 с.
2. Муслимов Р.Х. Уметь добывать нефть – значит разрабатывать месторождение с умом / Р.Х. Муслимов // Республика Татарстан. – 2004. – № 195. – С. 4.
3. Greg Johnson Увеличение нефтеотдачи посредством закачки в пласт CO_2 / Greg Johnson // Арматуростроение. – 2015. – № 1 (94). – С. 48-52.
4. Балинт В. Применение углекислого газа в добыче нефти / В. Балинт, А. Бан, Ш. Долешал. – М.: Недра, 1977. – 240 с.
5. Зезекало И. Г. Химико-технологические проблемы повышения надежности добычи углеводородов путем применения аммиака и его производных : дис... доктора тех. наук : 05.15.06 / Иван Гаврилович Зезекало. – К., 1996. – 353 с.
6. Heddle G. The economics of CO_2 storage / Heddle G., Herzog H., Klett M. // Eds Massachusetts Institute of Technology, USA. – 2003. – 111 p.

7. Гумеров Ф.М. Перспективы применения диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов / Ф.М. Гумеров // Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. статей: в 2 ч. / Под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – Ч. 2. – С. 93–109.

8. Трухина О.С. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / О.С. Трухина, И.А. Синцов // Успехи современного естествознания. – 2016. – № 3. – С. 205-209.

REFERENCES

1. Friberg S.E. Mikroemulsii. Struktura i dinamika / S.E. Friberg, P. Botorel. – М.: Mir, 1990. – 320 p.

2. Muslimov R.H. Umet dobyvat neft – znachit razrabatyvat mestorozhdenie s umom / R.H. Muslimov // Respublika Tatarstan. – 2004. – № 195. – p. 4.

3. Greg Johnson Uvelichenie nefteotdachi posredstvom zakachki v plast CO₂ / Greg Johnson // Armaturostroenie. – 2015. – № 1 (94). – pp. 48-52.

4. Balint V. Primenenie uglekislogo gaza v dobyche nefti / V. Balint, A. Ban, Sh. Doleshal. – М.: Nedra, 1977. – 240 p.

5. Zezekalo I. G. Himiko-tehnologicheskie problemy povysheniya nadezhnosti dobychi uglevodorodov putem primeneniya ammiaka i ego proizvodnyh : dis... doktora teh. nauk : 05.15.06 / Ivan Gavrilovich Zezekalo. – К., 1996. – 353 p.

6. Heddle G. The economics of CO₂ storage / Heddle G., Herzog H., Klett M. // Eds Massachusetts Institute of Technology, USA. – 2003. – 111 p.

7. Gumerov F.M. Perspektivy primeneniya dioksida ugleroda dlya uvelicheniya nefteotdachi plastov / F.M. Gumerov // Aktualnye voprosy issledovaniy plastovyh sistem mestorozhdenij uglevodorodov: sb. nauch. statej: v 2 ch. / Pod red. B.A. Grigoreva. – М.: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – Ч. 2. – pp. 93–109.

8. Truhina O.S. Opyt primeneniya uglekislogo gaza dlya povysheniya nefteotdachi plastov / O.S. Truhina, I.A. Sincov // Uspehi sovremennogo estestvoznaniya. – 2016. – No 3. – pp. 205-209.

РОЗРАХУНОК НАПРУЖЕНЬ РОЗТЯГУ І ЗГИНУ В ОБСАДНІЙ КОЛОНІ, ВСТАНОВЛЕНІЙ У СВЕРДЛОВИНІ ЗІ СКЛАДНИМ ПРОФІЛЕМ

І.І. Палійчук

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (0342) 507626
e-mail: paliychuk.igor@tvnet.if.ua*

Обсадна колона у криволінійній свердловині представлена як суцільний довгий пружний стрижень. На нього вертикально діє вага, яка рівномірно розподілена по довжині та створює змінні осьові сили розтягу у тілі колони. Одночасно на неї діють сили реакції стінок свердловини, які разом з вагою вигинають колону початково прямолінійних труб. Прийнято, що вісь обсадної колони повторює вісь викривленої свердловини, а реакція стінок неперервно розподілена по довжині за певним законом, внаслідок якого колона набуває заданої форми. Складено систему диференціальних рівнянь рівноваги внутрішніх та зовнішніх сил і моментів, яку доповнено до замкнутого вигляду диференціальним рівнянням кривизни. Система описує великі деформації довгого пружного стрижня в одній площині. Уведення в розрахунок розподілених ваги, реакцій стінок та сил опору перетворюють її на неоднорідну. Особливістю системи є необхідність розв'язання оберненої задачі. При цьому відомими є зовнішнє навантаження та деформації стрижня, задані формою свердловини у вигляді даних інклінометричної таблиці. Визначенню підлягають невідомі внутрішні сили і така функція реакції стінок, яка створює його задану форму. Встановлено, що ця функція залежить від розподілу осьових сил, викликаних вагою і силами опору. У результаті систему зведено до лінійного неоднорідного диференціального рівняння зі змінними коефіцієнтами першого порядку відносно осьової сили та отримано його розв'язок у вигляді суми інтегралів. Показано, що один із них можна знайти у квадратурах лише для випадку постійного радіуса кривизни свердловини. Це зумовило необхідність застосування чисельних методів інтегрування. За розв'язком основного рівняння отримано формули розподілів осьових сил та згинальних моментів у тілі колони, а також реакцій стінок, які приводять колону до дійсного профілю свердловини. Для розрахунку вказаних силових чинників розроблені методика чисельного інтегрування даних інклінометричних вимірювань та програмне забезпечення числового аналізу реальної свердловини. Ця методика дозволяє виявити ділянки місцевого збільшення кривизни і ускладнення прохідності криволінійної свердловини та розрахувати основні параметри напружено-деформованого стану обсадної колони у ній.

Ключові слова: обсадна колона; криволінійна свердловина; осьова сила; реакція стінки; напружено-деформований стан.

Обсадная колонна в криволинейной скважине представлена сплошным длинным упругим стержнем. На него вертикально действует вес, который равномерно распределен по длине и создает переменные силы растяжения в теле колонны. Одновременно на неё действуют силы реакции стенок скважины, которые совместно с весом изгибают колонну первоначально прямолинейных труб. Принято, что ось обсадной колонны повторяет ось искривленной скважины, а реакция стенок непрерывно распределена по длине по определенному закону, вследствие которого колонна приобретает заданную форму. Составлена система дифференциальных уравнений равновесия внутренних и внешних сил и моментов, дополненная к замкнутому виду дифференциальным уравнением кривизны. Система описывает большие деформации длинного упругого стержня в одной плоскости. Введение в расчет распределенных веса, реакций стенок и сил сопротивления превращают её в неоднородную. Особенностью системы является необходимость решения обратной задачи. При этом известны внешняя нагрузка и деформации стержня, заданные формой скважины в виде данных инклинометрической таблицы. Определению подлежат неизвестные внутренние силы и функция реакции стенок, которая создает его заданную форму. Установлено, что эта функция зависит от распределения осевых сил, вызванных весом и силами сопротивления. В результате система приведена к линейному неоднородному дифференциальному уравнению с переменными коэффициентами первого порядка относительно осевой силы и получено его решение в виде суммы интегралов. Показано, что один из интегралов можно найти в квадратурах только в случае постоянного радиуса кривизны скважины. Это обусловило необходимость применения численных методов интегрирования. Из решения основного уравнения получены формулы распределения осевых сил и изгибающих моментов в теле колонны, а также реакций стенок, которые приводят колонну к действительному профилю скважины. Для расчета указанных силовых факторов разработаны методика численного интегрирования данных инклинометрических измерений и программное обеспечение числового анализа реальной скважины. Эта методика позволяет выявить

участки местного увеличения кривизны, осложнения проходимости криволинейной скважины и рассчитать основные параметры напряженно-деформированного состояния обсадной колонны в ней.

Ключевые слова: обсадная колонна; криволинейная скважина; осевая сила; реакция стенки; напряженно-деформированное состояние.

The casing column in the curvilinear well is represented as a long solid elastic rod. It has a vertically acting weight, which is evenly distributed along the length and creates variable axial tensile forces in the column body. At the same time, it is influenced by the reaction forces of the borehole walls, which, together with the weight, bend the column of initially straight pipes. It is assumed that the casing axis replicates the axis of the bent borehole, and the walls reaction is continuously distributed along the length according to a certain law, which, together with the weight, bends the column of the initially straight pipes. A system of differential equilibrium equations of internal and external forces and moments was composed. This system was supplemented to a closed form with the differential equation of curvature. This system describes large deformations of a long elastic rod in one plane. The introduction of the distributed weight, wall reactions and resistance forces into the calculation makes it non-uniform. Its feature is the need to solve the inverse problem. In this case the external load and rod deformations defined by the well shape in the form of an inclinometric data table are known. The unknown internal forces and the function of the walls reaction which creates its predetermined shape must be determined. It is established that this function depends on the distribution of axial forces caused by weight and resistance forces. As a result the system was reduced to a linear inhomogeneous differential equation with variable coefficients of the first order as to the axial force and its solution was obtained as a sum of integrals. It is shown that one of them can be found in quadratures only in the case of a constant radius of curvature of the well. This necessitated the use of numerical integration methods. Formulas for the distribution of axial forces and bending moments in the body of the column, as well as the reactions of the walls leading the column to the actual well profile are obtained from the solution of the basic equation. To calculate these force factors, a method for numerical integration of inclinometric measurements data and software for numerical analysis of a real well are developed. This technique allows to detect the areas of local increase of the curvature and difficult passage of the curvilinear wellbore and to calculate the main parameters of the stress-strain state of the casing column in it.

Key words: casing string; curved wellbore; axial force; wall reaction; stress-strain state.

Вступ

Технологія надійного та безпечного видобування нафти і газу з великих глибин вимагає кріплення стінок свердловини колоною обсадних труб. Сучасні методи похило-скерованого та горизонтального буріння дозволяють досягти продуктивних пластів на глибині 4-6 км при довжині колони 5-8 км, у той час як діаметр сталевих труб може складати лише 168-140 мм при товщині стінок 10-12 мм. При цьому основна експлуатаційна колона, яка з'єднує устя свердловини з покладами вуглеводнів, повинна бути суцільною, міцною і герметичною.

Типовий профіль свердловини складається з вертикальної ділянки, однієї чи кількох похилих ділянок (які забезпечують великий відхід від вертикальної) та привибійної вертикальної ділянок. Прямолинійні ділянки сполучені перехідними викривленими, які описують дугою кола з постійним радіусом. При проектуванні усі ділянки свердловини зазвичай розташовують в одній вертикальній площині.

Під час буріння виникають відхилення від проектного профілю свердловини, які постійно виправляються технічними і технологічними засобами. Внаслідок цього ділянки реальної свердловини не є точно прямолинійними чи дугами кола, а містять місцеві викривлення і відхилен-

ня від заданої форми. Для встановлення реального профілю пробуреної свердловини проводять її каротажні дослідження, під час яких вимірюють зенітний кут ϑ між дотичною до вигнутої осі свердловини і вертикаллю. За отриманими даними складають інклінометричну таблицю – залежність кута $\vartheta(s)$ від координати s , якою є відстань від денної поверхні вздовж криволінійної осі свердловини до визначеного перетину. Вимірювання проводять від устя свердловини до вибою з певним кроком Δs .

Обсадна експлуатаційна колона, опущена у криволінійну свердловину, вступає у силову взаємодію зі стінками свердловини завдяки жорсткості труб. Внаслідок реакції стінок колона вигинається, повторюючи профіль свердловини. У результаті цього у тілі труб виникає складний напружено-деформований стан, спричинений їх згином та осьовим розтягом, який значною мірою впливає на надійність та довговічність роботи обсадної колони.

Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Дослідженню внутрішніх напружень у колонах труб нафтових свердловин присвячена робота Ю. А. Песляка [1]. Тут була сформульована задача визначення сил, які діють на колону труб у свердловині, коли її просторова фор-

ма є заданою. Для її вирішення застосовано систему рівнянь Г. Кірхгофа, які описують просторові викривлення довгого пружного стрижня, що має скінчену згинальну жорсткість, та проведено її розв'язання у векторній формі. Проте результати у скалярній формі, придатні для інженерних розрахунків, отримано лише для випадку ділянки свердловини, яка вигнута за дугою кола постійного радіуса в одній площині, та для випадку свердловини, яка задана гвинтовою лінією з постійним зенітним кутом і постійною швидкістю зміни азимутального кута.

Для визначення осьових сил і сил опору у випадку довільного викривлення свердловини застосовано чисельне інтегрування на прикладі свердловини з постійною швидкістю зміни зенітного та азимутального кута до їх максимального значення 90° . Слід зауважити, що у дослідженнях зроблені висновки про те, що при викривленні глибокої свердловини можна знехтувати згинальною жорсткістю колони труб [1, с.27] та що при виході осі свердловини із одної площини згину (тобто при наявності другої просторової кривизни осі – скруту) у тілі колони труб не виникає деформацій скручування [1, с.21]. Проте реакція стінки, що діє при цьому на зігнуту трубу, спрямована перпендикулярно до площини початкового згину і завжди створює момент скручування навколо дотичної до осі труби у початковому перетині.

У роботі П. А. Вислобіцького [2] розглянута задача просування та згинання колони труб у викривленому стовбурі свердловини. Для її вирішення застосовано геометричний підхід у дослідженні силової взаємодії труб зі стінками свердловини. При цьому трубу було графічно вписано у викривлену за дугою кола свердловину за кількома вірогідними, на думку автора, схемами розміщення точок контактування з її стінками, у яких можуть виникати реакції і сили опору. Діючі сили визначались за рівняннями рівноваги ділянок труби між цими точками контакту та за рівняннями деформацій труби, для яких застосовані формули малих деформацій консольної балки (що має вільний і защемлений кінці).

За отриманими залежностями зроблено висновок, що "у бурінні свердловин з горизонтальним закінченням стовбура, виходячи з технічних, технологічних та економічних показників, перевагу треба надавати малим радіусам викривлення стовбура" [2, с.324]. При загальній постановці задачі про згинання та прохідність колони труб у кривому стовбурі свердловини запропонована система диференціальних рівнянь, якими слід було виразити зігнений стан

колони [2, с.345], але вона не містить двох рівнянь рівноваги проєкцій внутрішніх і зовнішніх сил, а тому є незамкнутою і не може бути розв'язаною.

Отже, **невирішеною проблемою** залишається отримання замкнутої системи диференціальних рівнянь, що описує деформування колони труб у викривленій свердловині під дією власної ваги і реакцій стінок, розв'язки якої дозволять визначити розподіл осьових сил, згинальних моментів та напружень у тілі колони.

Постановка задачі і мета роботи

Довга колона обсадних труб у свердловині поводить себе як пружний нерозрізний стрижень [1, 3], який має достатню жорсткість на згин (чинить опір згинанню, не є ниткою). На нього діє вертикальна вага j , рівномірно розподілена по довжині, яка створює змінні осьові сили у тілі колони. Колона початково прямолінійних труб у криволінійній свердловині примусово набуває геометричної форми її викривленої осі. Це відбувається за рахунок сил реакції стінок свердловини, які разом з вагою діють на колону і вигинають її.

За технологією обсадна колона у свердловині розташовується на центральних пристроях. Проте достеменно невідомо, як вони суміщаються з місцевими відхиленнями форми свердловини: викривленнями, кавернами, жолобами. Об'єктивні дані про форму свердловини дає лише інклінометрична таблиця. Тому при постановці задачі прийнято, що вісь обсадної колони повторює вісь викривленої свердловини і співпадає з нею. Це забезпечується дією (реакцією) стінок свердловини на колону, розподіленою по усій її довжині.

Тому у першому наближенні вважаємо, що колона контактує зі стінками свердловини по усій довжині (нехтуємо малими зазорами між стінкою і трубою порівняно з великими геометричними відхиленнями осі від прямолінійної форми). Отже, разом з вагою j на довгий пружний стрижень діє реакція стінок $f(s)$, розподілена по його довжині за певним законом, внаслідок чого він набуває заданої форми. Приймаємо, що розподілене навантаження $f(s)$, яке спрямоване по нормалі до криволінійної осі стрижня, є додатним, якщо його проєкція на горизонталь має додатний напрям.

Мета роботи – розробити методику визначення розподілу осьових сил та реакцій стінок, які разом з власною вагою діють на колону об-

садних труб і приводять її до заданої форми свердловини. Для цього слід вивести та зінтегрувати систему диференціальних рівнянь рівноваги довгого пружного стрижня, зігнутого в одній площині. За отриманими результатами потрібно знайти вирази силових параметрів, які описують напружено-деформований стан обсадної колони у викривленій свердловині.

Основна система диференціальних рівнянь

Аналіз показав [3], що, не втрачаючи загальності розв'язку, можна розглядати великі пружні деформації довгого стрижня одиничної жорсткості на згин. При цьому згинальний момент чисельно дорівнює кривизні стрижня, а діючі силові чинники за величиною відрізняються від розрахункових лише множителем EJ (E – модуль пружності матеріалу; J – момент інерції поперечця стрижня).

Розглянемо дуговий елемент – відрізок викривленої осі стрижня довжиною ds , на початку якого дотична нахилена до вертикалі під зенітним кутом ϑ (рис. 1). У цьому перетині прикладені внутрішні поздовжня t і поперечна u сили та згинальний момент q . (Тут збережені позначення кута нутації ϑ і кривизни q , запропоновані Л. Ейлером та використані Г. Кірхгофом.) У кінцевому перетині елемента, який отримав приріст зенітного кута $d\vartheta$, прикладені такі ж силові чинники, але з приростами відповідно dt , du , dq , які спрямовані так, щоб зрівноважити початкові.

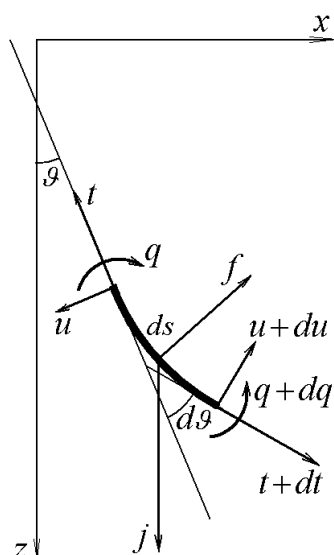


Рисунок 1 – Розрахункова схема викривленого пружного елемента колони

Також на елемент діють зовнішні сили: його вага $j ds$, реакція стінки $f ds$ і сила опору $k_t f ds$ (на рис. 1 не показана), спрямована по дотичній

до осі колони труб проти її руху, де k_t – коефіцієнт тертя. У рівняннях рівноваги, розглянутих далі, знак сили опору відповідає опусканню колони у свердловину. Для випадку її підймання у рівняннях та їх розв'язках слід прийняти коефіцієнт тертя з протилежним знаком.

Рівняння рівноваги проєкцій сил на нормаль:

$$-u - j ds \cdot \sin \vartheta + f ds \cdot \cos \frac{d\vartheta}{2} - k_t f ds \cdot \sin \frac{d\vartheta}{2} + (u + du) \cdot \cos d\vartheta + (t + dt) \cdot \sin d\vartheta = 0$$

Оскільки $ds \rightarrow 0$ і $d\vartheta \rightarrow 0$, то $\cos d\vartheta = 1$, $\sin d\vartheta = d\vartheta$, і отримуємо

$$-u - j \sin \vartheta \cdot ds + f ds - k_t f ds \cdot \frac{d\vartheta}{2} + u + du + t \cdot d\vartheta + dt \cdot d\vartheta = 0$$

Добутками нескінченно малих величин можна знехтувати, тоді

$$\frac{du}{ds} + t \cdot \frac{d\vartheta}{ds} - j \sin \vartheta + f = 0. \quad (1^*)$$

Рівняння рівноваги проєкцій сил на дотичну:

$$-t + j ds \cdot \cos \vartheta - f ds \cdot \sin \frac{d\vartheta}{2} - k_t f ds \cdot \cos \frac{d\vartheta}{2} + (t + dt) \cdot \cos d\vartheta - (u + du) \cdot \sin d\vartheta = 0$$

Оскільки $d\vartheta \rightarrow 0$, тоді

$$-t + j \cos \vartheta \cdot ds - f ds \cdot \frac{d\vartheta}{2} - k_t f ds + t + dt - u \cdot d\vartheta - du \cdot d\vartheta = 0,$$

$$\frac{dt}{ds} - u \cdot \frac{d\vartheta}{ds} + j \cos \vartheta - k_t f = 0. \quad (2^*)$$

Рівняння рівноваги кінцевих моментів і моментів кінцевих сил відносно початку елемента

$$-q + (q + dq) + (u + du) \cos d\vartheta \cdot ds \cos d\vartheta - (t + dt) \cos d\vartheta \cdot ds \sin d\vartheta = 0$$

У цьому рівнянні моменти від розподілених навантажень j та f відсутні внаслідок їх множення на дві нескінченно малі величини – на довжину елемента ds , що дає величину сили, і на половину хорди $ds/2$ як плече сили. Після розкриття дужок отримуємо:

$$dq + u \cdot ds + du \cdot ds - t \cdot ds \cdot d\vartheta - dt \cdot ds \cdot d\vartheta = 0,$$

$$\frac{dq}{ds} + u = 0. \quad (3^*)$$

Як бачимо, система диференціальних рівнянь (1^*-3^*) містить три невідомі функції t , u і q (які є внутрішніми силовими чинниками) та невідому функцію розподіленої реакції f (яка є зовнішнім навантаженням). Функція ϑ є відомою завдяки інклінометричній таблиці вимірювання свердловини.

Для існування розв'язку системи необхідне четверте рівняння. Його надає кінематичне рів-

няння Ейлера, яке встановлює зв'язок між функціями q кривизни стрижня і його кутової деформації ϑ в одній площині

$$q = \vartheta' = \frac{d\vartheta}{ds} = \frac{1}{R}, \quad (4^*)$$

де R – місцевий радіус кривизни; штрих позначає похідну по s .

Таким чином, система диференціальних рівнянь (1*–4*) стає замкнутою. Ця система описує великі деформації довгого пружного стрижня в одній площині та відрізняється від відомої чинниками, що уведені в розрахунок та істотно впливають на її розв'язок: розподілені вага, реакція стінок та сили опору, які перетворюють систему на неоднорідну. Також відмінністю запропонованої системи рівнянь є спосіб її отримання у замкнутому вигляді безпосередньо з постановки задачі в одній площині.

Цю ж систему можна отримати із системи рівнянь рівноваги Кірхгофа для просторово викривлюваного стрижня, яку обов'язково слід доповнювати системою кінематичних рівнянь Ейлера. Об'єктивна несиметричність останньої надзвичайно утруднює розв'язок задачі у просторовій постановці. Новизною розв'язаної задачі у площинній постановці є запропонований узагальнений шлях інтегрування системи без будь-яких спрощень (типу нехтування малістю деформацій). Він показав, що у загальному випадку не можна отримати її розв'язок у квадратурах, навіть для плоскої розрахункової схеми. Як наслідок, далі запропоновано і здійснено чисельне інтегрування результатів інклінометричних вимірювань свердловини.

Отже, колона труб як довгий пружний стрижень, зігнений в одній площині внаслідок викривлення свердловинною, описується неоднорідною системою чотирьох диференціальних рівнянь, яку перепишемо у вигляді:

$$u' + t \cdot \vartheta' = j \sin \vartheta - f, \quad (1)$$

$$t' - u \cdot \vartheta' = -j \cos \vartheta + k_T f, \quad (2)$$

$$q' + u = 0, \quad (3)$$

$$\vartheta' - q = 0. \quad (4)$$

Особливістю є те, що розв'язанню підлягає не пряма задача, у якій за відомим зовнішнім розподіленим навантаженням j і f визначають внутрішні сили t , u , q і деформації ϑ стрижня. Тут необхідно розв'язати обернену задачу – за відомими навантаженням j та деформаціями ϑ , які задані формою свердловини, потрібно визначити невідомі внутрішні сили t , u , q і таку функцію зовнішнього навантаження f , яка створює задану форму стрижня.

Застосувавши рівняння (3-4), виключимо із системи невідомі u і q та зведемо її до двох рівнянь:

$$t \cdot \vartheta' - \vartheta''' = j \sin \vartheta - f, \quad (5)$$

$$t' + \vartheta'' \cdot \vartheta' = -j \cos \vartheta + k_T f. \quad (6)$$

Тепер система диференціальних рівнянь (5-6), де функція зенітного кута ϑ відома, містить дві невідомі функції t і f . За рівнянням (5) маємо

$$f = j \sin \vartheta - t \cdot \vartheta' + \vartheta'''. \quad (7)$$

Отже, задача визначення розподіленої реакції стінок f вимагає знаходження осьової сили t . Для цього виключимо функцію f з системи (5-6):

$$t' + k_T \vartheta' \cdot t = k_T \vartheta''' - \vartheta' \cdot \vartheta'' + k_T j \sin \vartheta - j \cos \vartheta. \quad (8)$$

Отримане диференціальне рівняння першого порядку є лінійним неоднорідним і, у загальному випадку, зі змінними коефіцієнтами. Проведемо дослідження та розв'язання основного диференціального рівняння (8).

Інтегрування диференціального рівняння осьової сили

Позначимо праву частину (8) так

$$\phi = k_T \vartheta''' - \vartheta' \cdot \vartheta'' + j(k_T \sin \vartheta - \cos \vartheta). \quad (9)$$

Інтегрування (8) проведемо за умови, що коефіцієнт опору рухові колони у межах однієї ділянки постійний: $k_T = const$, $0 < k_T < 1$. Розв'язуємо задачу Коші за умови, що у встановленому перетині з координатою $s = L$, де одночасно $z = Z$ і $\vartheta = \Theta$ прикладена осьова сила $t(L) = t_Z$.

Загальний розв'язок неоднорідного рівняння (8) шукаємо методом Бернуллі [4] у вигляді добутку двох функцій: $t = v \cdot w$; тоді його підстановка у (8) дає

$$v' \cdot w + v \cdot w' + k_T \vartheta' \cdot v \cdot w = \phi, \\ (v' + k_T \vartheta' \cdot v) \cdot w + v \cdot w' = \phi. \quad (10)$$

Оскільки ми шукаємо одну функцію t , то одна з двох функцій добутку може бути довільною. Виберемо v такою, що задовольняє однорідне рівняння, утворене з виразу у дужках (10) і розв'язок якого знайдемо розділенням змінних [4]:

$$v' + k_T \vartheta' \cdot v = 0, \quad (11)$$

$$v'/v = -k_T \vartheta', \quad (\ln v)' = -k_T \vartheta',$$

$$\ln v = -k_T \int_L^s \vartheta' ds = k_T \int_{\vartheta}^{\Theta} d\vartheta = k_T (\Theta - \vartheta),$$

$$v = e^{k_T (\Theta - \vartheta)}. \quad (12)$$

Тепер підставимо вирази (11), (12) і (9) у рівняння (10) та зінтегруємо отримане диференціальне рівняння:

$$\begin{aligned} v \cdot w' &= \phi, \quad e^{k_T \vartheta} \cdot w' = \phi \cdot e^{k_T \vartheta}, \\ e^{k_t \vartheta} \cdot w' &= k_t e^{k_t \vartheta} \vartheta'' - e^{k_t \vartheta} \vartheta' \vartheta'' + \\ &+ j e^{k_t \vartheta} (k_t \sin \vartheta - \cos \vartheta), \\ e^{k_t \vartheta} (w - c) &= k_t \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta''' ds - \\ &- \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta' \vartheta'' ds + \\ &+ j \int_L^s e^{k_t \vartheta} (k_t \sin \vartheta - \cos \vartheta) ds. \end{aligned} \quad (13)$$

де c — стала інтегрування.

Перший з інтегралів (13) знайдемо інтегруванням частинами:

$$\begin{aligned} \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta''' ds &= \int_{\Theta}^{\vartheta} e^{k_t \vartheta} d(\vartheta'') = \\ &= e^{k_t \vartheta} \vartheta'' \Big|_{\Theta}^{\vartheta} - \int_{\Theta}^{\vartheta} \vartheta'' d(e^{k_t \vartheta}) = \\ &= e^{k_t \vartheta} \vartheta'' - e^{k_t \Theta} \vartheta''_{\Theta} - k_t \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta' \vartheta'' ds. \end{aligned}$$

де $\vartheta'_{\Theta} = \vartheta'(\Theta)$ — значення похідної функції у встановленому перетині, де $\vartheta = \Theta$.

Тепер перший і другий інтеграли (13) можна об'єднати:

$$\begin{aligned} k_t \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta''' ds - \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta' \vartheta'' ds &= \\ = k_t e^{k_t \vartheta} (e^{k_t (\vartheta - \Theta)} \vartheta'' - \vartheta''_{\Theta}) - (1 + k_t^2) \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta' \vartheta'' ds \end{aligned}$$

Другий з інтегралів (13) також зінтегруємо частинами:

$$\begin{aligned} \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta' \vartheta'' ds &= \frac{1}{2} \int_{\Theta}^{\vartheta} e^{k_t \vartheta} d(\vartheta'^2) = \\ &= \frac{e^{k_t \vartheta} \vartheta'^2}{2} \Big|_{\Theta}^{\vartheta} - \frac{1}{2} \int_{\Theta}^{\vartheta} \vartheta'^2 d(e^{k_t \vartheta}) = \\ &= \frac{e^{k_t \vartheta} \vartheta'^2 - e^{k_t \Theta} \vartheta'^2_{\Theta}}{2} - \frac{k_t}{2} \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta'^3 ds = \\ &= \frac{e^{k_t \vartheta}}{2} (e^{k_t (\vartheta - \Theta)} \vartheta'^2 - \vartheta'^2_{\Theta}) - \frac{k_t}{2} \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta'^3 ds. \end{aligned}$$

Підставивши отримані інтеграли у (13), отримуємо функцію w :

$$\begin{aligned} e^{k_t \vartheta} (w - c) &= k_t e^{k_t \vartheta} (e^{k_t (\vartheta - \Theta)} \vartheta'' - \vartheta''_{\Theta}) - \\ &- (1 + k_t^2) \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta' \vartheta'' ds + \\ &+ j \int_L^s e^{k_t \vartheta} (k_t \sin \vartheta - \cos \vartheta) ds = \\ &= k_t e^{k_t \vartheta} (e^{k_t (\vartheta - \Theta)} \vartheta'' - \vartheta''_{\Theta}) - \frac{1 + k_t^2}{2} \times \\ &\times \left(e^{k_t \vartheta} (e^{k_t (\vartheta - \Theta)} \vartheta'^2 - \vartheta'^2_{\Theta}) - k_t \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta'^3 ds \right) + \\ &+ j \int_L^s e^{k_t \vartheta} (k_t \sin \vartheta - \cos \vartheta) ds, \\ w &= k_t (e^{k_t (\vartheta - \Theta)} \vartheta'' - \vartheta''_{\Theta}) - \frac{1 + k_t^2}{2} \times \\ &\times \left((e^{k_t (\vartheta - \Theta)} \vartheta'^2 - \vartheta'^2_{\Theta}) - \frac{k_t}{e^{k_t \vartheta}} \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta'^3 ds \right) + \\ &+ \frac{j}{e^{k_t \vartheta}} \int_L^s e^{k_t \vartheta} (k_t \sin \vartheta - \cos \vartheta) ds + c. \end{aligned} \quad (14)$$

Добуток функцій (12) і (14) дає функцію t :

$$\begin{aligned} t &= e^{k_t (\Theta - \vartheta)} w = k_t (\vartheta'' - e^{k_t (\Theta - \vartheta)} \vartheta''_{\Theta}) - \frac{1 + k_t^2}{2} \times \\ &\times \left((\vartheta'^2 - e^{k_t (\Theta - \vartheta)} \vartheta'^2_{\Theta}) - \frac{k_t}{e^{k_t \vartheta}} \int_L^s e^{k_t \vartheta} \vartheta'^3 ds \right) + \\ &+ \frac{j}{e^{k_t \vartheta}} \int_L^s e^{k_t \vartheta} (k_t \sin \vartheta - \cos \vartheta) ds + c e^{k_t (\Theta - \vartheta)}. \end{aligned}$$

За умовою задачі Коші отримуємо $c = t_z$.

Отже, розподіл осьової сили у тілі колони труб з врахуванням викривлення свердловиною і тертя до її стінки має вигляд

$$\begin{aligned} t &= k_t (\vartheta'' - \vartheta''_{\Theta} e^{k_t (\Theta - \vartheta)}) - \frac{1 + k_t^2}{2} \times \\ &\times \left((\vartheta'^2 - \vartheta'^2_{\Theta} e^{k_t (\Theta - \vartheta)}) + \frac{k_t}{e^{k_t \vartheta}} \int_s^L e^{k_t \vartheta} \vartheta'^3 ds \right) - \\ &- \frac{j}{e^{k_t \vartheta}} \int_s^L e^{k_t \vartheta} (k_t \sin \vartheta - \cos \vartheta) ds + t_z e^{k_t (\Theta - \vartheta)}. \end{aligned} \quad (15)$$

У виразі (15) змінено напрямок інтегрування. Перетвореннями вдалося позбутися другої і третьої похідних під інтегралами. Останній інтеграл (15) у загальному випадку спростити не вдається. Його можна знайти у квадратурах лише для випадку постійного радіуса кривизни свердловини [3], коли $ds = R d\vartheta$.

Знаючи осьову силу t (15), за виразом (7) можна знайти розподілену реакцію стінок свердловини: $f = j \sin \vartheta - t \cdot \vartheta' + \vartheta'''$.

Чисельне диференціювання та інтегрування інклінометричної таблиці

За даними інклінометрії – за таблицею зенітних кутів ϑ , які виміряні з кроком Δs , будують профіль свердловини. Спочатку знаходять прирости глибини Δz горизонтального відходу Δx від вертикальної осі свердловини у директивному напрямку буріння, зміщення Δy від директивного напрямку:

$$\Delta z_n = \Delta s_n \cos \vartheta_n,$$

$$\Delta x_n = \Delta s_n \sin \vartheta_n \cos(A_n - Az),$$

$$\Delta y_n = \Delta s_n \sin \vartheta_n \sin(A_n - Az),$$

де n – порядковий номер вимірювання; $\Delta s_n = s_n - s_{n-1}$ – приріст координати s перетину вздовж викривленого стовбура свердловини; A_n – виміряний магнітний азимут; Az – азимут директивного напрямку.

Виміри реальної пробуреної свердловини мають певну похибку, на яку впливають багато чинників: відхилення діаметра свердловини, відхилення її форми у вигляді жолобів і каверн, точність вимірювальних механізмів інклінометра, співрозмірність його габаритів з величиною місцевих відхилень стовбура, поєднання цих чинників на суміжних ділянках. Для зменшення їх впливу на відтворення профілю свердловини виміряні значення кутів усереднюють з попередніми вимірами, зокрема

$$\vartheta_n = \frac{\vartheta_n^{meas} + \vartheta_{n-1}^{meas}}{2},$$

де позначка *meas* вказує на реально виміряне значення.

Для врахування ситуації на попередній і наступній ділянках вимірювання можна запропонувати згладження виміряних даних методом вагових коефіцієнтів [5], зокрема за симетричною схемою:

$$\vartheta_n = \frac{\vartheta_{n-1}^{meas} + 2\vartheta_n^{meas} + \vartheta_{n+1}^{meas}}{4}, \quad (16)$$

за якої більшу вагу має вимір у даному перетині.

За розрахованими приростами знаходять абсолютні значення глибини Z_n , відходу X_n , зміщення Y_n як суму приростів:

$$Z_n = \sum_{i=1}^n \Delta z_i, \quad X_n = \sum_{i=1}^n \Delta x_i, \quad Y_n = \sum_{i=1}^n \Delta y_i,$$

за якими будують вертикальний профіль і горизонтальний план свердловини.

Для чисельного диференціювання таблично заданої функції ϑ можна використати такі схеми [5] – ліву ("назад", позначка l), праву ("вперед", позначка r) і центральну відповідно:

$$d^l \vartheta_n = \frac{\vartheta_n - \vartheta_{n-1}}{s_n - s_{n-1}} = \frac{\vartheta_n - \vartheta_{n-1}}{\Delta s_n},$$

$$d^r \vartheta_n = \frac{\vartheta_{n+1} - \vartheta_n}{s_{n+1} - s_n} = \frac{\vartheta_{n+1} - \vartheta_n}{\Delta s_{n+1}},$$

$$d \vartheta_n = \frac{d^l \vartheta_n + d^r \vartheta_n}{2} = \frac{\vartheta_{n+1} - \vartheta_{n-1}}{s_{n+1} - s_{n-1}}, \quad (17)$$

де літерою d позначено чисельне диференціювання.

Для зменшення впливів випадкових похибок вимірювання перевагу слід надати центральній схемі диференціювання (17). Згідно з нею значення другої $d2$ і третьої $d3$ похідних можна отримати відповідно за формулами:

$$d2 \vartheta_n = \frac{d \vartheta_{n+1} - d \vartheta_{n-1}}{s_{n+1} - s_{n-1}}, \quad (18)$$

$$d3 \vartheta_n = \frac{d2 \vartheta_{n+1} - d2 \vartheta_{n-1}}{s_{n+1} - s_{n-1}}. \quad (19)$$

Отже, застосувавши вираз (7), дійсне значення F_n розподіленої реакції стінки свердловини на n -ій ділянці можна знайти за формулою:

$$F_n = EJ f_n =$$

$$= EJ j \sin \vartheta_n - T_n \cdot d \vartheta_n + EJ \cdot d3 \vartheta_n, \quad (20)$$

де $T_n = EJ t_n$ – дійсне значення осьової сили, яку попередньо треба знайти, визначивши інтеграл у виразі (15).

Як відомо [5], чисельне інтегрування таблично заданих функцій здійснюють за схемою прямокутників або трапецій, яка є точнішою. Для цього інтервал інтегрування $[s, L]$ розбивають на елементарні проміжки; на кожному з них знаходять площу трапеції, побудованої на ординатах функції на краях проміжку. Значення інтегралу дорівнює сумі площ усіх елементарних трапецій.

Для інклінометричної таблиці за елементарний проміжок природно вибрати крок вимірювання Δs , тоді можна знайти необхідні для формули (15) значення підінтегральних функцій на краях кожного проміжку.

Як показує формула (15), щоб знайти значення осьової сили t у поточному перетині s , потрібно знати її значення t_z у кінці інтервалу інтегрування. А єдиним перетином обсадної колони, де заздалегідь відома осьова сила, є її вільний кінець (башмак) – тут $t_z = 0$. Виходячи з цього, розроблено наступну методику чисельного аналізу інклінометричної таблиці.

За інтервал інтегрування слід вибрати крок вимірювання Δs . Тоді у поточному перетині s_n , який є початком інтервалу і де треба знайти осьову силу t_n , можна визначити усі необхідні для (15) значення функцій і похідних. Ці ж значення у кінці інтервалу (при $s=L$ і $\vartheta=\Theta$) знаходяться за даними наступного $(n+1)$ -го виміру.

Водночас, необхідне для (15) значення інтегралу дорівнює площі трапеції, побудованої на ординатах підінтегральних функцій, визначених за даними n -го та $(n+1)$ -го вимірів. Значення площі трапеції знаходиться як добуток кроку Δs на середнє арифметичне вказаних ординат.

Таким чином, перетворивши формулу (15) та інтеграли в ній згідно із запропонованою методикою, дійсне значення осьової сили T_n на кожному кроці інтегрування можна визначити за формулою

$$T_n = \frac{EJ}{e^{k\vartheta_n}} \left[k(e^{k\vartheta_n} d2\vartheta_n - e^{k\vartheta_{n+1}} d2\vartheta_{n+1}) - \frac{1+k^2}{2} \left(e^{k\vartheta_n} (d\vartheta_n)^2 - e^{k\vartheta_{n+1}} (d\vartheta_{n+1})^2 + k(s_{n+1} - s_n) \times \frac{e^{k\vartheta_n} (d\vartheta_n)^3 + e^{k\vartheta_{n+1}} (d\vartheta_{n+1})^3}{2} \right) \right] + \frac{EJj}{e^{k\vartheta_n}} \times \frac{e^{k\vartheta_n} (\cos \vartheta_n - k \sin \vartheta_n) + e^{k\vartheta_{n+1}} (\cos \vartheta_{n+1} - k \sin \vartheta_{n+1})}{2} \times (s_{n+1} - s_n) + T_{n+1} \frac{e^{k\vartheta_{n+1}}}{e^{k\vartheta_n}}. \quad (21)$$

Починаючи з останнього N -го виміру, для якого відоме значення $T_N = EJt_Z = 0$, за (21) можна знайти попереднє значення T_{N-1} , за яким – значення T_{N-2} і так далі. Отже, визначення розподілу осьових сил у тілі труби відбувається знизу угору вздовж обсадної колони від її вільного кінця, для чого слід попередньо задатись значенням осьової сили для останнього виміру. Виходячи з цієї особливості, чисельний аналіз інклінометричної таблиці можна легко здійснити за допомогою табличного процесора Excel.

Програмна реалізація методики чисельного аналізу

Використовуючи можливості електронних таблиць Excel, описуємо конструкцію обсадної колони, задавши діаметри D_n труб та товщину δ_n їх стінок на кожному інтервалі глибин відповідно до проекту свердловини. Визначаємо площу S_n попереччя труб та його момент інерції J_n відповідно за формулами:

$$S_n = \frac{\pi D_n^2}{4} - \frac{\pi (D_n - 2\delta_n)^2}{4} = \pi \delta_n (D_n - \delta_n), \quad (22)$$

$$J_n = \frac{\pi D_n^4}{64} - \frac{\pi (D_n - 2\delta_n)^4}{64} = \frac{\pi \delta_n (D_n - \delta_n)}{2} \left(\frac{D_n^2}{4} - \frac{\delta_n (D_n - \delta_n)}{2} \right). \quad (23)$$

На кожному інтервалі глибин відповідно задаємо масу m_t одного погонного метра обсадної труби, масу m_m муфти, довжину l_m труб (відстань між муфтами), масу m_c центратора та відстань l_c між центраторами. Тоді зведена маса m_n одного погонного метра обсадної колони визначається формулою

$$m_n = m_t + \frac{m_m}{l_m} + \frac{m_c}{l_c}. \quad (24)$$

Якщо є відомості про фізичні коефіцієнти тертя сталевих труб до різних типів гірських порід, задаємо їх значення для кожного інтервалу залягання цих порід згідно з геологічним розрізом свердловини. За відсутності таких даних на інтервалах глибин використаємо орієнтовні усереднені значення коефіцієнтів тертя.

Так само задаємо значення густин γ_n бурового розчину, який знаходиться у свердловині після її промивання перед опусканням обсадної колони. У результаті розраховуємо зведену вагу j_n одного погонного метра обсадної колони за формулою

$$j_n = \frac{9,8(\rho - \gamma_n) \cdot m_n}{EJ_n \rho}, \quad (25)$$

де ρ – густина матеріалу обсадної колони;

m_n/ρ – площа її зведеного поперечного перетину.

Вздовж стовбура свердловини знаходимо величини осьових сил та реакцій стінки за формулами (21) і (20). Значення місцевих радіусів R_n кривизни та внутрішніх згинальних моментів M_n розраховуємо відповідно за формулами:

$$R_n = 1/d\vartheta_n, \quad M_n = EJq_n = EJd\vartheta_n. \quad (26)$$

Для визначення запасу міцності обсадної колони визначаємо місцеві максимальні значення внутрішніх напружень у тілі труб за сумою напружень від розтягу і згину:

$$\sigma_{\max} = \frac{T_n}{S_n} + \frac{|M_n| D_n}{J_n 2} = \frac{T_n}{S_n} + \frac{E D_n}{2|R_n|}. \quad (27)$$

Значення згинального моменту та радіуса кривизни взято за модулем, щоб отримати максимальне значення напруження у трубі незалежно від напрямку її згину і розташування розтягнутих волокон.

Розроблену програму чисельного аналізу перевірено у тестовому режимі шляхом порів-

Таблиця 1 – Теоретичні характеристики проекту свердловини № 170

Інтервали довжин колони, м	Характеристика ділянок	Діаметр D колони, товщина δ стінки труб, мм	Зенітний кут ϑ , приріст кута $\Delta\vartheta$ на 10 м	Реакція $F=EJf$ стінки свердловини, кН/м	Радіус R кривизни, м	Згинальний момент $M=EJq$, кНм	Стрибок напружень у тілі труби, МПа	
0...1200	вертикальна	168×10,6	0°	0	–	0	–	
1200...1350		146×10,7	0°	0	–	0	+ 29,2	
1350...1650	набір зенітного кута		$\vartheta = 0...14^\circ,5$ $\Delta\vartheta = 0^\circ,5$	– 0,85 – 0,66	+ 1146	+ 1,83	+ 12,7 – 12,7	
1650...2400	похила		$\vartheta = 14^\circ,5$	+ 0,077	–	0	–	
2400...2480	спад зенітного кута		$\vartheta = 14^\circ,5...13^\circ,7$ $\Delta\vartheta = -0^\circ,1$	+ 0,19 + 0,18	– 5730	– 0,37	+ 2,6 – 2,6	
2480...3700	похила		140×10,5	$\vartheta = 13^\circ,7$	+ 0,073	–	0	–
3700...3800					+ 0,068			+ 3,3
3800...4150	спад зенітного кута			$\vartheta = 13^\circ,7...0$ $\Delta\vartheta = -0^\circ,4$	+ 0,23 + 0,11	– 1432	– 1,25	+ 9,8 – 9,8
4150...4680	вертикальна	0°		0	–	0	–	

няння з результатами аналітично знайдених формул осьової сили t і реакції стінок f для ділянки свердловини постійного радіуса кривизни з врахуванням сил тертя [4]. При цьому відносна похибка розрахунків склала не більше 0,02%.

Результати аналізу діючої свердловини

Апробація розробленої методики проведена за даними реальної свердловини № 170. Але спочатку проведено аналіз її проекту з використанням теоретичних розв'язків. Для цього на ділянках, з яких складається реальний проект, за формулами, отриманими аналітично у роботі [3], розраховано такі параметри: розподіл осьових сил на початковій і кінцевій вертикальних ділянках; розподіли осьових сил і реакцій стінок на радіусній ділянці набору зенітного кута, на двох похилих прямолінійних ділянках та на двох радіусних ділянках спаду зенітного кута. Значення радіусів кривизни та згинальних моментів розраховано за формулами (26), максимальних напружень – за (27). Результати розрахунків подано у таблиці 1.

Теоретичний аналіз проекту свердловини показав, що осьова сила у тілі колони зі збільшенням глибини зменшується кусково-лінійно як на прямолінійних ділянках (вертикальних і похилих), так і на викривлених за дугою кола.

Останнє пояснюється невеликими значеннями зенітних кутів, що узгоджується з результатами [3]. Такий самий характер (кусково-лінійне зменшення) має й розподіл напружень розтягу у тілі труб. При цьому виявлено стрибкоподібну зміну напружень двох типів. Перший тип (на відмітках 1200 м і 3700 м) спричинений зміною типорозміру обсадних труб.

Другий тип стрибків напружень характерний для інтервалів викривлення обсадної колони (з постійним радіусом кривизни згідно з проектом) і визначається величиною згинального моменту, створеного викривленням. Також відбуваються стрибки реакцій стінок свердловини у місцях спряження її прямолінійних і викривлених ділянок.

Стрибкоподібний характер зміни напружень та реакцій стінок пояснюється тим, що при переході від прямолінійних ділянок проектної свердловини до вигнутих дугою кола немає геометричного зламу її осі, оскільки у перехідному перетині дотичні співпадають. Але тут відбувається стрибок величини згинального моменту, який є на дуговій ділянці та пропорційний кривизні, але відсутній на прямолінійній ділянці. Це є наслідком ідеалізації проекту, у першу чергу, через описання викривлених ділянок дугою ідеального кола. У реальній свердловині, діаметр якої дещо більший за діаметр

труб, краї колони на спряжених ділянках завдяки пружності труб отримують змінні кривизни, які набувають значень від R^{-1} на дуговій ділянці до 0 на прямій та навпаки.

Додатна реакція свердловини свідчить, що обсадна колона опирається на нижню її стінку; це спостерігається на похилих прямолінійних і на ділянках спаду зенітного кута (табл. 1). Від'ємна реакція стінок показує, що колона впирається у верхню стінку свердловини за рахунок сил пружності початково прямолінійних обсадних труб; це виявляється на ділянці набору зенітного кута. На похилих ділянках реакція свердловини співпадає з величиною реакції похилої площини. На викривлених ділянках реакція стінок змінюється, але з огляду на невеликі довжини дуг її зміну можна вважати лінійною. Ці результати узгоджуються з висновками [3].

Проект свердловини № 170, який задано у вигляді інклінометричної таблиці, також був опрацьований розробленою програмою чисельного аналізу; результати цього представлені на рис. 2 лініями 1. Характери розподілів осьових сил, реакцій стінок свердловини, згинальних моментів, максимальних напружень у тілі колони, отримані чисельним аналізом та розраховані за аналітичними формулами [3], якісно цілком співпадають.

Кількісна оцінка показала, що найбільша різниця між чисельним і теоретичним розрахунком осьових сил за проектом спостерігається в околах спряження прямолінійних і дугових ділянок свердловини. У перетині між вертикальною ділянкою і дуговою з набором зенітного кута вона досягає 3,2%, у перетині між похилою і дуговою зі спадом кута – 3,0%. У середньому на прямолінійних і довгих дугових ділянках різниця складає 1,5...2,5%.

Різниця між чисельним і теоретичним розрахунком реакцій стінок проектною свердловини виявляється лише на дугових ділянках (у середньому 0,7...1,5%). Найбільшого значення різниця досягає в околі стрибка величини реакції: 2,8% на початку ділянки набору зенітного кута та 2,1% на початку ділянки спаду. На прямолінійних ділянках (зокрема, на похилих) розрахунки реакцій дають однакові значення.

Похибка розробленого методу чисельного аналізу спричинена неточністю чисельного диференціювання та інтегрування і, в першу чергу, залежить від вибору величини кроку [5]. Різниця між чисельним і теоретичним розрахунками проектних максимальних напружень у тілі труб складає 0,01...0,03% вздовж усієї колони.

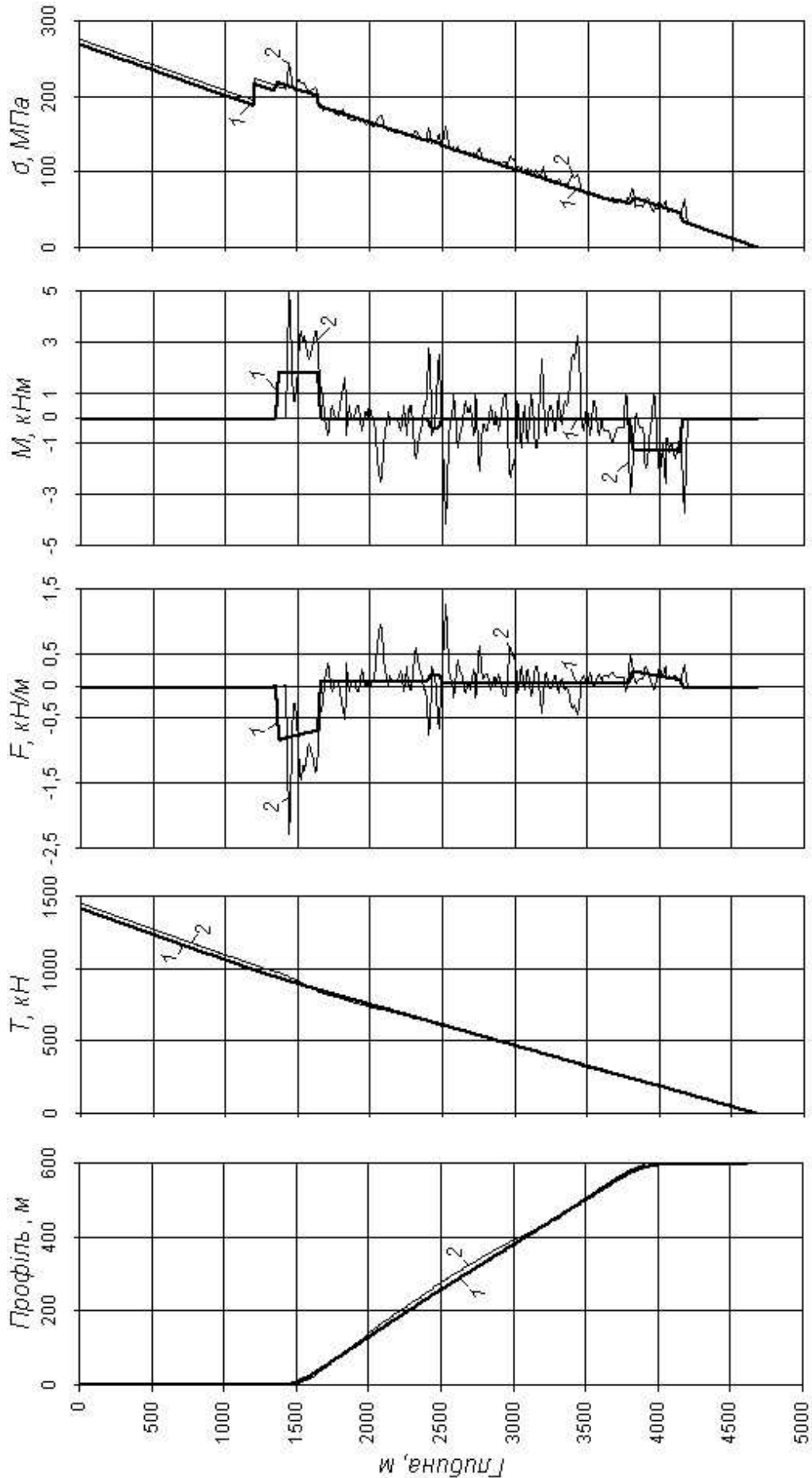
Також розробленою програмою чисельного аналізу була опрацьована інклінометрична таблиця даних польових вимірювань дійсної свердловини № 170; результати цього представлені на рис. 2 лініями 2. Це дозволило виявити наступні особливості поведінки обсадної колони у реальній пробуреній свердловині.

Графіки теоретичних і дійсних осьових сил практично співпадають (рис. 2b). Різниця між ними на вертикальній ділянці зростає від 2,2% і до 3,3% у перетині, де починається викривлення свердловини та набір зенітного кута. Найбільшого значення ця різниця досягає у нижній частині похилої ділянки і на переході від похилої до вертикальної – до 4,6%. На інших похилих і викривлених ділянках різниця складає 1...3%. Проте ці оцінки осьових сил не можна віднести до похибки чисельного методу (тому що опрацьовано різні за походженням дані – проектні та реально виміряні). У першу чергу вони свідчать про задовільне співпадіння у цілому проектного і пробуреного профілів свердловини, що видно на рис. 2a.

Дійсні відхилення профілю реальної свердловини від проектного показує графік згинальних моментів (рис. 2d), який можна розглядати також як графік зміни дійсної кривизни свердловини, оскільки вони пропорційні згідно з формулою (26). Як бачимо, вісь реально пробуреної свердловини істотно відхиляється від проектного профілю (прямолінійного чи радіусного). Про це свідчить постійна зміна згинальних моментів як за величиною, так і за напрямком, що спричинено відповідною зміною дійсних значень місцевої кривизни свердловини. Це відбувається внаслідок впливу великої кількості технічних, технологічних та геологічних чинників на процес буріння.

За таких умов обсадна колона, намагаючись зберегти свою первісно прямолінійну форму, за рахунок сил пружності опирається на протилежні стінки стохастично викривленої свердловини, викликаючи відповідно змінні за величиною і за напрямком реакції (рис. 2c). За порівнянням рис. 2c і 2d бачимо, що величина і зміна місцевої кривизни свердловини викликає відповідно пропорційну величину і зміну реакції її стінки. Реакція стінки також пропорційна згинальній жорсткості обсадної колони. Відповідно до цього змінюється і внутрішній згинальний момент та напруження згину у тілі труби.

Найбільший стрибок значень реакції стінки реальної свердловини, згинального момента та максимальних напружень у тілі обсадної колони спостерігається на відмітці 1440 м, де починається дійсне викривлення свердловини та



1 – за проектом свердловини; 2 – за даними інклінометричних вимірювань
 Рисунок 2 – Профіль свердловини (а), графіки осьових сил (б), реакцій стінок (в), згинальних моментів (г) і нормальних напружень (д) у колоні, суміщені за інтервалами глибин

набір зенітного кута (на відміну від проектної 1350 м). Разом з цим отримані результати чисельного аналізу реальної свердловини дозволили виявити її ділянки зі значним збільшенням кривизни та реакції стінки. У першу чергу, це ділянки, на яких відбувалося примусове викривлення свердловини (збільшення та зменшення зенітного кута). Крім того, на ділянках стабілізації зенітного кута також можна виявити місцеве збільшення кривизни і реакції стінки.

Чисельний аналіз напружень показує, що для даного профілю свердловини домінуючими є напруження розтягу колони (рис. 2е). Місцеві збільшення напружень мають флюктуаційний характер та однозначно пов'язані зі збільшенням місцевої кривизни свердловини і згинального моменту у колоні.

Практичне застосування результатів

Розроблена методика чисельного аналізу свердловини дає змогу перед опусканням обсадної колони виявити ділянки зі значним місцевим збільшенням кривизни, що вказує на їх утруднену прохідність. Це дозволяє точно визначити інтервали глибин для проведення робіт з розширення діаметра свердловини.

Також за результатами аналізу можна визначити розподіл напружень розтягу і згину в обсадній колоні, за якими спрогнозувати її працездатність та ресурс роботи у викривленій свердловині.

Висновки

Напружено-деформований стан обсадної колони у криволінійній свердловині можна визначити за неоднорідною системою диференціальних рівнянь, яка описує згинання довгого пружного стрижня під дією розподілених сил власної ваги, реакцій опор і тертя. Задаючи форму свердловини відомою функцією зенітного кута, можна знайти розв'язки системи у вигляді функцій розподілу осьових сил та згинальних моментів у тілі колони, а також реакцій стінок, які приводять колону до дійсного профілю свердловини.

Основні параметри напружено-деформованого стану обсадної колони у реально пробуреній свердловині можна визначити за розробленими методикою чисельного інтегрування даних інклінометричних вимірювань свердловини та програмним забезпеченням їх чисельного аналізу. Це дозволяє виявити ділянки місцевого збільшення кривизни та утрудненої прохідності криволінійної свердловини.

Література

- 1 Песляк Ю. А. Расчет напряжений в колоннах труб нефтяных скважин / Ю. А. Песляк. – М.: Недра, 1973. – 217 с.
- 2 Вислобіцький П. А. Розрахунки граничних станів колон труб та трубопроводів / П. А. Вислобіцький – К.: Лотос, 1997. – 364 с.
- 3 Палійчук І. І. Взаємодія колони обсадних труб зі стінками похилої, викривленої і горизонтальної ділянок свердловини / І. І. Палійчук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2018. – № 1 (66) – С. 27-37.
- 4 Матвеев Н. М. Методы интегрирования обыкновенных дифференциальных уравнений / Н. М. Матвеев. – Минск: Вышэйшая школа, 1974. – 768 с.
- 5 Лященко М. Я. Чисельні методи: підручник / М. Я. Лященко, М. С. Головань. – К.: Либідь, 1996. – 288 с.

REFERENCES

- 1 Pesliak Yu. A. Raschet napriazheniy v kolonnakh trub neftyanykh skvazhyn / Yu. A. Pesliak. – M.: Nedra, 1973. – 217 p.
- 2 Vyslobitskyi P. A. Rozrakhunky hranychnykh staniv kolon trub ta truboprovodiv / P. A. Vyslobitskyi – K.: Lotos, 1997. – 364 p.
- 3 Paliichuk I. I. Vzaiemodiia kolony obsadnykh trub zi stinkamy pokhyloi, vykryvlenoi i horizontalnoi dilianok sverdlovyny / I. I. Paliichuk // Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. – 2018. – No 1 (66) – pp. 27-37.
- 4 Matveev N. M. Metody integrirovaniia obyknovennykh differentsialnykh uravnenii / N. M. Matveiev. – Minsk: Vysheishaia shkola, 1974. – 768 p.
- 5 Liashchenko M. Ya. Chyselni metody: pidruchnyk / M. Ya. Liashchenko, M. S. Holovan. – K.: Lybid, 1996. – 288 p.