

## TO THE QUESTION ABOUT THE CONDITIONS OF FORMATION OF VUGGY AREAS IN THE WELLBORE

*O. Davydenko<sup>1\*</sup>, Ye. Stavychnyi<sup>2</sup>, A. Ihnatov<sup>1</sup>, M. Plytus<sup>2</sup> & V. Yavorska<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>*Dnipro University of Technology, Dnipro, Ukraine*

<sup>2</sup>*Public joint-stock company «Ukrnafta», Kyiv, Ukraine*

*\*Corresponding author: [davydenko.a.n@nmu.one](mailto:davydenko.a.n@nmu.one)*

**Abstract.** The main issues of the current state of affairs in the fuel and energy complex of the leading states are considered. The main problematic issues of further innovative development of the oil and gas industry have been identified. It is shown, on the basis of a logically built functional system, the dependence of the results of well construction on the perfection of the conditions for the implementation of measures to maintain the integrity of their wellbore. The content of the main measures for preparing the wellbore for running the casing is critically characterized. The main causes and consequences of cavities in the wellbore are stated on the example of hydrocarbon deposits in the Dnieper-Donetsk depression. The essence of the phenomenon of violation of the integrity of the wellbore is analyzed for the conditions of thick chemogenic deposits. An exhaustive description of the physicochemical factors of the phenomenon of cavity formation is provided. The conditions for creating a rational hydraulic program for flushing and cementing cavernous wellbores are considered. The technological requirements for plugging systems intended for use in cementing chemogenic deposits of oil and gas fields in the Dnieper-Donetsk depression have been determined. The stated results of theoretical and laboratory studies of local instability of the borehole walls.

**Keywords:** well, hydrocarbons, casing, cavity, chemogenic deposits, surfactant, swelling, rock.

## ДО ПИТАННЯ ПРО УМОВИ УТВОРЕННЯ КАВЕРНОЗНИХ ДІЛЯНОК В СТОВБУРІ СВЕРДЛОВИНИ

*О. Давиденко<sup>1\*</sup>, Є. Ставичний<sup>2</sup>, А. Ігнатів<sup>1</sup>, М. Плитус<sup>2</sup> & В. Яворська<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>*Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Дніпро, Україна*

<sup>2</sup>*Публічне акціонерне товариство «Укрнафта», Київ, Україна*

*\*Відповідальний автор: [davydenko.a.n@nmu.one](mailto:davydenko.a.n@nmu.one)*

**Анотація.** Розглянуто основні питання сучасного стану справ в паливно-енергетичному комплексі провідних держав. Окреслено основні проблемні питання подальшого інноваційного розвитку нафтогазової галузі. Показано, на підставі логічно вибудованої функціональної системи, залежність результатів споруджування свердловин від досконалості умов реалізації заходів із підтримки цілісності їх стовбура. Критично охарактеризовано зміст основних заходів з підготовки стовбура свердловини до спуску обсадної колони. Викладено основні причини та наслідки каверноутворення в стовбурі свердловини на прикладі вуглеводневих родовищ Дніпровсько-Донецької западини. Проаналізовано сутність явища порушення цілісності стовбура свердловини для умов потужних хемогенних відкладів. Надано вичерпну характеристику фізико-хімічним чинникам явища каверноутворення. Розглянуто умови створення раціональної гідравлічної програми промивання й цементування ускладнених кавернами стовбурів свердловин. Визначено технологічні вимоги до тампонажних систем, призначених до застосування при цементуванні хемогенних відкладів нафтогазових родовищ Дніпровсько-Донецької западини. Викладені результати теоретичних та лабораторних досліджень локальної нестійкості стінок бурових свердловин.

**Ключові слова:** свердловина, вуглеводні, обсадна колона, каверна, хемогенні відкладення, поверхнево-активна речовина, набрякання, гірська порода.

## **1. Вступ**

Усе різноманіття корисних копалин, будь-якого генезу, має вирішальне значення для існування й інноваційного піднесення промислового сектору кожної окремої розвиненої держави, саме вони, багато в чому, визначають економічну та політичну безпеку. Проте у такій постановці питання не складно бачити, що провідну позицію тут займає видобувна вуглеводнева сировина, яка є основою сучасної енергетики [1]. Необхідно також відмітити наступне: існує стійка тенденція неухильного зростання ролі паливно-енергетичного комплексу в економічному секторі провідних країн. Крім того, навіть поверхневий аналіз наявних джерел інформації доводить, що у світовій практиці спостерігається позитивний тренд збільшення частки природного газу, причому, його використання в найбільшій мірі відповідає сучасним обмежувальним вимогам енергетичної, економічної і екологічної ефективності та безпеки.

Безпосередній розгляд стану справ у вітчизняній промисловості показує, що нафтогазовий комплекс України характеризується подальшим стійким переходом усе більшого числа родовищ в пізню стадію розробки з яскравим проявом усіх негативних наслідків цього явища, введенням до розробки переважно малопотужних низькопродуктивних покладів з вельми незначною нерівномірною проникністю, близьким розташуванням водонафтогазових горизонтів та значною глибиною залягання останніх.

Також прослідковується активне поступове ускладнення технології розробки родовищ, що пов'язано, насамперед, із реалізацією іноді надскладних завдань з підвищення міри вилучення нафти і газу з надр. Крім вказаного, збільшуються об'єми буріння похило спрямованих свердловин з пологим і горизонтальним закінченням їх стовбурів; значно розширюються масштаби застосування прийомів з будівництва додаткових стовбурів свердловин, що мають на меті відновлення продуктивності раніше виведених з експлуатації свердловин і створення оптимальної системи розробки вуглеводневих родовищ [2].

Ефективне і комплексне розв'язання перелічених задач можливе виключно на підставі розробки оптимальних прийомів і методів спорудження свердловин, особливо при їх провідці в складних гірничо-геологічних умовах, що використовують широку гаму прогресивних досягнень в області фізики гірських порід, бурового й технологічного інструменту, очищення свердловин від зруйнованої породи та підтримки їх стінок в стійкому стані, кріплення стовбура свердловини тощо; оскільки в міру збільшення глибини свердловини зростає вірогідність виникнення ускладнень, що пов'язані із порушенням цілісності ізоляції стовбура свердловини, останній чинник набуває першочергового значення [3].

Отже, в світлі викладеного, метою статті є ґрунтовний аналіз факторів провідки свердловин в складних геологічних умовах, що характеризуються інтенсивним каверноутворенням в їх стовбурі та встановлення регламенту адекватних техніко-технологічних заходів, покликаних максимально нівелювати наслідки явища порушення цілісності стовбура свердловини, реалізація яких дозволить надати процесу споруджування свердловин достатньо високу міру продуктивності й економічності.

## **2. Методика**

Приведені в статті результати лабораторно-промислових досліджень отримані із застосуванням широко випробуваної для вирішення наукових завдань послідовності операцій: формулювання завдання і складання розрахункової схеми досліджуваного об'єкту; розробка фізико-хімічної моделі, що описує характер протікаючих процесів; вибір способу розв'язання поставлених завдань; рішення основних математичних залежностей процесу з максимальним використанням обчислювального експерименту; аналіз отриманих результатів; формулювання адекватних висновків та рекомендацій [4]. Достовірність отриманих результатів підтверджено даними лабораторно-промислових випробувань.

## **3. Результати та обговорення**

Під кріпленням свердловини, в загальному уявленні, розуміють операції зі спуску обсадної колони та її цементуванню. На практиці у свердловину зазвичай спускають декілька

типорозмірів обсадних колон, які розрізняються за призначенням і глибиною спуску. Спущену обсадну колону цементують в стовбурі свердловини по усій довжині або в деякому інтервалі, що починається від нижнього кінця колони.

Спуску обсадної колони передують комплекс технологічних заходів, що включає, окрім іншого, підготовку стовбура свердловини [5]. Види робіт з підготовки стовбура свердловини до кріплення та їх зміст залежать від стану останнього, особливостей геологічного розрізу і протяжності відкритого інтервалу.

Найширше використовується технологія підготовки стовбура свердловини, що полягає, доволі часто, вібровій проробці заздалегідь виділених інтервалів, вибір яких здійснюється виходячи із спостережень за спуско-підйомними операціями з бурильною колоною і геофізичними зондами, а також даних кавернометрії (рис. 1) [6].

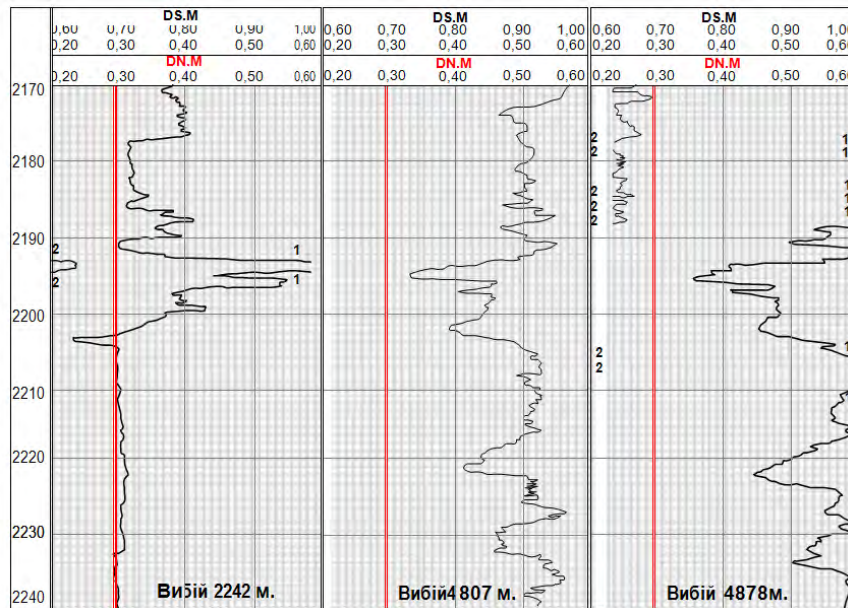


Рис. 1. Порівняльні кавернограми свердловин, що розташовані в межах нафтогазоносних структур Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ)

Для проробки стовбура у свердловину спускають нове долото у поєднанні з жорстким компонуванням бурильної колони, і, утримуючи інструмент на вазі проходять виділені інтервали з промиванням при швидкості подачі 40 м/год. У разі виникнення труднощів в проходженні інструменту, його припіднімають і спускають кілька разів. У складних умовах швидкість подачі інструменту має бути понижена до 20 - 25 м/год. При цьому швидкість висхідного потоку промивальної рідини в кільцевому просторі свердловини має бути не менше 1 м/с, а тривалість процесу очищення не менше двох циклів циркуляції [5]. Наявність каверн повністю виключає досягнення вказаних швидкостей висхідного потоку, причому додаткове промивання сприяє подальшому збільшенню їх об'єму та, відповідно, обсягу глинисто-шламових відкладень в них, при видаленні зі стінок свердловини, та подальше скупчення останніх в застійних ділянках стовбура свердловини.

У зв'язку з тим, що такий прийом малоефективний відносно очищення кавернозних зон, рекомендується додатково промивати стовбур свердловини прокачуванням порцій обваженого розчину; причому вибір його густини і об'єму повинен здійснюватися з умов запобігання гідророзриву порід, що істотно обмежує можливості цього методу.

Геофізичний спосіб оцінки кавернозності стовбура свердловини дозволяє вивчити якісну сторону кавернозного інтервалу, а саме визначити структурно-літологічний і мінералогічний склад порід, що утворюють каверну і що лежать вище і нижче останньої, відмітити межі контакту з продуктивними і водоносними пластами. Вказані відомості отримують шляхом інтерпретації каротажної діаграми – кавернограми, яка за своєю суттю є кривою зміни діаметру бурової свердловини з глибиною. За допомогою кавернограми визначають ділянки стовбура свердловини, які більше за номінальний діаметр породоруйнівного інструменту

(каверноутворення) і навпаки менше його (звуження стовбура внаслідок відкладення глинистої кірки або набухання глинистих різниць).

Фактичний діаметр свердловини (діаметр круга еквівалентного за площею перерізу свердловини площиною, перпендикулярній її осі), залежно від типу порід, завжди в тій чи іншій мірі відрізнятиметься від діаметру породоруйнівного інструменту, яким вона бурилася. У зв'язку з цим, кавернограми використовуються в цілях: підрахунку об'єму затрубного простору при визначенні необхідної кількості матеріалів для цементування обсадної колони; визначення інтервалів, проти яких на обсадній колоні слід встановлювати центруючі ліхтарі (механізми, що виконують функції з підтримки співвісності стовбура свердловини і спущеної обсадної колони, а також створюють сприятливі умови для рівномірного розподілу цементного розчину по кільцевому проміжку); і, нарешті, виявлення раціональних місць розміщення турбулізаторів (пристроїв, покликаних руйнувати застійні зони промивальної рідини в кавернах та утворюючих умови її можливо повного витіснення при русі цементного розчину).

Збільшення діаметру свердловини за рахунок утворення каверн, або іншими словами порушення цілісності її стовбура є, в основному, проявом недосконалості технології буріння. В той же час, існують і такі гірничо-геологічні умови, негативного впливу яких на стан стовбура свердловини не вдається виключити навіть за рахунок реалізації найпрогресивніших технологій. Таким чином, каверноутворення можна визначити як процес порушення цілісності порід в стінках свердловини внаслідок обвалів, розчинення, осипань або оповзань в результаті дії зовнішнього середовища – промивальної рідини в умовах прояву гірського тиску, а також механічної дії бурового інструменту.

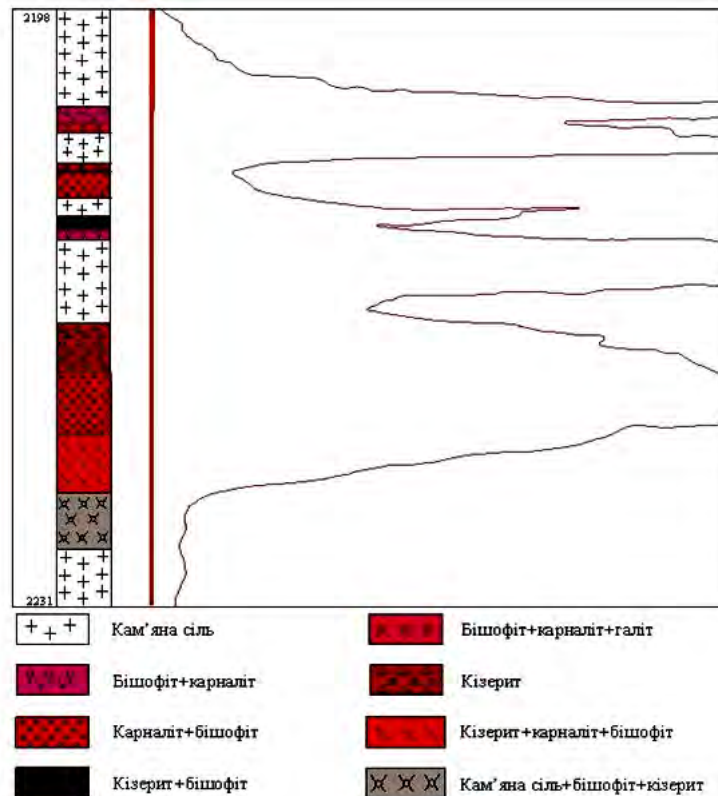


Рис. 2. Фрагмент кавернограми стовбура і літологічний склад порід у свердловині Кобзівського родовища в інтервалі відбору керна

Споруджування свердловин в умовах ДДЗ на девонський, кам'яновугільний, нижньопермський нафтогазоносні комплекси (окрім тріасового) потребує проходження товщі хемогенних відкладів (група осадових гірських порід, мінералів і корисних копалини, що утворюються шляхом хімічного осадження різноманітних речовин з розчину і накопичення їх на дні водоймищ) та зон із несумісними умовами буріння. В умовах нафтогазових родовищ ДДЗ товщина хемогенних відкладів (галіту, сильвіну, сильвініту,

карналіту, бішофіту) становить від десятків до сотень метрів. Процес будівництва глибоких свердловин супроводжується цілим комплексом ускладнень, яких частково можна уникнути при достатній геологічній інформативності. Найбільша інтенсивність каверноутворення (рис. 2) спостерігається навпроти порід, які містять бішофіт, карналіт, кізерит, тобто калій-магнієві солі, а навпроти порід, що складені кам'яною сіллю, розширення стовбура значно менше [6].

Фізико-хімічні процеси впливу технологічних рідин на каліймагнієві сольові породи (КМСП) сприяють утворенню асиметричних каверн, при розмірах, що інколи не піддаються існуючим методикам визначення.

Фізико-механічні властивості хомогенних відкладів досліджено багатьма науковцями як у лабораторних, так і в промислових умовах [7]. Встановлено, що КМСП серед гірських порід мають низьку міцність, найбільш високий коефіцієнт Пуассона і високу розчинність у воді.

Бішофіт характеризується найменшими значеннями показників твердості та міцності при одноосовому стисненні і володіє найнижчою температурою плавлення. Галіт і сильвін не мають правильної кристалічної структури і включають породи (мінерали) інших речовин, воду та газу, що визначають дефекти як у мікроскопічних, так і у макроскопічних масштабах. Для них характерний іонний зв'язок між частинами кристалу, обумовлений кулонівськими силами. У свою чергу, дефекти кристалічної решітки, залежно від вмісту домішок та їх природи, знижують міцнісні характеристики речовини. На кріплення свердловини, що розташоване в інтервалі залягання даних солей, впливатиме зростаючий у часі тиск, обумовлений текучістю та релаксацією породи в привибійній зоні свердловини.

Однією з причин можливого порушення цілісності обсадних колони є наявність у каверні великого діаметра рухомого ядра пластичної породи, так зване «ядро текучості». Наявність такого ядра в асиметричній каверні є однією з причин виникнення одностороннього навантаження обсадної колони і випадків її деформації [8]. Профілометрією кавернозних ділянок бішофіту встановлено несиметричність віддалі ядра текучості від осі свердловини. Привибійна зона, охоплена деформаційними процесами, розщільнюється, а міцнісні характеристики властивостей гірських порід у даній зоні знижуються. При цьому різниця віддалей діаметрально протилежних точок становить більше 300 - 400 мм. Це вказує на те, що обсадна колона в кавернозних ділянках вигнута або буде вигнута пізніше.

Під час споруджування свердловини, внаслідок порушення природної рівноваги гірського масиву порід, відбувається перерозподіл напружень, які найбільш різко виявлені в привибійній зоні. У масиві порід виникає силове поле і, як наслідок, максимальна концентрація напружень зосереджена на стінках свердловини. Коли підтримуюча здатність порід буде меншою від діючих напружень, стінки руйнуються. Найбільш інтенсивно піддається даним процесам пластична порода, розташована між двома пружними прошарками. В умовах переходу породи від пружного стану до пластичної текучості настає втрата утримуючої здатності, а тому порода починає необмежено текти у свердловину [9]. Така пластичність є передумовою ускладнень при споруджуванні свердловин. При цьому, найбільш інтенсивно проявляють себе незначні прошарки (до 20 м) відкладів бішофіту та карналіту. Інша важлива причина зниження стійкості – зміни, що відбуваються в результаті взаємодії гірської породи з буровою промивальною рідиною (БПР). При проектуванні свердловин в умовах залягання хомогенних відкладів одна з особливостей полягає у прогнозуванні густини бурової промивальної рідини при поглибленні свердловини, що необхідна для забезпечення стійкості стовбура свердловини. Механізми взаємодії гірської породи з буровою промивальною рідиною полягають у адсорбційних, осмотичних та капілярних процесах.

Рядом науковців досліджені питання взаємодії води з гідрофільними мінералами, внаслідок чого встановлене наступне: сама промивальна рідина і її фільтрат, проникаючи по тріщинах, виконують роль своєрідного мастила, що зменшує сили зчеплення між окремими частками породи [10].

Лабораторні дослідження і виробничий досвід показують наступне: разом з кількісним чинником фільтрату, що поступив в пласт, ще більше значення мають його склад і місткість обмінного комплексу. Іонообмінний процес є визначальним в пониженні міри міцності цементуючого матеріалу гірських порід, а також він сприяє глибокому диспергуванню глинистих агрегатів.

Поглиналина здатність глинистих порід характеризується обмінною місткістю, яка у свою чергу залежить від складу останніх і кількості активних груп, що містяться в них [11]. Активні групи мають гідрофільну природу і при контакті з водою відбувається їх своєрідна дисоціація на рухливі і малорухомі іони, зв'язок між якими слабшає. При достатніх силах зв'язку, високій здатності до набрякання і пластичності порід часто спостерігається звуження стовбура свердловини, а при значній здатності породи до набрякання і досить жорсткій її структурі відбувається розтріскування, розшарування, осипання стінок свердловини з утворенням каверн.

Явище осмосу, що проявилось в певних умовах свердловини (в основному в породах пласта або прошарках, які містять розділені перемичками відособлені пори), може викликати руйнування і обвал як глинистих, так і неглинистих порід. При цьому потенціуючим чинником вказаних явищ буде міра мінералізації промивальної рідини, яка, як правило, значно менше по відношенню до рідини пласта. Потрапляння води в породу призводить до збільшення розміру пір, розслаблення зв'язків і, як наслідок, руйнування породи з наступним її обвалом або осипанням під дією сил гравітації.

У гірському масиві стінок свердловини, як і на її вибої, мають місце сліди залишкової деформації у вигляді тріщин і інших штучних порушень, викликаних роботою бурового інструменту. Для гідрофільних крихких порід вода є поверхнево-активним середовищем, яке сприяє розвитку існуючих мікротріщин і появі нових на поверхні породи. Вода або її суміш з поверхнево-активною речовиною (ПАР), потрапивши в мікротріщини і міжпакетні шари, рухається по площинах розриву та утворює сольватні шари, які сприяють прояву великого розклинюючого тиску, що провокує руйнування породних агрегатів [12]. У слабо гідрофільних породах процеси руйнування можуть стимулюватися гідрофобізацією мікроповерхні розділу [11].

При поглибленні свердловини, у зв'язку з підвищенням температури гірських порід, а отже і промивальної рідини, його фізико-хімічна дія на породний масив трансформується в більш активні форми. Це пояснюється, передусім, зміною реології і структурно-механічних властивостей промивальної рідини [13]. Зростання температури може викликати порушення цілісності стовбура свердловини внаслідок виникнення додаткової напруги, сприяючих появі залишкових деформацій, крім того, може мати місце термічний розрив гірських порід.

Для порід м'яких і середньої твердості гідротермічна дія проявляється в підвищенні проникаючої активності промивальної рідини. Із збільшенням температури відбувається інтенсивне зростання десорбції реагентів і зростання їх концентрації у фільтраті промивальної рідини. Аналіз кавернограм показує, що вирішальними чинниками термічної дії на стійкість порід є температура промивальної рідини на вибої, величина і циклічність дії перепаду температур.

Основною причиною порушення цілісності стовбура свердловини, незалежно від геологічних і техніко-технологічних факторів, є також релаксація породи, що характеризується часовою зміною поля напружень гірського масиву в умовах, які перешкоджають зміні деформацій. Так, релаксація проходить у напрямі зменшення пружної та зростанні пластичної деформації, а тому її можна розглядати як прояв текучості. Дослідження гірських порід на текучість показали, що величина напружень у часі залежно від заданого їх рівня та характеристик гірської породи може знижуватись до нуля або певної величини [14].

Також обґрунтовується наявність тісного зв'язку між кількістю промивальної рідини, що подається на вибій, режимом її течії, і інтенсивністю появи і розвитку каверн [15]. Як показав аналіз промислових даних, гідродинамічна і розмиваюча дія потоку промивальної



рідини залежить від компонування низу бурильної колони, способу буріння а також виду і якісних показників промивальної рідини.

Детальне вивчення кавернограм дає підставу стверджувати, що порушення цілісності стовбура свердловини і утворення каверн в основному відбувається відразу ж після оголення корінної породи.

Зважаючи на реальні умови процесу буріння, областю активної гідравлічної дії промивальної рідини на гірську породу слід визнати вибій і привибійну зону в тому інтервалі, де елементи компоновки бурильної колони утворюють із стінками свердловини мінімальні проміжки, і як наслідок цього спостерігаються дуже значні швидкості висхідного потоку [16]. Проте і при описаному акті руйнування гірської породи домінуючими чинниками процесу утворення каверн залишаються початкова міра деформації порідного масиву і фізико-хімічна дія промивальної рідини, від яких залежить її наступний розмиваючий ефект.

Під час розкриття товщі хомогенних відкладів значного порушення зазнає цілісність стовбура свердловини, що призводить до суттєвого зростання кавернозності. В процесі кріплення свердловин виникає завдання забезпечення максимально можливого заповнення кільцевого простору тампонажним матеріалом. За результатами проведених досліджень встановлено, що порушення цілісності кріплення спостерігається, насамперед, у випадку формування в хомогенних відкладах великих каверн, причому найгіршими із можливих є випадки, зображені на рис. 3.

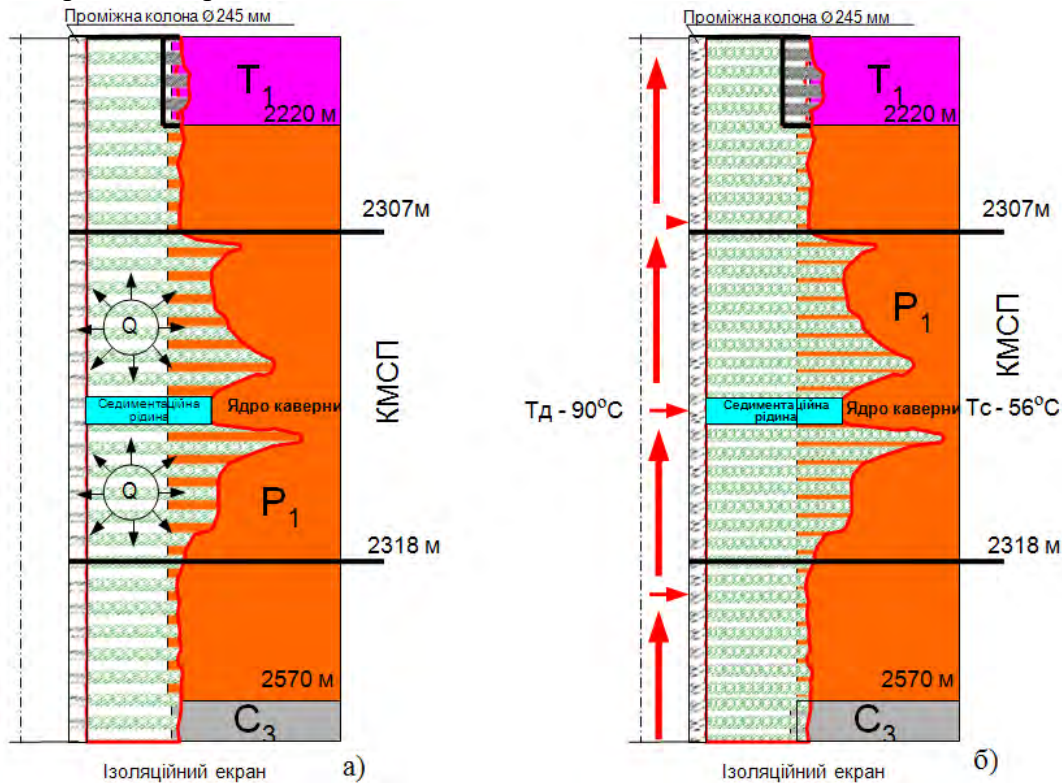


Рис. 3. Схема можливого формування кріплення у хомогенних відкладах: а – тепловиділення під час гідратації тампонажного матеріалу, б – вплив теплового поля на систему кріплення

За першою схемою (рис. 3, а) можливе утворення водяних поясів внаслідок седиментації тампонажного розчину у кавернозній ділянці хомогенних відкладів КМСП, зокрема навпроти «ядра» каверни (найбільш нестійкого масиву порід, що піддається активним деформаційним процесам). Під час гідратації тампонажного матеріалу за рахунок тепловиділення додатково інтенсифікується деформація хомогенних відкладів.

За другою схемою (рис. 3, б) під час циркуляції технологічних рідин у процесі поглиблення свердловини зростає температура в інтервалі залягання хомогенних відкладів, що може спровокувати деформацію останніх. На свердловинах Кобзівського родовища

динамічна температура може зростати до  $90^{\circ}\text{C}$ , що наближається до температури плавлення бішофітів, і за наявності неякісного ізоляційного кільця у за колонному просторі може спричинити деформаційні процеси хомогенних відкладів КМСП.

З урахуванням зазначеного роботами авторів статті встановлено наступні вимоги до тампонажних систем для цементування хомогенних відкладів нафтогазових родовищ ДДЗ.

1. Тампонажний розчин і цементний камінь на його основі повинен володіти: високою стабільністю (нульове водовідділення та регламентована водовіддача) суспензії та достатньою корозійною стійкістю каменю до агресивних середовищ; необхідними фізико-механічними властивостями цементного каменю (обмежений інкубаційний період структуроутворення, інтенсивний набір ранньої міцності, мінімальна проникність), що є основою формування якісного ізоляційного кільця; мінімальним тепловиділенням під час гідратації та низькою теплопровідністю цементного каменю.

2. Буферна рідина повинна володіти структурно-реологічними параметрами, здатними до ефективного розділення технологічних рідин, покращеними відмивальними властивостями та технологічною зручністю у застосуванні.

3. Відповідність тампонажних систем інноваційному принципу «тандему технологій». При цьому інженерний підхід під час споруджування свердловин повинен передбачати стратегічну оцінку та подальше застосування хімреагентів для приготування технологічних рідин, підтримування властивостей і зручності регулювання їх параметрів. У рамках однієї системи (бурового, буферного або тампонажного розчину) складові реагенти повинні доповнювати один одного, підвищувати ефективність дії та знижувати витрату у разі їх сумісного використання, а також збільшувати ефективність від застосування. При цьому, в системі утворюються комплекси з кількох реагентів, сумісна дія яких дозволяє покращити необхідні властивості системи. В іншому випадку, реагенти та матеріали однієї складової не повинні негативно впливати на властивості та якість наступних систем. Крім того, реагенти однієї системи мають забезпечувати підготовку стовбура свердловини до якісного проведення робіт, пов'язаних із застосуванням наступної системи [17].

Для пояснення локальної нестійкості стінок запропоновано розглядати вертикальну свердловину, не захищену обсадною колоною поблизу забою на відстані більше ста діаметрів [18]. При цьому фільтрація промивальної рідини в гірській породі не враховується. Свердловину представляють як циліндричну порожнину в земній корі з координатами  $r < r_0$ ;  $0 < z < H$   $z < H$  (рис. 4), вибій свердловини (торець циліндра при  $z = 0$ ) руйнується під дією породоруйнівного інструменту.

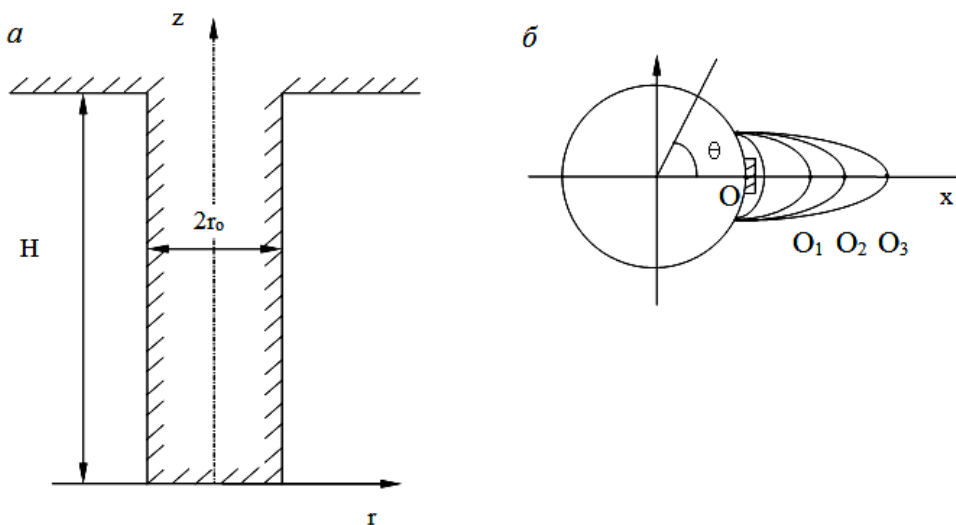


Рис. 4. Розрахункова схема для визначення параметрів стійкості стінок свердловини : *a* – контури свердловини в масиві порід; *б* – розвиток локальної зони руйнування стінки свердловини



Процес втрати стійкості стінок свердловини під впливом гірського тиску можна описати за допомогою наступних рівнянь, які є досить адекватними його математичній моделі. Позначивши в якості  $q$  вертикальний гірський тиск, а за допомогою  $\eta q$  – бічний гірський тиск (коефіцієнт бічного розпору залежно від геотектонічних умов може бути як менше, так і більше одиниці) простір далекий від свердловини можна описати виразом

$$\sigma_z = -q; \sigma_r = \sigma_\theta = -\eta q \quad (1)$$

де  $q = \rho g H$ ;  $g$  – прискорення сили тяжіння;  $\rho$  – середня щільність вищерозміщених гірських порід;  $H$  – відстань цієї точки від поверхні Землі.

Початковий круговий контур свердловини (рис. 4), створений породоруйнівним інструментом, в точці  $O$  буде знаходитися під дією тривісного стискування напругою, значення якої можна вичислити за допомогою наступних виразів

$$\sigma_z = -q; \sigma_r = -p; \sigma_\theta = p - 2\eta q, \quad (2)$$

де  $p$  – гідростатичний тиск рідини у свердловині, який дорівнює  $p = \rho g H$ .

Величина окружної напруги  $\sigma_\theta$  може бути отримана з рішення задачі теорії пружності для кругового отвору. Можливі два випадки при яких характер локальних руйнувань в точці  $O$  буде різним і по різному протікатиме процес каверноутворення:

$$|\sigma_\theta| > |\sigma_z| > |\sigma_r|, \text{ коли } (2\eta - 1)q > p \quad (3)$$

чи

$$|\sigma_z| > |\sigma_\theta| > |\sigma_r|, \text{ коли } (2\eta - 1)q < p. \quad (4)$$

Критерій локального руйнування може бути представлений у вигляді поверхні  $f(\sigma_z, \sigma_r, \sigma_\theta) = 0$ , яка охоплює початок координат в просторі  $\sigma_z, \sigma_r, \sigma_\theta$ . В області стискуючої напруги  $\sigma_z < 0, \sigma_r < 0, \sigma_\theta < 0$  при  $|\sigma_z| > |\sigma_r|, |\sigma_\theta| > |\sigma_r|$  ця поверхня може бути описана так [14]

$$\sigma_\theta = -\sigma_c + \delta(\sigma_z + \sigma_r), \text{ за умови } |\sigma_\theta| > |\sigma_z| > |\sigma_r| \quad (5)$$

чи

$$\sigma_z = -\sigma_c + \delta(\sigma_\theta + \sigma_r), \text{ за умови } |\sigma_z| > |\sigma_\theta| > |\sigma_r| \quad (6)$$

де  $\delta$  та  $\sigma_c$  – емпіричні константи, підібрані так, щоб краще описати експериментальні дані в досліджуваному діапазоні напруги.

Для розробки надійних і доступних методів підтримки стійкості стовбура свердловини необхідно враховувати фізико-хімічні процеси, які протікають при взаємодії промивальної рідини з породами, що складають стінки свердловини. До осипів і обвалів схильні в основному глинисті і глиномістки породи, здатні до набрякання і мимовільного диспергування при контакті з водою або фільтрами промивальних рідин [15]. Показники набрякання цих порід змінюються в широких межах залежно від мінералогічного складу, величини і складу обмінного комплексу, умов утворення, міри дисперсності, а також від хімічного складу середовища, температури, гідравлічного тиску, зволоженості гірських порід та ін.

Аналіз виробничого досвіду, який є з цього питання свідчить про те, що попередити порушення стійкості глинистих порід в навколостовбурному просторі можна тільки з урахуванням цих численних чинників, як узятих окремо, так і при їх взаємодії.

#### 4. Висновки

1. На підставі ґрунтового аналізу літературних джерел та даних виробничих підприємств, надано вичерпну характеристику сучасним технічним й технологічним умовам розробки родовищ вуглеводневої сировини.

2. Розглянуто особливості споруджування й цементування свердловин на прикладі родовищ ДДЗ та доведено актуальність проведення досліджень щодо пошуку і

обґрунтування раціональних заходів з попередження негативного прояву властивостей порід, що буряться.

3. Вивчено питання каверноутворення в свердловинах, що розташовані в межах нафтогазоносних структур Дніпровсько-Донецької западини та надано їх аналітичне обґрунтування.

4. Шляхом математичного моделювання визначено головні фактори процесу втрати стійкості стінок свердловини під впливом різних чинників.

### **Вдячності**

Автори висловлюють глибоку вдячність колективам Публічного акціонерного товариства «Укрнафта» та Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» за допомогу в наукових дослідженнях.

### **Список літератури**

1. Ihnatov, A., Koroviaka, Ye., Rastsvietaiev, V., et al. (2021). Development of the rational bottomhole assemblies of the directed well drilling. *Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons – 2020*, E3S Web of Conferences 230, 01016 (2021). Retrieved from <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001016> [in English].

2. Коровяка Є.А., Ігнатів А.О. Прогресивні технології спорудження свердловин. – Дніпро: Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка», 2020. – 164 с.

3. Hossain, M.E. & Islam, M.R. (2018). *Drilling engineering: problems and solutions*. Scrivener publishing [in English].

4. Curry, G.L. & Feldman, R.M. (2012). *Manufacturing systems. Modeling and analysis*. Springer [in English].

5. Ігнатів А.О., Ставичний Є.М. Лабораторні та промислові дослідження процесу цементування нафтогазових свердловин в умовах товщ осадових порід // Інструментальне матеріалознавство: Зб. наук. пр. – Київ: Вид-во ІНМ ім. В.Н. Бакуля НАН України. – 2020. – Вип. 23 – С. 88 – 103.

6. Ставичний Є.М. Опыт крепления скважин в хемогенных отложениях, склонных к пластической деформации (на примере нефтегазовых месторождений Днепровско-Донецкой впадины) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 12. – С. 32 – 37.

7. Ставичний Є.М., Магун М.Я., Зіньков Р.В. Досвід спорудження свердловин на Волошківській площі в умовах проявлення текучості калієво-магнієвих солей // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 4. – С. 34 – 36.

8. Ставичний Є.М., Ігнатів А.О. Особливості кріплення стовбура свердловини у хемогенних відкладах // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент–техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – Киев: Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины. – 2019. – Вып. 22 – С. 164 – 174.

9. Коццулич Я.С., Тищенко О.В. Закінчування свердловин. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.

10. Булатов А.И., Габузов Г.Г., Макаренко П.П. Гидромеханика углубления и цементирования скважин. – Москва: Недра, 1999. – 438 с.

11. Тарасевич Ю.И., Овчаренко Ф.Д. Адсорбция на глинистых минералах. – Киев: Наукова думка, 1975. – 351 с.

12. Лопаткин А.А. Теоретические основы физической адсорбции. – Москва: Изд-во МГУ, 1983. – 74 с.

13. Hossain, M.E. (2016). *Fundamentals of drilling engineering*. Scrivener publishing [in English].

14. Черепанов Г.П. Механика разрушения горных пород в процессе бурения. – Москва: Недра, 1987. – 308 с.

15. Ігнатів А.А. Исследование параметров процесса удаления глинисто-шламовых образований из кавернозных зон скважин // *Mining of Mineral Deposits*. – 2016. – Вып. 1(10). – С. 63 – 68.

16. Давиденко А.Н., Ігнатів А.А., Полищук П.П. Транспортировка продуктов разрушения при бурении скважин. – Д.: Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т», 2016. – 116 с.

17. Ставичний Є.М. Оптимізація складів тампонажних систем // *Sworld: сборник научных трудов*. – 2015. – Вып. № 1 (1), т. 4. – С. 8 – 12.

18. Разрушение горных пород планетарными долотами в условиях действия гидростатического давления / А.Н. Давиденко, Н.А. Дудля, В.Л. Хоменко и др. – Днепропетровськ: Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т», 2010. – 196 с.

## References

1. Ihnatov, A., Koroviaka, Ye., Rastsvietaiev, V., et al. (2021). Development of the rational bottomhole assemblies of the directed well drilling. *Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons – 2020*, E3S Web of Conferences 230, 01016 (2021). Retrieved from <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001016> [in English].
2. Koroviaka, Ye.A. & Ihnatov, A.O. (2020). Прогресивні технології спорудження свердловин *Heolohorozvidualna sprava i tekhnika bezpeky [Geological prospecting business and safety engineering]*. – Dnipro: Dnipro University of Technology [in Ukrainian].
3. Hossain, M.E. & Islam, M.R. (2018). *Drilling engineering: problems and solutions*. Scrivener publishing [in English].
4. Curry, G.L. & Feldman, R.M. (2012). *Manufacturing systems. Modeling and analysis*. Springer [in English].
5. Ihnatov, A.O., & Stavychnyi, Ye.M. (2020). Laboratorni ta promyslovi doslidzhennia protsesu tsementuvannia naftohazovykh sverdlodyn v umovakh tovshch osadovykh porid [Laboratory and industrial research of cementation process of oil-and-gas bore holes in the conditions of sedimentary rock beds]. *Instrumentalne materialoznavstvo - Tooling materials science*, 23, 88 – 103 [in Ukrainian].
6. Stavychnyi, Ye.M. (2014). Opyt krepleniya skvazhin v hemogennykh otlozheniyah, sklonnykh k plasticheskoy deformacii (na primere neftegazovykh mestorozhdenij Dneprovo-Donckoj vpadiny) [Experience of fastening of bore holes is in chemogenic sedimentations apt to the flowage (on the example of oil and gas deposits of the Dnepr-Donetsk cavity)]. *Stroitelstvo neftyanyih i gazovyih skvazhin na sushe i na more - Building of petroleum and gas bore holes on land and at the seaside*, 12, 32 – 37 [in Russian].
7. Stavychnyi, Ye.M., Mahun, M.Ia., & Zinkov, R.V. (2008). Dosvid sporudzhennia sverdlodyn na Voloshkivskii ploshchi v umovakh proiavlennia tekuchosti kaliievo-mahniievkykh solei [The experience of construction of wells in the Voloshkovskaya area in the conditions of manifestation of fluidity of potassium-magnesium salts]. *Naftova i hazova promyslovist - Oil and gas industry*, 4, 34 – 36 [in Ukrainian].
8. Stavychnyi, Ye.M., & Ihnatov, A.A. (2019). Osoblyvosti kriplenniya stovbura sverdlodynny u khemohennykh vidkladakh [Fastening features barrel of bore hole in chemogenic deposits]. *Porodorazrushayuschiy i metalloobrabatyvayuschiy instrument–tehnika i tehnologiya ego izgotovleniya i primeneniya - Rock destruction and metal-working instrument-technique and technology of his making and application*, 22, 164 – 174 [in Ukrainian].
9. Kotskulych, Ya.S., & Tyshchenko, O.V. (2004). *Zakinchuvannia sverdlodyn [Well completion]*. – Kyiv: Interpres LTD [in Ukrainian].
10. Bulatov, A.I., Gabuzov, G.G. & Makarenko, P.P. (1999). *Gidromekhanika uglubleniia i tsementirovaniia skvazhin [Hydromechanics of deepening and cementing wells]*. – Moscow: Nedra [in Russian].
11. Tarasevich, Yu.I., & Ovcharenko F.D. (1975). *Adsorbtsiya na glinistyih mineralah [Adsorption on clay minerals]*. – Kyiv: Naukova dumka [in Russian].
12. Lopatkin, A.A. (1983). *Teoreticheskie osnovy fizicheskoy adsorbtsii [Theoretical Foundations of Physical Adsorption]*. – Moscow: Izdatelstvo MGU [in Russian].
13. Hossain, M.E. (2016). *Fundamentals of drilling engineering*. Scrivener publishing [in English].
14. Cherepanov, G.P. (1987). *Mekhanika razrusheniya gorniyh porod v protsesse bureniya [Mechanics of destruction rock in the process of the well drilling]*. – Moscow: Nedra [in Russian].
15. Ihnatov, A.A. (2016). Issledovanie parametrov processa udaleniya glinisto-shlamovykh obrazovaniy iz kavernozykh zon skvazhin [Research into parameters characterizing the process of withdrawing clay-mud formations from bore hole vuggy zones]. *Mining of Mineral Deposits*, 1, 10, 63 – 68 [in Russian].
16. Davydenko, A.N., Ihnatov A.A., & Polyshchuk, P.P. (2016). *Transportirovka produktov razrusheniya pri burenii skvazhin [Transporting of rock destruction at well drilling]*. – Dnipropetrovsk: Derzh. vyshch. navch. zakl. «Nats. hirn. un-t» [in Russian].
17. Stavychnyi, Ye.M. (2015) Оптимізація складів тампонажних систем [Optimization of compositions of the tamponing systems]. *Sworld*, 1, 1, 4, 8 – 12 [in Ukrainian].
18. Davydenko, A.N., Dudlia, N.A., Khomenko, V.L. et al. (2010). *Razrusheniye gornyykh porod planetarnymi dolotami v usloviyakh deystviya gidrostaticheskogo davleniya [Destruction of rocks by planetary bits under the action of hydrostatic pressure]*. – Dnipro-petrovsk: Derzh. visch. navch. zakl. «Nats. gIrn. un-t» [in Russian].