

# Науково-технічні проблеми нафтогазової інженерії

УДК 622.245.3

DOI: 10.31471/1993-9868-2021-1(35)-25-38

## ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ЗАПОБІГАННЯ РУЙНУВАННЮ СТІНОК СВЕРДЛОВИН

<sup>1</sup>А. І. Різничук\*, <sup>1</sup>О. С. Бейзик, <sup>1</sup>І. І. Витвицький, <sup>2</sup>Л. В. Павлишин, <sup>1</sup>Р. Б. Стецюк,  
<sup>1</sup>Ю. Д. Волошин

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727137,  
e-mail: [drill@nuing.edu.ua](mailto:drill@nuing.edu.ua)

<sup>2</sup>НАК «Нафтогаз», АТ «Укргазвидобування», БУ «Укрбургаз»;  
63304, Харківська обл., м. Красноград, вул. Полтавська, 86; тел. +38 050 3023592,  
e-mail: [liubomyr.pavlyshyn@ugv.com.ua](mailto:liubomyr.pavlyshyn@ugv.com.ua)

На сучасному етапі розвитку вітчизняної газовидобувної галузі проблема нарощування обсягу видобування вуглеводнів є надзвичайно актуальною. В динаміці спостерігається значне зростання обсягів буріння скерованих свердловин, що в більшості випадків призводить до прихоплення бурильної колони і суттєвого зростання матеріальних витрат та виробничого часу на їх ліквідацію. Забезпечення цілісності стінок свердловини в процесі буріння є першочерговою і вкрай важливою проблемою в системі заходів, спрямованих на поліпшення якості і підвищення техніко-економічних показників їх спорудження. Роботу присвячено удосконаленню технології запобігання руйнуванню стінок скерованих свердловин шляхом впливу техніко-технологічних та гірничо-геологічних чинників на зміну напружено-деформованого стану масиву пристовбурової зони свердловини. Проаналізовано виробничий матеріал щодо причин виникнення прихоплення бурильної колони у процесі спорудження свердловин на родовищах ДДз і встановлено, що до втрати рухомості бурильного інструменту здебільшого призводять порушення стійкості стінок свердловини внаслідок осипання та обвалювання гірських порід, а також утворення жолобних виробок на стінках свердловини. Таких ускладнень не вдалось уникнути недотриманням режимно-технологічних параметрів при поглибленні свердловини ні врахуванням рекомендацій щодо зменшення жолобоутворень на стінках свердловини, ні проведення заходів із запобігання осипанню та обвалюванню гірських порід. Відомі науково-практичні методи та підходи щодо запобігання втрати стійкості стінок свердловини не дозволяють усунути зазначену причину ускладнень, бо велику роль відіграє правильний підбір компоновки низу бурильної колони (КНБК), а також розробка заходів для зниження інтенсивності каверно- і жолобоутворення. У роботі запропоновано заходи щодо запобігання каверно- та жолобоутворення в процесі буріння похило-скерованих свердловин. Проаналізовано фактори, що впливають на стійкість стінок свердловини в умовах, схильних до осипань і обвалювань гірської породи. Встановлено і обґрунтовано доцільність використання ванн для зміцнення стінок свердловин у відкладах глинистих гірських порід. Запропоновано рецептуру модифікованої паливно-бітумної ванни, термін дії якої у 1,5÷5 рази більший порівняно з паливно-бітумною ванною. Запропоновано методику прогнозування інтервалів, схильних до ускладнень, пов'язаних з втратою стійкості стінок свердловини. За промисловими даними запропоновано технологію встановлення паливно-бітумної ванни для запобігання жолобоутворенню в процесі буріння свердловин. Для ліквідації жолоба у свердловині запропоновано КНБК, яка складається зі ступінчастих обважнених бурильних труб з одночасним встановленням конічних

перехідників у місцях переходу від більшого діаметра елемента бурильної колони до меншого та ексцентричного твердосплавного долота.

Ключові слова: буріння, гірська порода, паливно-бітумна ванна, похило-скерована свердловина, каверна, осипання, обвалювання.

На современном этапе развития отечественной газодобывающей отрасли проблема наращивания объема добычи углеводородов является чрезвычайно актуальной. В динамике наблюдается значительный рост объемов бурения направленных скважин, что в большинстве случаев приводит к прихватам бурильной колонны и существенному росту материальных затрат и производственного времени на их ликвидацию. Обеспечение целостности стенок скважины в процессе бурения является первоочередной и крайне важной проблемой в системе мер, направленных на улучшение качества и повышение технико-экономических показателей их сооружения. Работа посвящена усовершенствованию технологии предотвращения разрушения стенок направленных скважин путем воздействия технико-технологических и горно-геологических факторов на изменение напряженно-деформированного состояния массива пристволенной зоны скважины. Проанализированы производственный материал по причинах возникновения прихватов бурильной колонны при сооружении скважин на месторождениях ДДЗ и установлено, что к потере подвижности бурильного инструмента в основном приводит нарушения устойчивости стенок скважины в результате осипания и обрушения горных пород, а также образования желобных выработок на стенках скважины. Таких осложнений не удалось избежать ни соблюдением режимно-технологических параметров при углублении скважины, ни учетом рекомендаций по уменьшению желобообразования на стенках скважины, ни проведением мероприятий по предупреждению осыпей и обрушения горных пород. Известны научно-практические методы и подходы по предотвращению потери устойчивости стенок скважины не позволяют устранить указанную причину осложнений, потому что большую роль играет правильный подбор компоновки низа бурильной колонны (КНБК), а также разработка мер по снижению интенсивности каверно- и желобообразования. В работе предложены меры по предотвращению каверно- и желобообразования в процессе бурения наклонно-направленных скважин. Проанализированы факторы, влияющие на устойчивость стенок скважины в условиях, подверженных осыпям и обрушению горной породы. Установлена и обоснована целесообразность использования ванн для укрепления стенок скважин в отложениях глинистых горных пород. Предложена рецептура модифицированной топливно-битумной ванны со сроком действия в  $1,5 \div 5$  раза большим по сравнению с таким топливно-битумной ванны. Предложена методика прогнозирования интервалов, склонных к осложнениям, связанным с потерей устойчивости стенок скважины. По промышленным данным предложена технология установки топливно-битумной ванны с целью предотвращения желобообразования в процессе бурения скважин. Для ликвидации желоба в скважине предложена КНБК из ступенчатых утяжеленных бурильных труб с одновременной установкой конических переходников в местах перехода от большего диаметра элемента бурильной колонны к меньшему и с использованием эксцентричного твердосплавного долота.

Ключевые слова: бурение, горная порода, топливно-битумная ванна, наклонно-направленная скважина, каверна, осипание, обрушение.

At present stage of the development of the domestic gas production industry, the problem of increasing the volume of hydrocarbon production is extremely urgent for our state. In the dynamics, there is a significant increase in the volume of directional wells drilling. However, the drilling of such wells is associated with a number of problems. The main problems that may arise in this case are associated with insufficient stability of their bore, which in most cases leads to sticking of the drill string and a significant increase in material costs and production time for their elimination. Therefore, ensuring the integrity of the borehole walls during their drilling is a priority and extremely important problem in the system of measures aimed at improving the quality and improving the technical and economic indicators of their construction. The work is devoted to the improvement of the technology for preventing the destruction of the walls of directional wells, through the influence of technical, technological, mining, and geological factors on the change in the stress-strain state of the mass of the near-wellbore zone of the well. The production material on the sticking of the drill string was analyzed during the construction of wells in the Dnieper-Donets depression fields. It was found that the reasons for the loss of mobility of the drilling tool are mainly the violation of the integrity of the borehole walls as a result of caving and collapse of rocks, as well as the formation of keyseats on the borehole walls. Such complications arose, despite the observance of the operating and technological parameters, when deepening the well and recommendations for reducing keyseats on the walls of the well and preventing caving and collapse of rocks. The existing scientific and practical methods and approaches to prevent the loss of stability of the wellbore walls do not allow eliminating the indicated cause of complications, since the correct selection of the BHA, as well as the development of measures to reduce the intensity of capping and grooving, plays an important role. The paper proposes measures to prevent cavities and keyseats when drilling directional wells. The factors influencing the stability of the borehole walls in conditions prone to collapse and rock caving have been analyzed. The expediency of using baths for strengthening the walls of wells in clayey rocks has been established and substantiated. The formulation of a modified fuel-bitumen bath, the duration of which is  $1.5 \div 5$  times longer than

*that of a fuel-bitumen bath is proposed. A method is proposed for predicting intervals prone to complications associated with the loss of stability of the wellbore walls. According to industrial data, a technology has been proposed for installing a fuel-bitumen bath to prevent keyseats formation during well drilling. To eliminate the keyseats in the well, a bottom-hole assembly is proposed, which consists of stepped heavyweight drill pipes with simultaneous installation of tapered adapters at the transition points from a larger diameter of a drill string element to a smaller one and an eccentric carbide bit.*

Key words: drilling, rock, fuel-bitumen bath, directional well, cavity, shedding and collapse.

## **Вступ**

Сьогоднішній стан газовидобування в Україні пов'язаний із виснаженням основних за запасами газових і газоконденсатних родовищ та переходом їх у завершальну стадію розробки. Проте, ці родовища ще містять значні залишкові запаси вуглеводнів і на сьогодні забезпечують основний їх видобуток. За традиційними технологіями видобування в них залишається від 10 до 30 % газу і понад 60 % газового конденсату та нафти [1]. Складність видобування, пов'язана, в першу чергу, з особливостями завершальної стадії розробки родовищ [2], а також географічним розташуванням поряд із урбанізованими територіями та рекреаційними зонами. Зазначена обставина у поєднанні з найскладнішими у Європі гірничо-геологічними умовами зумовлює необхідність спорудження свердловин складної просторової архітектури, зокрема похило-скерованих і горизонтальних.

Буріння свердловин такого типу зазвичай супроводжується низкою технологічних інцидентів, серед яких порушення стійкості стінок свердловини, каверно- і жолобоутворення, які, в свою чергу, призводять до ускладнень і аварій й пов'язані з суттєвими матеріальними витратами.

Забезпечення стійкості стінок свердловин у процесі буріння належить до першочергових завдань з поліпшення якості і підвищення техніко-економічних показників їх спорудження, що зумовлює розроблення науково-обґрунтованого техніко-технологічного забезпечення для запобігання виникненню каверно- і жолобоутворення на стінках стовбура скерованої свердловини.

## **Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій**

В процесі спорудження скерованих свердловин у відкладах потенційно нестійких глинистих гірських порід фахівців у галузі буріння насамперед цікавить стан їх стовбура. Спочатку завдання щодо забезпечення стійкості глинистих гірських порід вирішували емпірично, спираючись на положення механіки гірських порід, а основним способом вирішення проблеми вважали створення в процесі буріння відповід-

ного протитиску на глинисті гірські породи підвищенням густини бурового розчину [3].

Відомо, що низька густина бурового розчину стає причиною нестійкого стану стовбура свердловини, однак і висока не завжди може впливати позитивно. Так, при порушенні стійкості глинистих гірських порід висока густина може стати причиною гідравлічного розриву пласта.

Поряд з впливом густини бурового розчину на стійкість стінок свердловин науковий інтерес викликає його хімічна взаємодія з глинистими гірськими породами, внаслідок якої з часом останні знеміцнюються і втрачають стійкість. Однак, незважаючи на численні детальні дослідження, це питання досі залишається недостатньо вивченим.

Пізніше було встановлено [4], що частина фактів втрати стійкості стінок свердловини пов'язана з наявністю в складі гірських порід, що набухають, пластичних глинистих мінералів, здатних до значного збільшення об'єму внаслідок контактування з фільтратом бурового розчину. Також трапляються випадки втрати стійкості стінок свердловини в крихких глинистих гірських породах, не пов'язаних з набуханням глинистих мінералів, що викликає серйозні ускладнення у вигляді інтенсивних осипань.

Дослідники [4, 5, 6, 7], керуючись досвідом буріння в нестійких глинистих гірських породах, вважають, що процес знеміцнення гірських порід супроводжують різні технологічні і технічні чинники.

Так, В. С. Баранов [6] вважає, що зниження показника фільтрації розчину не забезпечує збереження стійкості стінок свердловин у глинистих відкладах; каверноутворення при цьому не припиняється. В. Д. Городнов [3] дійшов висновку, що на стійкість глинистих гірських порід значний вплив мають їх вологість і фільтрація бурового розчину. У слабозволожених глинистих гірських породах при набуханні виникають додаткові напруження, що сприяють зменшенню їх міцності. На думку В. С. Новікова [8], застосування інгібуючих і нафтоемулсійних бурових розчинів не запобігає осипанню глиноаргілітових гірських порід, а його обваження і зниження показника фільтрації не за-

Таблиця 1 – Класифікація глинистих гірських порід за характером руйнування

Група гірської породи	Вік гірської породи	Структурні контакти	Назва породи	Характер руйнування гірської породи в розчині
скельні	метаморфічні	фазові	сланці	дуже крихкий
напівскельні	осадові	змішані коагуляційні, перехідні, фазові	аргіліти, алевроліти	крихкий
зв'язані			суглинки, глини	пластичний (високопластичний)

безпечують збереження стійкості стінок стовбура в процесі буріння свердловини. А. І. Пеньков [9] довів, що водний розчин з акрилового полімеру з хлористим калієм забезпечує стійкість глинистих гірських порід.

Подібні технічні рішення засвідчили високу ефективність на родовищах Передкарпатського нафтогазоносного регіону, але виявилися неефективними на площах Дніпрово-Донецької западини.

В літературі [10] доведено високу ефективність полімерсолевих інгібуючих систем, використаних для збереження стійкості глинистих гірських порід.

При спорудженні свердловин у глинистих гірських породах неогенових відкладів авторами [11] встановлено, що втрата стійкості стінок свердловин відбувається в декілька разів швидше при використанні глинистих бурових розчинів з вмістом глинистої фази до 5÷7 %, ніж за наявності 20÷28 % різнофракційної твердої фази. Спроба фахівців Baroid DF [12] використовувати в цих відкладах інгібуючу калієву систему не призвела до поліпшення стану стовбура свердловини.

Проаналізувавши наведені вище дослідження, можна дійти висновку, що тільки частина рецептур застосовуваних бурових розчинів забезпечує стійкість стовбура свердловини в інтервалах глинистих гірських порід, причому позитивний результат збігається з наявністю в розрізі пластичних глин. Якщо літологічний розріз свердловини представлено нестійкими крихкими глинистими гірськими породами, зазначені розчини і способи неефективні [13].

Зважаючи на вищесказане, для збереження стійкості пластичних і крихких глинистих гірських порід необхідно застосовувати різні підходи, використовувати різні рецептури бурових розчинів, а також проводити заходи, що враховують властивості як пластичних, так і крихких гірських порід. Для цього, насамперед, необхідно класифікувати глинисті гірські породи за характером руйнування, що буде основою при виборі рецептури бурового розчину (табл. 1).

Зв'язані глинисті гірські породи (далі глина) в природних глибинних умовах поведуться як пластичні (або високопластичні) тіла і здатні втрачати стійкість у вигляді пластичної плинності. Складається глина з дрібних за розміром кристалів – глинистих мінералів, з яких у процесі спорудження свердловини найбільш часто трапляються каолініти, гідроліти і монтморилоніти, що мають різну будову кристалічної решітки, а отже, і різні властивості.

Поведінка глин при гідратації залежить як від їх типу, так і від умов залягання. Зазвичай під час проведення досліджень на стійкість взірці глин поміщають у водне середовище (розчин). Зволоження відбувається з усіх боків взірця, внаслідок цього збільшення об'єму (набухання) протікає всебічно. Цього не може бути в умовах свердловини, тому такі випробування не дозволяють визначити характер втрати стійкості, а висновки авторів, зроблені за результатами вказаних досліджень, не коректні [14].

#### Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Нижче наведено інформацію про характерні ускладнення, що призводять до втрати стійкості стінок стовбура скерованих свердловин на окремих родовищах Дніпрово-Донецької западини.

Похило-скерована свердловина № 107 Західно-Старовірівського родовища споруджувалась з метою переведення запасів з категорії  $C_2$  в категорію  $C_1$  покладів продуктивних горизонтів Г-11 – Г-12 у східній частині склепіння. Проектна глибина свердловини – 4160 м. Проектний горизонт –  $C^3_3$ . Проектний відхід вибою від вертикалі 140 м в азимуті 135°, радіус кола допуску – 100 м. Фактична траєкторія похило-скерованого стовбура свердловини перебуває в проектному допуску: зенітний кут на глибині 4160 м становить 6°, азимут – 139°, відхід вибою від вертикалі – 180 м.

Робочим проектом № 27-13 на спорудження свердловини № 107 Західно-Старовірівського родовища при досягненні глибини 4160 м було передбачено спуск експлуатаційної обсадної колони провести двома секціями (зчленування на глибині 3000 м) з використанням стикувального пристрою ТОВ “Карбон”. Розкритий свердловиною розріз в інтервалі 3095–4160 м представлений картамиськими відкладами та відкладами нижнього карбону. Літологічно розріз складений здебільшого аргілітовою товщею та поодинокими пластами ущільнених, газоводонасичених алевролітів і пісковиків, схильних до осипань.

Після досягнення вибою 4160 м (глибина спуску експлуатаційної колони діаметром 140/168 мм) у свердловині було проведено геофізичні дослідження. За результатами профілометрії спостерігалась її підвищена кавернозність.

27.02.2014 р. під час спуску першої секції обсадної колони діаметром 140/168 мм виникло ускладнення – утворення шламового корка в затрубному просторі внаслідок осипання і обвалювання гірських порід в процесі цементування (рис. 1).

Ліквідація ускладнення проводилась оббурюванням і вилученням прихопленого допускного інструмента. Станом на 30.09.2014 р. продовжувалось оббурювання прихопленого допускного інструмента. На ліквідацію ускладнення за 9 місяців 2014 р. витрачено 4952,25 год. календарного часу, що відповідає втраті 1100,9 м проходки.

Технологічною службою Хрестищенського відділення бурових робіт рекомендувалося для кріплення стінок свердловини при бурінні обробляти буровий розчин вапном та іншими інгібіторами.

При підборі рецептури враховували такі чинники:

- гідростатичний тиск в свердловині не має перевищувати 85–90 % величини тиску гідророзриву гірських порід. У випадку, коли цю умову неможливо виконати, допускається використання тампонажного розчину і бурового розчину однакової густини, але розділених буферною рідиною, в'язкість якої вища від в'язкості бурового розчину;

- для підвищення седиментаційної стійкості тампонажного розчину застосувати реагенти-стабілізатори (ОЕЦ, КМОЕЦ та їх аналоги);

- для підвищення адгезії цементного каменю використовувати тампонажні розчини з розширюючими властивостями;

- для сповільнення термінів тужавіння застосувати реагенти-сповільнювачі (НТФК, КМЦ, ВЛР та комплексні реагенти на його основі);

- як прискорювач застосували хлористий кальцій або інші аналогічні за дією реагенти;

- для зниження фільтрації тампонажних розчинів і газопроникності цементного каменю використовували реагенти-пластифікатори (КССБ, DESCO, Atrenplast-B тощо) в комплексі з реагентами-стабілізаторами (ОЕЦ, КМОЕЦ та їх аналоги);

- проводили перевірку вмісту сповільнювача тужавіння методом титрування.

Ще одним прикладом є похило-скерована свердловина № 107 Новоукраїнського родовища, що споруджувалася з метою розвідки покладів вуглеводнів у серпухівських горизонтах С-6, С-7 нижнього карбону (C<sub>1</sub>S<sub>2</sub>).

Згідно з рішенням геолого-технічної наради від 17.07.2013 р. у свердловині з метою перекриття девонської солі спустили 245 мм проміжну колону до глибини 3720 м (згідно з проектом – 3620 м). При подальшому бурінні в хомогенних відкладах проектом передбачено розкриття горизонтів А-4-5 з поточним пластовим тиском 2,6 МПа на буровому розчині густиною 1100 кг/м<sup>3</sup>. За результатами спорудження раніше пробурених свердловин №№ 100, 103 Новоукраїнського НГКР потужність хомогенних відкладів становить 200–350 м (представлені доломітами, щільними та водоносними вапняками, глиною та сіллю).

Зважаючи на зазначене, рішенням геолого-технічної наради від 08.08.2013 р. передбачено використання мінералізованого бурового розчину густиною 1280 кг/м<sup>3</sup>.

29 липня 2014 року під час проробки на глибині 4033 м було зафіксовано різке підвищення тиску на манометрі бурового насоса з 9,0 МПа до 200 МПа з подальшою втратою циркуляції та рухомості інструменту (рис. 2).

Розходжуванням в межах допустимих навантажень відновити рухомість бурильної колони не вдалося. Як наслідок, в свердловині залишилася КНБК. Причиною аварії визнано раптове осипання нестійких гірських порід (аргілітів) в серпухівських відкладах нижнього карбону, які залягають під великими кутами.

На ліквідацію ускладнення за 9 місяців 2014 р. витрачено 1482,75 год. календарного часу, що відповідає втраті 236,6 м проходки.

Для запобігання виниканню подібних ускладнень рекомендовано:

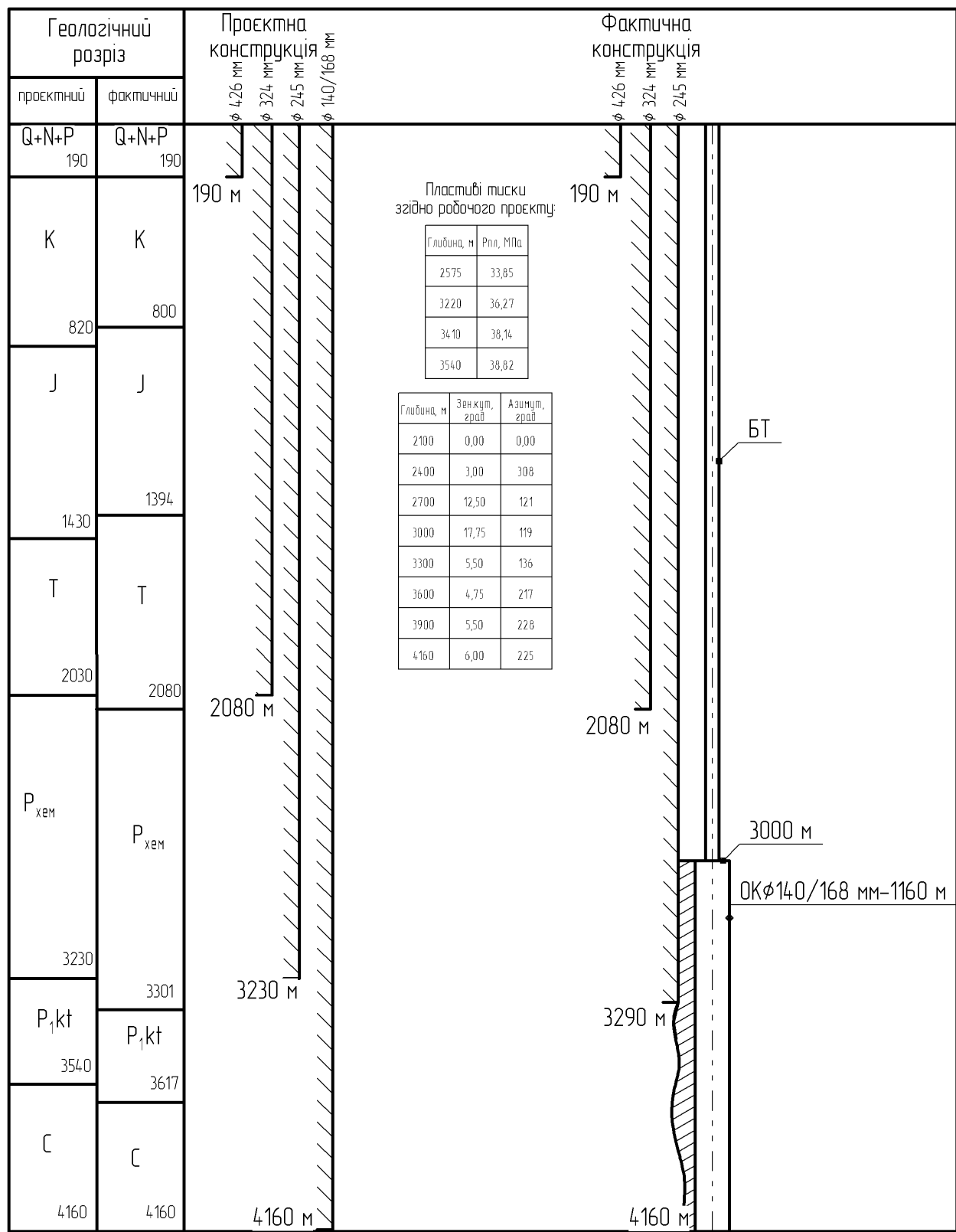


Рисунок 1 – Свердловина №107 Західно-Старовірівського ГКР (станом на 01.03.2014 р.)

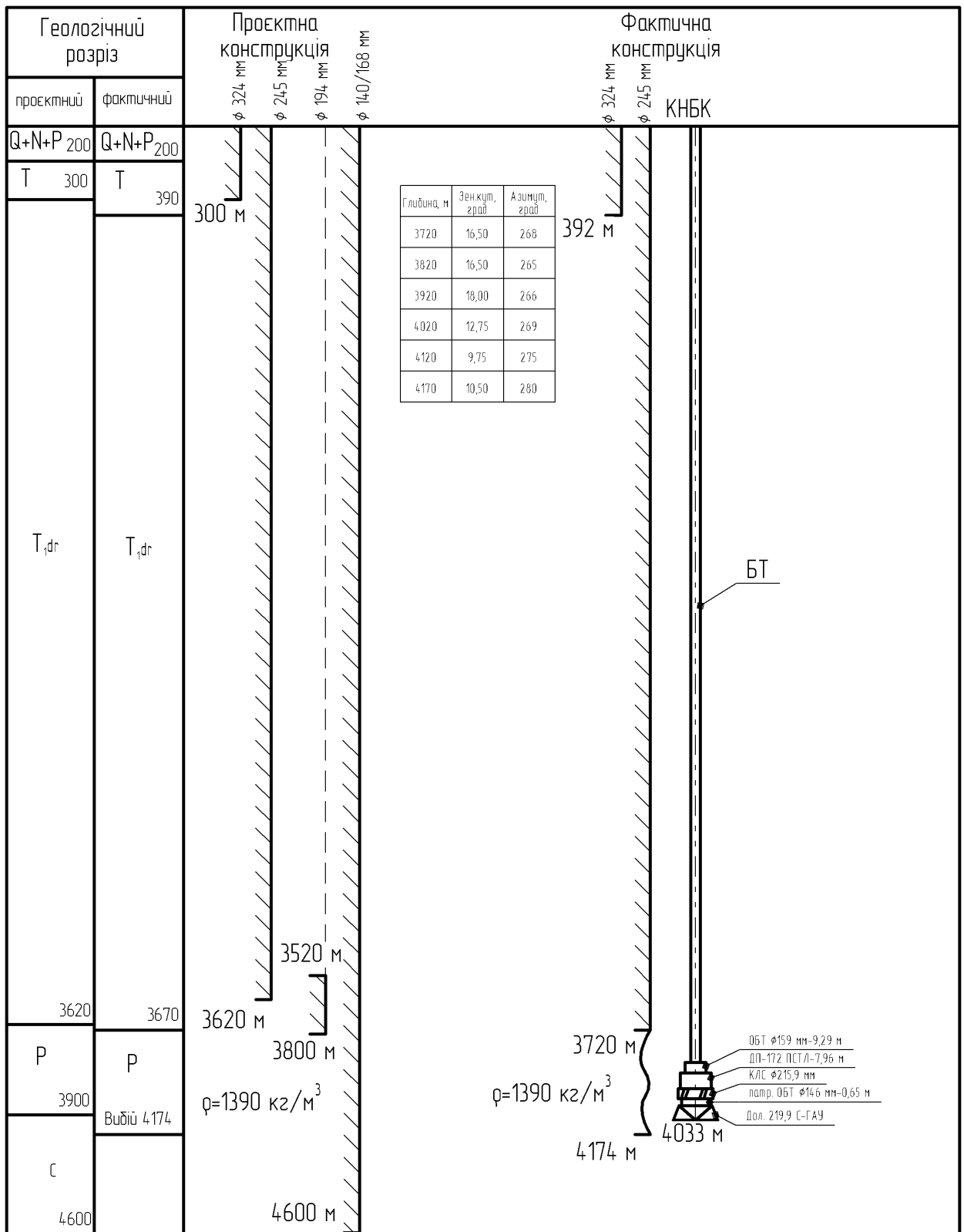


Рисунок 2 – Свердловина №107 Новоукраїнського НГКР (станом на 29.07.2014 р.)

– постійно вводити мастильні та полімерні реагенти в буровий розчин для підтримування коефіцієнта тертя кірки не більше 0,15 та зменшення показника фільтрації бурового розчину;

– розробляти заходи з ефективної ліквідації ускладнення у свердловині;

– для закріплення стінок свердловини буровий розчин обробляти вапном;

– обробляти буровий розчин хімічними реагентами, які сприяють утворенню тонкої малопроникної фільтраційної кірки;

– застосувати в КНБК обважнених бурильних труб (ОБТ) із спіральними канавками;

– перед нарошуваннями бурильної колони стовбура свердловини постійно проробляти на довжину ведучої труби до вільного проходження долота;

– при перебуванні долота в необсадженому стовбурі постійно приводити в рух бурильну колону;

– підтримувати мінімальний показник фільтрації бурового розчину в межах 2-4 см<sup>3</sup>;

– відновлення циркуляції бурового розчину здійснювати з мінімальною продуктивністю та поступовим збільшенням продуктивності до нормальної;

– при бурінні свердловини витримувати параметри режиму буріння і КНБК згідно з робочим проектом;

– параметри і тип бурового розчину повинні відповідати вимогам робочого проекту;

– для зменшення числа спуско-підіймальних операцій (СПО) використовувати долота з великим ресурсом роботи.

### **Формулювання цілей статті**

За результатами аналізу виробничого матеріалу щодо прихоплення бурильної колони у процесі спорудження свердловин на родовищах бурового управління «Укрбургаз» встановлено, що причинами втрати рухомості бурильного інструменту насамперед є порушення стійкості стінок свердловини внаслідок осипання та обвалювання гірської породи, а також утворення жолобних виробок на стінках свердловини. Такі ускладнення виникали незважаючи на дотримання режимно-технологічних параметрів при поглибленні свердловини та врахуванням рекомендацій щодо зменшення інтенсивності виникнення жолобоутворень на стінках свердловини і запобігання осипанню та обвалюванню гірської породи. Тому можна стверджувати, що відомі на сьогодні заходи не забезпечують безаварійного спорудження свердловин і проблема залишається актуальною.

Також можна констатувати, що прихоплення бурильної колони зазвичай трапляються через формування жолобних виробок. Це можна пояснити як схильністю різних типів гірських порід до утворення виробок, так і недосконалістю технології буріння похило-скерованих свердловин.

Зазначені вище науково-практичні методи та підходи щодо запобігання втрати стійкості стінок свердловини не дозволяють усунути вказану причину ускладнень, бо велику роль відіграє правильний підбір КНБК, а також розроблення заходів для зниження інтенсивності каверно- і жолобоутворення під час СПО.

Узагальнюючи наведене вище, можна сформулювати ціль статті: підвищення стійкості стовбура скерованих свердловин під час їх спорудження в нестійких гірських породах.

### **Висвітлення основного матеріалу дослідження**

З практичних результатів під час спорудження свердловин у глинистих товщах та нестійких тріщинуватих сланцях рекомендовано використовувати прісні полімерні бурові розчини або мінералізовані розчини, структурованими молекулами води з високим вмістом твердих і рідких адгезійних гідрофобних кольмантантів. У цьому випадку структурно-реологічні параметри бурових розчинів необхідно підтримувати на максимально високому допустимому рівні для збереження стійкості стовбура свердловини. При грамотному управлінні властивостями і технологічними показниками таких бурових розчинів ускладненням, пов'язаним з втратою стійкості сланців, підклинюванням і т. п., вдається запобігти або істотно знизити, що дає змогу збільшити техніко-економічні показники буріння [15].

Проте, недоліком дії бурових розчинів на водній основі є підвищення початкової вологості глинистих гірських порід, до яких належать глинисті сланці, що призводить до порушення стійкості стовбура свердловини. Саме тому для фізико-хімічного методу підвищення міцності стінок свердловин належать застосування інгібуєчих бурових розчинів на вуглеводневій основі та використання ванн [16, 17].

Одним із найефективніших способів зміцнення стінок свердловини є застосування паливно-бітумної ванни (ПБВ) [16, 17], яка складається з пічного побутового палива (ППП) та окисленого бітуму. Така ванна підвищує міцність гірської породи на стискання в 1,2÷4 рази від початкової міцності, що забезпечує цілісність стінок стовбура, протидіє проникненню



фільтрату у стінки свердловини та значно збільшує термін дії ванни.

За результатами попередніх досліджень, МПБВ є досить ефективною при застосуванні її для підвищення міцності стінок свердловини, але не забезпечує достатнього проникнення бітуму вглиб гірської породи.

Тому пропонується модифікована паливно-бітумна ванна (МПБВ), яка володіє мінімальним міжфазовим натягом, що виникає між ванною та гірською породою. Досягається мінімальне значення сил поверхневого натягу введенням у неї поверхнево-активної речовини (ПАР), наприклад, сульфонолу.

Оцінку ефективності МПБВ у лабораторних умовах проводили на глинисто-піщаних взірцях гірської породи чотирьох типів: 100% глини; 85 % глини та 15 % піску; 50 % глини та 50 % піску; 15 % глини та 85 % піску.

Взірці виготовляли з кварцового піску, просіяного через сито №09, та глини, яку брали із кар'єру (с. Загвіздя, Івано-Франківської обл.). Глину просушували, тверді частинки вилучали. Регулювання вмісту глини дозволило змінювати проникність взірців у широких межах. Для виготовлення глинисто-піщаних взірців використовували спеціальні металеві обойми з внутрішнім діаметром 20 мм і висотою 22 мм. Жовту глину та відмитий кварцовий пісок змочували водою, ретельно перемішували, пресували, а потім висушували за стандартних умов впродовж 72 годин.

Механічні властивості гірських порід характеризуються певною поведінкою при впливі на них зовнішніх сил і температури. Гірські породи володіють непостійністю механічних властивостей, що пояснюється їх анізотропністю. Коефіцієнт варіації при різних видах випробувань досягає 20÷40 %, в той час як для металів не перевищує 4÷7 %. Тому точність проведення експериментальних досліджень з гірською породою має вагоме значення. Для встановлення необхідного числа дослідів з точністю 0,95 можна скористатися таблицею 2, де  $K_{дон}$  означає величину допустимого відхилення результатів дослідів в % (15 %),  $K_{вар}$  – коефіцієнт варіації в % (20 %).

Експериментальні дослідження механічних властивостей гірських порід проведені для оцінки впливу ванн на стійкість стінок свердловин [15].

Для визначення їх впливу на міцнісні властивості гірських порід у цьому випадку проведено дослідження міцності оброблених та не оброблених взірців та їх моделей на одноосьове стискання.

Таблиця 2 – Необхідна кількість дослідів залежно від відношення  $K_{дон}$  до  $K_{вар}$  при надійності дослідів 0,95

$K_{дон}/K_{вар}$	Необхідна кількість дослідів	$K_{дон}/K_{вар}$	Необхідна кількість дослідів
2,000	1	0,591	11
1,386	2	0,568	12
1,132	3	0,544	13
0,980	4	0,524	14
0,876	5	0,506	15
0,800	6	0,490	16
0,741	7	0,475	17
0,693	8	0,462	18
0,653	9	0,450	19
0,620	10	0,438	20

Визначення межі міцності на одноосьове стискання регламентовано стандартом ГОСТ (ДСТУ) 21153.1-7-84 «Гірські породи. Методи випробування» Відповідно до ДСТУ для випробувань використовують взірці гірської породи у формі 50x50x50 мм або циліндра з  $h/d=1$  із шліфованими поверхнями. Відхилення від зазначених розмірів не мають перевищувати  $\pm 5$  %, а опуклість робочих торців – не більше 0,3 мм.

Для здійснення експерименту проведено низку підготовчих робіт. Зокрема, окислений бітум нагрівали до температури плавлення, а потім розчиняли його в ППП, куди попередньо вводили сульфонол.

Підготовлені взірці гірської породи спочатку випробовували на міцність на стискання і визначали їх масу. Не зруйновані глинисто-піщані взірці поміщали у МПБВ з різною концентрацією окисленого бітуму в межах (1÷9) % і витримували протягом 9 годин. Кожні 2 години взірці гірської породи виймали з ванни і вимірювали міцність на стискання, порівнюючи її з початковою, а також визначали їхню масу для того, щоб дізнатись глибину проникнення ванни вглиб взірця.

За результатами дослідження встановлено, що МПБВ володіє мінімальними силами поверхневого натягу, що виникають між ванною та взірцем гірської породи. Це досягається за рахунок введення поверхнево-активної речовини, такої як сульфонол. Молекула цієї ПАР складається з двох глобул: гідрофільної і гідрофобної. Гідрофобна глобула буде взаємодіяти із МПБВ, а гідрофільна глобула – з водою і поверхнею гірської породи. Оптимальна концентрація сульфонолу у ванні [16] коливається в межах 0,5÷2,0 %, враховуючи, що під час установлен-

Таблиця 3 – Зміна маси модифікованих взірців ГП залежно від часу їх перебування у фільтратах БР з різною концентрацією солі

Час контакту, год	Маса взірця ГП, г											
	H <sub>2</sub> O				H <sub>2</sub> O+5 % KCl				H <sub>2</sub> O+26 % NaCl			
	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску
0	13	13	15	16	13	13	15	16	13	13	15	16
1	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
2	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
3	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
4	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
5	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
6	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
7	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
8	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
24	<u>16</u> п. р.	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
48	к. р.	<u>16,5</u> п. р.	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
72	–	к. р.	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
120	–	–	17	18	<u>15</u> п. р.	14,5	16	18	15	14,5	16	18
240	–	–	<u>17</u> п. р.	18	к. р.	14,5	16	18	15	14,5	16	18
360	–	–	к. р.	18	–	14,5	16	18	15	14,5	16	18
480	–	–	–	18	–	14,5	16	18	15	14,5	16	18
600	–	–	–	18	–	14,5	16	18	15	14,5	16	18
720	–	–	–	18	–	14,5	16	18	15	14,5	16	18
840	–	–	–	18	–	14,5	16	18	15	14,5	16	18
960	–	–	–	18	–	14,5	16	18	15	14,5	16	18
1200	–	–	–	18	–	14,5	16	18	15	14,5	16	18

Примітки: п. р. – початок руйнування;  
к. р. – кінець руйнування

ня МПБВ прийняли оптимальну домішку сульфонулу 1 %.

Отже, рецептура МПБВ така: ППП – 92 %; окислений бітум – 7 %; сульфонул – 1 %.

Тривалість дії МПБВ оцінювали за аналогією, як і тривалість дії ПБВ [16, 17]. Результати експериментальних досліджень наведено у таблиці 3.

В результаті досліджень встановлено, що термін дії МПБВ у 1,5÷5 разів більший, ніж ПБВ, особливо для взірців гірської породи у фільтраті глинистого бурового розчину.

Подальші дослідження присвячені профілактиці жолобоутворення.

Профілактика жолобоутворень у процесі буріння свердловин полягає передусім у запобіганні виникненню локальних викривлень вер-

тикальних та скерованих свердловин, а також у зменшенні кількості СПО [18].

Для запобігання виникненню жолобоутворень І. П. Пустовойтенко рекомендує використовувати ексцентричні наддолотні перехідники [19]. Використання ексцентричного перехідника запобігає набору кривизни і збільшує діаметр свердловини. Наприкінці буріння стовбура свердловини зазвичай на 10÷25 мм більший за діаметр долота. Компоновка з ексцентричним перехідником поліпшує калібрування стовбура свердловини завдяки підвищенню притисної сили долота до стінки свердловини.

Ефективним заходом для запобігання жолобоутворенню є використання компоновок з ексцентричними стабілізаторами, а також багатоопорних КНБК. При бурінні вертикальних

свердловин в інтервалі використання одного розміру долота компоновка бурильного інструменту має бути постійною [18].

Якщо під час підймання бурильної колони двічі підряд спостерігалися затягування інструменту, причому інтенсивність їх збільшувалася порівняно з попереднім підйманням, що свідчить про утворення жолоба. У цьому разі слід провести профілеметрію незакріпленого інтервалу стовбура для визначення інтервалу утворення жолоба і вжити заходів для його ліквідації.

Основним заходом для ліквідації жолобних виробок вважається проробка інтервалу спеціальними КНБК [18, 19].

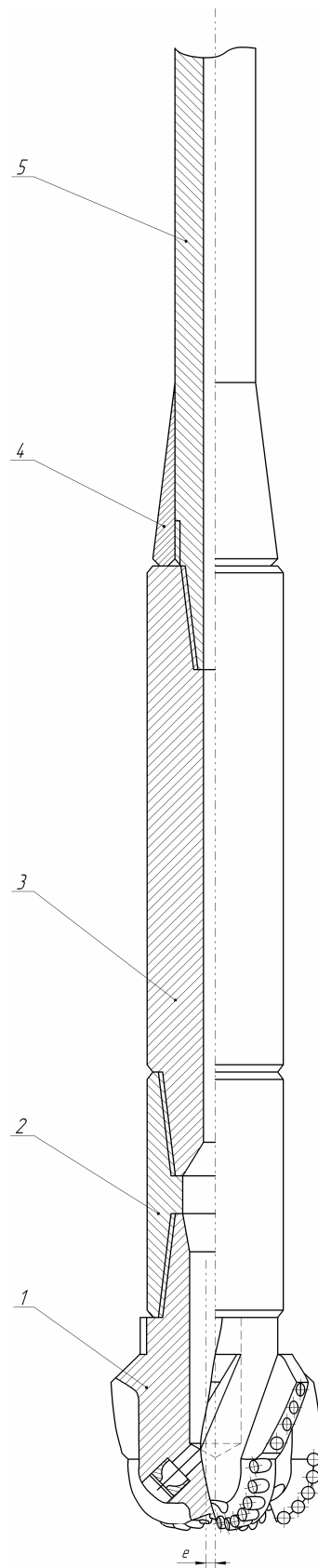
На сьогодні відома КНБК для ліквідації жолобів у свердловині, яка складається з ОБТ, діаметр якого дорівнює діаметру замків бурильних труб і спірального центратора. Недоліком такої КНБК є низька ефективність через малу площу контакту з стінками жолоба [18]. Також відома КНБК з ексцентричним перехідником, який встановлюється над долотом. Застосування ексцентричного перехідника зменшує інтенсивність викривлення свердловини і одночасно збільшує діаметр свердловини, руйнуючи при цьому жолоб. Недоліком КНБК з ексцентричним перехідником є одностороннє збільшення діаметра і недостатнє руйнування жолоба [19].

Тому постало завдання спроектувати КНБК, застосування якої дало б змогу руйнувати жолоб, який утворився в стінці стовбура методом розширення стовбура свердловини.

Вирішення поставленого завдання можна досягнути застосуванням ексцентричного твердосплавного долота, наприклад «ИНМ» з одночасним встановленням конічних перехідників в місцях переходу від більшого діаметра елемента бурильної колони до меншого [20].

Для вирішення поставленої задачі рекомендовано застосовувати КНБК, схему якої наведено на рисунку 3, яка складається з ексцентричного долота «ИНМ АП» 1, наддолотного перехідника 2, ОБТ з більшим зовнішнім діаметром 3, перехідного конуса 4, ОБТ з меншим зовнішнім діаметром 5.

Для ефективного руйнування жолоба необхідно правильно вибрати ексцентриситет долота. Залежність діаметра свердловини від ексцентриситету наведено на рисунку 4. Чим більша глибина жолоба, тим більша величина ексцентриситету. Вибір долота для руйнування жолоба здійснюють згідно з даними, наведеними на рисунку 5.



1 – ексцентричне долото ИНМ АП 218 МС;  
2 – наддолотний перехідник; 3 – ОБТ з більшим зовнішнім діаметром; 4 – перехідний конус;  
5 – ОБТ з меншим зовнішнім діаметром  
Рисунок 3 – Компоновка для ліквідації жолоба в свердловині

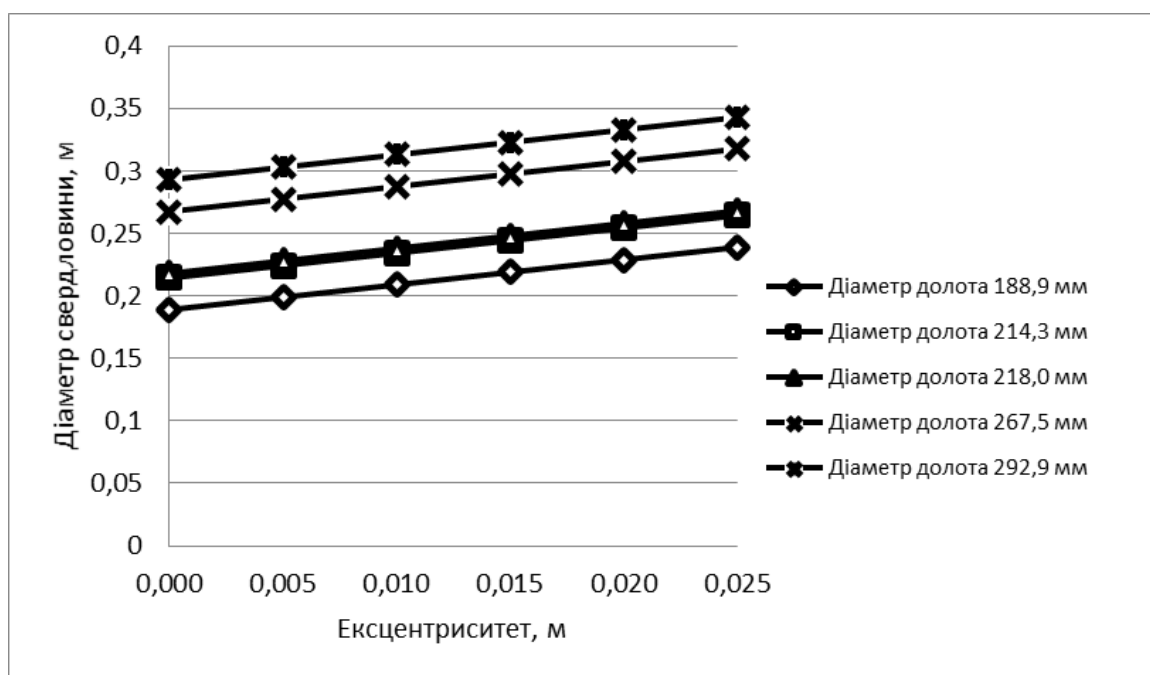


Рисунок 4 – Залежність діаметра свердловини від ексцентриситету долота

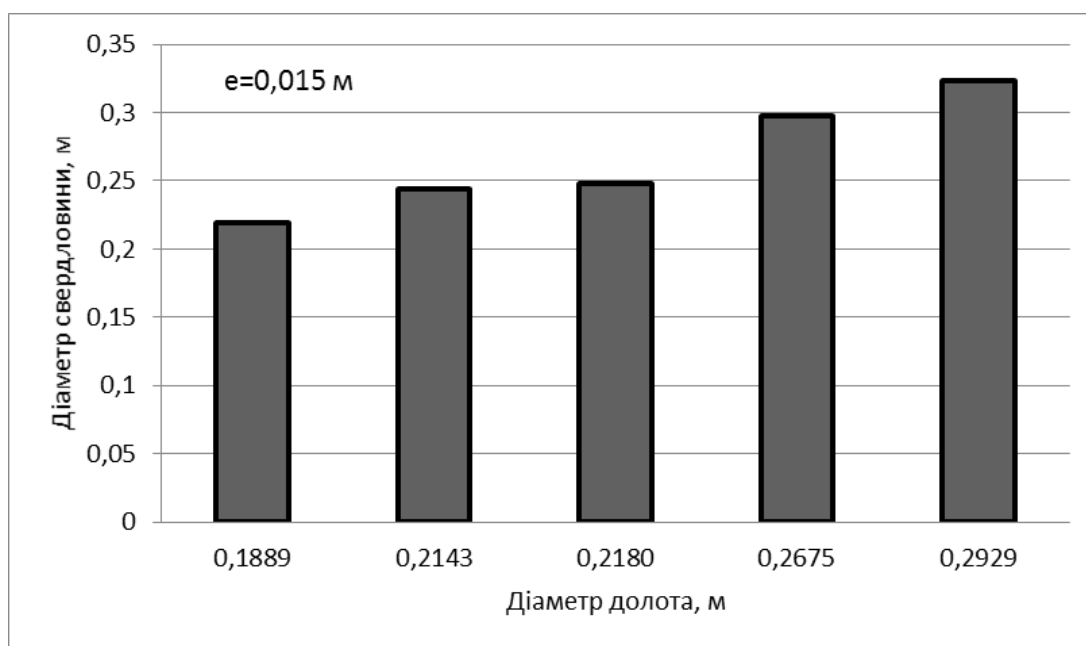


Рисунок 5 – Вплив ексцентриситету долота на діаметр свердловини для доліт різного діаметра

Порядок руйнування жолоба такий: компоновку збирають у такому порядку, як зображено на рисунку 3. Спочатку свердловину ретельно промивають, потім ексцентрично проробляють, створюючи навантаження на долото 200÷300 кН, мінімальне число обертів – 40÷60 хв<sup>-1</sup> і максимальну продуктивність – 30÷34 л/с, швидкість проробки приблизно дорівнює 15÷30 м/год. Після операції режимні параметри буріння збільшують до проектних. Застосування ступінчастих ОБТ дає змогу вико-

нувати пророблення жолоба з меншою імовірністю потрапляння бурильної колони у виробку на стінці свердловини. Враховуючи велику проходку на долото «ИНМ АП» (до 500 м), можна спрогнозувати руйнування жолоба за один рейс. При підйомі бурильної колони застосування конічних перехідників не допустить затягування бурильної колони в жолоб [20].

Отже, застосування рекомендованої КНБК сприятиме ефективному руйнуванню жолоба в свердловині на ділянці великої довжини.

### Висновки

Запропонована рецептура модифікованої паливно-бітумної ванни до складу якої, крім пічного побутового палива і окисленого бітуму, входить 1 % сульфонолу, підвищує термін її дії у 1,5÷5 разів порівняно з паливно-бітумною ванною.

Для ліквідації жолоба у свердловині запропоновано компоновку низу бурильної колони, яка складається зі ступінчастих обважнених бурильних труб, ексцентричного твердосплавного долота «ИНМ АП» з одночасним встановленням конічних перехідників у місцях переходу від більшого діаметра елемента бурильної колони до меншого. З допомогою рекомендованої компоновки низу бурильної колони вдалося ефективно зруйнувати жолоб у свердловині на ділянці великої довжини.

### Література

1. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М.О., Шутка П. М. Експериментальні дослідження на моделях компоновок низу бурильної колони. *Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2012*: праці Міжнар. наук.-практ. конф. (м. Івано-Франківськ, 5–7 лист. 2012). Івано-Франківськ. 2012. С. 183–185.
2. Крижанівський Є. І. Нафтогазова енергетика: ефективні технології і техніка видобування, транспортування та споживання нафти і газу. *Нафтова і газова промисловість*. 2006. № 5. С. 7–9.
3. Городнов В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. 2-е издание, переработанное и дополненное. М.: Недра, 1984. 229 с.
4. Белов В. П. Образование каверн при бурении. М.: Недра, 1970. 52 с.
5. Ахмадеев Р. Г., Данюшевский В. С. Химия промывочных и тампонажных жидкостей. М.: Недра, 1981. 151 с.
6. Баранов В. С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложнённых условиях. М.: Гостехиздат, 1959. 199 с.
7. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М., Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 2000. 677 с.
8. Новиков В. С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. М.: Недра, 2000. 270 с.
9. Пеньков А. И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. Волгоград: Интернешнл Касп Флюидз, 2000. 139 с.
10. Крысин Н. И. и др. Применение безглинистых полимерсолевых растворов. Пермь, 1982. 64 с.
11. Ипполитов В. В., Севедин Н. М., Усынин А. Ф. Обеспечение устойчивости глинистых пород при бурении наклонно направленных скважин на месторождениях северной части Западной Сибири. *Вестник ассоциации буровых подрядчиков*. 2000. № 2. С. 13–18.
12. Губанов В.Н., Лопатин Д.В., Сычев В.С., Толстоухов А. А. Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». М.: Гарусс, 2006. 549 с.
13. Чудик І. І., Різничук А. І., Юрич А. Р. Нові можливості підвищення механічних властивостей гірських порід. *Інновації і трансфер технологій: від ідеї до прибутку*: праці IV Міжнар. наук.-практ. конф. (м. Дніпропетровськ, 24 – 26 квіт. 2013). Дніпропетровськ. 2013. С. 104 – 106.
14. Деминская Н. Г. Использование ингибирующих буровых растворов для предотвращения обвалов в глинистых отложениях. *Тезы докл. межрегион. молодежной конф. "Севергеоэкотех – 2001"*. Ухта: УГТУ, 2001. С. 63 – 64.
15. Егорова Е. В., Симонянц С. Л., Будько А. В., Мнацаканов В. А., Усынин А. Ф. Применение ингибирующих химических реагентов для бурения глинистых отложений Астраханского ГКМ. *Вестник ассоциации буровых подрядчиков*. 2009. № 4. С. 45 – 48.
16. Оринчак М. І., Різничук А. І., Оринчак М. М., Бейзик О. С. Паливно-бітумна ванна. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. №3 (40). С. 90 – 95.
17. Чудик І. І., Різничук А. І., Юрич А. Р. Один із методів вирішення проблеми стійкості стовбура свердловини при бурінні в сланцевих відкладах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 3(44). С. 55 – 62.
18. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин: довідник: у 5 т. К. : Інтерпрес ЛТД, 2004. Т. 5.: Ускладнення. Аварії. Екологія. 294 с.
19. Пустовойтенко И. П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. М.: Недра, 1988. 278 с.
20. Патент України на корисну модель № 143651 МПК E21B 07/08. Компоновка низу бурильної колони для ліквідації жолоба у свердловині. Заяв. 05.02.2020; опубл. 10.08.2020, Бюл. №15. 5 с.

References

1. Chudyk I. I., Riznychuk A. I., Milostian M.O., Shutka P. M. Eksperymentalni doslidzhenia na modeliakh komponovok nyzu burylnoi kolony. *Tekhnika i prohresyvni tekhnologii u naftohazovii inzhenerii – 2012*: pratsi Mizhnar. nauk.-prakt. konf. (Ivano-Frankivsk, 5–7 lyst. 2012). Ivano-Frankivsk. 2012. P. 183–185. [in Ukrainian]
2. Kryzhanivskiy Ye. I. Naftohazova enerhetyka: efektyvni tekhnologii i tekhnika vydobuvannia, transportuvannia ta spozhyvannia nafty i hazu. *Naftova i hazova promyslovisht.* 2006. No 5. P. 7–9. [in Ukrainian]
3. Gorodnov V. D. Fiziko-himicheskie metodyi preduprezhdeniya oslozhneniy v bureanii. 2-e izdanie, pererabotannoe i dopolnennoe. M.: Nedra, 1984. 229 p. [in Russian]
4. Belov V. P. Obrazovanie kavern pri bureanii. M.: Nedra, 1970. 52 p. [in Russian]
5. Ahmadeev R. G., Danyushevskiy B. C. Himiya promyivochnyih i tamponazhnyih zhidkostey. M.: Nedra, 1981. 151 p. [in Russian]
6. Baranov V. S. Glinistyie rastvoryi dlya bureniya skvazhin v oslozhnyonnyih usloviyah. M.: Gostoptehizdat, 1959. 199 p. [in Russian]
7. Basaryigin Yu. M., Bulatov A. I., Proselkov Yu. M., Oslozhneniya i avarii pri bureanii neftnyih i gazovyih skvazhin. M.: Nedra, 2000. 677 p. [in Russian]
8. Novikov V. S. Ustoychivost glinistyyih porod pri bureanii skvazhin. M.: Nedra, 2000. 270 p. [in Russian]
9. Penkov A. I. Uchebnoe posobie dlya inzhenerov po burovym rastvoram. Volgograd: Interneshnl Kasp Flyuidz, 2000. 139 p. [in Russian]
10. Kryisin N. I. i dr. Primenenie bezglinistih polimersolevyih rastvorov. Perm, 1982. 64 p. [in Russian]
11. Ippolitov V. V., Sevodin N. M., Usyinin A. F. Obespechenie ustoychivosti glinistyyih porod pri bureanii naklonno napravlennyih skvazhin na mestorozhdeniyah severnoy chasti Zapadnoy Sibiri. *Vestnik assotsiatsii burovyyih podryadchikov.* 2000. No 2. P. 13–18. [in Russian]
12. Gubanov V.N., Lopatin D.V., Syichev V.S., Tolstouhov A. A. Kniga inzhenera po rastvoram ZAO «SSK». M.: Garucs, 2006. 549 p. [in Russian]
13. Chudyk I.I., Riznychuk A.I., Yurych A.R. Novi mozhlyvosti pidvyshchennia mekhanichnykh vlastyvostei hirskykh porod. *Innovatsii i transfer tekhnologii: vid idei do prybutku: pratsi IV Mizhnar. nauk.-prakt. konf. (Dnipropetrovsk, 24–26 kvit. 2013).* Dnipropetrovsk. 2013. P. 104–106. [in Ukrainian]
14. Deminskaya N. G. Ispolzovanie ingibiruyuschih burovyyih rastvorov dlya predotvrascheniya obvalov v glinistyyih otlozheniyah. *Tezy dokl. mezhhregion. molodezhnoy konf. "Severgeoekoteh – 2001".* Uhta: UGTU, 2001. P. 63–64. [in Russian]
15. Egorova E. V., Simonyants S. L., Budko A. V., Mnatsakanov V. A., Usyinin A. F. Primenenie ingibiruyuschih himicheskikh reagentov dlya bureniya glinistyyih otlozheniy Astrahanskogo GKM. *Vestnik assotsiatsii burovyyih podryadchikov.* 2009. № 4. S. 45–48. [in Russian]
16. Orynychak M. I., Riznychuk A. I., Orynychak M. M., Beizyk O. S. Palyvno-bitumna vanna. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2010. No 3 (40). P. 90–95. [in Ukrainian]
17. Chudyk I.I., Riznychuk A.I., Yurych A.R. Odyn iz metodiv vyrishennia problemy stiikosti stovbura sverdlovyny pry burinni v slantsevykh vidkladakh. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2012. No 3(44). P. 55–62. [in Ukrainian]
18. Mysliuk M. A., Rybchych I. Y., Yaremichuk R. S. Burinnia sverdlovyn: dovidnyk: u 5 vol. K. : Interpres LTD, 2004. Vol. 5: Uskladnennia. Avarii. Ekolohiia. 294 p. [in Ukrainian]
19. Pustovoytenko I. P. Preduprezhdenie i likvidatsiya avariy v bureanii. M.: Nedra, 1988. 278 p. [in Russian]
20. Patent Ukrainy na korysnu model No 143651 MPK E21V 07/08. Komponovka nyzu burylnoi kolony dlia likvidatsii zholoba u sverdlovyni. Zaiav. 05.02.2020; opubl. 10.08.2020, Biul. No 15. 5 p. [in Ukrainian]