



УДК 681.5:622.248

AUTOMATED CONTROL OF GAS, OIL AND WATER PRESSURES DURING LAUNCHING AND LIFTING OPERATIONS IN THE PROCESS OF DRILLING DEEP WELLS

АВТОМАТИЗОВАНИЙ КОНТРОЛЬ ЗА ГАЗОНАФТОВОДОПРОЯВАМИ ПІД ЧАС СПУСКО-ПІДЙОМНИХ ОПЕРАЦІЙ В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ ГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН

Shavranskyi M.V. / Шавранський М.В.

ORCID: 0000-0001-6636-1069

Dmytryk T.B. / Дмитрик Т.Б.

Tymofiiiv M.R. / Тимофіїв М.Р.

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
Ivano-Frankivsk, Karpatskaya, 15, 76019

Анотація. У статті розглядається проблема газонафтоводопроявів (ГНВП) під час спуско-підйомних операцій (СПО) у процесі буріння глибоких свердловин. Запропоновано розробку автоматизованої системи контролю за ГНВП, що дозволить своєчасно виявляти та запобігати аварійним ситуаціям, пов'язаним із неконтрольованими викидами пластових флюїдів. Проаналізовано основні фактори, що впливають на виникнення ГНВП, зокрема вплив пластового тиску, густини бурового розчину та динаміки зміни рівня рідини у свердловині. Представлено методи оптимізації СПО, які передбачають моніторинг і коригування параметрів у режимі реального часу. Очікуваними результатами є підвищення безпеки бурових робіт, зниження ризиків аварій та економічних втрат, а також покращення ефективності буріння.

Ключові слова: автоматизований контроль, газонафтоводопрояви, буріння, глибокі свердловини, спуско-підйомні операції, системи моніторингу.

Вступ.

При бурінні глибоких свердловин не можна виключити можливість газонафтоводопроявів (ГНВП), які є одним з найпоширеніших видів ускладнень [1]. ГНВП нерідко закінчуються нерегульованими фонтанами пластових флюїдів, що часто призводить до знищення свердловин та обладнання, а також втрат вуглеводневої сировини.

Для попередження ГНВП підвищують густину бурового розчину з розрахунку на те, щоб тиск його стовпа був вищим за пластовий. Нижня межа перевищення забійним тиском пластового обмежена технічними нормами [2], а верхня – ні. Побоюючись ГНВП, буровики, як правило, намагаються не ризикувати і надмірно обважнюють буровий розчин. У деяких районах репресія



на пласти становить 7-15 МПа і більше. Вживання таких заходів при бурінні свердловин призводить до зниження швидкості їх буріння, зростання небезпеки виникнення прихватів бурильної колони, поглинання бурового розчину, закупорки колекторів і, як наслідок, зниження ефективності геологопошукових і бурових робіт, підвищення їх вартості та іншим негативним явищам.

Практика бурових робіт показує, що підвищення ефективності глибокого буріння пов'язане зі зниженням репресії на пласти, що розбурюються, а також зі зменшенням вмісту частинок вибуреної породи, у тому числі колоїдних, в бурових розчинах.

Однак при бурінні свердловин із зменшенням протитиску на пласти повинні бути вжиті певні заходи безпеки, основними з яких є:

- прогнозування пластового (порового) тиску на всіх стадіях проектування та будівництва свердловин;
- розробка надійних методів проектування конструкцій свердловин;
- розробка та виробництво надійного гирлового обладнання – превенторів, дроселів, сепараторів, дегазаторів, запірної арматури та ін;
- створення технічних систем виявлення флюїдопроявів на ранній стадії їх виникнення;
- розробка сучасніших методів розрахунку зміни вибірного тиску при бурінні, спуско-підйомних операціях (СПО), а також під час тривалих зупинок;
- розробка та використання методів та технічних засобів ліквідації проявів.

Для вирішення зазначених питань у галузі робиться багато [2-4]. Розроблено та впроваджено інструкцію з проектування конструкцій свердловин з урахуванням пластового тиску та тиску гідростатичного розриву пластів; налагоджено випуск нових типів превенторів з пультом дистанційного керування та комплектації маніфольдів, а також налагоджений серійний випуск дроселів з віддаленим керуванням та ін.

Однак загалом стан справ із вирішенням проблеми, пов'язаної із запобіганням ГНВП, є незадовільним, що дозволяє здійснити масовий перехід до



буріння глибоких свердловин з мінімальним рівнем перевищення забійним тиском пластового.

Відставання в галузі розробки технічних автоматизованих засобів, а також заходів щодо запобігання та боротьби з ГНВП значною мірою обумовлено багаторічною відсутністю відповідних технологічних методик. Так, досі немає перевіреної остаточної методики прогнозування градієнтів пластового (порового) тиску за даними польової геофізики. Практично немає достовірних даних про розподіл пластового (порового) тиску по розрізу свердловин, що ускладнює проектування їх конструкцій. Не налагоджений поки що контроль за зміною градієнта пластового (порового) тиску в процесі безпосереднього поглиблення свердловин, тому не практикується так звана гнучка зміна конструкції свердловин, повсюдно поширена при бурінні свердловин у інших країнах.

Метою роботи є розробка автоматизованої системи контролю за газонафтоводопроявами під час спуско-підйомних операцій в процесі буріння глибоких свердловин. Це дозволить своєчасно виявляти та запобігати аварійним ситуаціям, що пов'язані з неконтрольованими викидами пластових флюїдів, підвищуючи безпеку та ефективність бурових робіт.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Дослідження [5] аналізує тиск у свердловині та пропонує контрзаходи для контролю газових гідратів під час буріння горизонтальних свердловин на глибоководді. Робота акцентує увагу на важливості точного моніторингу та контролю тиску для запобігання утворенню газових гідратів, що може призвести до аварійних ситуацій. Запропоновані методи включають використання сучасних технологій контролю та аналізу даних у режимі реального часу.

У публікації [6] розглядається взаємозв'язок температури і тиску в свердловині при двофазному потоці газу і рідини. Робота детально описує моделювання і аналіз цих процесів, що є ключовими для підтримання стабільних умов буріння та запобігання газонафтоводопроявам. Висновки дослідження підкреслюють важливість інтеграції теплових і гідродинамічних параметрів для



підвищення ефективності контролю.

Дослідження [7] присвячено аналізу польових даних і оцінці ризиків, пов'язаних з газовими проявами під час буріння на глибоководді. Використовуючи алгоритми машинного навчання, автори пропонують методику для прогнозування і запобігання небезпечним ситуаціям. Робота демонструє ефективність використання сучасних технологій аналізу даних для підвищення безпеки бурових операцій.

У роботі [8] розглядається кількісна оцінка газових проявів під час буріння на глибоководді з використанням методів глибокого навчання. Використовуючи дані з експериментальної бурової установки, автори розробляють модель, що дозволяє точно оцінювати ризики і запобігати аварійним ситуаціям. Робота підкреслює важливість впровадження інноваційних технологій в аналіз даних для підвищення ефективності бурових операцій.

Дослідження [9] пропонує новий метод прогнозування тиску руйнування в поверхневих шарах під час буріння на глибоководді. Метод базується на аналізі гідродинамічних параметрів і дозволяє точно визначати ризики газонафтоводопроявів. Робота демонструє значні переваги нового методу в порівнянні з традиційними підходами, підкреслюючи важливість точного контролю тиску для забезпечення безпеки буріння.

Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми

У роботах [5-9] обмежена база даних для моделювання, тобто система використовує обмежений набір даних для тренування та тестування, що може вплинути на точність прогнозування та виявлення ГНВП у різних умовах буріння. Автоматизована система може мати проблеми з інтеграцією з наявними системами контролю та управління, що ускладнює її впровадження на діючих бурових установках. Система може бути недостатньо ефективною в умовах екстремальних технологічних викликів, таких як дуже високий тиск або температура. Висока вартість впровадження, зокрема високі витрати на впровадження та підтримку автоматизованої системи контролю можуть бути перешкодою для її широкого використання, особливо для малих та середніх



компаній.

Формулювання цілей статті

- Дослідити основні фактори, що впливають на виникнення ГНВП під час СПО.
- Виконати моделювання роботи автоматизованої системи контролю виникнення ГНВП.
- Розробити рекомендації щодо оптимізації густини бурового розчину та інших параметрів для зменшення ризиків ГНВП під час СПО

Очікувані результати:

- Підвищення безпеки бурових робіт за рахунок своєчасного виявлення та запобігання ГНВП.
- Зниження ризиків аварій та зменшення витрат на ліквідацію наслідків неконтрольованих викидів.
- Підвищення ефективності буріння глибоких свердловин завдяки оптимізації технологічних процесів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Автоматизований контроль за ГНВП під час СПО у процесі буріння глибоких свердловин є важливою складовою для забезпечення безпеки та ефективності буріння.

ГНВП, виявлені при спуску колони труб, найчастіше починаються при попередньому підйомі колони труб. Об'єм флюїду, що надходить, у цих випадках невеликий – всього 2-4 м³, і виявити приплив при існуючих засобах контролю не завжди вдається. Доречно зауважити, що вже протягом кількох десятиліть відсоток ГНВП, що виникають у процесі проведення СПО, не знижується, а в окремі періоди навіть зростає. Таким чином, виникнення ГНВП обумовлено не тільки порушенням в окремих випадках технології, але і її недосконалістю, а також недостатньою вивченістю причин зниження вибірного тиску до значень менших пластового.

Розробка заходів щодо попередження та контролю за ГНВП під час СПО зводиться до недопущення зазначеного зниження вибірного тиску, вибору



засобів доливання бурового розчину в свердловину, контролю за рівнем рідини в затрубному просторі, вимірювання різниці між об'ємом бурового розчину, що доливається при підйомі колони, який витісняється при її спуску, та об'ємом металу труб при підйомі та спуску.

Зниження вибірного тиску під час підйому бурильної колони обумовлено впливом кількох чинників, які описуються формулою (1).

Умова, за якої виникають прояви під час підйому колони труб:

$$P_{пл} > P_{г} - \Delta P_{гд} - \Delta P_{ст} - \Delta h \rho g \quad (1)$$

де $P_{г}$ – гідростатичний тиск, що створюється стовпом бурового розчину;

$\Delta P_{гд}$ – гідродинамічний тиск (від'ємна складова), обумовлений підйомом колони труб, МПа;

$\Delta P_{ст}$ – зниження статичного тиску на забої свердловини, обумовлений виходом твердої фази із зваженого стану і часом знаходження бурового розчину в нерухомому стані, МПа;

Δh – глибина випорожнення затрубного простору, м;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

ρ – густина бурового розчину, кг/м³.

Тимчасове спорожнення свердловини при підйомі труб відбувається, коли доливання в неї здійснюється періодично: після підйому однієї або кількох свічок. У цьому випадку максимально допустима кількість свічок бурильних труб n_{δ} , що піднімаються зі свердловини без доливання, визначається за формулою

$$n_{\delta} = \frac{D - d_{зн}}{d_{зн} - d_{вн}} \cdot \frac{\Delta h_{\delta}}{h} \quad (2)$$

де D , $d_{зн}$ і $d_{вн}$ – діаметр відповідно свердловини, зовнішній і внутрішній труб, м;

h – довжина свічки, м;

Δh_{δ} – гранична безпечна глибина випорожнення затрубного простору, м;

Значення Δh_{δ} визначається за формулою



$$\Delta h_{\delta} = l_{III} \left[1 - \frac{1}{m - (m_1 - 1)} \right] \quad (3)$$

де l_{III} – глибина залягання пласта з найбільшим градієнтом пластового тиску, що припадає на відкриту частину стовбура свердловини, м;

m – коефіцієнт, який враховує перевищення гідростатичного тиску стовбура бурового розчину над пластовим при заповненій свердловині (значення коефіцієнта регламентується «Єдиними технічними правилами ведення робіт при бурінні свердловин»);

m_1 – коефіцієнт, який враховує безпечне перевищення гідростатичного тиску над пластовим під час підйому труб (для свердловин глибиною до 1200 м $m_1 = 1,08$; глибиною до 2500 м $m_1 = 1,04$; і глибиною більше 2500 м $m_1 = 1,03$).

З іншого боку, кількість свічок, що піднімаються без доливання, повинна бути обмежена п'ятьма при $\frac{D}{d_{zn}} < 1,6$ і десятьма при $\frac{D}{d_{zn}} > 1,6$.

Об'єм бурового розчину для доливання в свердловину повинен визначатися з розрахунку обсягу металу, що піднімається, і розчину, що налип на стінки труб. На даний час об'ємом налиплого розчину нехтують. Крім того, дуже часто при відгвинчуванні чергової свічки частина бурового розчину, піднята разом із трубою, виливається на підлогу бурової. Розлив розчину, крім погіршення умов роботи бурової бригади, ускладнює контроль над надходженням пластового флюїду в свердловину. Тому для запобігання розливу розчину рекомендується перед кожним черговим підйомом закачувати в колону труб порції густішого (щільнішого) розчину. Переважно закачують в труби 3-10 м³ бурового розчину з густиною на 20-60 кг/м³ більше, ніж у розчині, що використовується під час буріння.

Буровий розчин, що налип на зовнішню стінку труб, видаляється обтираторами. Використання їх не тільки підвищує виробничу культуру, але й унеможливорює попадання в свердловину води, що використовується для очищення труб. Плівка бурового розчину, що налип на внутрішні стінки бурильних труб, які витягуються зі свердловини, може бути джерелом істотних помилок у визначенні об'єму розчину, необхідного для доливання, що, у свою



чергу, може призвести до помилкового висновку про відсутність ГНВП, що насправді вже почалися.

Задача про визначення товщини рідини, що залишилася на поверхні стін труб, вирішувалася багатьма дослідниками [2] стосовно простих ньютонівських рідин.

Вимірювання, виконані при спуску труб, показали, що об'єм рідини, який витісняється, перевищує розрахунковий об'єм металу труб на $0,7 - 1 \text{ м}^3$, але ці цифри істотно нижчі, ніж різниця обсягів при підйомі тих же труб [1,2]. Відмінність обумовлена тим, що буровий розчин продовжує стікати по стінках, коли труби знаходяться на підсвічнику, а крім того, частина рідкої фази випаровується і на внутрішній поверхні труб залишається кірка із висохлого бурового розчину, товщина якої досягає 2 мм.

У таблиці 1 наведено дані про віднесений до однієї свічки (довжиною 37 м) об'єму бурового розчину, що залишається на стінках бурильних труб. Ці дані можуть бути використані при уточненні об'єму розчину, необхідного для доливання в свердловину при підйомі труб.

Фактичний обсяг закачаного в затрубний простір бурового розчину слід визначати за допомогою мірних ємностей.

У практиці бурових робіт найширше застосування знайшли ємності для доливання, які монтуються на одному рівні із підлогою бурової та служать для заповнення свердловини самопливом.

Перед початком підйому колони труб ємність заповнюється буровим насосом. Так як останнім часом повсюдно використовують обтиратор труб, то спостереження за затрубним простором стало скрутним, і тому неминуче переповнення свердловини. Для попередження стоку бурового розчину в приймальну ємність в жолобі біля гирла встановлюють заслінку. Однак ця система не може бути використана для вимірювання об'єму бурового розчину, що витісняється зі свердловини, при спуску колони труб.

Іноді використовують мірники самоналивного типу, що встановлюються на рівні виходу бурового розчину з кільцевого простору. Рівень рідини в кільцевому



просторі знижується, у міру того, як зменшується рівень рідини в мірнику. Найбільш частим ускладненням є закупорка сполучних ліній між кільцевим простором свердловини та мірником. При підйомі обважнених бурових труб (ОБТ) розчин не встигає стекти з мірника в затрубний простір, що може призвести до зниження рівня в свердловині нижче його безпечного значення.

Таблиця 1 - Дані про віднесеній до однієї свічки (довжиною 37 м) об'єм бурового розчину, що залишається на стінках бурильних труб

Діаметр труб, мм	ρ , кг/м ³	n	k	Об'єм розчину, що залишається в трубах, м ³ , при швидкості руху бурильної колони, м/с						
				0,16	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2
140	1180	0,72	1,10	9,1	10,2	14,1	17,3	19,8	20,8	25,5
	1600	0,75	1,76	11,3	12,6	18,0	22,9	25,6	27,7	29,7
	2250	0,63	13,50	32,0	34,4	42,4	49,5	53,0	56,6	60,4
127	1180	0,72	1,10	8,2	9,1	12,7	15,5	17,8	19,9	23,0
	1600	0,75	1,76	10,2	11,4	16,1	20,6	23,1	25,0	27,1
	2250	0,63	13,50	28,6	30,7	38,3	43,5	47,6	51,1	53,8
114	1180	0,72	1,10	7,0	7,7	10,7	13,0	15,0	16,6	19,5
	1600	0,75	1,76	8,6	9,6	13,6	17,6	19,6	21,6	22,8
	2250	0,63	13,5	24,3	36,0	32,3	36,7	40,0	43,2	45,8
89	1180	0,72	1,10	4,8	5,4	7,5	9,2	10,5	11,6	12,7
	1600	0,75	1,75	6,0	6,8	9,6	12,5	13,9	15,2	16,2
	2250	0,63	13,50	16,9	18,1	22,5	25,6	28,1	30,1	31,8

Примітка. n і k сталі, що характеризують реологічні властивості бурового розчину при використанні степеневі моделі течії.

На рис.1 представлена схема доливання розчину в свердловину при підйомі труб і прийому рідини, що витісняється, при їх спуску. Місткість періодично поповнюється буровим розчином. Завдяки відцентровому насосу забезпечується постійне наповнення свердловини розчином. Є можливість заміряти об'єм бурового розчину, що доливається в затрубний простір під час СПО. Зливна лінія повинна бути встановлена з ухилом, що забезпечує стік розчину, що витісняється, з витратою до 4-5 л/с. У практиці зазначена система застосовується досить широко, але при цьому як мірник використовується одна з приймальних ємностей циркуляційної системи, що розташована ближче до гирла. При розглянутій схемі покращується контроль за свердловиною під час СПО.

Місткість ємності для доливання в свердловину і прийому бурового



розчину, що витісняється, повинна бути не менше ніж в 1,2 рази більше об'єму, який займає бурильна колона в свердловині [2]. Геометричні розміри ємності повинні бути такими, щоб показання рівнеміра змінювалися не менше ніж на дві поділки після підйому п'яти свічок. Наприклад, одна поділка рівнеміра відповідає 0,03 м. Для доливання в свердловину після підйому п'яти свічок довжиною по 37,5 м, що складаються зі 114-мм бурильних труб з товщиною стінок 10 мм, необхідно $0,72 \text{ м}^3$. Отже, площа горизонтального перерізу ємності має бути не більше $0,72:0,06 = 12 \text{ м}^2$. Якщо свердловину бурять на глибину 4400 м, то об'єм, що займають 114-мм бурильні труби, складе $16,9 \text{ м}^3$. Місткість ємності має бути не менше 20 м^3 . Для забезпечення необхідної чутливості до зміни об'єму бурового розчину приймальну ємність зазвичай поділяють на два відсіки. Для точного вимірювання об'єму бурового розчину необхідно підтримувати чистоту стінок мірника.

До теперішнього часу запропоновано багато автоматичних систем доливання рідини в свердловину, в яких основна увага приділяється самим засобам доливання, приладу для контролю за рівнем рідини в затрубному просторі, дозування об'єму розчину, що доливається.

Щоб уникнути зливу бурового розчину з відгвинченої свічки («сифон»), запропоновано контролювати рівень рідини на 10-15 м вище гирла [3,4].

Апаратура контролю за рівнем рідини (рис.2), містить реєстратор потоку теплових нейтронів; джерело швидких нейтронів, який служить передачі інформації по кабелю до пульта управління; пульт управління, що забезпечує живлення приладів, обробку інформації, що надходить, включення пристрою звукової сигналізації та пристрою для доливання бурового розчину при зниженні його рівня.

Ця апаратура забезпечує контроль рівня рідини в свердловині для запобігання аваріям та ефективного управління процесом буріння або експлуатації.

Реєстратор і камеру з джерелом швидких нейтронів встановлюють у металевих допоміжних трубах з внутрішнім діаметром не менше 60 мм і



довжиною до 30 м, закріплених на протилежних сторонах кондуктора. Пульт керування розміщується на буровій біля поста бурильника.

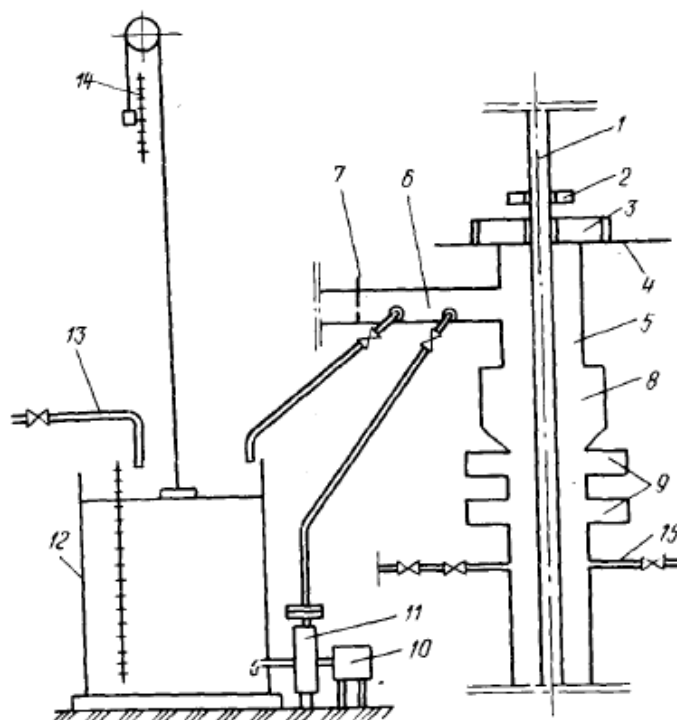


Рисунок 1 – Схема доливання бурового розчину в свердловину та контролю за його витісненням

1 – бурильна труба; 2 – обтиратор; 3 – ротор; 4 – підлога бурової;
5 – роз'ємний жолоб; 6 – викидна лінія; 7 – заслінка; 8 – універсальний
превентор; 9 – плашкові превентори; 10 – електродвигун; 11 – центробіжний
насос; 12 – ємність-мірник; 13 – лінія заповнення; 14 – показчик рівня;
15 – маніфольд



Рисунок 2 – Апаратура контролю за рівнем рідини в свердловині



Функціональна схема апаратури контролю за рівнем бурового розчину в свердловині представлена на рис.3.

Нейтронне реле спрацьовує при зниженні стовпа бурового розчину до рівня, що визначається глибиною розміщення джерела швидких нейтронів. Якщо стовп бурового розчину в свердловині опускається нижче місця встановлення цього джерела та реєстратора, то швидкість рахунку на вході підвищується, і при досягненні встановленого порога спрацьовування (мінімальна 10 с та максимальна – 100 с) подаються сигнали, що керують звуковою сигналізацією (сирена) та доливом рідини. При досягненні буровим розчином глибини установки джерела швидких нейтронів та реєстратора швидкість рахунку зменшується, що призводить до відключення сигналізації та системи доливу.

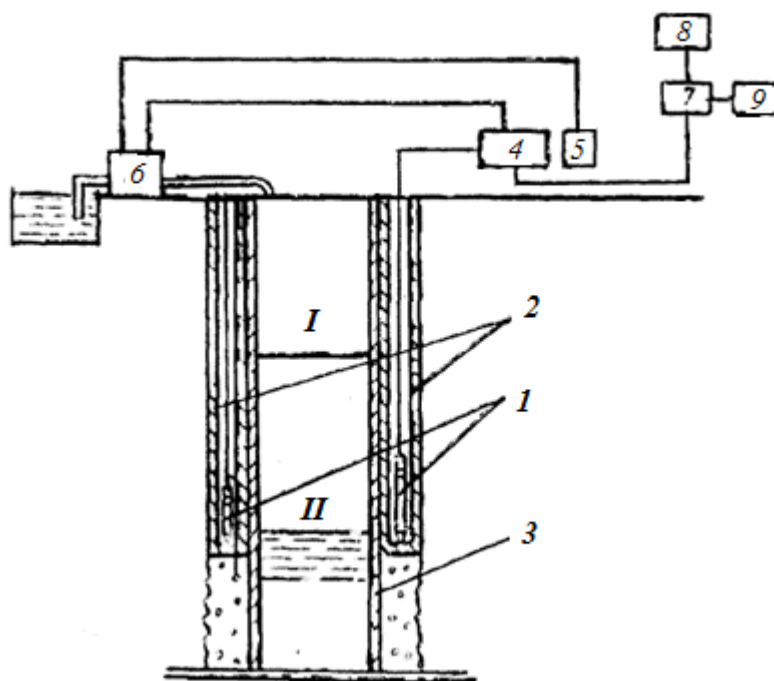


Рисунок 3 – Схема пристрою для автоматичного доливання бурового розчину в свердловину

I і II – рівень бурового розчину; 1 – радіоізотопний індикатор рівня; 2 – трубка; 3 – кондуктор; 4 – блок обробки сигналів; 5 – реле часу; 6 – насос для доливання бурового розчину; 7 – блок порівняння; 8 – лічильник кількості піднятих свічок; 9 – блок сигналізації

Ця система не забезпечує контролю за різницею об'ємів доливої рідини v_d та металу і рідини $v_{мет}$ піднятих зі свердловини.



У цій системі не передбачений контроль за об'ємом рідини, що витісняється (v_c) зі свердловини при спуску труб, а також за різницею v_c і $v_{мет}$. Тим часом відомо, що початок прояву при спуско-підйомних операціях виявляється по різниці $v_{мет} - v_\partial$ або $v_c - v_{мет}$. Допустима різниця ($v_{\partial on}$) вказаних об'ємів може бути визначена для кожного пласта, що знову розкривається, який містить флюїд, за такою формулою

$$v_{\partial on} = 0,25 \left(H + \frac{[P]}{\rho g} - \frac{P_{пл}}{\rho g} \right) \frac{[P] \cdot S}{P_{пл}} \quad (4)$$

де H – глибина залягання пласта, м;

$[P]$ – допустимий тиск на гирлі закритої свердловини, Па;

$P_{пл}$ – пластовий тиск, Па;

S – площа поперечного перерізу затрубного простору свердловини в гирловій частині, м².

Якщо в результаті розрахунку за формулою (4) виявиться, що $v_{\partial on} > 1 \text{ м}^3$ то різниця об'ємів долитого (витісненого) бурового розчину і піднятого (спущеного) металу труб і рідини слід обмежити 1 м^3 , так як немає необхідності допускати надходження пластового флюїду більше зазначеного об'єму. Цілком очевидно, що відсутність обліку об'єму рідини, що піднімається разом з трубами, може призвести до виявлення проявів на пізнішій стадії.

На свердловинах родовища Тенгіз в Казахстані, де небезпека проявів особливо велика, контроль при спуско-підйомних операціях здійснювався відповідно до перерахованих заходів: враховувався об'єм рідини, що налипла на внутрішній поверхні труб; встановлено було допустиму різницю обсягів ($v_{мет} - v_\partial$) та ($v_c - v_{мет}$), яка не перевищує $0,5 \text{ м}^3$; розчин доливали в свердловину за допомогою бурового насоса з приймальної ємності, обладнаної рівнеміром; в цю ж ємність надходив буровий розчин, що витісняється зі свердловини під час спуску труб. Оскільки частина розчину залишається в жолобній системі, його об'єм враховувався щодо загального об'єму розчину, що доливається.

При доливанні свердловини після підйому кожних п'яти свічок об'єм



розчину, що залишався в жолобі, був постійний і не перевищував 0,2-0,3 м³. При спуску труб повний злив рідини в приймальну ємність затримувався на 7-10 хв, і в жолобній системі в цей час знаходилось 0,5-0,6 м³ бурового розчину.

При виявленні різниці більше 0,5 м³ в об'ємах долитого (витісненого) бурового розчину і піднятого (спущеного) металу труб і рідини вживали заходів щодо вимивання пластового флюїду, що надійшов у стовбур свердловини. Вживання цих заходів сприяло проведенню свердловин без ускладнень.

Висновок.

Автоматизований контроль за ГНВП під час СПО виявляє різноманітні зміни в параметрах свердловини, такі як підвищення тиску, зміна об'єму витрат рідини. Це дозволяє системі автоматично реагувати та вчасно попереджати про можливості аварії або надзвичайні ситуації.

Система швидко реагує на зміни в умовах свердловини, такі як ГНПВ і використовує відповідні заходи для попередження можливих проблем.

Загалом, автоматизований контроль за ГНВП під час СПО в процесі буріння глибоких свердловин призначений для забезпечення безпеки, підвищення ефективності та зниження ризиків при видобутку природних ресурсів.

Література:

1. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. – Д.: Донбас, 2004. – Т. 1 : А – К. – 640 с. – ISBN 966-7804-14-3.
2. Мислюк М. А. Буріння свердловин. У 5-и томах: довідник. Т. 5: Ускладнення. Аварії. Екологія / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.
3. Шавранський В.М., Шекета В.І., Шавранський М.В. Інтелектуальна система підтримки прийняття рішень при керуванні процесом буріння свердловин в ускладнених умовах. Методи та прилади контролю якості, 2020. № 1 (44). С. 119-137.
4. V. Shavranskyi, G. Sementsov Development of an intelligent support system to control the process of well drilling under complicated conditions / Eastern-European Journal of Enterprise Technologies ISSN 1729-3774. 5/9(101) 2019. – p.6 – 14.



5. Heen Zhang, Yao Zhou. Wellbore Pressure Analysis and Control Countermeasures of Deepwater Gas Hydrate for Horizontal Well Drilling: Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021. – p.1513–1525.
6. Qishuai Yin, Jin Yang, Mayank Tyagi/ Investigation and Application of Wellbore Temperature and Pressure Field Coupling with Gas–Liquid Two-Phase Flowing: Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2021. –p.312 – 328.
7. Qishuai Yin, Jin Yang, Mayank Tyagi. Field Data Analysis and Risk Assessment of Gas Kick during Industrial Deepwater Drilling Process Based on Supervised Learning Algorithm: Process Safety and Environmental Protection, 2021. – p.503 – 524.
8. Qishuai Yin, Jin Yang, Mayank Tyagi. Downhole Quantitative Evaluation of Gas Kick during Deepwater Drilling with Deep Learning Using Pilot-Scale Rig Data: Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022. – p. 208 – 227.
9. Yang Jin, Liu Shujie, Wang Huanhuan. A Novel Method for Fracture Pressure Prediction in Shallow Formation during Deep-Water Drilling: Journal of Energy Resources Technology-Transactions of the ASME, 2022. – p. 394–403.

Abstract. *The article considers the problem of oil and gas water phenomena (OGW) during deep well drilling. The development of an automated OGW control system is proposed, which will allow timely detection and prevention of emergency situations associated with uncontrolled releases of formation fluids. The main factors affecting the occurrence of OGW are analyzed, in particular the influence of formation pressure, drilling fluid density and the dynamics of fluid level changes in the well. Methods for optimizing OGW are presented, which involve monitoring and adjusting parameters in real time. The expected results are increased drilling safety, reduced risks of accidents and economic losses, and improved drilling efficiency.*

Key words: *automatic control, oil and gas wells, drilling, deep wells, lowering and lifting operations, monitoring systems.*

Науковий керівник: к.т.н., доц. Шавранський М.В.

Стаття відправлена: 19.03.2025 г.

© Шавранський М.В., Дмитрик Т.Б., Тимофіїв М.Р.