

УДК 681.5:622.248

DOI: 10.31471/1993-9981-2021-2(47)-14-21

## МЕТОДИ ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ОПЕРАТИВНОГО ВИЯВЛЕННЯ НАФТОГАЗОВОДОПРОЯВІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН

*М.В. Шавранський\*, О.В. Кучмистенко, В.М. Шавранський*

*Інститут інформаційних технологій, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська 15, м. Івано-Франківськ, 76019, e-mail: m.shavranskyu@gmail.com*

Проведено аналіз методів прогнозування та оперативного виявлення нафтогазоводопроявів з метою застосування автоматичних приладів контролю окремих параметрів, як засобів для виявлення аварійних ситуацій пов'язаних з нафтогазоводопроявами в процесі буріння нафтогазових свердловин. Проте технологічні та теоретичні дослідження, доводять, що використання одного параметра, нехай навіть найінформативнішого, не завжди дозволяє однозначно оцінити ситуацію, що склалася. В більшості випадків для цього необхідний одночасний контроль декількох параметрів, їх співставлення та аналіз тенденцій їх змін. Така задача може розв'язуватися шляхом створення автоматичних систем контролю процесу буріння та виявлення нафтогазоводопроявів і інших ускладнень. Методи виявлення та запобігання нафтогазоводопроявів відносяться до оперативного керування і тому повинні базуватися на оперативній інформації, яку безперервно отримують за допомогою датчиків. Причому ефективність їх буде високою в тому випадку, якщо забезпечується досить висока гарантія виявлення дійсного ускладнення (нафтогазоводопроявів) при мінімумі хибних спрацювань. Ця умова може бути забезпечена при використанні дуже великого об'єму інформації, значна частина яких може бути отримана оперативно, використовуючи різні методи прогнозування та оперативного виявлення нафтогазоводопроявів, які проаналізовані в статті.

Прояви пластових флюїдів становить серйозну небезпеку і з точки зору безпеки бурової бригади та установки, і з точки зору охорони навколишнього середовища, особливо при бурінні в морі. Для врахування розмірів небезпеки, що загрожує у кожному конкретному випадку, залежно від геолого-технічних умов з метою оперативного вибору способів запобігання та ліквідації проявів необхідно знати їх методи прогнозування та оперативного виявлення.

**Ключові слова:** нафтогазоводопрояви, оперативне прогнозування, аномально-високий пластовий тиск (АВПТ), буровий розчин, порода.

Проведен анализ методов прогнозирования и оперативного выявления нефтегазоводопроявлений с целью применения автоматических приборов контроля отдельных параметров как средств для обнаружения аварийных ситуаций связанных с нефтегазоводопроявлениями в процессе бурения скважин. Однако технологические и теоретические исследования доказывают, что использование одного параметра, пусть даже самого информативного, не всегда позволяет однозначно оценить сложившуюся ситуацию. В большинстве случаев для этого необходим одновременный контроль нескольких параметров, их сопоставление и анализ тенденций их изменений. Такая задача может решаться путем создания автоматических систем контроля процесса бурения и обнаружения нефтегазоводопроявлений и других осложнений. Методы обнаружения и предотвращения нефтегазоводопроявлений относятся к оперативному управлению и поэтому должны базироваться на оперативной информации, которую непрерывно получают с помощью датчиков. Причем эффективность их будет высокой в том случае, если обеспечивается достаточно высокая гарантия обнаружения действительного осложнения (нефтегазоводопроявлений) при минимуме ложных срабатываний. Это условие может быть обеспечено при использовании очень большого объема информации, значительная часть которых может быть получена оперативно, используя различные методы прогнозирования и оперативного обнаружения нефтегазоводопроявлений, которые проанализированы в статье.

Проявление пластовых флюидов представляет серьезную опасность и с точки зрения безопасности буровой бригады и установки, и с точки зрения охраны окружающей среды, особенно при бурении в море. Для учета размеров опасности, грозящей в каждом конкретном случае, в зависимости от геолого-технических условий с целью оперативного выбора способов предупреждения и ликвидации проявлений необходимо знать их методы прогнозирования и оперативного обнаружения.

**Ключевые слова:** нефтегазоводопроявление, оперативное прогнозирование, аномально-высокое пластовое давление (АВПД), буровой раствор, порода.

The analysis of methods of forecasting and operative detection of oil and gas water manifestations is carried out in order to use automatic control devices for certain parameters as a means of detecting emergencies related to oil and gas leaks in the process of drilling oil and gas wells. However, technological and theoretical research proves that the use of one parameter, even the most informative, does not always allow to unambiguously assess the situation. In most cases, this requires simultaneous control of several parameters, their comparison and analysis of trends in their changes. This problem can be solved by creating automatic systems for monitoring the drilling process and detecting oil and gas manifestations and other complications. Methods for detecting and preventing oil and gas manifestations are operational control and should therefore be based on operational information, which is continuously obtained by sensors. Moreover, their efficiency will be high if a sufficiently high guarantee of detection of the real complication (oil and gas) with a minimum of false positives. This condition can be achieved by using a very large amount of information, much of which can be obtained quickly, using various methods of forecasting and rapid detection of oil and gas manifestations, which are analyzed in the article.

The occurrence of formation fluids is a serious hazard both from the point of view of the safety of the drilling crew and installation, and from the point of view of environmental protection, especially when drilling offshore. To take into account the size of the danger that threatens in each specific case, depending on the geological and technical conditions, in order to quickly select methods for preventing and eliminating manifestations, it is necessary to know their methods of forecasting and prompt detection.

**Key words:** oil and gas manifestations, operative forecasting, abnormally high formation pressure, drilling mud, rock.

### Вступ

Одним з основних напрямків значного покращення показників роботи доліт є зниження диференціального тиску на вибою.

Проте буріння при пониженому, рівноважному і тим більше, при негативному диференціальному тиску приводить до створення умов для виникнення нафтогазоводопроявів.

З практики ведення бурових робіт відомо, що зону аномально-високого пластового тиску (АВПТ) часто проходять при незбалансованому тиску в системі «свердловина-пласт». Обумовлено це тим, що застосування нових типів бурових розчинів дозволяє різко зменшити ймовірність руйнування і обвалів глин в умовах, коли пластовий тиск в глинах вищий за гідростатичний тиск стовпа бурового розчину. Досвід показав, що для безпечного проходження зони АВПТ при незбалансованому тиску густина бурового розчину повинна бути нижча за еквівалентний градієнт пластового тиску не більше, ніж на 0,24-0,30 г/см<sup>3</sup>. Внаслідок цього неодмінною умовою для успішного проходження зон АВПТ вважається неперервний контроль за зміною пластового тиску та густини бурового розчину.

Своєчасне виявлення нафтогазоводопроявів дозволяє завчасно приймати міри по їх попередженню і завдяки цьому суттєво

скоротити затрати засобів і матеріалів. Внаслідок цього ведуться роботи по створенню методів оперативного виявлення нафтогазоводопроявів на ранній стадії їх виникнення [1,2], а також методів прогнозування динаміки пластового тиску.

### 1. Методи прогнозування зон можливих проявів (зон АВПТ)

АВПТ це тиск, що діє на флюїди (воду, нафту, газ), що містяться в пластовому просторі породи, величина якого відрізняється від нормального.

Найуспішніші спроби прогнозування глибини залягання зон АВПТ і коефіцієнта аномальності тиску за допомогою геофізичних метод, особливо за зміною швидкості розповсюдження сейсмічних хвиль.[3].

В нафтопромисловій практиці найчастіше застосовують метод відображення хвиль. Найціннішу інформацію представляють дані про швидкість розповсюдження хвиль, які легко можуть бути перетворені в криві з координатами «інтервальний час» - «глибина», аналогічні діаграми акустичного каротажу. Порівняння цих кривих з отриманими в свердловинах акустичними діаграмами показало дуже добре їх співпадіння.

За даними [4] легко встановлюють наявність і глибину залягання зон АВПТ. Коефіцієнт аномальності пластового тиску

встановлюють шляхом співставлення інтервального часу на даній глибині з тарувальною кривою для даного району, яка побудована за даними накопиченими в процесі буріння. Якщо такої кривої нема, приблизно значення коефіцієнта аномальності пластового тиску може бути розрахованим за допомогою спеціального методу.

Ефективність прогнозування зон АВПТ, глибини їх залягання та коефіцієнта аномальності була проведена шляхом порівняння результатів прогнозу з фактичними даними пробурених 35 свердловин. Аналіз показав, що наявність чи відсутність зон АВПТ передбачено правильно в 90%; глибина залягання зон АВПТ з похибкою не більше  $\pm 150$  м в 60% випадків, а з похибкою не більше  $\pm 300$  м – понад 70% випадків; коефіцієнт аномальності з похибкою не більше  $\pm 0,012$  кгс/см<sup>2</sup> на 1 м передбачений правильно в 52%, а з похибкою  $\pm 0,018$  кгс/см<sup>2</sup> на 1 м – майже в 75 % випадків.

Значний інтерес представляє розповсюджений метод зіставлення амплітуд. Фізичною основою його є відносне збільшення амплітуди при відбитті сейсмічних хвиль покрівлю газонасного горизонту.

Сейсмічні дослідження допомагають також виявити зони грязьового вулканізму, а також розташовані на глибині до 1000 м газонасні пласти, що дозволяє запобігти найбільш небезпечні та руйнівні викиди газу.

Знаючи глибину залягання зон АВПТ або позначку, що відповідає покрівлі газонасного пласта, а також пластовий тиск, можна прогнозувати прояви, особливо газопрояви, при бурінні в конкретних умовах.

## 2. Методи оперативного прогнозування проявів

Фізичною основою для розробки методів оперативного прогнозування АВПТ є зміна характеристики порід, які служать покрішкою пласта з АВПТ. Ці зміни обумовлені самим механізмом виникнення АВПТ.

В породах (солі, глини), що служать непроникною покрішкою пласта з АВПТ і запобігають подальшу вертикальну міграцію пластового флюїду, з'являється зона, яка насичена пластовим флюїдом і внаслідок цього характеризується підвищеним пластовим

тиском. Тиск у покрішці, на контакті з цією зоною, рівний пластовому і по мірі віддалення від пласта (найчастіше у напрямку вверх) порівняно швидко знижується. Такі зони називають перехідними. Максимальну потужність перехідні зони мають над газонасними пластами з АВПТ, що пов'язано з високою проникаючою здатністю газу. Напруженість порід в цих зонах понижена, а буримість підвищена [1].

Основними ознаками входження в перехідну зону, які допомагають виявити зону АВПТ, є:

- а) прояви в буровому розчині газу;
- б) значне збільшення механічної швидкості проходки (інколи в 2-4 рази) при незмінних параметрах режиму буріння;
- в) збільшення розміру шламу (при незмінному літологічному складі породи);
- г) зміна густини порід і шламу;
- д) зміна величини  $d$ -експоненти;
- е) зміна або температури бурового розчину, що виходить із свердловини (або різниці температур розчину на вході і виході із свердловини).

Зупинимось детальніше на цих ознаках наближення до зон АВПТ.

**2.1 Прояви в буровому розчині газу.** Це може свідчити про розкриття газонасичених порід і про те, що під глинистою, соляною або іншою непроникною покрішкою залягає газонасний пласт з АВПТ. Ореол впровадження газу в покрішку, як правило досить великий. Проте в буровий розчин попадає досить мало газу, тому для отримання надійної інформації про розтин свердловиною перехідних зон, необхідна газокаротажна апаратура високої чутливості.

**2.2 Збільшення механічної швидкості проходки.** Підвищення буримості порід є наслідком зниження напруги в скелеті породи. Особливо помітний цей ефект при розбурюванні солей та ангідритів, для яких характерна стала буримість.

Для точної реєстрації механічної швидкості проходки може бути застосована апаратура, яка включає реєстратор режиму буріння різних фірм.

**2.3 Збільшення розміру шламу.** По мірі зростання градієнта порового та пластового тисків при незмінній густині бурового розчину

відбувається зниження диференціального тиску, що діє на породу, з відповідним підвищенням бури мості та збільшенням розміру шламу. Це явище відзначається у різних породах: солях, ангідридах, глинах, карбонатах і т.п.

**2.4 Зміна густини порід і шламу.** Цю ознаку дуже широко використовують для виявлення перехідних зон (в породах, що покривають пласти з АВПТ).

Для вимірювання густини порід в [5] показана серія різних методів каротажу: сферично сфокусований каротаж; мікросферично сфокусований каротаж (дозволяє виключити вплив глинистої кірки); нова високоточна гравіметрія (дозволяє визначити об'ємну густину порід, що простягається на десятки метрів від свердловини, та виключити похибки, пов'язані з аномаліями густини в пристовбурній зоні).

Густину порід вимірюють і безпосередньо за шламом (визначення об'ємної густини за допомогою ртутної помпи, зважування шламу у в стовпі рідини змінної густини і ін.). Фірма Continental Oil запатентувала методи дослідження шламу, що відбирається на вібростатах. Результати визначення інтервалів залягання зон АВПТ відповідають значенням, що отримані за допомогою інших методів [4].

**2.5 Вимірювання величини  $d$  – експоненти.** По мірі входження долота в перехідну зону знижується момент на долоті, збільшується проходка за 1 оберт долота, підвищується механічна швидкість проходки і т.д. Для обліку всіх змінних обчислюють значення  $d$  – експоненти. Цей метод дає найкращі результати при оперативному прогнозуванні пластових тисків на території Дніпровсько-Донецької впадини. Результати застосування цього методу такі ж точні, як і дані акустичного каротажу [6]: в окремих випадках розходження між значеннями градієнтів тисків, визначеними за експонентою та за даними акустичного каротажу, в одиницях еквівалентної густини бурового розчину не перевищувала  $0,06 \text{ г/см}^3$ .

$d$  – експоненти визначають за допомогою ретельно розрахованих номограм, які занесені в програмні продукти. Похибка в обчисленнях не більше  $\pm 0,01$ .

Порядок розрахунку такий:

1) Через кожні 3 м проходки реєструємо вихідні параметри – механічну швидкість проходки, швидкість обертання ротора, навантаження на долото, густину бурового розчину;

2) За значеннями вихідних параметрів розраховуємо величину  $d$  – експоненти для кожного 3-метрового інтервалу за формулою або за допомогою номограми (при використанні алмазного долота значення діаметра долота необхідно зменшити на 2,5 см);

3) Визначаємо середні величини  $d$  – експоненти для 15-метрових інтервалів, взявши отримані значення для 3-метрових інтервалів, після цього будуємо графік зміни  $d$  – експоненти (логарифмічний горизонтальний масштаб) в залежності від глибини (арифметичний вертикальний масштаб);

4) З отриманого графіка, легко визначаємо значення градієнта пластових тисків, який виражений в еквівалентних одиницях густини бурового розчину; крайня права лінія називається нормальною, оскільки відповідає нормальному для даного району значенню градієнта пластового тиску –  $1,07 \text{ г/см}^3$ ;

5) Оцінюємо градієнт пластового тиску на будь-якій необхідній глибині, знімаючи значення еквівалентної йому густини бурового розчину з тої лінії на яку попадає точка графіка, що відповідає величині  $d$  – експоненти на цій глибині.

Отримані за цією методикою значення градієнтів пластових тисків використовують потім для уточнення глибини установки башмаків проміжних колон, прийняття своєчасних мір по запобіганню обвалів пухких глин або аварійного викиду газу у випадках буріння при незбалансованому режимі (при гідростатичному тиску трохи меншому, ніж пластовий).

Проілюструємо цю методику на прикладі уточнення умов проходки в зонах АВПТ глибоких розвідувальних свердловин в Дніпровсько – Донецькій впадині. Проміжну колону спускають при глибині свердловини 3200-3500 м для закріплення ствола в інтервалі залягання пухких порід, що характеризується невеликими значеннями градієнту тиску гідророзриву, безпосередньо перед розкриттям зони АВПТ. Наступну колону-хвостовик

спускають на глибину 5000-5200 м зразу після виходу із зони АВПТ для її перекриття з метою можливості подальшого буріння з промивкою легкими розчинами до глибини 6000-7000 м, де продуктивні карбонатні породи відрізняються пониженими пластовими тисками та тиском гідророзриву.

В кожній конкретній свердловині точну глибину спуску колон вибирають за результатами оперативного визначення пластового тиску, значення градієнту якого безперервно наноситься на графік. На цей же графік обов'язково наноситься і значення градієнту тиску гідророзриву, який визначається за емпірично встановленою залежністю між пластовим тиском і тиском гідророзриву (це залежність в цілому близька до залежності визначеної теоретично, відмінність в тому, що в області низьких пластових тисків значення тиску гідророзриву за емпіричною кривою виявляється набагато меншим ніж за теоретичною).

При уточненні глибини установки башмаків проміжних колон операції проводять в певній послідовності:

1. При входженні в перехідну зону над зоною АВПТ безперервно спостерігають за ростом пластового тиску та зупиняють буріння, як тільки густина бурового розчину почне наближатися до значення межі міцності порід, що залягають вище (значенню градієнта їх гідророзриву, який виражений в еквівалентних одиницях густини).

2. Для уточнення пластового тиску на заборі проводять акустичний каротаж. Обчислюють відповідні значення градієнта тиску гідророзриву, щоб виявити чи перевищує воно максимально очікуване значення градієнта пластового тиску в породах, що залягають нижче в зоні АВПТ.

3. Спускають і цементують обсадну колону, потім опресовують її і уточнюють значення градієнта гідророзриву для порід, на рівні яких встановлений башмак колони. Це значення не можна перевищувати при бурінні в зоні АВПТ.

4. Після проходження зони АВПТ (контроль за величинами  $d$  – експоненти та за геологічною інформацією) свердловину поглиблюють на 15-30 м, розбурюючи нижче

лежачі вапняки, і опускають хвостовик для перекриття пройденної зони.

Зону АВПТ проходять при збалансованому тиску в системі «свердловина-пласт». Застосування нових типів бурових розчинів в цих умовах дозволяє різко зменшити ймовірність спучування та обвалів глин, якщо пластовий тиск в глинах вище тиску стовпа бурового розчину. Тим не менше, досвід показує, що для безпечної проводки з будь-яким розчином свердловин з промивкою густина його повинна бути меншою за еквівалентний градієнт пластового тиску не більше, ніж на 0,24-0,30 г/см<sup>3</sup>. В силу цього, безперервний контроль за пластовим тиском (за величиною  $d$  – експоненти) і густиною бурового розчину є необхідною умовою успішного проходження зон АВПТ. При цьому густина бурового розчину необхідно підтримувати з великою точністю в дуже жорстких межах, що обумовлені значенням пластового тиску в зоні АВПТ (верхня межа), а також величиною тиску гідророзриву біля башмака проміжної колони та очікуваною висотою стовпа газу (газової пачки) у випадку короткочасного аварійного газування розчину і викидів газу, що часто виникають при проходженні зони АВПТ (нижня межа).

Нижня межа густини бурового розчину  $\rho_{min}$  визначаємо за формулою

$$\rho_{min} = \frac{\Gamma_{nl} \cdot H - \Gamma_{gp} \cdot H_0}{H - H_0 - L} \quad (1)$$

Де  $\Gamma_{gp}$  – градієнт пластового тиску на глибині  $H$  в еквівалентних одиницях густини бурового розчину, г/см<sup>3</sup>;

$H$  – глибина свердловини, м;

$\Gamma_{гр}$  – тиск гідророзриву на глибині  $H_0$  в еквівалентних одиницях густини бурового розчину, г/см<sup>3</sup>;

$H_0$  – глибина спуску башмака проміжної колони, м;

$L$  – передбачувана висота газової пачки, м.

Висота газової пачки варіює в таких межах

$$0 < L < \left( \frac{\Gamma_{gp}}{\Gamma_{nl}} \right) \cdot H_0 \quad (2)$$

Коли значення  $L$  близьке до верхньої межі, мінімальна густина бурового розчину наближається до еквівалентного значення  $\Gamma_{nl}$ .

Для ілюстрації розрахунку необхідної густини розчину за даними, розглянемо такий приклад:  $\Gamma_{nl} = 1,70 \text{ г/см}^3$ ,  $H = 4500 \text{ м}$ ,  $\Gamma_{zp} = 1,86 \text{ г/см}^3$ ,  $H_6 = 3300 \text{ м}$ ,  $L = 250 \text{ м}$  (очікувана висота газової пачки у випадку газування розчину).

Верхню межу  $L$  визначаємо за формулою (2):

$$L_{max} = \left( \frac{1,86}{1,70} - 1 \right) \cdot 3300 \leq 310 \text{ м.}$$

Таким чином,  $L$  знаходиться в допустимих межах  $0 < 250 < 310 \text{ м}$ .

Мінімальну густину бурового розчину визначаємо за формулою (1):

$$\rho_{min} = \frac{1,70 \cdot 4500 - 1,86 \cdot 3300}{4500 - 3300 - 250} = 1,58 \text{ г/см}^3.$$

Оскільки різниця між густиною бурового розчину ( $1,58 \text{ г/см}^3$ ) і еквівалентним градієнтом пластового тиску ( $1,70 \text{ г/см}^3$ ), рівна  $0,12 \text{ г/см}^3$ , тобто менша за допустиму ( $0,24\text{-}0,30 \text{ г/см}^3$ ), застосування цього розчину при подальшому бурінні буде сприяти стійкості порід, складових стінки свердловини, і запобігатиме гідралічному розриву порід під башмаком колони, якщо висота газової пачки не перевищує  $310 \text{ м}$ .

2.6 Зміна температури бурового розчину, що виходить з свердловини. Встановлено [7], що при розбурюванні глинистих порід в перехідній зоні температура бурового розчину підвищується. Пояснюється це тим, що, як відзначалося вище, глинисті породи, які служать покриттям пластів з високим тиском, мають підвищену пористість і містять більше пластової рідини. Теплопровідність рідини нижча, ніж самих порід, тому породи в перехідній зоні будуть також мати меншу теплопровідність. Температура глинистих порід в перехідній зоні завжди більша, ніж у вище лежачих породах, оскільки глинисті породи затримують і зберігають тепло, що виходить з надр землі.

Для правильної інтерпретації даних про температуру бурового розчину при виявленні зон АВПТ необхідно врахувати та виключити всі фактори, які можуть вплинути на температуру бурового розчину на виході із свердловини. До них відносяться: температура навколишнього середовища; обробка розчину хімічними реагентами; зміна витрати бурового розчину; зміна діаметру свердловини; швидкість

обертання бурового інструменту під час промивки і ін.

У тих випадках, коли вплив на температуру одного з перерахованих вище факторів неминуче, зони АВПТ можна виявляти за зміною різниці температури бурового розчину на вході та виході із свердловини. Переважно різницю температур із збільшенням глибини буріння в межах одного довбання зменшується із-за більш тривалої циркуляції всього об'єму розчину і зниження швидкості буріння. Збільшення різниці температур на вході та виході із свердловини може вказувати на те, що буріння ведеться в перехідній зоні.

Історично склалося три практичних підходи до рішення проблеми буріння в умовах високих пластових тисків.

При першому підході передбачається буріння з використанням розчину мінімальної густини до тих пір, поки не буде досягнута зона АВПТ і не почнуться прояви або викид. До переваг цього методу відноситься підвищення механічної швидкості проходки, а також можливість достатньо точного вимірювання пластового тиску після закриття превентора. Недоліками цього методу є можливість викиду і зв'язані з цим на його ліквідацію затрати засобів і часу. Недостатній протитиск в стовбурі свердловини часто приводить до випучування порід і до обвалів їх стінок свердловини або до утворення в стовбурі великих каверн в інтервалах залягання глинистих порід. Це може привести до необхідності спуску обсадної колони зразу після викиду, що природно, небажано. Для запобігання та ліквідації наслідків даних ускладнень потрібно присутність висококваліфікованих спеціалістів.

При другому підході передбачається буріння з промивкою розчином максимальної густини для створення протитиску на пласти з імовірно високим надлишковим тиском. Недоліками цього методу є: великий перепад тиску в системі «свердловина-пласт», що збільшує можливість прихвату бурильного інструменту, гідралічного розриву пласта та втрати циркуляції, низька механічна швидкість проходки; збільшення вартості робіт.

При третьому підході, найефективнішим, передбачається виявлення зон з високим надлишковим пластовим тиском в процесі буріння до їх розкриття. Це вимагає проведення

в часі буріння додаткових робіт, і збільшує вартість буріння свердловини, оскільки потрібно спеціальне обладнання та спеціально підготовлені робітники. Проте, якщо прийняти до уваги те, що при першому підході приходится ліквідувати викид, а при другому проводити перераховані раніше роботи по боротьбі з ускладненнями, то переваги третього підходу стануть очевидними і основна задача буріння – досягнення проектної глибини свердловини з найменшими затратами, буде цілком розв'язною. Різні параметри, що визначені для розрахунку пластового тиску, можуть бути також використані при розв'язуванні інших задач.

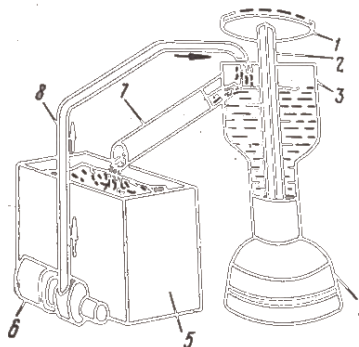
### 3. Методи оперативного виявлення проявів.

Розглянуті вище методи відносяться в основному до оперативного прогнозування проявів. Що стосується оперативного їх виявлення, то основним і, мабуть, єдиним з давніх часів залишається метод, який оснований на контролі зміни рівня бурового розчину в прийомних ємностях. Цей метод елементарний і не вимагає пояснень. Недоліком його є недостатня точність одержуваних даних в наслідок великої площі поверхонь

Основою цього методу є вимірювання об'єму бурового розчину, що витісняється із свердловини (або вивільненого) в результаті спуску (або підйому) свічки, в порівнянні його з фактичним об'ємом труб. Система контролю дозволяє визначити зміну об'єму розчину з точністю до 0,0159 м<sup>3</sup>.

Суть методу полягає в тому, що під підлогою бурової встановлюють невелику (8-16м<sup>3</sup>) вимірювальну ємність з невеликою площею поверхні розчину (для підвищення точності вимірювання об'єму), яку з'єднують з установленою над превентором гирловою лійкою за допомогою зливного патрубку та нагнітальної лінії (рис.1). Остання призначена для постійної перекачки допоміжним насосом розчину з ємності у лійку за весь час періоду підйому бурильного інструменту із свердловини. Після підйому кожної свічки фіксується об'єм розчину, долитого в свердловину. Співставлення значень об'єму, що доливається при підйомі розчин із значеннями отриманими при попередньому підйомі дає

зможу з впевненістю констатувати наявність чи відсутність притоку пластового флюїду в свердловину.



1 – ротор; 2 – квадратна штанга; 3 – гирлова лійка; 4 – превентор; 5 – вимірювальна ємність; 6 – допоміжний насос; 7 – зливний патрубок; 8 – нагнітальна лінія

**Рисунок 1 – Система контролю за зміною об'єму рідини в свердловині при спуско-підйомних операціях**

Другим варіантом методу визначення поступлення флюїду в свердловину є контроль за зміною рівня бурового розчину в затрубному просторі. При даному методі необхідно визначати, чи витікає буровий розчин із свердловини при нерухомому бурильному інструменті чи ні. Проте при цьому не можна судити про періодичному поступленні флюїду в свердловину. Отже, для ефективного контролю за свердловиною в ході спуско-підйомних операцій бажано поєднувати обидва методи, що розглянуті вище.

Ще одним методом виявлення проявів пластових флюїдів є вимірювання густини циркулюючого бурового розчину на стояку та виході із свердловини. Роблять це за допомогою денсиметрів, що працюють на принципі поглинання гамма-випромінювання. Покази денсиметрів на стояку та виході із свердловини дозволяють, хоча і з деяким запізненням, виявити приплив рідини або газу із пласта в циркулюючий буровий розчин. Надійний контроль за густиною розчину сприяє зменшенню затрат і підтримці буріння оптимального режиму.

Денсиметри успішно використовують багато років при бурінні, цементуванні свердловин, а також при операціях при гідравлічному розриві пластів для контролю за

вмістом піску в рідині гідророзриву. Працюють вони при тиску до 280 кгс/см<sup>2</sup> (максимальний тиск випробування – до 560 кгс/см<sup>2</sup>) з високою точністю –  $W_{\text{максимальна похибка}} \pm 0,04$  г/см<sup>3</sup>, незалежно від складу розчину. Результати вимірювань фіксуються безперервно та поступають на комп'ютер в режимі on-line.

#### **Висновок.**

Розглянуто методи прогнозування та оперативного виявлення нафтогазоводопроявів і методика проведення робіт з оцінки параметрів, що характеризують прояви, з метою їх ліквідації в складних геолотехнічних умовах.

#### **Література**

1. 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*. Науково-технічний журнал. № 1(44). 2020. ІФНТУНГ. С.119 – 137.

2. Шавранський В.М. Реалізація ІСППР при керуванні процесом буріння свердловин в умовах ускладнень / *Сборник научных трудов SWorld*. Выпуск 3(36). Том 10. Иваново: МАРКОВА АД, 2014. С.56 – 63.

3. Крючков А., Закономірність швидкості розповсюдження повздовжніх сейсмічних хвиль в залежності від температури та вологості гірських порід / VIII Міжнар. наук.-практ. конф. Енергетика. Екологія. Людина, Київ, 2016. С. 13 – 15.

4. Использование результатов сейсморазведки в бурении. ЭИ, сер. «Бурение», вып.22, М.,ВНИИОЭНГ, 1974 («Oil and Gas J.», 1974, 11.Ш, v.72, №10, pp.112-114,123,124).

5. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. Д.: Донбас, 2004. Т. 1 : А – К. 640 с.

6. Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Гірничо-геологічна» / Редкол.: Башков Є. О. (голова) та інші. Випуск 13(178). Донецьк, ДВНЗ «ДонНТУ». 2011. С.40 – 44.

7. Мскек Р.Е., Pilkington P.E. Нов-line temperature can help spot transition zones. «Oil and Gas J.», 1974, 8/XII, v.72, № 49, pp.95 – 96.

#### **References**

1. Shavranskyi V.M., Sheketa V.I, Shavranskyi M.V. Intelektualna systema pidtrymky pryjnjattja rishen pry keruvanni prozesom burinnja sverdlovyh v uskladnennyh umovah / *Methody ta prylady kontrolju yakosti*. Naukovo-tehnichniy jurnal. № 1 (44). 2020. IFNTUNG. S.119 – 137.

2. Shavranskyi V.M. Realisazija ISPPR pry keruvanni prozesom burinnja sverdlovyh v umovah uskladnen/ *Sbornik nauchnyh trudov SWorld*. – Vypusk 3 (36). Tom 10. Ivanovo: MARKOVA AD. 2014. P.56 – 63.

3. Kryuchkov A., Zakonomirnist shvydkosti rospocsjudjennja povzdovjnih sejsmichnyh hvyl v zaleznosti vid temperatury ta volohosti hirskyh porid / *Mijnar. Nauk.-prakt. konf. Energetyka. Ecology*. Ljudyna, Kyiv. 2016. P. 13 – 15.

4. Ispolsovanie rezultativ sejsnorazvedki v burenii EI, ser. «Burenie», vyp. 22, M., VNIIOENG, 1974 ("Oil and Gas J.", 1974, 11.Sh, v.72, №10, pp.112-114,123,124).

5. Mala hirnycha enzyklopedija: u 3 t./sa red.V.S.Bilezloho. D.: Donbas, 2004. T. 1 : A K. 640 c.

6. Naukovi prazi Donezloho nazionalnoho tehnicnoho universytetu. Serija «Hirnycho-geolohichna»/Redkol.: Bashkov E.O.(holova) ta inshi. Vypusk 13 (178). Donezk, DVNS «DonNTU», 2011. С.40 – 44.

7. Mckec R.E., Pilkington P.E. Nov-line temperature can help spot transition zones. «Oil and Gas J.», 1974, 8/XII, v.72, № 49, pp.95 – 96.