

хонь твердим сплавом. Верхня опора шпинделя – гумово-металева з покриттям втулки зносостійким хромом.

Для ремонту свердловин розроблені 18 типорозмірів ГВД діаметром від 42 до 127 мм із західністю від 4/5 до 9/10 при довжині машини від 740 до 5800 мм. Ці двигуни використовують, починаючи від розбурювання цементних мостів і піщаних пробок до буріння бічних стовбурів, у тому числі з горизонтальним закінченням при відновленні старих, як правило неробочих, свердловин. Машини Д-42 і Д-48 призначені для роботи в свердловинах з буровими установками намотуваних НКТ (колтюбінгу) при витратах робочої рідини від 0,4 до 2,5 л/с. Вони мають західність робочих органів 9/10 і 7/8 відповідно.

Більш ніж піввіковий період застосування ГВД при бурінні свердловин у різних гірничо-геологічних умовах дозволяє визначити їхні особливості й переваги в порівнянні з турбобурами.

1. Невеликий діаметр і довжина двигуна, що має особливе значення при бурінні похилих і горизонтальних ділянок свердловин, у тому числі по різних радіусах скривлення, а також при ремонті свердловин.

2. Низькі частоти обертання при високих робочих крутних моментах, що забезпечують ефективне відпрацювання шарошкових доліт і доліт РДС.

3. Відносно невеликий перепад тиску в двигуні, що створює резерв перепаду тиску для гідромоніторного промивання вибою в межах припустимих 5 МПа.

4. Можливість використання бурових розчинів більш широкої гами за густиною, у тому числі аерованих, однак за умови забезпечення доброго очищення розчинів від вибуреної породи й піску.

5. Створення за допомогою ГВД квазігальма турбобура в так званому компаунд-двигуні або турбогвинтовому двигуні. Але довжина їх значно зростає, а ККД – значно зменшується

Обсяги буріння свердловин за допомогою ГВД в усьому світі безупинно зростають.

У Росії в останні роки частка проходки нафтогазових свердловин за допомогою ГВД досягла 16% при обсязі буріння 2,5 млн. м у рік [5].

Література

1. Moineau R. Gear Mechanism. USA, Patent № 1892217, 27.04.1930.
2. Крылов А. В. Одновинтовые насосы. – М., Гостоптехиздат, 1962.
3. Гусман М. Т., Балденко Д. Ф., Кочнев А. М., Никомаров С. С. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин. – М.: Недра, 1981.
4. Ясов В. Г. Погружные гидравлические буровые машины. – Л.: Вища школа, 1982.
5. Балденко Д. Ф., Коротаев Ю. А. Отечественные ВЗД и прогресс буровой техники и технологии. // Строительство н/г скважин на суше и на море. – М.: № 5 – 2003.
6. Балденко Д. Ф. Одновинтовые насосы в нефтепромысловой технике. // Бурение и нефть. – М.: № 5. – 2004.

УДК 622.24

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ІНТЕНСИВНОСТІ ВИКРИВЛЕННЯ СТОВБУРА ГОРИЗОНТАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ НА СТІЙКІСТЬ ЇЇ СТІНОК

Д. Ю. Мочернюк

НУ "Львівська політехніка", м. Львів, вул. Коновальця, 99, кв. 2

Я. В. Куцяк, Р. Я. Куцяк

ЗАТ «НДІКБ бурового інструменту», м. Київ, пр. Палладіна, 44

Рассматриваются технологические особенности бурения искривленного участка ствола, соединяющего между собой вертикальный участок с горизонтальным, при бурении горизонтальных скважин.

The technological features of the drilling of borehole deviated zone, which joints vertical and horizontal zones at the drilling of horizontal wells are examining.

Процес будівництва горизонтальної свердловини складається з трьох станів:

- а) буріння вертикальної ділянки стовбура свердловини;
- б) буріння ділянки стовбура з набором кривизни, згідно з заданою траєкторією, з поступовим відхиленням осі свердловини від вертикалі на величину α ;
- в) буріння горизонтальної ділянки, специфічні процеси кріплення цієї ділянки та освоєння свердловини [1].

Найбільш складною частиною проекту є буріння стовбура свердловини з орієнтованою траєкторією кривизни, де поряд із відхиленням бурильного інструменту від вертикального положення часто трапляються різноманітні ускладнення з боку стінок стовбура свердловини.

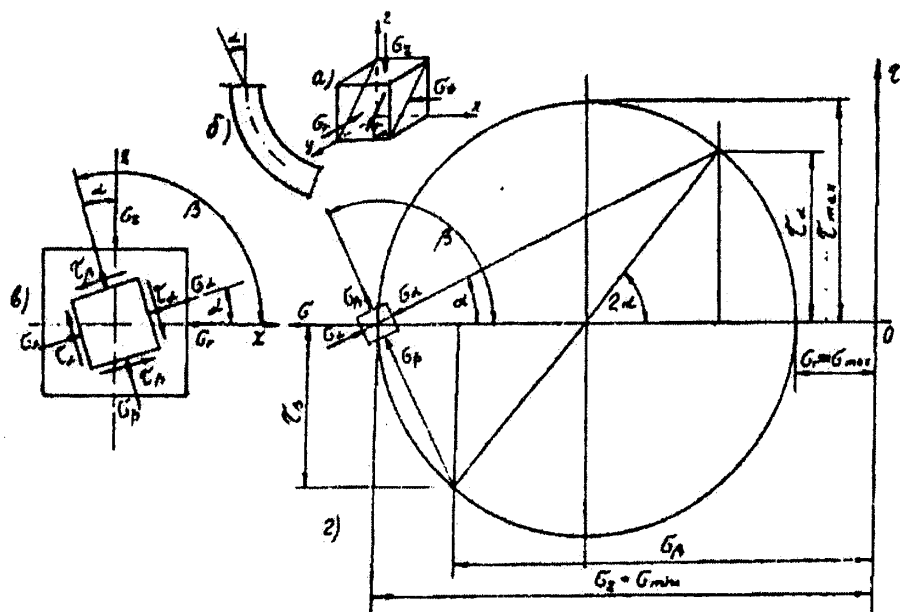
Останнє спричиняється недостатнім врахуванням особливостей геологічної будови масиву гірських порід, крізь які треба прокласти викривлену частку стовбура свердловини, через недостатню вивченість геологічного розрізу об'єкта буріння і пов'язану з цим відсутність відповідної інформації про літологічні, структурні, тектонічні та інші особливості товщі гірських порід.

Слід обов'язково брати до уваги розмаїття стратиграфічного розрізу гірського масиву в якому проектується бурові процеси бо фізико-механічні властивості гірських порід, з яких збудовані геологічні пласти, різняться між собою за величиною коефіцієнта бокового стискання k у 9 разів з тієї причини, що кожний тип гірської породи характеризується своїм коефіцієнтом бокового обмеження (таблиця 1).

Таблиця 1. Величини коефіцієнтів Пуассона ν і коефіцієнтів бокового стискання k для різноманітних гірських порід

ν	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5
k	0,11	0,176	0,25	0,333	0,428	0,538	0,666	0,818	1,0

Геостатичне напруження гірських порід, що перебувають у гірському масиві характеризується триосьовим напруженим станом об'ємного стискання, при якому площинки з головними напруженнями заздалегідь орієнтовані полем гравітації. Координатні осі x, y, z , при умові суміщення осі z з zenітною прямою, є головними осями, згідно яких орієнтовані головні напруження у пружному півпросторі гірського масиву (рисунок 1-а).



- а) схема триосьового напруженого стану в точці масиву гірських порід;
- б) схематичне зображення ділянки викривленого стовбура свердловини;
- в) схема повороту координатних осей плоского напруженого стану в точці матеріалу гірських порід на стінці свердловини;
- г) круг Мора.

Рисунок 1. Графоаналітичне зображення величин нормальних і дотичних напружень у залежності від zenітного кута нахилу осі свердловини

Геостатичний тиск – σ_z спрямований вздовж осі z , а дві компоненти бокового стискання - $\sigma_x = -\sigma_y = -\sigma_z$ спрямовані взаємно перпендикулярно до геостатичного тиску.

При бурінні свердловини, внаслідок порушення ізостатичної рівноваги гірського масиву, виникає різка зміна неперервності поля напружень, що супроводжується збуренням, і має назву концентрації напружень.

Розглянемо можливість зберігання в надійному стані рівновагу стінок свердловини вздовж траєкторії радіуса викривлення, як під час процесу буріння, так і під час вимушених простоїв.

Свердловина розглядається як циліндр із безмежно товщиною стінки, виготовлений з пружного матеріалу. Товщина стінки охоплюється радіусами $a < r < b$, де a і b – внутрішній і зовнішній радіуси циліндра; r – поточний (проміжний) радіус, який охоплює всю товщину стінки в межах від a до b .



Свердловина, як циліндр з безмежною товщиною стінки, заповнена буровим розчином, що створює гідростатичний тиск $P = 0,1\gamma_p z$ Па, де $\gamma_p = \rho_p g$ - питома вага бурового розчину. Тут ρ_p - густина бурового розчину і g - прискорення вільного падіння, а z - відстань від поверхні до вибою свердловини.

Радіальні σ_r і колові σ_θ напруження, зумовлені концентрацією напружень, визначаються за формулами С. Г. Лехніцького [2], які є частинним випадком формули Ляме [3] й виглядають так:

$$\sigma_r = -k\sigma_z \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) - P \frac{a^2}{r^2}, \quad (1)$$

$$\sigma_\theta = -k\sigma_z \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) + P \frac{a^2}{r^2}, \quad (2)$$

де $\sigma_z = \rho_n gz$ - геостатичне напруження; ρ_n - густина (щільність) матеріалу гірських порід; k - коефіцієнт бокового стискання, який записується виразом:

$$K = \frac{\nu}{1 - \nu}, \quad (3)$$

де ν - коефіцієнт Пуассона (бокового обмеження).

На рисунку 1-а показаний триосьовий напружений стан об'ємного стискання, що виникає по контуру внутрішньої стінки свердловини від дії геостатичного напруження σ_z та бокових компонентів σ_r і σ_θ , величини яких визначаються з формул (1) і (2). Із цих формул видно, що найбільші величини напружень $\sigma_{r\Gamma}$ і σ_θ виникають біля внутрішньої стінки свердловини, коли $r = a$, тоді

$$\sigma_r = -P = -C\sigma_z \quad (4)$$

$$\sigma_\theta = P - 2k\sigma_z = (C - 2k)\sigma_z \quad (5)$$

де $C = \frac{P}{\sigma_z} = \frac{\gamma_p}{\gamma_n}$ - коефіцієнт, що характеризує співвідношення гідростатичного тиску й геостатичного напруження.

Маючи ці вирази, запишемо їх за алгебричними ознаками $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$ у такому вигляді

$$\sigma_1 = -\sigma_\theta = -\sigma(C - 2k), \quad (6)$$

$$\sigma_2 = -\sigma_r = -P = -C\sigma_z, \quad (7)$$

$$\sigma_3 = -\sigma_z = \rho_n gz. \quad (8)$$

Величини дотичних напружень, що виникають унаслідок концентрації напружень на площинках, паралельних до головних напрямків, мають вигляд:

$$\tau_{1,3} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} = \frac{\sigma_z(1 + 2k)}{2}, \quad (9)$$

$$\tau_{2,3} = \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} = \sigma_z(1 - C), \quad (10)$$

$$\tau_{1,2} = \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} = \sigma_z(C - k). \quad (11)$$

Аналізуючи компоненти найбільших дотичних напружень, графічно представлених за допомогою кругової діаграми Мора (рисунок 1-г), констатуємо, що всі троє є функціями коефіцієнтів k і C .

Розглянемо рівноважний стан викривленої ділянки стовбура свердловини (рисунок 1-в) і з'ясуємо екстремальні ситуації щодо стійкості стінок такого типу свердловин з урахуванням фізико-механічних характеристик гірських порід.

Для цього треба дослідити, як впливає зміна кута повороту координатних осей (рис. 1-б) на зміну плоского напруженого стану гірських порід у фіксованій точці на стінці кривої ділянки стовбура свердловини (рисунок 1-а). Вісь z сумістимо з напрямком зенітної осі, від якої будемо відраховувати поворот осі свердловини проти ходу годинникової стрілки на кут α . Для цього випадку зміна величин компонент нормальних напружень σ_α і σ_β записуються в залежності від кута повороту α так [3]:

$$\sigma_{\alpha} = -\left(\frac{\sigma_r + \sigma_z}{2} + \frac{\sigma_r - \sigma_z}{2}\right) \cos 2\alpha, \quad (12)$$

$$\sigma_{\beta} = -\left(\frac{\sigma_r + \sigma_z}{2} + \frac{\sigma_r - \sigma_z}{2}\right) \cos 2\alpha. \quad (13)$$

Дотичні напруження для цього випадку з урахуванням закону парності виглядають так:

$$\tau_{\alpha} = -\tau_{\beta} = \frac{\sigma_z - \sigma_r}{2} \sin 2\alpha. \quad (14)$$

Якщо додамо вирази (12) і (13), то одержимо підтвердження інваріантності напруженого стану у вигляді (рисунок 1-г):

$$(-\sigma_{\alpha}) + (-\sigma_{\beta}) = (-\sigma_r) + (-\sigma_z) = \text{const}. \quad (15)$$

Якщо на підставі (12) і (13) дослідити спектр випадків, коли $0^{\circ} \leq \alpha \leq 90^{\circ}$, то одержимо екстремальні значення зміни нормальних напружень (рисунок 1-г):

$$\begin{aligned} \text{при } \alpha = 0^{\circ}, \sigma_{\alpha} = -\sigma_r; \sigma_{\beta} = -\sigma_z; \sigma_r \leq \sigma_{\alpha} \leq \sigma_z, \\ \text{при } \alpha = 90^{\circ}, \sigma_{\alpha} = -\sigma_z; \sigma_{\beta} = -\sigma_r; \sigma_z \leq \sigma_{\beta} \leq \sigma_r. \end{aligned} \quad (16)$$

Аналізуючи (12) і (13), разом з (14), зображених графічно за допомогою круга Мора на рисунку 1-г, констатуємо, що при повороті координатних осей на кут $\alpha = 45^{\circ}$ дістаємо такий результат:

$$\sigma_{\alpha} = \sigma_{\beta} = -\left(\frac{\sigma_r + \sigma_z}{2}\right), \quad (17)$$

$$\tau_{\alpha} = -\tau_{\beta} = \frac{\sigma_z - \sigma_r}{2}. \quad (18)$$

З наведених вище формул, зображених на діаграмі (рисунок 1-г) бачимо, що при куті повороту $\alpha = 45^{\circ}$ сума компонент нормальних напружень (15) зменшується удвічі, а дотичні напруження (14) зростають до максимального значення й набувають вигляду (18), але це не значить, що поворот координатних осей може впливати на зміну величин компонент напруженого стану в масиві гірських порід бо внаслідок існування інваріантності з виразу (15) і рисунка 1-в констатуємо, що сумарні величини нормальних напружень залишаються сталими.

Само собою зрозуміло, що максимальні дотичні напруження є загрозливими щодо втрати стійкості стінок свердловини у випадках, коли вісь стовбура відхилена приблизно на 45° від напрямку зенітної осі. При цьому ще слід мати на увазі, що механічні характеристики гірських порід різняться між собою приблизно у 9 разів, тому не всі категорії гірських порід схильні до обвалів при дії максимальних за величиною дотичних напружень (18). Поряд із дотичними напруженнями треба також брати до уваги, що у викривленому стовбурі свердловини бурильні труби лежать на нижній стінці свердловини й притискаються до неї під дією гідростатичного тиску, що може супроводжуватися імітацією прихоплювання бурильного інструменту.

Основні принципи, викладені в цій статті автори використали в практиці буріння горизонтальної свердловини на Бугруватівському родовищі. Тут, на свердловині 545, були зроблені три спроби пробурити похило-спрямовану ділянку стовбура свердловини з набором кривизни в породах нижньої частини горизонту В-15 і підстилаючої його пачки нестійких шаруватих аргілітів, які закінчувались обвалом стінок свердловини й прихватом бурильного інструмента. Лише четверта спроба була успішною, завдяки перенесеному інтервалу інтенсивного викривлення стовбура свердловини в горизонти, що залягають вище згаданих нестійких порід і проходження їх при стабільному куті нахилу стовбура понад 70° . Цю ділянку похило-спрямованого стовбура вдалося закріпити 168 мм обсадною колоною і здійснити буріння горизонтальної ділянки в продуктивному пласті В-16 завдовжки 93,5 м.

Викладене вище дає підстави зробити такі практичні висновки:

1. Наявність максимальних значень величин дотичних напружень на стінках викривлених стовбурів свердловин на кут вимагає, по зможі, проектувати найбільш інтенсивне викривлення в таких інтервалах, де у стратиграфічному розрізі відсутні типи гірських порід, що схильні до обвалів (глини, глинисті сланці тощо). Відповідно вказані породи бажано бурити інтервалами стабілізації кута, або з найменшою інтенсивністю викривлення.

2. Оскільки викривлена ділянка стовбура свердловини є найбільш складною для буріння, то для того, щоб ухилитися від подальших ускладнень, цю ділянку треба закріплювати обсадною колоною якомога швидше.

3. Треба мати на увазі, що на ділянці викривлення стовбура свердловини можуть спостерігатися випадки ілюзорного прихвату бурильного інструменту внаслідок дії гідростатичного тиску, який притискає бурильні труби до нижньої стінки свердловини.

Література

1. Оганов К. О., Кунцяк Я. В., Гаврилов Я. С., Дубленич Ю. В., Наритник І. І. Практика буріння і експлуатації свердловин з горизонтальними стовбурами. – Київ: в-во "Наукова думка", 2002. – 198 с.
2. Лехницький Г. С. Определение напряжений в упругом изотропном массиве вблизи вертикальной цилиндрической выработки кругового сечения. // Известия АН СССР, ОТН. – № 7 – 1938. – С. 17–20.
3. Безухов Н. И. Основы теории упругости, пластичности и ползучести. – М.: "Высшая школа", 1988. – 512 с.

УДК 622.245

СТАН КРІПЛЕННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН І ШЛЯХИ ЙОГО ПОКРАЩАННЯ

Я. С. Коцкулич, І. І. Витвицький

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, drill@nuing.edu.ua

Приведены показатели крепления нефтяных и газовых скважин на месторождениях Украины. Сформированы пути повышения качества вскрытия продуктивных горизонтов, надежности крепления и цементирования скважин.

The fastening indices of oil and gas wells on the Ukraine's field have been adduced. The ways of increase of exposing quality of productive strata, fastening reliability and wells cementing have been formed.

Кінцевою метою буріння свердловин є створення герметичного і довговічного каналу зв'язку між пластом і денною поверхнею.

Враховуючи, що розріз свердловини складають породи, які різняться між собою літологічним складом, фізико-механічними властивостями, видом насичуваного флюїду, можуть бути стійкими або слабозцементованими і крихкими.

Тому, щоб створити можливість продовжувати буріння до проектної глибини, стовбур свердловини потрібно закріплювати.

Найпоширенішим способом кріплення є спуск у свердловину колони сталевих обсадних труб і заповнення заколонного простору цементним розчином.

Надійність кріплення свердловини залежить від багатьох чинників, з яких слід виділити такі як відповідність конструкції свердловини гірничо-геологічним умовам буріння та її призначенню, обґрунтованість методики розрахунку обсадних колон на міцність, конструктивні особливості та якість виготовлення обсадних труб і їх з'єднань, технологія кріплення та багато інших.

Аналіз промислових даних із будівництва свердловин буровими підприємствами ДК "Укргазвидобування" та ВАТ "Укрнафта" засвідчує, що за 1999–2003 роки прийняті конструкції свердловин відповідають гірничо-геологічним умовам і забезпечують їх проходження до проектних глибин.

Перед спуском у свердловину обсадні труби шаблонуєть, різьбові з'єднання перевіряють різьбовими калібрами, згвинчування обсадних труб здійснюється з контролем величини крутного моменту із застосуванням гідравлічних ключів вітчизняного та зарубіжного (TS-135) виробництва. Для забезпечення герметичності різьбових з'єднань використовуються мастила ГС-1, ГС-5, Р2-МВП, стрічка ФУМ. Комплектування обсадних колон здійснюється трубами з різьбовими з'єднаннями підвищеної герметичності й міцності типу ОТТГ і ОТТМ (від 30 до 60%) та імпорними трубами (від 5 до 25%).

Дані про кріплення свердловин буровими підприємствами БУ "Укрбургаз" за 1994–2003 роки подані в таблиці 1.

З таблиці 1 видно, що з 1995 року спостерігається тенденція нарощування обсягів буріння. Це призвело до збільшення витрат часу та матеріалів на кріплення свердловин. Час на кріплення свердловин становить 13÷20% від загального календарного часу на будівництво свердловин. Витрати матеріалів і часу на кріплення 1 м проходки коливаються у вузьких межах і залежать в основному від середньої глибини буріння.