

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.243.24

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН З ГОРИЗОНТАЛЬНИМИ СТОВБУРАМИ: АНАЛІЗ ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ

¹Є.І.Крижанівський, ¹В.М.Мойсишин, ²М.М.Яворський¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42123;
e-mail: public@nung.edu.ua²БУ “Укрбургаз”, 63300, Харківська обл., м. Красноград, вул. Полтавська, 86,
тел. (05744)74668

Дан анализ мировой практики горизонтального бурения, рассмотрены современные тенденции совершенствования технических средств и технологий проводки горизонтальных, многоствольно-горизонтальных скважин, а также забуривания боковых горизонтальных стволов из старых выработок

Analysis of world horizontal drilling practice has been made. Modern tendencies of improving technical means and technologies of construction horizontal, multi-hole - horizontal wells as well as drilling of side horizontal holes from old wells.

За останні п'ятнадцять років у світі спостерігається стійка тенденція до зниження у загальному обсязі буріння частки вертикальних свердловин за рахунок будівництва виробок з горизонтальними стовбурами. До останніх слід віднести власне горизонтальні свердловини (ГС), розгалужено-горизонтальні свердловини (РГС), а також бокові горизонтальні стовбури (БГС) у старих діючих і недіючих свердловинах.

Першу горизонтальну свердловину у світі було споруджено в колишньому СРСР у 1952 р., а в Україні – у 1957 р. в Бориславському нафтопромисловому районі. Інтерес до горизонтального буріння поновився у 70–80-х роках минулого століття. Тоді в Україні у Долинському нафтопромисловому районі та в Канаді у басейні р. Маккензі було пробурено ряд експериментальних свердловин з горизонтальними стовбурами, метою яких було вивчення можливостей підвищення ефективності розробки нафтових покладів, особливо зі складнопобудованих горизонтів з низькими фільтраційно-місткісними властивостями колекторів [1, 2].

На кінець 2004 року у світі споруджено десятки тисяч свердловин з горизонтальними стовбурами. На промислах США щороку бурять близько 1500 таких свердловин, на родовищах Канади – до 100, на родовищах Європи (Північне море) і Близького Сходу – понад 40 [2].

Чималі обсяги горизонтального буріння в Росії. Точної кількості споруджуваних за рік там свердловин у літературі знайти не вдалось. Проте зазначимо, що лишень у ВАТ “Сургутнефтегаз” на сьогодні на різних родовищах споруджено понад 800 горизонтальних свердловин різних конструкцій, а технологічною схемою розробки пласта АС₄₋₈ Федорівського газонафтового родовища передбачено буріння близько 950 горизонтальних свердловин з просторовим викривленням [3].

В Україні обсяги використання технології горизонтального буріння менші значні. Останніми роками її використовували на Качанівському та Південно-Панасівському родовищах ВАТ “Укрнафта” [4,5], Північно-Булганацькому родовищі АТ “Чорноморнафтогаз” [6], Яблунівському та Хрестищенському родовищах БУ “Укрбургаз” (до речі, в БУ “Укрбургаз” щорічно будується до 15 свердловин з похило-спрямованим закінченням стовбура). Великий практичний досвід буріння розгалужено-горизонтальних свердловин на Прикарпатті має Долинське УБР ВАТ “Укрнафта” (РГ № 801 - Долина, РГ № 350 - Долина, РГ № 358 - Долина та інші). Унікальні горизонтальні свердловини пробурені також Харківським ВАТ СКТБЗЕ “Потенціал” (Г № 578 - Сулим, Г № 1 ВНГ Південний Абінськ) [7].

Незважаючи на те, що вартість будівництва ГС у 1,5–1,8 рази більша від вартості вертикальних свердловин, переваги горизонтального буріння досить відчутні. Розглядувана технологія дає можливість збільшити щільність сітки розробки пластів родовищ за меншої кількості свердловин. Середньодіючий фонд свердловин скорочується у 7–8 разів, а дебіт підвищується у 5–6 разів. Загальні обсяги капітальних вкладень при розробці родовищ виявляються у 1,5 рази нижчими, при цьому терміни окупності скорочуються у 2 рази.

Для родовищ з великою кількістю виробок існує проблема відновлення фонду недіючих свердловин, що виникли з різних геологічних і технічних причин. Реанімація таких свердловин шляхом забурювання похило-спрямованих і горизонтальних стовбурів є ще одним суттєвим резервом підвищення обсягу видобутку вуглеводнів. Крім цього, горизонтальні стовбури дають можливість проникнути у нерозроблену віддалену частину пласта.

Отже, найважливішими підставами для застосування технології горизонтального буріння є:

- підвищення дебіту свердловин;
- підвищення нафто- або газовіддачі пластів;
- зниження вартості експлуатації родовища;
- збільшення терміну експлуатації старих родовищ;
- збільшення вилучених запасів, незважаючи на складні природно-технічні умови (буріння під горою, водоймою чи технічною спорудою);
- скорочення затрат на розвідку та розробку родовища.

Зупинимось детальніше на вузлових питаннях, пов'язаних з технологією горизонтального буріння.

1. Вибір радіуса та профілю свердловини

Горизонтальні свердловини класифікують за радіусами набору викривлення, серед яких виділяють малий, середній та великий.

Малий радіус набору викривлення використовують для переборювання аварійних свердловин і здійснення проектів підвищення нафтовіддачі. Свердловини з малим радіусом викривлення мають стовбур від 114 до 168 мм. Радіус викривлення змінюється залежно від діаметра стовбура. Так, наприклад, при 114 мм він становить 10–12 м, а при 155 мм — 18–22 м. Довжина горизонтальних ділянок знаходиться в межах від 60 до 220 м [2].

Найбільш прийнятними та економічно вигідними серед горизонтальних свердловин визнано виробки з середнім радіусом набору викривлення (від 90 до 120 м). Це пояснюється скороченням кількості ускладнень і найбільш простим входженням у викривлену частину стовбура наявного бурового інструменту. При цьому зводиться до мінімуму втомлюваність

металу і зношуваність бурильних труб, спрощується спуск обсадних колон. Діаметр стовбура таких свердловин досягає 310 мм, темп набору кривини становить від 26 до 60° на 100 м, довжина горизонтальних ділянок — 1000 м і більше.

Виробки з малим і середнім радіусами набору викривлення частіше бурять у Північній Америці та Канаді, оскільки там використовують більш тісну, ніж у Європі та Азії, сітку свердловин.

Свердловини з великим радіусом викривлення забезпечують найбільш значне відхилення вибою по горизонталі. Радіус викривлення коливається в межах від 450 до 1350 м, набір кривини становить від 6,5 до 19,5° на 100 м довжини [2].

Найбільше таких свердловин у Північному морі, де бурять переважно зі стаціонарних основ. Мета цього буріння — досягнути покладів досить далеких (іноді до 10 км) від точки закладання основи, скоротити кількість свердловин або використати їх найбільш ефективно.

Одним з найважливіших елементів технології є вибір та розрахунок профілю свердловини. Він визначає якість виробки як у процесі будівництва, так і на стадії експлуатації. Вищезазначену операцію, як правило, виконують на ЕОМ з використанням спеціальних програм.

2. Проектування конструкції свердловини

Для добре вивчених родовищ, коли оціночні криві відомі, бурові компанії не докладають особливих зусиль до проектування конструкції свердловини. Але для дорогих горизонтальних виробок великого діаметра (вартістю понад 10 млн. доларів США) проектування конструкції виконують детально і ґрунтовно. Метою такого проектування є розробка програми буріння; моделювання траєкторії свердловини, моменту і сили тертя труби об стінки виробки; розробка конструкції бурильної колони; оцінка стійкості стінок свердловини, режиму промивки, очистки свердловини; складання рецептури промивальних рідин, плану досліджень і цементування [7].

3. Бурові верстати

При бурінні горизонтальних свердловин бурові верстати повинні мати достатній запас потужності, продуктивності бурових насосів і міцності для того, щоб справитись з будь-яким ускладненням. Вишка повинна допускати використання верхнього привода.

Для свердловин зі значним відхиленням стовбура від вертикалі буровий верстат слід оцінювати з точки зору вимог до розміщення верхнього привода, трубних підсвічників, бурових насосів і з точки зору наявності площі (на палубі судна) для зберігання хімікатів, сипучих матеріалів, цементу.

У країнах СНД проблема забезпечення бурових підприємств сучасними буровими верс-

татами є досить актуальною. Управління бурових робіт використовують зношені, морально застарілі верстати російського виробництва, які крім тривалої різниці у тривалості монтажу і демонтажу порівняно з аналогічними верстатами американського виробництва, споживають на 40% більше електроенергії.

В Росії робота щодо заміни наявних бурових верстатів на верстати нового покоління ведеться з кінця 90-х років [4]. Так, зокрема для потреб ВАТ “Сургутнефтегаз”, на заводах ВАТ “Уралмаш” та ВАТ “ВЗБТ” виготовлено 37 бурових верстатів для експлуатаційного буріння: БУ-3900/225 ЭК БМ, БУ-2900/200 ЭПК БМ, БУ-3900/200 ЭК БМ і БУ-3900/225 ЭПК БМ. Нові технічні можливості і спеціальна комплектація цих бурових верстатів дають змогу бурити свердловини більш складної конструкції (зокрема горизонтальні та похило-скеровані) і підвищити ефективність поглиблення свердловин. Для пошукових і розвідувальних робіт на ліцензійних ділянках цим же ВАТ за останні п’ять років закуплено 37 бурових верстатів з дизель-електричним приводом серії БУ-2900 ДЭП різних модифікацій.

Попередні підрахунки свідчать, що буровикам України у найближчі десять років необхідно буде купувати щорічно приблизно 30 верстатів для буріння свердловин глибиною від 3000 м до 6000 м, а також близько 40 верстатів для капітального ремонту свердловин в межах тих же глибин. Враховуючи досвід західних компаній, Україні необхідно було би мати два типи бурових верстатів: для буріння глибоких свердловин і для буріння свердловин до 3000 м. Проектування цих верстатів та їх виготовлення на українських машинобудівних заводах мало би забезпечувати високу монтажоздатність верстатів та їх оперативне транспортування, а також можливість використання гнучких бурильних та насосно-компресорних труб [8].

4. Бурильні колони і труби, долота

У свердловинах зі значним відхиленням стовбура від вертикалі вибір бурильної колони є надзвичайно важливим етапом розглядуваної технології. У багатьох випадках для покращання промивки свердловини використовують труби великих діаметрів.

Еволюційні кроки в металургійній промисловості дали можливість виготовляти труби з більш високою міцністю і в’язкістю руйнування порівняно зі звичайними трубами (сорту S-135). У статті [9] наводяться результати експлуатації нових 5 7/8 – дюймових труб при бурінні розвідувальних і експлуатаційних глибоких свердловин у різних регіонах світу.

З метою зниження аварійності, викликаній втомлюваністю металу, авторами роботи [10] запропоновано удосконалити проектування колони з урахуванням коефіцієнта кривини $C_{кр}$. Його знаходження базується на роботах Артура Лубінського. Розрахункове напруження від осьового розтягу та напруження від згину вво-

дяться в модель Формана для оцінки росту тріщин [11]. Після цього знаходять втомну міцність корпусу труби (кількість циклів N до поломки) і обчислюють коефіцієнт кривини за формулою $C_{кр} = 5 \cdot 10^8 / N$.

Що ж стосується доліт, то у Північній Америці найбільш популярними є полікристалічні алмазні долота, які добре себе зарекомендували у різноманітних умовах [7]. Проблеми з шарошковими долотами виникають при використанні двигунів з високою і середньою частотою обертання.

У ВАТ “Сургутнефть” у 2000–2001 рр. було проведено тестову відробку доліт різально-сколюючого типу з полікристалічними алмазними вставками (PDC) трьох компаній: “Сміт Інтернешнл”, “Хьюз Крістенсен” і “Варел Інтернешнл”. Буріння здійснювалось гвинтовими вибійними двигунами в інтервалах глибин понад 2200 м. Були одержані унікальні показники буріння: проходка на долото зросла в середньому у 20–25 разів при вищій на 20–30% середній механічній швидкості порівняно з російськими шарошковими долотами. Найкращі результати показали долота компанії “Хьюз Крістенсен”. Проходка одного з доліт становила 6424 м при середній механічній швидкості 7,8 м/год, що є рекордним результатом буріння свердловин на середніх глибинах у Західному Сибіру долотами діаметром 215,9 мм.

Враховуючи досвід використання доліт PDC та російських бурильних головок БИТ, спеціалісти НВП “Буриртех” і ВАТ “Сургутнефтегаз” розробили долота для спеціального буріння серії БИТ 241,3 з полікристалічними алмазними пластинками. З 2001р. у ВАТ “Сургутнефтегаз” використовують декілька модифікацій доліт цієї серії (МС, С, МС2, С2, М, М4, М5). В результаті копійчої роботи конструкторів і виробників середня проходка на долота БИТ зросла за два роки від 200 до 1600 м, а механічна швидкість – від 12 до 18 м/год. На сьогодні максимальна проходка на долото типу БИТ 214,3 М5 становить 3426 м при середній механічній швидкості 20 м/год.

Однак зауважимо, що долота типу БИТ застосовуються тільки з некерованими компоновками. Проблема застосування алмазного породоруйнівного інструменту для буріння у заданому напрямку є для російських фахівців однією з найактуальніших, оскільки на сьогодні результати горизонтального буріння алмазними долотами неоднозначні.

5. Вибійні двигуни і компоновки, телеметричні системи

У світі основний обсяг горизонтального буріння здійснюється турбінним способом або за допомогою гвинтових вибійних двигунів.

В Росії, крім серійних турбінних відхилювачів (типу ТВ і ШВ) для буріння ГС з великим радіусом, застосовують відхилювачі, створені на базі серійних гвинтових двигунів Д-172, Д-195, та відхилювачі, спеціально розроблені для

буріння горизонтальних свердловин (ВШ-172) з середнім радіусом. Для буріння горизонтальних свердловин різного діаметра у широкому діапазоні радіуса викривлення розроблено серію гвинтових двигунів-відхилювачів (ДГ) [12].

З метою удосконалення технології зміни напрямку стовбура з вертикального на горизонтальний НВО “Буровая техника” – ВНИИБТ розробили укорочений турбобур з довжиною корпусу 4 м [13]. Промислові випробування, проведені у ВО “Татнефть” та ВО “Куйбышев-нефть”, підтвердили його високу надійність.

Значно меншою мірою світова технологія буріння горизонтальних свердловин орієнтується на використання електробурів. Пов'язано це, в першу чергу, з проблемою надійності струмопідведення, оскільки використання спеціальних бурильних труб (ТБПВЕ) та з'єднань кабельних секцій не гарантує надійності та стабільності підведення струму до електробура.

Проте, на думку провідних фахівців галузі, використання саме електробурів і телеметричних систем є найефективнішим для буріння ГС. Електробур, виконуючи функцію обертання долота, одночасно є чутливим давачем процесу руйнування гірської породи. За даними записів амплітудно-частотної характеристики зміни струму живлення та механічної швидкості буріння можна оцінювати фізико-механічні властивості розбурюваних порід та оперативно керувати процесом поглиблення свердловини. На сьогодні розробляються нові конструкції струмопідведення, які дають змогу гідротранспортувати кабель, під'єднувати та від'єднувати його від електробура у свердловині, вирішувати проблему розвантаження кабеля всередині бурильної колони [8].

Буровики відзначають, що проведення досліджень у свердловині має особливе значення при:

- малому коридорі цілі, якою є продуктивний пласт;
- значній довжині ГС;
- сумнівних або недостатніх геологічних даних.

Зарубіжні компанії, як правило, проводять дослідження вертикальної ділянки стовбура свердловини над точкою відхилення через кожні 30м, а похилих ділянок – через кожні 9 м.

Поряд зі збільшенням обсягів вимірювань у привибійній зоні ГС для орієнтування стовбура використовують техніку вимірювання вибійних параметрів (MWD) і каротажу (LWD) в процесі буріння. Ці системи вимірювання дають змогу одержувати дані про пласт під час буріння. Найбільш широко застосовують апаратуру гамма- або орієнтованого гамма-каротажу, каротажу опору, а також прилади, що реєструють температуру і густину флюїдів.

Компанія “Elf Aguitain” розробила і широко використовує систему вимірювання і збору даних у горизонтальних свердловинах під назвою Simphor [7]. У цій системі прилади змонтовано на кінці бурильної колони. Під час підймання труб реєструються дані по всій довжині стовбура свердловини.

В Україні парк телеметричних систем у переважній більшості фізично зношений і морально застарілий, тому назріла нагальна потреба у придбанні та освоєнні сучасних телесистем з комбінованими каналами зв'язку: безпровідними і провідними, які забезпечують на кілька порядків вищу точність орієнтації, контроль параметрів буріння, одержання геофізичних даних про стовбур, що формується, неперервне геофізичне та технічне сканування стовбура і розрізу в реальному масштабі часу.

Серед вітчизняних розробок, котрі з успіхом використовують для будівництва похило-спрямованих і горизонтальних свердловин, можна виділити дві телесистеми: СТТЗП (ВАТ “Потенціал”, м. Харків) та ПАРКУС (кафедра геофізики Київського національного університету ім. Т. Г. Шевченка).

Остання дає змогу вимірювати: зенітний кут (у межах $0-180^{\circ}$), азимут (у межах $0-360^{\circ}$), відхилення ($0-360^{\circ}$), осьове навантаження ($0-25$ т), обертальний момент ($0-10000$ Н), електроопір ($0,2-100$ Ом), кількість обертів електротурбіни ($400-6000$ об/хв). Ця телесистема дає змогу оптимізувати навантаження на долото, оцінити ступінь його зношення і на основі реальних геофізичних даних здійснювати коригування проектного профілю.

У процесі буріння викривлених і прямолінійних ділянок горизонтальних свердловин використовують такі елементи КНБК: калібратор наддолотний; двигун вибійний (відхилювач); перехідник викривлений нижній; перехідник викривлений верхній; телесистему з каналом із провідів; перехідник з боковим виводом кабеля; шарнірне з'єднання, немагнітні бурильні труби та інші пристрої.

Оригінальні комплекси обладнання та приладів для буріння бокових похилих і горизонтальних стовбурів розробили НВК “Тобус”, НВО “Буровая техника” (Росія) [14,15], ЗАТ “НДКБ бурового інструменту” (Україна) [4,5]. Технічні засоби і технологію ЗАТ “НДКБ БГ” вперше використано у процесі відновлення св.155 Качанівського родовища. Результатами підтверджено можливість будівництва горизонтальних свердловин з використанням існуючого бурового обладнання, вітчизняних технологій, матеріалів, спеціалістів, технічних засобів.

6. Буріння горизонтальних ділянок свердловини, зарізання бокових стовбурів

На довжину горизонтальної ділянки свердловини суттєво впливають сили тертя інструменту об стінки виробки. Як правило, чим крутішою є траєкторія похилої ділянки свердловини, тим більшими є сили тертя і тим коротшою є горизонтальна ділянка. Щоб збільшити її довжину, потрібно якнайточніше спроектувати траєкторію, зменшити різкі перегини стовбура свердловини, підвищити якість промивальних рідин.

Фірмою “Petrol physics” (США) розроблено принципово нову технологію горизонтального буріння – технологію багатовибійного радіаль-

ного буріння горизонтальних стовбурів з попередньо пробуреного вертикального стовбура свердловини при надмалому радіусі викривлення. Вона передбачає використання розсувного відхилювального інструмента – уіпстока, що вигинає бурильну колону і змінює напрям її руху з вертикального на горизонтальний.

Для цього розроблено гнучку колону труб (ГКТ). Її успішне застосування для буріння горизонтальних свердловин і бокових горизонтальних стовбурів описано в роботах [16,17]. На родовищі Прадхо-Бей (США) компанія ARCO щорічно із застосуванням ГКТ пробурює близько 70 свердловин, з них понад 50 – бокових горизонтальних у діючих свердловинах. Багато БГС пробурено на старих родовищах штату Техас, де зосереджено десятки тисяч свердловин, які довгий час експлуатують з малими дебітами.

Нафтовики Росії також приділяють значну увагу бурінню і використанню бокових стовбурів у нерентабельних і ліквідованих свердловинах. Так, зокрема, в Удмуртії розроблено довгострокову широкомасштабну програму розвитку буріння горизонтальних свердловин і відновлення нерентабельного фонду видобувних свердловин шляхом зарізання бокових стовбурів. У 1997 р. було пробурено понад 70 БГС зі значним підвищенням дебітів нафти. Бокові горизонтальні стовбури успішно бурять у ВАТ “Татнефть” та АТ “Краснодарнефтегаз” [19,20].

З 1998 року спеціалістами ЗАТ “НД і КБ бурового інструменту” розпочато розробку вітчизняних технічних засобів та технологій для горизонтального буріння, які конструктивно не поступаються зарубіжним аналогам [5]. Розроблені засоби і технології успішно випробувані у процесі відновлення св. 155, 23, 201 Качанівського родовища та будівництва пілотного похило-спрямованого і горизонтального стовбура св. 172 Південно-Панасівського родовища НГВУ “Охтирканафтогаз”.

Незважаючи на досягнуті успіхи будівництва горизонтальних свердловин, є ще низка невирішених проблем щодо визначення оптимальної довжини горизонтальної ділянки залежно від конкретних геолого-технічних умов; ступеня прохідності експлуатаційної колони в горизонтальній ділянці стовбура за фактичної інтенсивності викривлення і значної кількості центраторів [2].

7. Бурові розчини

Одним із ключових чинників, які впливають на успішність та ефективність буріння горизонтальних та бокових горизонтальних свердловин, є тип і якість бурового розчину. Буровий розчин та режим промивання повинні забезпечувати: стійкість стінок, винос шлама, попередження дноутворення та прихоплень бурильного інструменту; зниження сил тертя; максимальне збереження колекторських властивостей привибійної зони пласта.

Деякі компанії відмовляються від бурових розчинів на нафтовій основі і переходять до

водних [7], посилаючись на зниження вартості без суттєвої зміни механічної швидкості буріння і впливу на пласт. Компанії ВР та Weatherford [21] на родовищі Хьюгон (США) вели горизонтальне буріння при зниженому гідростатичному тиску, що дало змогу їм збільшити видобуток газу, продовжити терміни експлуатації свердловини і запобігти втраті кількох сотень барелів промивальних рідин у продуктивному пласті.

Зростає популярність розчинів на псевдонафтовій основі, особливо у глибоких та довгих горизонтальних свердловинах. Відзначається зниження коефіцієнта тертя до 0,17. На завершальній стадії буріння слід використовувати дуже стійкі розчини, щоб зменшити можливість пошкодження горизонтальної ділянки.

У ВАТ “Сургутнефтегаз” (Росія) з 2000 р. [3] почалось впровадження технології розкриття продуктивних горизонтів з використанням безглинистих бурових розчинів, які не засмічують пласт. Це біополімерні системи різного складу. Перші тестові відробки у промислових умовах показали їх високу ефективність. Питомі коефіцієнти продуктивності похило-скерованих свердловин виявились у 1,5–2 рази, а горизонтальних у 2,5–8 разів вищими порівняно зі свердловинами, пробуреними за традиційними технологіями. З початку використання біополімерних бурових розчинів на сьогодні пробурено понад 300 нових свердловин.

Цікавим є досвід горизонтального буріння в Пермському Прикам’ї (Росія) [22]. Для буріння в інтервалі нестійких верейських аргілітів при куті нахилу свердловини 60° було використано безглинистий полімеремульсійний буровий розчин (ББР – ПМГ). Для регулювання фільтраційних і реологічних властивостей бурового розчину використовувався комплекс реагентів на основі ефірів целюлози.

У процесі буріння ББР – ПМГ характеризувався стабільністю показників властивостей. Під час буріння та спуску обсадної колони ускладнень не було. Буровий інструмент і геофізичні прилади доходили до вибою без перешкод. За даними кавернометрії в інтервалі верейських відкладів діаметр стовбура був близьким до номінального.

8. Очищення свердловини

Незадовільне очищення свердловини призводить до таких ускладнень: неможливість підтримувати осьову силу на долоті; незрозумілі, непередбачені планом відхилення стовбура; поглинання бурового розчину у продуктивній зоні, наслідком якого є обмежене вилучення вуглеводнів з пласта через порушення його експлуатаційних характеристик.

У багатьох випадках відзначається, що під час буріння виробок зі значними кутами відхилення для очищення свердловин потрібна більш інтенсивна циркуляція промивальної рідини. Очищення від шлама у горизонтальних свердловинах можна поліпшити за рахунок збільшення частоти обертання бурильного ін-

струменту, оскільки при цьому зростає переміщення шламу на вибої, а вздовж колони бурильних труб виникає турбулентна течія [7].

Вибір технологічно необхідної продуктивності бурових насосів здійснюють за таких умов:

- забезпечення оптимальної енергетичної характеристики вибійного двигуна;

- одержання у кільцевому просторі мінімальної еквівалентної густини бурового розчину.

Під час будівництва горизонтальної свердловини на Північно-Панасівському родовищі за вітчизняною технологією [4], незважаючи на підтримування високих значень структурних властивостей бурових розчинів, спостерігалось накопичення шламу на нижній стінці свердловини і деякою мірою виявляло себе під час подальшого спускання долота до вибою. Для зменшення впливу шламових дун на траєкторію буріння та рух колони труб у свердловині застосовували спеціальні технологічні прийоми. Разом з тим, запропонований полімеркалієвий буровий розчин забезпечив повну безаварійність роботи під час проведення свердловини, відсутність будь-яких прихоплень і зтяжок при бурінні 300 м субгоризонтальної та близько 200 м горизонтальної ділянок у нестійких породах.

9. Закінчування горизонтальних стовбурів свердловин

Вибір способу закінчування свердловини залежить від порід, що складають пласт. Якщо породи стійкі, можна спростити і здешевити роботи шляхом закінчування без кріплення продуктивної зони. У горизонтальних стовбурах свердловин, закінчених без кріплення продуктивної зони, можна успішно проводити різні операції з підземного та капітального ремонту, в тому числі селективну інтенсифікацію припливу, установлення ізоляційних мостів і т.п.

Для обсаджування продуктивної зони в породах, представлених пісковиками, закінчування свердловин здійснюють спуском обсадної колони. Під час вибору технології враховують необхідність роз'єднання пластів, умови боротьби з винесенням піску [2].

Універсальної схеми закінчування ГС поки що немає. Для кожного покладу з урахуванням його характеристик вибирають той чи інший спосіб закінчування. Серед них, так само, як і для вертикальних свердловин, виділяють: за допомогою щілиноподібного хвостовика, фільтрів з дротяною обмоткою, хвостовика з внутрішньою гравійною набивкою, просто гравійною набивкою, надувних пакерів [2].

За даними праці [23], основні варіанти закінчування горизонтальних свердловин, котрі застосовувала компанія АМОСО (США), такі:

- з необсадженим горизонтальним стовбуром;

- з обсадженою колоною і зацементованим стовбуром;

- з щілиноподібним або перфорованим хвостовиком;

- з цементуванням обсадної колони по всій довжині горизонтального стовбура з подальшою перфорацією;

- зі спареними роздувними пробками – пакерами, які дають змогу регулювати приплив пластового флюїду до стовбура.

Аналіз результатів закінчування свердловин виявив ефективність установки потайних колон зі щілиноподібними отворами. Їх спуск і цементування на родовищі Прадхо-Бей (США) [24] засвідчили, що якість цих робіт достатньо висока, тому в подальшому потайні колони стали використовувати на всіх розгалужено-горизонтальних і горизонтальних свердловинах родовища.

Висновки

1. Світовий досвід розробки нафтогазових родовищ шляхом будівництва горизонтальних, розгалужено-горизонтальних свердловин та бокових горизонтальних стовбурів у виробках свідчить про високу ефективність цього способу порівняно з бурінням вертикальних свердловин. Буріння горизонтальних ділянок стовбурів за рахунок збільшення площі та поверхні контакту свердловини з продуктивним пластом сприяє значному (у 2 рази) підвищенню загального видобутку запасів вуглеводнів.

2. Хоча бурові організації України відстають в освоєнні новітніх технологій похило-спрямованого і горизонтального буріння, та це не повинно перешкоджати удосконаленню техніки і технологій поглиблення виробок з метою зниження вартості будівництва ГС. Маючи великий потенціал важковидобувних запасів вуглеводнів, Україні потрібно перейти до масового впровадження технологій горизонтального буріння, які істотно покращують техніко-економічні показники розробки покладів.

Література

1. Bosico G. The state of the future of Wells. *Petrole of Technology*. – 1992. – № 369. – P. 14-23.

2. Практика буріння і експлуатації свердловин з горизонтальними стовбурами / К.О.Оганов, Я.В.Кунцяк, Я.С.Гаврилов, Ю.В.Дубленич, І.І.Наритник. – К.: Наукова думка, 2002. – 200 с.

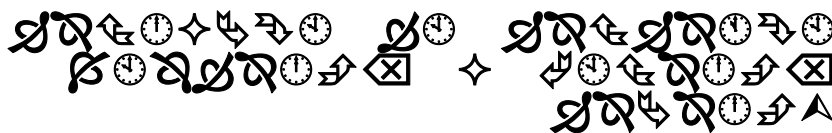
3. Ерохин В.П., Щавелев Н.Л., Рассадников В.И. Развитие техники и технологий строительства скважин в ОАО “Сургутнефтегаз” // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 2. – С.74-79.

4. Будівництво горизонтальної свердловини на Південно-Панасівському родовищі за вітчизняною технологією / Я.В.Кунцяк, К.В.Булатов, Р.Я.Кунцяк та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – № 6. – С. 17-19.

5. Вітчизняні технології та технічні засоби для будівництва горизонтальних свердловин / Я.В.Кунцяк, К.В.Булатов, В.Д.Новіков та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – №3. – С. 13-14.

6. Франчук І.А. Правові, організаційні, екологічні та техніко-технологічні проблеми освоєння вуглеводневих ресурсів на шельфі Чорного та акваторії Азовського морів на найближчу перспективу // Нафта і газ України: Матеріали 8-ої Міжнародної науково-практичної конференції "Нафта і газ України – 2004" (Судак, 29 вересня – 1 жовтня 2004 р.) у двох томах. – Л.: Центр Європи, 2004. – Том 1. – С. 11-13.
7. Краус Ф.К., Икеда С., Такеучи Т. Анализ совершенствования технологии проводки горизонтальных скважин и скважин с большим отклонением ствола от вертикали // Нефтегазовые технологии. – 1997. – № 1. – С. 23-32.
8. Коцкулич Я.С., Яремійчук Р.С. Проблеми і перспективи розвитку буріння на нафту і газ // Проблеми нафтового комплексу України. 1993-2002. – Львів: УНГА, 2002. – С. 52-58.
9. Последние достижения в области разработки бурильных колонн / М.Л.Пейн, Б.Чэндлер, М.Дж.Джеллисон, Д.Шеппард // Нефтегазовые технологии. – 2004. – №1. – С. 39-46.
10. Достижение в проектировании бурильной колонны с учётом усталостного износа: теория коэффициента кривизны и иллюстративный пример / Д.Кларк, Н.Рейнольдс, Ш.Еллис, Дж.Стюарт // Нефтегазовые технологии. – 2004. – №3. – С. 16-18.
11. Campbell J.E., Gerberich W.W., Underwood J.H. Application of fracture mechanics for selection of metallic structural materials, ASM, 1982, p.p. 17-39.
12. Мнацаканов А.В., Оганов А.С. Техника и технология горизонтальных скважин // Нефтепромысл. дело. – ВНИИОЭНГ. – 1996. – № 10-11. – С. 2-11.
13. Абиян Х.Л. Турбобур для бурения горизонтальных скважин // Стр-во нефт. и газ. скважин на суше и на море. ВНИИОЭНГ. – 1999. – № 11-12. – С. 42-44.
14. Шенгур Р.В. Особенности проводки горизонтальных скважин и восстановление бездействующего фонда скважин по технологии «Тобус» // Строительство нефт. и газ. скважин на суше и на море. ВНИИОЭНГ. – 1998. – № 3-4. – С. 19-24.
15. Мессер А.Г., Повалихин А.С. Многофункциональный комплекс для бурения боковых стволов // Нефтегаз. технологии за рубежом. – 1999. – № 6. – С. 13-15.
16. Хайнбауэр Л.М. Программа бурения с применением гибкой колонны бурильных труб // Нефтегаз. технологии за рубежом. – 1998. – № 3-4. – С.36-39.
17. Бернс Т.А. Бурение через эксплуатационную колонну – новый способ проводки боковых стволов // Нефтегаз. технологии за рубежом. – 1998. – № 2. – С.45-47.
18. Горизонтальное бурение и резка боковых горизонтальных стволов в нерентабельных скважинах ОАО «Удмуртнефтегаз» / В.И.Кудинов, В.А.Савельев, Е.И.Богомольный, Б.М.Сучков // Нефт. хоз-во. – 1997. – № 5. – С. 17-20.
19. Техника и технология интенсификации добычи нефти на объектах ОАО "Татнефть" / Р.Р.Ибатуллин, Ш.Ф.Тахаутдинов, Н.Г.Ибрагимов, Р.С.Хисамов // Бурение и нефть. – 2003. – № 5. – С. 22-25.
20. Бурение вторых стволов из законченных разведочных скважин / В.Б.Суханов, В.П.Потапкин, О.Г.Плескач, В.Г.Кригулецкий // Нефт. хозяйство. – 1999. – № 1. – С. 12-15.
21. Дево Т., Кой А. Горизонтальное бурение при пониженном гидростатическом давлении в стволе скважины повышает производительность // Нефтегазовые технологии. – 2003. – № 6. – С. 25-29.
22. Фелелов Ю.В. Опыт горизонтального бурения в Пермском Прикамье // Бурение и нефть. – 2003. – № 2. – С. 22-24.
23. Отчёт о командировке группы специалистов Миннефтепрома в США (Хьюстон) для ознакомления с опытом бурения ГС компании АМОСО. – М., 1990.
24. Stagg T.O., Relly R.H. Horizontal well completions in Alaska// World Oil. – 1990. – III-vol. 210, № 3. – P. 37-44.

© 2005 УНГА
 А. Коцкулич, Я. С. Яремійчук
 Р. С. Коцкулич, Я. С. Яремійчук
 Р. С. Коцкулич, Я. С. Яремійчук



Редакція журналу запрошує до співпраці спеціалістів нафтогазової галузі, котрі бажають опублікувати свої матеріали.

Будемо раді допомогти Вам налагодити ділові контакти через опублікування у нашому журналі реклами продукції та розробок Вашого підприємства.

Сподіваємось, що Ви передплатите наш журнал на 2005 рік.

Наша адреса: 76019, м. Івано-Франківськ, в.л. Карпатська, 15