

19. Шевелев Г.А., Лукинов В.В. Газоносность горных пород Донбасса // Геотехн. механика. – Вып. 33.

женого на рис. 1, та конструкцію свердловини – рис. 2.

У таблиці 1 наведені дані про параметри

УДК 622.243.272

ОСОБЛИВОСТІ БУРІННЯ ТА КРІПЛЕННЯ БАГАТОВИБІЙНИХ СВЕРДЛОВИН НА ШЕЛЬФІ АЗОВСЬКОГО МОРЯ

¹А.В.Козлов, ¹А.А.Козлов, ²І.І.Чудик, ²А.Р.Юрич

¹ ДАТ “Чорноморнафтогаз”, 333000, м. Сімферополь, проспект Кірова, 52, тел. 272309, e-mail: drill@gas.crimea.ua

² ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15, тел. (0342) 559698 e-mail: public@nung.edu.ua

Приводится практический опыт строительства горизонтальной многозабойной скважины на морском шельфе с использованием усовершенствованных технологий бурения и крепления основного и бокового стволов.

Practical experience of offshore horizontal branched well by using of modern drilling and main and branch holes casing technologies is giving in this article.

До сучасних методів підвищення нафто-віддачі пластів з використанням нових технологій і технічних засобів відноситься розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ з використанням горизонтальних свердловин (ГС) і розгалужено-горизонтальних свердловин (РГС). Як свідчить теорія і практика буріння свердловин, у нашій державі та за кордоном РГС і ГС є ефективними на родовищах з низькопроникними і неоднорідними пластами; пластами малої товщини; пластами з розвинутою системою вертикальних тріщин; покладами з високою пластовою температурою (95–100⁰С); покладами з високопарафіністими нафтами (більше 10%) з температурою 30–33⁰С. Їх можна також використовувати на відпрацьованих до 75–80% родовищах, в зонах континентального шельфу та для розробки покладів, які знаходяться під охоронними зонами і водоймами [1, 3].

З метою підвищення ефективності будівництва і експлуатації горизонтальних свердловин необхідне впровадження сучасних технологій, які забезпечують проводку ГС і РГС з оптимальними траєкторіями стволів свердловин і надійністю експлуатаційних можливостей.

Одним із прикладів впровадження нових технологічних рішень у процесі будівництва свердловини є розробка родовищ на морському шельфі. В результаті буріння свердловини № 10 в Азовському морі за шостим, найвищим, рівнем складності класифікації АРІ на Північно-Булганакському родовищі ДАТ “Чорноморнафтогаз” було отримано два розгалужених стовбури.

Враховуючи геологічні умови буріння свердловини, технологічні умови та експлуатаційні параметри видобувної свердловини, безпечну експлуатацію і охорону навколишнього середовища, було вибрано тип профілю, зобра-

профілю свердловини, а в таблиці 2 – КНБК для його реалізації.

Згідно з прийнятою конструкцією з метою забезпечення нормальної циркуляції бурового розчину при поглибленні свердловини до 100 м від рівня стовбура ротора стаціонарної плавучої бурової установки (СПБУ) “Таврида” було спущено водоізолюючу зварну колону діаметром 720 мм. Ця колона не опресовувалася і на неї не установлювалося противикидне обладнання. Буріння під цю колону здійснювалось долотом 490 С-ЦВ з КНБК № 1 і ступеневим розширенням до 914 мм – КНБК № 2.

Після спуску водовідділяючої колони в процесі подальшого буріння існує небезпека прориву морської води в свердловину. Щоб запобігти цьому, було спущено дублюючу ізоляційну колону на більшу глибину. Буріння в інтервалі свердловини (100–200 м) проводилося КНБК № 1, а розширення – КНБК № 3. Вертикальність стовбура при бурінні та розширенні забезпечувалася оптимальними режимно-технологічними параметрами (РТП): осьовим навантаженням на долото 5 т, швидкістю обертання ротора 90 об/хв і подачею бурових насосів 55 л/с.

Для буріння під кондуктор (в інтервалі від 200–450 м) використовувалася жорстка компоновка з двома калібраторами (№ 4). Розширення стовбура свердловини в цьому інтервалі не проводилося. Для забезпечення вертикальності використовувалися такі РТП: навантаження на долото – 6–10 т, швидкість обертання ротора – 90 об/хв і подача насосів – 55 л/с. Цементування проводилося з використанням стандартного обладнання і оснащення низу обсадної колони.

Наступний інтервал вертикального стовбура свердловини після кондуктора (450 – 650 м) бурили і шаблонували за допомогою КНБК № 5. Це дало змогу спустити на глибину 650 м технічний пристрій (ТП) “Splitter” (рис. 3) діамет-

ром 295 мм для наступної зарізки бокового стовбура свердловини. Головною конструктивною особливістю ТП є можливість розгалуження стовбурів свердловини різних діаметрів – 102 і 139.7 мм з викривленням в зенітному і азимутальному напрямках. Окрім того, він має такі особливості:

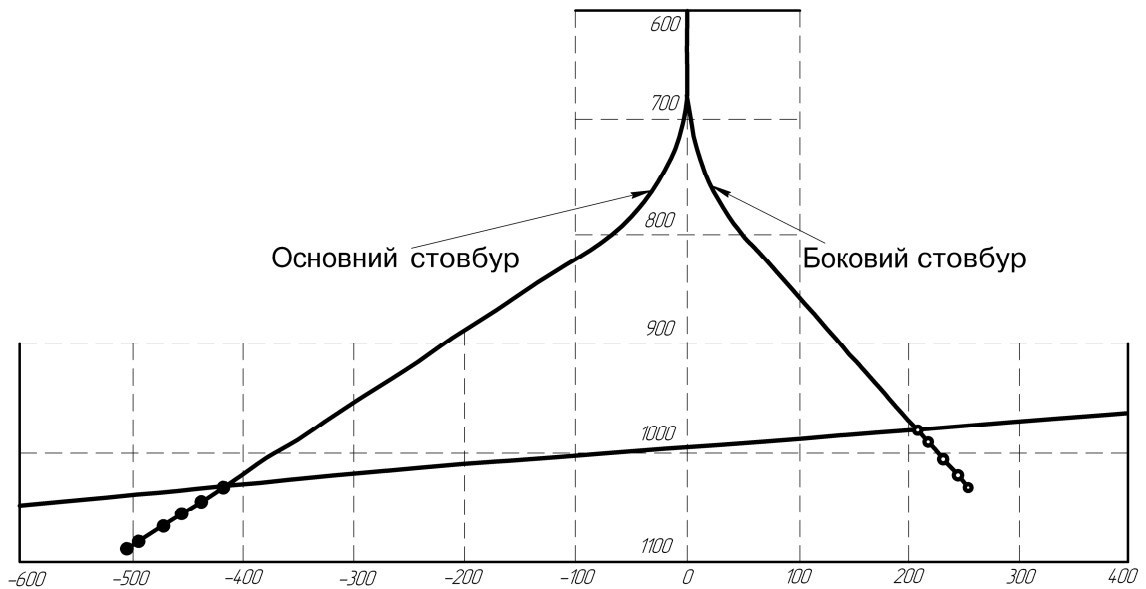


Рисунок 1 — Схема профілю свердловини

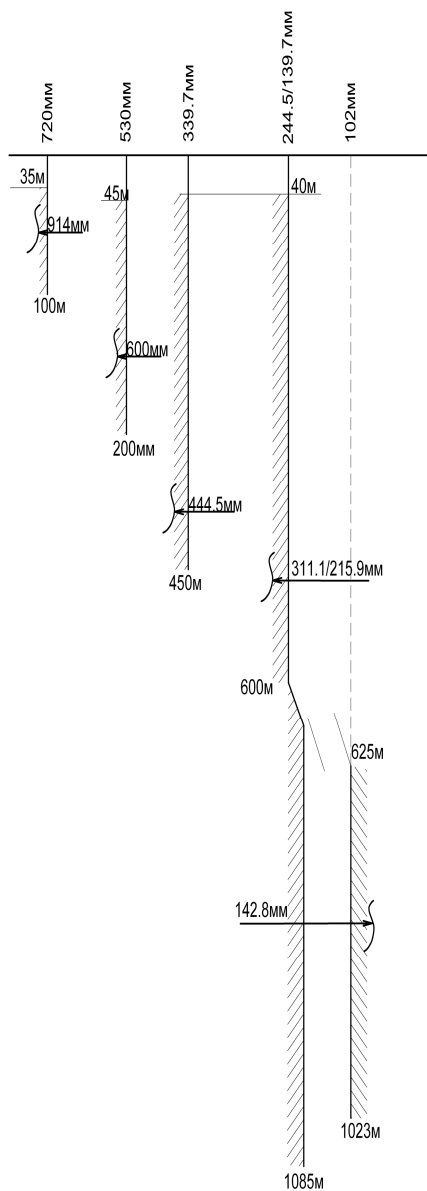
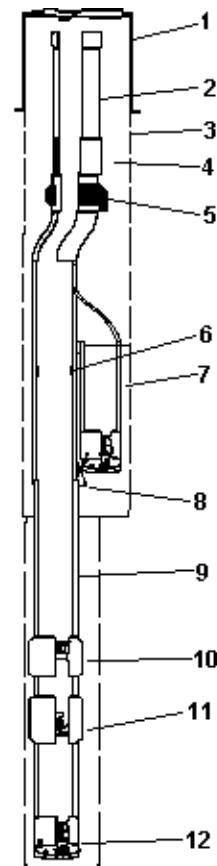


Рисунок 2 – Схема конструкції свердловини



1. Проміжна обсадна колона $\varnothing 295,3$ мм;
2. Обсадна колона довжиною 12 м, $\varnothing 219$ мм;
3. Відкритий стовбур, $\varnothing 311$ мм; 4. Приймальне гніздо пакера з зовнішнім $\varnothing 244,5$ мм і внутрішнім $\varnothing 190,5$ мм; 5. Затрубний пакер $\varnothing 244,5$ мм;
6. Профіль орієнтування відхиляючої системи $\varnothing 140$ мм; 7. Боковий стовбур; 8. Відхилювач;
9. Обсадна колона $\varnothing 190,5$ мм; 10. Муфта; 11. Сідло; 12. V-подібний башмак.

Рисунок 3 – Схема конструкції вузла “Stackable Splitter”

Таблиця 1 – Параметри профілю свердловини

Параметри стовбура	Основний стовбур	Боковий стовбур
Глибина зарізки, м	650	635
Проектний азимут, град	270	62
Довжина по стовбуру, м	1338	1114
Глибина по вертикалі, м	1085	1023
Інтенсивність набору zenітного кута, град/10 м	3	3
Кут входження в пласт, град	56,5	42
Відхилення від вертикалі, м		
по покрівлі пласта:	417	208
по вибою свердловини:	502	253

Таблиця 2 – Склад компоновок, які використовувались при бурінні свердловини

Умовний номер КНБК	Склад КНБК (знизу-вгору)
1	Ш 490С-ЦВ, ОБТ-254-12м, ОБТ-229-24м, ОБТ-165-9м
2	Ш 490С-ЦВ, РШ-771/914, ОБТ-254-12м, ОБТ-229-24м, ОБТ-165-9м
3	Ш 490С-ЦВ, РШ-600, ОБТ-254-12м, ОБТ-229-24м, ОБТ-165-9м
4	Ш 444.5С-ГВУ, КЛС-444.5, ОБТ-254-12м, КЛС-444.5, ОБТ-229-24м, ОБТ-165-36м
5	Ш 311.1М-ГВУ, КЛС-311.1, ОБТ-203-12м, КЛС-311.1, ОБТ-203-24м, ОБТ-165-36м
6	Ш 215.9М-ГВ, КЛС-213, ДГ-155, ЗТС-172М, ТИН-165
7	Ш 215.9М-ГВ, Д5-172 (з СТК-214), ОБТ-165-9м, ГУМ-162, ТИН-165, ОБТ-165-27м
8	СБТ-127-10м, КЛС-210, ОБТ-165-9м, КЛС-215.9, ОБТ-165-9м, ГУМ-162, ОБТ-165-9м, ПК-127-647м, КЛС-311.1
9	У120.6×142.8×95 SR-544, ОБТ-89-9м, КЛС-120.6, ОБТ-89-27м, ГУМ-90, ОБТ-89-36м
10	У120.6×142.8×95 SR-544, ОБТ-89-36м
11	У120.6×142.8×95 SR-544, Д-55 (з СТК-214), ОБТ-89-27м, КЛС-120.6, ОБТ-89-9м, ГУМ-90, ОБТ-89-72м
12	120.6STX-1, ДГ-95, ЗТС-108, ТИН-8м
13	СБТ-1м, ПВ-114, ОБТ-89-36м, ГУМ-90, ОБТ-89-36м

1) немає необхідності в підготовці і розширенні стовбура свердловини для його спуску;

2) працює в парі з відхиляючим пристроєм Diverter (самоорієнтуючий клин), який дає змогу проводити буріння і закінчування будь-якого стовбура багатобійної свердловини;

3) максимальний транспортний діаметр ТП – 295 мм, загальна довжина – 22.86 метри;

4) розрахований під діаметр долота 311 мм і спускається разом з 139,7 мм обсадною колоною;

5) герметичність стикувального вузла – 72.4 МПа на розрив, 33.7 МПа на зминання;

6) має однакові додаткові вузли приєднання для інших бокових стовбурів;

7) для входження в бокові стовбури потрібний лише один відхилювач, який спускається на бурильних трубах або НКТ до місця установки і орієнтування в основному стовбурі свердловини.

Для буріння ділянки набору zenітного кута (в інтервалі 650-840 м) основного стовбура використовувалася компоновка з гвинтовим двигуном, на валу якого установлювався калібратор – КНБК № 6. Використання двигуна діаметром 155 мм дозволило отримати інтенсивність набору zenітного кута 3⁰/10 м. Для проробки і шаблонування стовбура свердловини на цьому інтервалі використовувалася компоновка №7. РТП при цьому були такі: навантаження на долото 6 т, подача насосів 30 л/с.

Інтервал стабілізації zenітного кута (840-1338м) в межах 55⁰-57⁰ бурився неорієнтованими КНБК № 5 і № 8. У випадку можливих відхилень у процесі буріння від параметрів проектного профілю для коригування напрямку стовбура свердловини була запроєктована КНБК № 6 з кривим перевідником. Для попередження прихоплень і зтяжок використовувалася ОБТ-165 (одна свіча – 36 м), а для їх ліквідації – ГУМ-162 через дві труби ОБТ. РТП при цьому

такі: навантаження на долото 8 т, подача насосів 30 л/с. Для забезпечення номінального діаметра стовбура свердловини проводилося шаблонування в два етапи: в інтервалі 450 – 650 м – КНБК № 5 і в інтервалі 650 м і до вибою – комбінованою КНБК № 8.

Буріння бокового стовбура свердловини відноситься до категорії реалізації стовбурів малого діаметра. Технологія поглиблення вибрана з врахуванням практики будівництва бокових стовбурів у свердловинах із недіючого фонду. Для покращання якості стовбура при бурінні бокового відгалуження використовувалася біцентричне долото У120.6×142.8×95 SR – 544 КНБК №9, 10, 11. Для зарізки і виходу із зони впливу металу (обсадної колони) на покази телесистеми використовували роторну КНБК №9. Інтервал буріння цією компоновкою становив 50 м. Після неї було спущено КНБК №12, в якій кут установки кривого перевідника коректувався за показами телесистеми. Буріння цією компоновкою велося в інтервалі 675-815 м. Шаблонування інтервалу набору зенітного кута проводилося з одночасним розширенням КНБК №13.

Інтервал стабілізації зенітного кута (815-1114 м) в межах 40° – 42° бурився КНБК № 9 з біцентричним долотом. Для орієнтованого бурового інструменту в боковий ствол ТП "Splitter" за допомогою бурильних труб ПК – 127/ТБПВ – 73 було встановлено Diverter.

Для експлуатації продуктивних горизонтів було спущено комбіновану експлуатаційну колону 244.5/139.7 мм. Вибір її нижньої частини діаметром 139.7 мм зумовлювався технологічними можливостями пристрою "Stackable Splitter". Колона цементувалася від вибою до дна моря. Після цього проводилося її опресування. Експлуатаційний хвостовик діаметром 102 мм опускався в боковий стовбур на бурильних трубах, діаметром 73 мм і підвищувався в технологічному пристрої за допомогою комплекту для установки інструменту й технологічного оснащення для спуску. Колона фіксувалася в отворі плити-площадки клиновими вставками для центрування й попередження радіальних коливань при цементуванні та подальшому поглибленні свердловини.

Висновки

Вперше в практиці буріння на родовищах шельфів Чорного і Азовського морів пробурена розгалужено-горизонтальна свердловина з використанням вітчизняних і зарубіжних технологій.

В липні 2004 року ДАТ «Чорноморнафтогаз» закінчило буріння багатостовбурної свердловини № 10 Північний-Булганак. Всі роботи виконані згідно з технічним проектом, основний і боковий стовбури експлуатуються з подачею вуглеводневої сировини в підводний газопровід. Це свідчить про успішне введення Північно-Булганакського газового родовища в експлуатацію з використанням сучасних прогресивних технологій освоєння нафтогазових покладів.

Література

1. Саттаров М.М., Мусин М.Х., Полудень И.А. Системы разработки месторождений нефти и газа с помощью горизонтальных скважин. – М.: Изд. ВНИИцентр ГКНТ СССР, 1991. – 140 с.
2. Голов Л.В., Волков С.Н. Современное состояние и перспективы применения горизонтальных скважин в России // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 3. – С. 29–31.
3. Радчик Р.Г. Горизонтальное бурение: состояние и перспективы // Газовая промышленность. – 1997. – № 10. – С. 4–5.