

- оновлення парку технічних засобів для ремонту і обслуговування свердловин відбувалося нерівномірно, випадковим чином, річні обсяги придбання нового устаткування визначалися не стільки технічною потребою, скільки фінансовими можливостями підприємств нафтогазовидобувної галузі;

- чисельність устаткування, придбаного впродовж останніх трьох років, складає приблизно 10,8% від загальної чисельності наявного парку, таким чином середньорічний темп оновлення за цей період складає 3,6%, що передбачає термін служби до вилучення з експлуатації 27,8 років і значущо перевищує сьогоденний показник;

- квантілі $T_{1/2}$ знаходяться в інтервалах $(10 > T \geq 9)$ та $(11 > T \geq 10)$ для розподілів 2003 та 2005 років відповідно, що вказує на старіння парку та спричинює сповільнене виконання робіт з ремонту і обслуговування свердловин, зниження продуктивності праці бригад підземного і капітального ремонту свердловин.

Загальні висновки за результатами проведеного дослідження:

1. Нині наявний в Україні парк устаткування для ремонту і обслуговування свердловин має нераціональну структуру, що не відповідає умовам його застосування та засадам раціональної комплектації.

2. Нині наявний в Україні парк устаткування для ремонту і обслуговування свердловин у своїй значній частині укомплектований застарілим обладнанням, його оновлення ведеться недостатніми темпами та без чіткого плану.

3. Існує потреба опрацювання технічної політики нафтогазовидобувної галузі в питаннях її оснащення устаткуванням для ремонту і обслуговування свердловин, який визначав би конкретні перспективи на період не менший за десять років та в опрацювання якого співавтори готові надати зацікавленим відомствам реальну допомогу.

УДК 622.243.24

ОСОБЛИВОСТІ ПРОЕКТУВАННЯ ПРОФІЛЮ ГОРИЗОНТАЛЬНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

О.Б.Нежилський., Ю.Г. Вєрвокіна

УкрНДГаз, м. Харків, Червоношкільна наб., 20
e-mail: Gaz@ukrniigaz.kharkov.ru

Проведен анализ бурения скважин с горизонтальным окончанием ствола, пробуренных на Яблунновском НГКМ. Предложено при проектировании горизонтальных скважин предусматривать бурение пилотного ствола. Рассчитан скорректированный профиль скважины 153 Яблунновского НГКМ с учетом бурения предложенного пилотного ствола.

The analysis of well with the horizontal termination of the hole drilled on Yablunivske oil gas condensate field is carried out. It is proposed, with the design of horizontal hole to embedded drilling pilot hole. It is designed correct profile of the well on 153 Yablunivske oil gas condensate field with a pilot hole.

При розробці нафтових родовищ особливу увагу сьогодні приділяють будівництву свердловин з горизонтальним закінченням стовбура, оскільки буріння свердловин даного типу є перспективним способом підвищення ефективності експлуатації родовища. Одним із важливих даних при проектуванні профілю горизонтальних свердловин є точне визначення глибини зустрічі стовбура з покрівлею продуктивного горизонту. У зв'язку з цим для буріння свердловин з горизонтальним закінченням стовбура намагаються вибрати родовище з добре вивченим стратиграфічним розрізом і точно визначеним розташуванням продуктивних пластів. Тому Полтавським ГПУ в якості об'єктів розкриття горизонтальним стовбуром були обрані горизонти – Б-5 і Б-6 на Яблунівському НГКР. Розташування і геометричні параметри продуктивних пластів визначались за допомогою каротажних діаграм раніше пробурених сусідніх вертикальних і похило-спрямованих свердловин. Крім того, на родовищі вже пробурені дві гори-

зонтальні свердловини 152 і 153 Яблунівського НГКР і ведеться буріння ще двох свердловин 154 і 502 Яблунівського НГКР.

Вважаючи, що родовище добре досліджене при проектуванні профілю свердловини 152 Яблунівського НГКР, метою буріння якої було розкриття нафтового пласта Б-6 та перетину його від покрівлі до підшови з довжиною стовбура в продуктивній частині пласта не менше 300 м, було вирішено не закладати буріння пилотного стовбура, а орієнтуватись за показами геофізичних і навігаційних датчиків телесистеми MWD. Однак при бурінні під експлуатаційну колону ділянки збільшення zenітного кута з інтенсивністю 20°/100м стовбур свердловини перетнув продуктивний пласт Б-6 на 11м вище (по вертикалі), ніж передбачалось. Після цього, збільшивши інтенсивність набору zenітного кута до 27-30°/100м, вдалось досягнути величини zenітного кута – 85° і виконати поставлене завдання. Експлуатаційну колону Ø140/168 мм, нижня частина якої обладнана фільтром, було

Таблиця 1 — Розрахунковий профіль свердловини 153 Яблунівського НГКР

Інтервал по вертикалі, м			Зенітний кут, град		Середня інтенсивність викривлення град/100м	Горизонтальне відхилення, м		Довжина по стовбуру, м	
від	до	довжина	на початку	в кінці		за інтервал	загальне	інтервалу	загальна
0	2794,2	2794,2	0	0	0	0	0	2794,2	2794,2
2794,2	2942,5	148,3	0	15	10	19,5	19,5	150	2944,2
2942,5	3366,6	424,1	15	33,7	4	191,9	211,4	467,5	3411,7
3366,6	3425	58,4	33,7	41,06	10	44,6	256	73,6	3485,3
3425	3510,4	85,4	41,06	80	22	151,2	407,2	177	3662,3
3510,4	3513,9	3,5	80	80	0	19,7	426,9	20	3682,3
3513,9	3517,4	3,5	80	80	0	19,7	446,6	20	3702,3*
3517,4	3519,6	2,2	80	83,4	22	15,3	461,9	15,5	3717,8
3519,6	3552,9	33,3	83,4	83,4	0	288,1	750,0	290,0	4007,8

* – прогнозна глибина покрівлі продуктивного пласта Б-5

Таблиця 2 — Скоректований розрахунковий профіль свердловини 153 Яблунівського НГКР

Інтервал по вертикалі, м			Зенітний кут, град		Середня інтенсивність викривлення град/100м	Горизонтальне відхилення, м		Довжина по стовбуру, м	
від	до	довжина	на початку	в кінці		за інтервал	загальне	інтервалу	загальна
Пілотний ствол									
3427	3475	48	41	41	0	41	294	63	3548
3475	3506	31	41	41	0	27	321	41	3589
3506	3521	15	41	41	0	13	334	20	3609
Основний ствол									
3427	3476	48	41	61	26	59	312	76	3561
3475	3502	27	61	88	26	98	410	104	3665*
3502	3665	163	88	88	0	237	647	237	3902

* – розрахункова скоректована глибина покрівлі продуктивного пласта Б-5

спущено на глибину 4100 м. Загальна довжина фільтра в продуктивній частині пласта Б-6 становила 353,5 м.

При проектуванні свердловини 153 Яблунівського НГКР, метою буріння якої було розкриття нафтового пласта Б-5 та перетину його від покрівлі до підшови з довжиною стовбура в продуктивній частині пласта не менше 300 м, також вирішили відмовитись від буріння пілотного стовбура і орієнтуватись за показами датчиків телесистеми MWD. Врахувавши досвід буріння свердловини 152 Яблунівського НГКР в профілі свердловини 153 Яблунівського НГКР, була запроєктована ділянка стабілізації довжиною 40 м (по 20 м до і після передбаченої покрівлі продуктивного горизонту) з величиною зенітного кута 80°. Буріння цієї ділянки планувалось здійснювати з використанням компоновки, до складу якої входить телесистема MWD, що дасть можливість, не змінюючи кутових характеристик стовбура, визначити покрівлю пласта Б-5 і здійснити розвернення в пласті до розрахункового зенітного кута. Розрахунковий профіль наведено в таблиці 1.

При бурінні під експлуатаційну колону Ø140/168мм на ділянці підбору зенітного кута з середньою інтенсивністю викривлення

18°/100м (при проектній 22°/100м) продуктивний пласт був перетнутий стовбуром на 35 м (по вертикалі) вище, ніж очікувалось. Зенітний кут при цьому становив 47°. Навіть, збільшивши середню інтенсивність викривлення до 29°/100м, не вдалось виконати поставленого завдання. Було вирішено бурити далі, розкрити продуктивний пласт Б-6 та експлуатувати спільно два продуктивні горизонти Б-5 і Б-6. Експлуатаційну колону, нижня частина якої обладнана фільтром, було спущено на глибину 3928 м. Загальна довжина фільтра становила 347,8 м (в продуктивному пласті Б-5 довжина фільтра становила 50,2 м, а в Б-6 – 297,6 м). Схема фактичного профілю свердловини 153 Яблунівського НГКР наведена на рисунку 1.

Отже, похибка у визначенні глибини залягання продуктивного горизонту призвела до того, що свердловина 153 Яблунівського НГКР не повністю виконала поставлене завдання. Крім того, необхідні додаткові витрати, враховуючи необхідність буріння ще однієї свердловини на продуктивний горизонт Б-5.

Технологія проводки даної свердловини, розроблена з врахуванням буріння пілотного стовбура, дала б змогу виконати поставлене замовником завдання. Після спуску проміжної

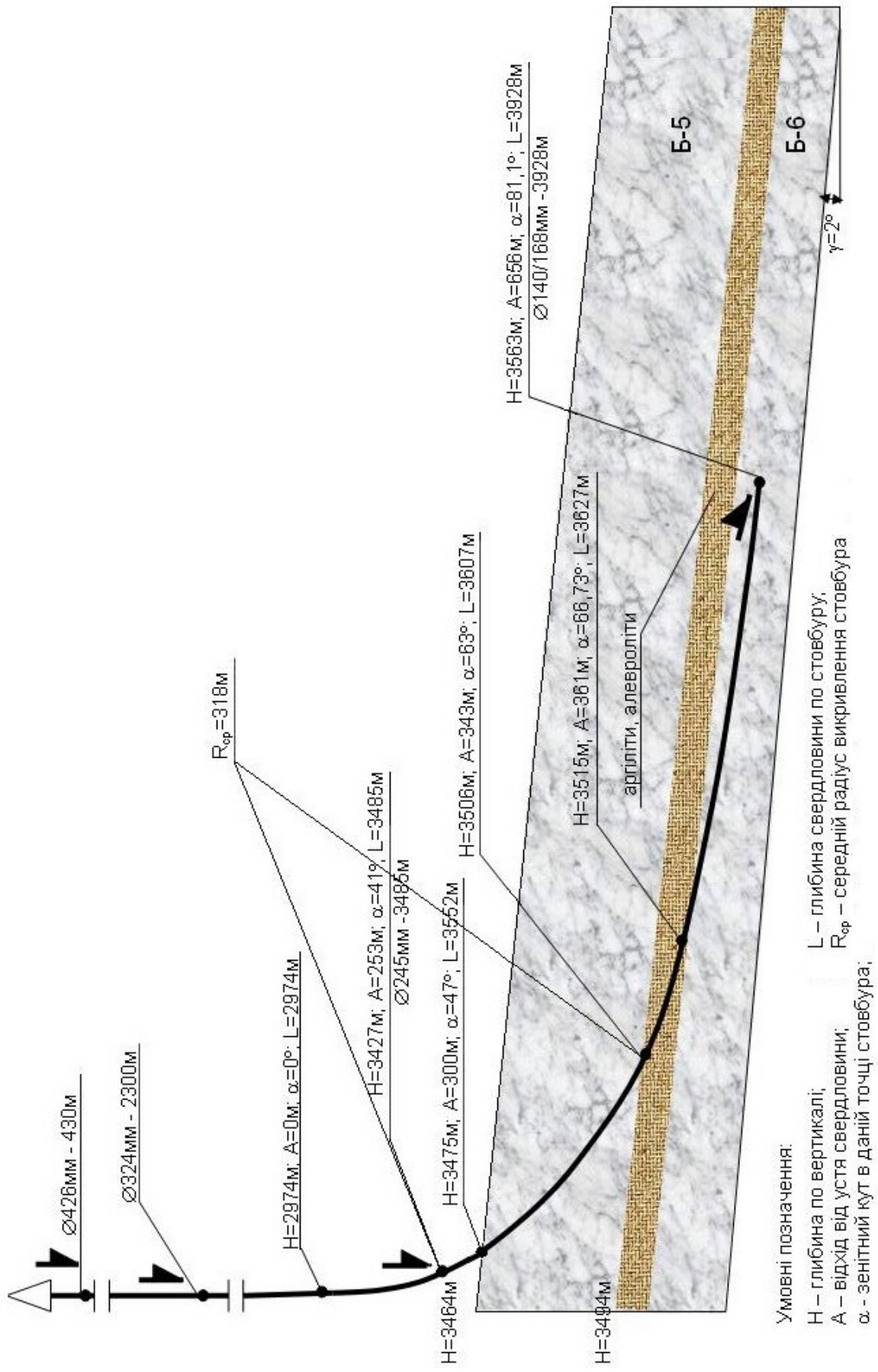


Рисунок 1 — Схема фактичного профілю свердловини 153 Яблунівського НГКР

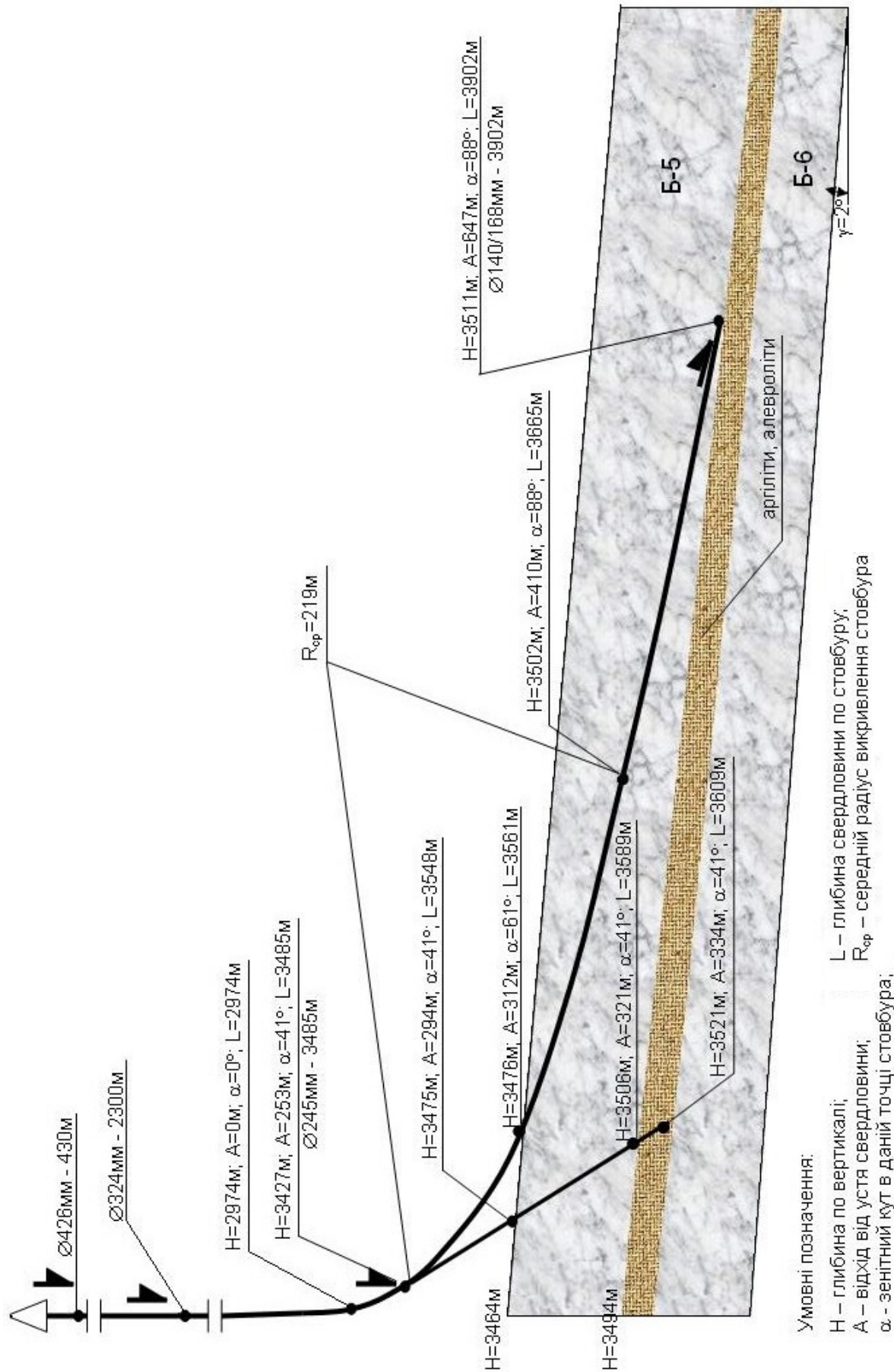


Рисунок 2 — Схема нового профілю свердловини 153 Яблунівського НГКР

колони Ø245мм необхідно було пробурити пілотний ствол під zenітним кутом 41°. У цьому випадку пілотний ствол перегнув би покрівлю продуктивного пласта Б-5 на глибині 3548 м, що дозволило б оперативно розрахувати новий профіль свердловини 153 Яблунівського НГКР з врахуванням всіх поставлених замовником вимог (таблиця 2).

Збільшення середньої інтенсивності викривлення при бурінні основного стовбура до 26°/100м, забезпечить розкриття покрівлі продуктивного горизонту Б-5 з zenітним кутом 61°, замість фактично отриманих 47°. Підбір zenітного кута в пласті з тією ж інтенсивністю до 88° і подальша його стабілізація забезпечує виконання поставленого завдання. Схема нового скоректованого розрахункового профілю свердловини 153 Яблунівського НГКР зображена на рисунку 2.

Після визначення необхідної інтенсивності викривлення (26°/100м) під час буріння основного стовбура проведений розрахунок на проходження експлуатаційної колони діаметром Ø140/168мм при спуску її у викривлену ділянку свердловини.

Проходження обсадних колон при спуску у викривлену ділянку стовбура свердловини можливе за умови [1]:

$$P_{\delta} = B + G_{кр} - T_n - T_y - T_k \geq 0,$$

де: P_{δ} – рушійна сила, Н; B – вага колони довжиною L , яка направлена вздовж її осі, Н; $G_{кр}$ – допустиме навантаження на колону вагою труб, розташованих вище розрахункової ділянки, при якому починається поздовжній згин труб, Н (не повинно перевищувати допустимого технологічного розвантаження колони при спуску); T_n , T_y – сили опору, викликані відповідно тертям колони по стінці свердловини і контактним тиском під дією пружності колони при проходженні викривленої ділянки, Н; T_k – сила опору руху башмака колони у викривленій ділянці стовбура, Н.

Дані обсадних колон для розрахунку були взяті з фактичної конструкції експлуатаційної колони, яка спущена у стовбур свердловини 153 Яблунівського НГКР. Коефіцієнт тертя "метал-метал" був прийнятий 0,18, а "метал-порода" – 0,4 (значення коефіцієнта взяті для критичних умов при розбурюванні піщаника слабкоцементованого з гострими зернами, змоченого водою) [2]. Рушійна сила була визначена для кожної ділянки стовбура свердловини і сумарний запас рушійної сила склав $P_{\delta}=106$ кН, тобто експлуатаційна колона вільно проходить по стовбуру свердловини до вибою.

З наведеного можна зробити такі висновки:

1. При бурінні горизонтальних свердловин одним з важливих геологічних завдань є точне визначення глибини залягання і просторового положення продуктивних пластів.

2. Найдієвішим засобом визначення вищевказаних параметрів геологічного розрізу є буріння пілотного стовбура, навіть на добре вивчених родовищах.

3. У випадку, якщо на свердловині 153 Яблунівського НГКР після спуску технічної колони Ø245мм був би пробурений пілотний стовбур, існувала б можливість виконання поставленого завдання, розкриття продуктивного пласта Б-5 стовбуром сумарною потужністю 300м, при збільшенні середньої інтенсивності викривлення до 26°/100м замість 20°/100м.


4. За даними розрахунку експлуатаційна колона Ø140/168мм при спуску у викривлену ділянку з середньою інтенсивністю викривлення 26°/100м на свердловині 153 Яблунівського НГКР вільно доходить до вибою.

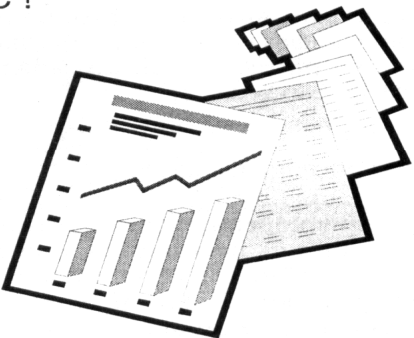
Література

1. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник / 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 303 с.
2. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин – М.: Недра, 1990. – 345 с.

МИ ЧЕКАЄМО НА ВАС !

МІСЦЕ
ВАШОЇ
РЕКЛАМИ





З питань виготовлення і розміщення реклами звертатися:
м. Івано-Франківськ, 76019, вул. Карпатська 15, ІФНТУНГ,
Редакція журналу "Розвідка та розробка нафтових і газових
родовищ", тел.: (03422) 42002, тел./факс: (03422) 42139,
ел. пошта: rozvidka@ifdtung.if.ua