

Історія нафтогазової науки і техніки

Розвиток нафтової і газової промисловості в Україні має давню і славу історію. Вона пов'язана із вдосконаленням техніки і технології, з долями окремих особистостей, наукових і виробничих шкіл, колективами спеціалістів тощо.

Започатковуючи новий розділ “Історія науки і техніки”, редакція сподівається, що він отримає підтримку фахівців галузі і буде мати продовження. Ми чекаємо матеріалів, присвячених опису нестандартних ситуацій, що виникали в процесі буріння чи видобутку нафти і газу, досвіду ліквідації аварій і ускладнень в свердловинах і на промислах, обміну передовим виробничим досвідом тощо.

Цікавими, на нашу думку, також будуть матеріали з історії розвитку окремих видів техніки і технологій та біографій людей, які присвятили себе цим проблемам

Отож редакція чекає нових дописів з піднятих питань.

УДК 622.24

ІНЖЕНЕРНИЙ ВКЛАД В ТЕХНОЛОГІЮ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА ПРИКАРПАТТІ В УКРАЇНІ ПІСЛЯ 1939 РОКУ

Г.Й.Бражина

ВАТ “Укрнафта”, 04053, Київ, Нестерівський провулок, 3-5, тел. (044) 2124335,

Р.С.Яремійчук

*ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42331,
e-mail: public@ifdtung.if.ua*

Описано розвиток технології бурення скважин на Прикарпатті в період 1945-2000 гг. Рассматриваются технологии бурения с использованием сжатого газового потока, бурения стволов большого диаметра, сверхглубоких скважин, а также скважин со сложным профилем.

We describe the development of well drilling technologies at Precarpathia in 1945-2000. We consider the drilling technologies, where the gas stream is given under pressure, the drilling of large diameter wells, the drilling of superdeep wells and drilling of complex profile wells.

В кінці 1939 після приєднання Західної України до Радянського Союзу створено п'ять великих промислів, які увійшли до тресту “Укрнафтовидобуток”.

У 1940 році цей трест пробурило 65973 м гірських порід, в тому числі 2554 м розвідувальних. При цьому одна Бориславська контора буріння пробурила 40933 м, а в бурінні перебувало 74 свердловини.

За період німецької окупації в Бориславі пробурено лише 123 неглибоких свердловин, в тому числі на ділянці МЕР – двадцять свердловин глибиною до 400 м. У Східниці – свердловина СК 1-27, в Уричі – Ур 1-5. У Роточині пробурені глибокі свердловини – “Роточин-28” (глибина 1959 м), Павло-4 (глибина 1450 м), на Водяниці “Герта” (глибиною 1287 м).

Таблиця 1 – Дані про обсяги буріння свердловин на Прикарпатті з 1945 до 1995 рр.

Роки	Всього, тис. м	геолого-розвідувальне буріння, тис. м	В тому числі		
			експлуатаційне буріння, тис. м		
			всього	в тому числі	
на нафту	на газ				
1945	20,6	5,2	15,4	16,4	2,0
1946-1950			61,8	20,1	41,7
1950	84,2	75,1	9,1	2,2	6,9
1951-1955			41,7	38,6	3,1
1955	64,4	51,2	13,2	13,2	–
1956-1960			304,9	245,7	59,2
1960	228,3	135,1	93,2	75,3	17,9
1961-1965			681,0	582,2	98,8
1965	427,2	244,9	182,3	132,9	49,4
1966-1970			786,4	623,1	163,3
1970	332,9	198,5	134,4	10,4	30,0
1971-1975			430,9	346,1	84,8
1975	200,1	125,7	74,4	66,3	8,1
1976-1980			404,8	335,0	69,8
1980	199,0	104,2	94,8	73,2	21,6
1981-1985			329,3	286,1	43,2
1985	163,7	126,6	37,1	37,1	–
1986-1990			189,8	140,8	49,0
1990	109,7	80,7	29,0	24,8	4,2
1991-1995			186,8	126,4	60,4
1995	68,3	19,7	48,6	31,8	16,8

У 1943 році були відновлені розвідувальні роботи на площі “Помірки”, де почали бурити свердловини П-1 та П-2 і де вперше було освоєно обертове буріння та централізоване забезпечення буровим глинистим розчином.

Одна з останніх свердловин, що бурилася в Бориславі ударним способом була “Ніагара-5” (жовтень 1944 – березень 1948 р.).

В період 1945-1995 рр. було пробурено 5 млн. 880 тис. м пошуково-розвідувального і 3 млн. 228 тис. експлуатаційного метражу. В таблиці 1 зведено дані про динаміку зміни обсягів буріння за цей період. За цей час з’являлися нові технології буріння, потужне бурове устаткування, йшло невпинне їх удосконалення.

Для Прикарпатського нафтогазового регіону найбільший розквіт геолого-розвідувальних бурових робіт та експлуатаційного буріння припав на кінець 50-х років та наступні двадцять років.

Вже в 1945 році було пробурено 7342 метри. Для підготовки місцевих кадрів групу Бориславських нафтовиків відправили на навчання в Азербайджан. Серед них були Євстахій Гринчак, Роман Дудурак, Михайло Желем, Дмитро Мицак. Всі вони потім багато років працювали буровими майстрами.

Виконання таких масштабних бурових робіт вимагало використання великої кількості спеціалістів – інженерів-буровиків. І “Львівська політехніка” у 50-і – 60-і роки ХХ ст. підготувала їх.

Серед цих інженерів було багато по-справжньому великих та талановитих людей – організаторів виробництва: Петро Тюпін, Борис Чайковський, Василь Стюпкін, Олександр Скачедуб, Іван Діак, Василь Пушкар, Петро Шинкарик, Євген Іваницький, Володимир Дітчук, Михайло Агапчев, Йосип Андрійчук, Микола Касіян, Роман Сенів, Ярослав Струс, Володимир Жданков, Григорій Питляр, Ярослав Гірник, Богдан Кобрин, Зіновій Білий, Любомир Гураль, Едуард Піддубний, Борислав Крих, Мирон Іванів, Олексій Янкевич, Яків Коршунов, Микола Пекарський, Борис Буняк, Леонід Архипов, Богдан Прокопеч, Омелян Мрозек, Орест Жарський, Омелян Камінський, Олег Дудар та багато інших. Напружена праця передчасно їх зношувала і дуже багато інженерів-буровиків не доживало до 60-ти років, а деякі помирали від тяжких та невиліковних хвороб.

Це нове покоління українських інженерів-буровиків, отримавши добру фахову освіту у Львівській політехніці, було дуже чутливим до сприйняття досягнень науки та техніки. В цей час зменшується число аварій в бурінні, вводяться нові системи бурових розчинів, удосконалюється технологія цементування свердловин, освоюється технологія буріння похило-скерованих свердловин, буріння стовбурів великого діаметра, і в решті решт в 70-х роках у великій кількості буряться надглибокі свердловини, апогеєм яких стало буріння свердловини № 1 Шевченкова на глибину 7522 м. Цей рекорд

глибини так і не був перекритий впродовж багатьох років аж донині.

Буровики Передкарпаття навчилися бурити свердловини різного призначення, до малих або великих глибин, проходити гірські породи з нормальними чи аномально-високими або аномально-низькими пластовими тисками, при підвищених або навіть дуже високих пластових температурах.

70-і роки відзначені видатними досягненнями Прикарпатських нафтовиків – тут пробурили 11 розгалужено-горизонтальних свердловин при глибинах залягання продуктивних пластів від 2500 до 3500 м. При цьому використовувалася досконала, як на той час, українська техніка та технологія – електробури та телесистеми, механізми викривлення, що поставлялися з Харкова, а технологія спорудження таких свердловин відпрацьовувалися Долинськими та Бориславськими буровиками разом зі спеціалістами ВНДІ бурової техніки (Москва, Івано-Франківськ).

В 1947 році вперше на свердловині № 1560м (на Потоці, Борислав), якою керував Дмитро Мишак, застосовували турбінне буріння. В цьому ж році турбінне буріння застосували на свердловині № 1565м (буровий майстер Євстахій Гринчак).

Того часу у Бориславі працювали відомі інженери К. Стукалов, М. Олов'янов, К. Гаврилкевич, які розробили багато нового. Головний інженер контори буріння А. Асланов впровадив коронку-фрез для відбору керна при обертovому (роторному) бурінні, М. Олов'янов і К. Шумілов розробили сито-конвейєр для очистки бурового розчину СКОШ.

Вже у 1952 році роторний спосіб буріння поступається турбінному, в цьому році 72% метражу пробурено саме цим методом.

В 1961 році при бурінні поляницьких відкладів на свердловині № 21 Орів (буровий майстер Ярослав Кулиняк) були випробувані алмазні долота діаметром 188 мм фірми Крістенсен.

Буріння свердловин з продуванням вибою стиснутими газами почалося вперше в колишньому СРСР теж на Прикарпатті. З 1965 року аж до кінця 70-х років цей метод використовувався на десятках свердловин. Розбурювалися воротищенські, поляницькі, стрийські, менілітові та інші відклади. Розширенню обсягів буріння цим способом сприяло те, що ВНДІБТ передав своєму Українському відділу десять пересувних компресорів високого та низького тисків фірми Пінбоне. Освоєння цієї технології йшло під науковим керівництвом А. Борзова, Ю. Лопатіна, І. Елманова з участю українських інженерів І. Белея, М. Шумади, Г. Семака, Д. Бігуна, В. Лотовського та інших. Своєрідний експеримент був поставлений в Надвірній при активному сприянні О.М. Янкевича, тодішнього начальника Управління бурових робіт – розкриття менілітових відкладів на Битківському родовищі з продуквою вибою повітрям та введенням ПАР, стиснутим азотом та природним газом.

Конструкції свердловин

При бурінні глибоких розвідувальних свердловин на площах Передкарпаття застосовувалися три- і чотириколонні конструкції. На газових родовищах з невеликими (до 2000 м) глибинами залягання продуктивних горизонтів, нормальними пластовими тисками і низькими початковими дебітами (до 50 тис. м³/добу) використовують такі конструкції свердловин: 245x168x114 мм.

Спільними зусиллями бурових підприємств і науково-дослідних організацій розроблені технологічні регламенти, погоджені з альбомом конструкцій свердловин, типорозмірами бурових доліт і режимами їхніх відробок, а також компоновки низу бурильної колони, бурові та тампонажні розчини під кожну обсадну колону. На основі цих альбомів та регламентів розроблено і впроваджено систему автоматизованого проектування САПР – буріння. Проектними організаціями укладено атласи конструкцій свердловин, авторами яких були відомі спеціалісти України – О.М.Черняков, І.С.Фіногенов, О.П.Сельващук, Л.Л.Лушков, В.В.Кравець, В.І.Орлов, Б.А.Тершак, Ю.П.Процько та інші.

Для спорудження свердловин на перспективних площах Передкарпаття залежно від призначення, умов і глибини буріння здебільшого використовувалися дво- або триколонні конструкції з таким поєднанням обсадних колон – 426x324x245x146 мм. В табл. 3 наведені типові проектні конструкції свердловин для площ Передкарпаття.

Найглибша в Україні свердловина Шевченкова-1 пробурена в 1971-74 рр. з метою вивчення глибинної будови Долинського нафтового району. В табл. 4 наведена проектна і фактична конструкції цієї надглибокої свердловини.

Особливість фактичної конструкції свердловини Шевченкова-1 полягала в тому, що верхня секція (0-1200) 245 мм проміжної колони була змінною і не цементувалась. На випадок зносу труб це давало змогу повертати або замінювати секцію. Третя проміжна колона була спущена із заміною верхньої секції 245 мм труб через можливе розкриття пластів з високими тисками.

Буріння розгалужено-горизонтальних свердловин

Серед здобутків буровиків і до сьогодні вражають деякі досягнення 50-х років: в березні 1954 року в Бориславі пробурена перша розгалужено-горизонтальна свердловина № 1543. В цій свердловині під різними азимутами пробурені п'ять стовбурів з відстанню між вибоями від 40 м до 120 м (цими роботами керував О.М. Григорян); в 1957 – 1958 роках на ділянці МЕР пробурили ще три розгалужено-горизонтальні свердловини – № 1544 (серпень, 1957), № 1545 (лютий, 1958), № 1546 (жовтень, 1958).

Таблиця 2 – Конструкції надглибоких свердловин на Прикарпатті

Свердловина	Діаметр колон, мм			
	Глибина спуску, м			
Вишків-1	426	324	245	168×146
	1300	3000	5000	6200
Синевидне-1	426	299	245×219	168×146×127
	900	4000	6000	6800

Таблиця 3 – Проектні конструкції свердловин

Свердловина	Діаметр колон, мм			
	Глибина спуску, м			
Доброміль-Стрільбичі 34п (попукова)	426	324	245	168×146
	150	3020	4600	5600
Південний Гвізд 7р (розвідувальна)	324	245	168×146	
	150	3000	4000	
Новосхідницька 55е (експлуатаційна)	426	324	245	168×146
	100	2650	4200	5000
Завадівська 61, 72, 73е (експлуатаційна)	426	324	245	168×146
	100	1500	4400	4900

Таблиця 4 – Конструкція свердловини Шевченкова-1

Проектна		Фактична	
Колона	Глибина, м	Колона	Глибина, м
Кондуктор 426 мм	150	Кондуктор 426 мм	150
Проміжна колона 324 мм	3500	Проміжна колона 324 мм	3000
Проміжна колона 245 мм	3400-5500	Проміжна колона 245 мм	5522
Хвостовик 194 мм	5400-6500	Проміжна колона 245x194 мм	7022
Експлуатаційна колона 168x146x127 мм	7000	Відкритий стовбур 164 мм	7520

Дебіт цих свердловин перевищував дебіт старих навколишніх свердловин в 4 рази. З цих свердловин протягом наступних п'ятнадцяти років одержали 48091 тонн нафти. В січні 1959 року на ділянці "Помірка" пробурили розгалужено-горизонтальну свердловину № 15 до глибини 1697 м трьома стовбурами.

Буріння перших в Україні горизонтальних свердловин було започатковано саме в Бориславі. Для цього були розроблені методи орієнтування долота разом з кривим перехідником та турбобурами.

Як уже згадувалось, першою на Прикарпатті розгалужено-горизонтальною була свердловина № 1543 на Бориславському родовищі (ділянка МЕР). Нафтонасиченими колекторами тут є ямненські пісковики, які залягають на глибині 450-500 м. Продуктивний розріз цього родовища представлений прошарками пісковиків, глин та сланців. Загальна товщина продуктивної частини становить 40-50 м. Даний поклад експлуатувався густою сіткою свердловин, пробурених у різні часи (починаючи з 1914 р.) на відстані 30-80 м одна від одної. На невеликій площі експлуатувалось 23 вертикальних сверд-

ловини із дебітом від 0,1 до 2,0 т за добу. На свердловині № 1543 забурювання розгалужено-горизонтальних стовбурів здійснювалось турбінним відхилювачем з використанням доліт Ø 295 мм. Для збереження колекторських властивостей розбурюваних пластів застосовувався буровий розчин із водовіддачею 4-5 см³/30 хв, густиною 1,12-1,14 г/см³ і в'язкістю 50-60 с. Кривизна свердловини вимірювалась через кожні 15-20 м проходки. При кутах нахилу 50° і більше здійснювався примусовий спуск приладів. Регулярний відбір шламу (через кожні 2 м) і періодичний відбір керна давали можливість стежити за розбурюваними породами і своєчасно скеровувати напрям окремих стовбурів. У свердловині в різних напрямках пробурено п'ять різко викривлених стовбурів: перший довжиною 350-530 м; другий – 448-522 м; третій – 455-491 м; четвертий – 470-495 м; п'ятий – 380-422 м. Кінцеві кути нахилу окремих стовбурів – від 45 до 72°, а відстань між вибоями – від 40 до 120 м.

Після кріплення стовбурів попередньо перфорованими хвостовиками свердловина була освоєна і вступила в експлуатацію з початко-

вим дебітом нафти 28 т / добу. В той час дебіт сусідніх навколишніх свердловин не перевищував 1 т/добу.

Протягом 1957-58 рр. на ділянці МЕР Бюриславського родовища за аналогічною конструкцією і технологією пробурено ще дві розгалужено-горизонтальні свердловини №№ 1544 і 1546. Горизонтальна свердловина № 1544 пробурена з одним горизонтальним стовбуром довжиною 100 м, який під великим кутом пересікає нафтонасичений пісковик. Після освоєння свердловина вступила в експлуатацію із дебітом 16 т/добу. Свердловина № 1546 пробурена трьома стовбурами. Після кріплення їх перфорованими хвостовиками і освоєння друга свердловина дала 12 т нафти за добу.

В січні 1959 р. введено в експлуатацію розгалужено-горизонтальну свердловину 15-Помірки. Свердловина пробурена трьома способами. Глибина основного з них становила 1697 м.

Після трьох років експлуатації згадані свердловини працювали із дебітом від 6 до 8 т, причому падіння видобутку в них було повільніше, ніж у звичайних вертикальних свердловинах. Вартість багатовибірних розгалужено-горизонтальних свердловин порівняно із вертикальними була в 1,5-2,5 рази вищою, причому дорожчими виявились перші свердловини. В процесі подальшої експлуатації свердловин із незацементаваним фільтром мало місце обводнення продукції, що послужило причиною тимчасового поспішного припинення буріння розгалужено-горизонтальних свердловин на Прикарпатті.

Буріння таких свердловин (на якісно вищому рівні) було відновлено аж через 15 років в Долинському УБР з ініціативи Я.Ф.Гельфгата, О.М.Григоряна та за участю інженерів В.М.Дітчука і А.М.Мельничука. Ними розробляється та втілюється великомасштабний проект буріння

розгалужено-горизонтальних свердловин на підвернутому крилі Долинського родовища. Першою розгалужено-горизонтальною свердловиною в Долинському нафтопромисловому районі була 801-Долинська, яка була забурена 1972 року. Технологічний контроль за проведенням цієї та інших розгалужено-горизонтальних свердловин здійснювали к.т.н. Ф.Фоменко та інж. Я.Й.Гірник. Після спущеного 324 мм кондуктора на глибину 166 м буріння вертикального інтервалу до 1704 м здійснювалось електробурами Е250/8 і Е240/8 в поєднанні із тришаршковими долотами Ø 295 мм і долотами Ø 267 мм, армованими надтвердим сплавом "Славутич". Для орієнтування відхилюючих компоновок і набору кривизни застосовувались телеметричні системи СТЕ-215 і механізми викривлення одинарної і подвійної дії МВ-240-1⁰30', МВ-215-1⁰х1⁰30' і МВ-215-1⁰30' х1⁰30'.

Забурювання відгалужень проводилось алмазними зарізними долотами МДВ-188. Більш детальна інформація щодо буріння основного стовбура кожного із чотирьох відгалужень наведена в таблиці. Після кріплення колон і освоєння свердловина передана Долинському НГВУ для експлуатації.

Протягом 1973-1981 рр. в Долинському нафтопромисловому районі було пробурено ще 4 розгалужено-горизонтальні свердловини: 350, 356, 357 і 825. Із вказаних свердловин трьома стовбурами пробурено св. 350-Долинська, двома – свердловини №№ 356, 357 і 358.

В практичній реалізації цієї унікальної технології брали участь інженери Андрійчук Й.С., Дудар О.С., Гірник Я.Й., Думін І.І., Белінський Й.Ф., Красівський Б.М., Гаванчук М.П., Куртяк Я.С., Вареник В.А., Чмихов О.С., Дмитрук Л.О., Наконечний І.М., Дзвонковський Я.М., Гунька Н.Н., Мурзін Р.Д., Яремійчук Р.С. та інші.

Таблиця 5 – Показники буріння свердловини РГ-801-Долинська

Інтервал буріння, м	К-ть метрів, м	К-ть долит, шт	Тип і розмір долота	Тип і розмір електробура, відхилювача	Механічна швидкість буріння, м/год	Проходка на долото, м	Осьове навантаження, т	Продуктивність насосів, л/с	Густина бурового розчину, кг/м ³	В'язкість, с	Водо-віддача, см ³ /30хв.
166-1704	1538	56	295 МТА, У295С	Е250/8, Е240/8, Е240/8 з МВ-1 ⁰ 30'	5,23	27,4	12-14	45-50	1350-1380	120	6-80
1704-1796	92	7	У295СЗГ, ТЗ, ИСМ-267	Е215/8 з МВ-1 ⁰ 30'	1,96	13,2	14	45-50	1350-1380	120	6
1796-2060	264	4	ИСМ-267	Те саме	1,16	66,0	8	25	1380	110	4-5
Всього	1894	67			3,33	28,4					
2060-2105	46	6	К190 ТКЗ	Е164/8 з МВ-1 ⁰ х1 ⁰	3,0	7,5	12	18	1280	70-120	4-5
2105-2242	137	2	МДК-188	Е164/8 з МВ-1 ⁰ х1 ⁰ 30'	1,61	68,5	8	18	1180-1200	70-110	4-5
Всього	183	8			1,82						
2170-2175	5	4	МДВ-188	Е164/8 з МВ-1 ⁰ х1 ⁰ 15'	1,25	15	3-5	18	1190	60-80	4-5
2175-2220	45	3	МДК-188	Е164/8 з МВ-1 ⁰ х1 ⁰	1,25	15,0	7	18	1180	60-75	4-5
Всього	50	7			1,79	7,1					
2130-2269	139	5	МДВ-188 (2 шт.), ИСМ-188	Е164/8 з МВ-1 ⁰ х1 ⁰ х1 ⁰ 15' Е164/8 з МВ-1 ⁰ 30'	1,46	27,8	7	18	1,18-1,20	70-80	
2114-2346	232	4	МДВ-188 ИСМ-188	Е164/8 з МВ-1 ⁰ х1 ⁰ х1 ⁰ 15'	1,54	58,0	6-8	18	1,21-1,22	70-80	
2073-2239	166	2	ИСМ-188	Е164/8 з МВ-1 ⁰ х1 ⁰ х1 ⁰ 30'	1,37	88	6-8	18	1,21-1,22	70-80	

Буріння стовбурів свердловин великого діаметра

В кінці 60-х років, впродовж 70-х років на Передкарпатті починаються масштабні роботи з освоєння надглибокого буріння, що пов'язано з пошуками глибинної нафти і газу. Проектні глибини свердловини, наприклад, на площі Тянява складають: № 21 – 5000 м, № 100 – 6200 м. Проте досягнення цих глибин на перших порах не вдається. Свердловина № 21 зупинила буріння при глибині 2794 м, № 17 – 4135 м, № 8 – 4028 м, № 12 – 4440 м.

Складні конструкції свердловин передбачають спуск одно- або дворозмірних колон великого діаметра на великі глибини. Так, у свердловині № 27 Спас передбачено спуск кондуктора діаметром 426 мм на глибину 250 м, комбінованої колони 299x324 мм на глибину 3000 м; на свердловині № 100 Тянява при таких же діаметрах кондуктора та глибинах їх спуску, як і в свердловині № 27 Спас, передбачено спуск 299 колони на глибину 3600 м; на свердловині № 1 Вишків передбачався спуск кондуктора діаметром 426 мм на глибину 1350 м, а колони діаметром 324 мм на глибину 3000 м. Приблизно такими ж складними було буріння та спуск колон великого діаметра на свердловинах № 1 Синевидне (426 мм колона на глибину до 900 м та 299 мм колона на глибину 4000 м) та № 1 Шевченкова (426 мм колона на глибину 150 м та 324 мм колона на глибину 3500 м). Таким чином виникла необхідність утворення стовбурів свердловин діаметром 394 мм та 640 мм на великі глибини, а пізніше спуск в ці свердловини колон діаметром 426 мм, 324 мм та 299 мм. Проте буріння таких стовбурів в умовах Передкарпаття було надзвичайно технологічно складним у зв'язку з інтенсивним самочинним викривленням стовбурів. Це пояснюється тим, що породи, які розбурюються, мають великі міцність та абразивність, чергуються ці породи з породами невеликої міцності, для свого руйнування потребують великих навантажень на долото. Відсутність досконалого породоруйнівного інструменту та компоновок, які б попереджували викривлення свердловин, призводила до низьких швидкостей буріння. Тому при проектуванні способів буріння верхніх інтервалів великим діаметром постало завдання – яким чином поєднати ефективно буріння зі збереженням вертикальності стовбура свердловини.

Для формування стовбурів свердловини великого діаметра використовувалось декілька способів буріння:

- 1) долотами великого діаметра;
- 2) випереджуючим пілотним стовбуром свердловини з подальшим розширенням його до необхідного діаметра;
- 3) суміщеним турбінно-роторним способом;
- 4) турбінно-реактивними бурами (РТБ).

Буріння долотами великого діаметра широко використовувалося при проходці відносно м'яких порід. У випадку збільшення твердості

(міцності) гірських порід та при тенденції до інтенсивного природного викривлення використання доліт великого діаметра стає проблематичним через відсутність широкої гами таких доліт, а також центруючих та калібруючих елементів і обважнених бурильних труб великого та субвеликого діаметрів.

У більшості випадків компоновки для попередження викривлення свердловин при бурінні вертикальних отворів суцільним вибоєм засновані на використанні ефекту виска в нижній частині бурильної колони, вимагають збільшення жорсткості нижньої частини бурильної колони та застосування відхилювачів вибійних двигунів.

Ефект виска використовується для створення випрямляючого зусилля, що виникає за рахунок ваги нижньої частини бурильної колони, яка не доторкається стінки свердловини. Це зусилля є єдиним, яке притискує долото вниз до стінки свердловини і деякою мірою нейтралізує відхилення при асиметричному руйнуванні анізотропних порід.

Застосування спеціальних наддолотних обважнених труб або обважнених труб (ОБТ) субвеликого діаметра дає змогу збільшити випрямляюче зусилля. Збільшення ваги одиниці довжини нижньої частини бурильної колони пропорційно квадрату діаметра обважнених труб, а також жорсткості компоновки пропорційно діаметру труб в четвертому степені призводить до зменшення прогину ОБТ, а довжина вільної частини від долота до першої точки доторкання ОБТ зі стінкою свердловини збільшується, що тягне за собою підвищення випрямляючого зусилля. Проте промисловість не випускала калібратори та центратори великого діаметра, і тому буріння стовбурів великого діаметра в умовах Передкарпаття було великою проблемою.

Буріння реактивно-турбінними бурами (РТБ)

Розробником реактивно-турбінного буріння був к.т.н. Г.І.Булах. Цей спосіб дає можливість бурити вертикальні стовбури діаметрами від 394 мм до 1020 мм і навіть більше. З 1970 року на площах Передкарпаття почали застосовувати РТБ-640 та РТБ-394. Ними бурилися стовбури великого діаметра на свердловинах № 19 Яблунька Кричка, № 1 Синевидне, № 814 Пасічна, № 22 Смільна, № 14 Іваники. Лише за 1970-1973 роки загальний обсяг буріння РТБ становив близько 8 тисяч метрів. Зі зменшенням обсягів надглибокого буріння відпала необхідність у використанні РТБ. Проте отриманий досвід їх використання є повчальним, особливо при порівнянні різних способів та технічних засобів буріння таких стовбурів. Тим більше, що в найближчі роки нафтова промисловість України, в тому числі на Прикарпатті, повернеться до геологічного вивчення та освоєння ресурсів нафти з великих глибин.

Вертикальність стовбурів при реактивно-турбінному бурінні зберігається завдяки засто-

суванню способів, заснованих на отриманні доброго породоруйнівного ефекта при низьких осьових навантаженнях, але зате при високих питомих тисках на вибій, а також на збільшенні ваги та жорсткості одиниці нижньої частини бурильної колони. При збільшенні навантаження на вибій більше 3/4 ваги РТБ стовбур починає викривлятися з інтенсивністю, пропорційною зростанню навантаження.

РТБ-640 складається з перехідника, траверси, двох турбобурів Т12М3-240, вантажів, двох перехідників-обважнювачів, шести вантажів напівхомутів, чотирьох поздовжніх стяжок, чотирьох круглих гайок та інших скріплюючих елементів. Долота в цьому бурі використовувались діаметром 295,3 мм. Траверса служить для направлення потоків бурового розчину з бурильної колони до двох турбобурів.

Зупинимось на досвіді буріння реактивно-турбінними бурами на свердловині № 1 Синевидне (буром РТБ-640 в інтервалі від нульової позначки до глибини 901 м; буром РТБ-394 в інтервалі від 901 до 4001 м). За нашими даними ці глибини були рекордними при застосуванні цих складних агрегатів.

Буріння здійснювалося буровою бригадою начальника бурової Мельничина С.Г. На буровій був змонтований буровий верстат "Урал-маш-4Е". Міжремонтний період роботи турбобурів складав 20...68 годин. При бурінні агрегат РТБ-640 примусово обертася ротором зі швидкістю 60 обертів за хвилину. Витрата рідини змінювалася від 72 л/с до 60 л/с. Буровий розчин очищувався за допомогою двох вибросит та гідроциклона. Осьове навантаження становило 2-4 тс. В інтервалі буріння zenітний кут не перевищував 2°. При бурінні використовувались долота діаметром 295 мм Дрогобицького заводу типів С, СТ, Т, СЗГ, ТК. Якби в цьому інтервалі використовувались кращі долота (У 295 СЗГ), то число рейсів в інтервалі 0-901 м можна було скоротити з 165 до 93. В пробурений стовбур була спущена та зацементована обсадна колона діаметром 246 мм без будь-якої проробки стовбура. Низ колони (кондуктора) був обладнаний башмаком з пластобетонною направляючою пробкою та двома клапанами-хлопавками.

Подальше поглиблення цієї свердловини до глибини 4001 м здійснювалося чотирма комплексами РТБ-394, якими пробурені такі відклади: еоценові 901-1193 м; ямненські 1193-1351 м; стрийські 1351-2240 м; ямненські 2240-2344 м; еоценові 2344-2658 м; менілітові 2658-3950 м; еоценові 3950-4000 м.

Перед спуском 324 мм обсадної зварної колони було виконано дворазове калібрування стовбура свердловини з застосуванням спіральних лопатевих калібраторів в нижній частині бурильної колони. Обсадна колона спущена трьома секціями до проектної глибини. За допомогою РТБ-394 були пробурені такі інтервали у свердловинах: № 23 Семигінів – 20...730 м; № 10 Завода – 33...1069 м; № 12 Завода – 64...1380 м; № 1 Північна Завода – 155...1158 м; № 19 Яблунька Кричка – 0...448 м та 550...969 м;

№ 14 Іваники – 323...919 м та 1126...1590 м; № 22 Смільна – 52...290 м та 421...475 м.

Комерційна швидкість буріння на перших п'яти свердловинах становила 450...681 м/верстат-місяць; на свердловині № 14 Іваники в менілітових відкладах – 4266 м/верстат-місяць, в стрийській та полянинській свитах – 303 м/верстат-місяць, а в воротиненських відкладах свердловини № 22 Смільна в першому інтервалі – 1020 м/верстат-місяць та 405 м/верстат-місяць в другому інтервалі.

На основі аналізу використання РТБ (640 та 394) було встановлено, що при невеликих осьових навантаженнях стовбури з прийнятними для практики техніко-економічними показниками буряться вертикальними. Проте основним недоліком РТБ, особливо РТБ-640, були складності його збирання в умовах бурової свердловини, необхідність використання автомобільних та тракторних кранів для подачі агрегату з містків у бурову, особливо при їх завантаженні та розвантаженні на стелажі.

Ремонт та транспортування РТБ теж створювали значні труднощі.

Буріння випереджуючого стовбура з подальшим його розширенням

При бурінні випереджуючого стовбура ставилися такі основні завдання: попередження викривлення свердловини та досягнення високих швидкостей буріння. Спочатку для розширення пілотного стовбура використовувались долота великого діаметра. Внаслідок тривалої дії на стінки свердловини гірського тиску та бурового розчину в навколосвердловинній зоні утворюються тріщини, що спричинюють появу обвалів порід, утворення каверн.

Розширення пілотного стовбура виконувалося як роторним, так і турбінним способами. При цьому ефективність застосування турбінного способу при розширенні долотами великого діаметра виявилася вищою, ніж при роторному способі в м'яких та середньої міцності породах. З ростом глибин, міцності порід ефективність турбінного способу розширення стовбурів суттєво знижувалась. Для розширення використовували долота 2Д-394С, 2Д-394Т, 3Д-445С і 3Д-490С і турбобури ТС5-9'', А9К5Са, ТСП-240.

З середини 60-х років почалося використання для цілей розширення стовбурів свердловин дискових розширювачів конструкції ВНДІБТ (РД-445, РД-394, РП2-394). На початку 70-х років Л.А.Райхерт розробив шарошкові розширювачі діаметрами 295, 333, 394 та 555 мм.

В 1972 році розроблено та серійно випробувано розширювач ДРУ-394 (автори Яремійчук Р.С., Семак Т.Т.) зі змінними шарошками, який давав змогу замінювати до п'яти разів відпрацьовані шарошки на одному корпусі. Проте існуючий валовий показник виготовлення виробів робив такий розширювач, попри всі його переваги у споживача, не вигідним для заводу-виготовлювача, і в серійне виробництво він не був запущений. Розширювачі РЩ4-394,

Таблиця 6 – Основні показники буріння стовбура великого діаметра в інтервалі 0-150 мм

Показник	Буріння	Розширення		Всього
		до 445 мм	до 640 мм	
Кількість довбань	18	1	1	2
Тривалість механічного буріння, год.	168	3,25	31,75	203
Загальна тривалість, год.	234	12,25	44,75	291
Швидкість, м/год				
механічна	0,9	46,4	4,8	0,74
рейсова	0,72	12,6	3,6	0,52
Проходка на долото, м	8,3	150	151	7,5
Тривалість одного довбання, год.	11,5	12,25	44,75	–
Осьове навантаження, тс	1-2	4-6	до 8	–
Швидкість обертання ротора	–	60-70	50-70	–

РШ6М-394, РШ6С-394, розроблені Л.А.Райхертом, серійно освоєні Дрогобицьким долотним заводом, Дрогобицьким заводом газової апаратури та спецобладнання. Для створення достатнього осьового навантаження Л.А.Райхерт розробив та сприяв серійному випуску спеціальних вискових обважнювачів діаметром 500 мм – ОП-500.

В результаті широкого застосування цього методу створення стовбурів великого діаметра було виявлено деякі негативні явища. Найбільш характерним було буріння надглибокої свердловини № 1 Шевченкова. Інтервал буріння під кондуктор діаметром 426 мм розбурювався долотами 295 мм, а пізніше розширювався дисковим розширювачем РД-445 до діаметра 445 мм та діаметра 640 мм. Буріння здійснювалося турбобурами Т12МЗБ-240, А9К5Са та ТСШ-240 з використанням опорної компоновки низу бурильної колони. Розширення велося роторним способом.

Основні показники буріння стовбура свердловини в цьому інтервалі вміщені в таблиці 6.

Буріння цієї свердловини до глибини 3000 м здійснювали при дуже низьких осьових навантаженнях (від 5...6 тс до 2...3 тс) з підняттям осьового навантаження на долото при глибині 2400 м до 12...14 тс. Це забезпечило максимальний zenітний кут викривлення свердловини до 3°. В цьому інтервалі було витрачено велику кількість доліт, 182 калібратора ТРС-295, 9 комплектів маховиків діаметром 245 мм, міжремонтний період роботи турбобурів був дуже низьким.

За даними буріння свердловини № 1 Синевидне та № 1 Шевченкова було встановлено, що застосування РТБ-640 дало змогу отримати збільшення проходки на долото на 20%, рейсової та механічної швидкості в 2...2,5 рази, ніж при бурінні пілотного стовбура з подальшим його розширенням.

Буріння стовбурів великого діаметра суміщеним турбінно-роторним способом

З американської практики буріння відомо, що в тих випадках, коли звичайні компоновки для буріння не задовольняють умовам попере-

дження викривлення свердловин, треба застосувати спеціальні компоновки, які містять пілотні розширювачі.

В Україні цей спосіб розвинувся і почав широко застосовуватися завдяки працям Р.С.Яремійчука, Л.А.Райхерта, І.М.Фриза. На час розробки цього методу було відомо, що в США широко використовуються в КНБК спіральні калібратори. В 1971 році Л.А.Рахерт розробив конструкції лопатевих спіральних калібраторів КЛС-394 і налагодив їх виробництво в Долинській ремонтно-експлуатаційній конторі, пізніше на Дрогобицьких заводах.

Цей спосіб буріння забезпечує збереження вертикальності стовбура, високі техніко-економічні показники буріння. Активна компоновка нижньої частини бурильної колони призначена для буріння стовбурів діаметром 394 мм суміщеним турбінно-роторним способом. Вона складається з долота діаметром 295 мм, калібратора КЛС-295В, двосекційного турбобура (ТСШ-240, А9К5Са, А9ГТ), розширювача РШ6С-394 та двох калібраторів КЛС-394, з'єднаних між собою однією ОБТ діаметром 203...299 мм, вага яких розраховується як для роторного буріння. Для буріння стовбурів діаметром 555 мм (під 426 мм обсадні колони) суміщеним турбінно-роторним способом запропонована компоновка, в якій використовується подвійне одночасно-ступеневе розширення випереджуючого стовбура.

При бурінні в м'яких породах використовували суміщений роторно-роторний спосіб. Вперше цей спосіб був запропонований на свердловині № 17 Спас при бурінні під 324 мм кондуктор до глибини 936 м. На цій свердловині було отримано комерційну швидкість буріння в 2,7 рази вищу, ніж при бурінні випереджуючого стовбура з подальшим розширенням.

Перші випробування компоновки для буріння стовбура свердловини діаметром 555 мм були проведені на свердловині № 10 Вигода-Витвиця (ВВ). В табл. 7 наведені дані про показники буріння співставимих інтервалів при бурінні суміщеним турбінно-роторним способом (А) та буріння випереджуючого пілот-стовбура з подальшим розширенням (Б).

Таблиця 7 – Порівняльні дані буріння за способом А і Б

Номер свердловини	Спосіб (А чи Б)	Інтервал буріння, м	Час буріння (загальний)	Максимальне ви- кривлення свердло- вини, град.	Комерційна швид- кість буріння, м/верстат-місяць
18 Спас	А	0 – 1253	1032	2°30'	874
77 ВВ	Б	0 – 1258	1928	7°45'	470
73 ВВ	Б	0 – 1256	1712	8°15'	528
10 ВВ	А (до Ø 555 мм)	0 – 116	85	0°	870
І Шевченкова	Б	0 – 118	206	0°30'	425
10 ВВ	А (до Ø 394 мм)	116 – 1443	1610	2°30'	600
І Шевченкова	Б	118 – 1442	3984	2°30'	262
901 Пасічна	А	0 – 2023	2640	2°30'	552
900 Пасічна	Б	0 – 2027	4302	7°30'	338

У 1973 році технологія стовбурів великого діаметра сумішеним турбінно-роторним способом була впроваджена на 22 свердловинах об'єднання "Укрнафта" (418 Північна Долина, 100 Таява, 20 Спас, 22 Доброміль-Стрільбичі та інші).

Висновки: При бурінні трьох параметричних свердловин, які знаходились в одному геологічному проділі, застосовували різні способи буріння. Свердловина № 1 Синевидне в інтервалі від 0 до 4000 м бурилася РБТ-640 і РБТ-394. Свердловина № 1 Шевченкова в інтервалі від 0 до 3000 м бурилася пілотним стовбуром діаметром 295 мм з подальшим розширенням до діаметрів 640 та 394 мм, а свердловина № 100 Таява в інтервалі від 0 до 3630 м бурилася сумішеним турбінно-роторним способом. У всіх трьох свердловинах ставилося завдання зберегти вертикальність стовбура свердловини та забезпечити спуск у ці свердловини колони діаметрами 426, 324 та 299 мм.

Комерційна швидкість в стрийських відкладах на свердловині № 1 Синевидне становила 173 м/верстат-місяць, на № 100 Таява – 335 м/верстат-місяць і на № 1 Шевченкова – 274 м/верстат-місяць.

З середини 70-х років сумішений турбінно-роторний спосіб, а пізніше сумішений роторно-роторний спосіб став основним при бурінні стовбурів великого діаметра в Передкарпатті. Його техніко-економічні переваги над іншими стали очевидними.

Буріння надглибокої свердловини № 1 Шевченкова

Відомо, що Внутрішня зона Передкарпатського прогину є найбільш перспективною в Карпатській нафтогазоносній провінції. Це зона нафтогазонакопичення, де відкриті нафтові і нафтогазоносні родовища (Бориславське, Орив-Вуличнянське, Стинавське, Східницьке, Долинське та Північно-Долинське, Битківське та ін.). Промислова нафтогазоносність в цій зоні спостерігається від крейдових до поляницьких відкладів включно. Проте основні поклади нафти і

газу належать до вигодської та манявської світої еоцену та менілітової світи олігоцену. Ці стратиграфічні горизонти можна розглядати як регіонально нафтогазоносні. Верхній ярус структур Долинського нафтопромислового району, який розташований на глибині 4000 – 4500 м до початку буріння надглибоких свердловин № 1 Луги, № 1 Шевченкова та № 1 Синевидне, був практично розвіданим. Тому подальші пошуково-розвідувальні роботи були спрямовані на розкриття нижнього ярусу складок, складених палеогеновим флішем, а також на виявлення подібних структур далі південно-західного напрямку під насувом Карпат, які належать другому чи третьому ярусу складок Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Існує думка, що під насунутими структурами знаходиться автохтонна основа, складена породами палеозою і мезозою, а осадовий чохол автохтонної основи повинен викликати велику зацікавленість при пошуках нових крупних родовищ нафти і газу. Цим і визначалися завдання буріння надглибоких свердловин в даному регіоні.

Конструкції надглибоких свердловин вибиралися з умов перекриття несумісних за своєю природою гірських порід та гідрогеологічними умовами. Найбільш складним, як на той час, було буріння стовбурів свердловин великого діаметра для спуску у свердловину обсадних колон діаметрами 245, 299, 324, 426 мм.

Оскільки буріння цих надглибоких свердловин схоже за технологією, зупинимось на унікальному досвіді буріння свердловини № 1 Шевченкова.

Свердловиною № 1 Шевченкова пройдена потужна товщина флішу, з якої складені дві тектонічні луски, розділені насупом на глибині 6240 м.

При досягненні глибини 7522 м свердловина не розкрила нові структурні елементи – глибинні складки прогину, а також його автохтонну основу.

Розкритий розріз крейди, судячи з кернів та за даними промислово-геофізичних досліджень, містив ряд горизонтів та пачок порід, які можна розглядати як породи-колектори. Зі

збільшенням глибини не спостерігалось істотного збільшення густини і твердості порід. За даними промислово-геофізичних досліджень пористість окремих пачок порід, особливо в інтервалі 7000-7500 м, досягала 12-18%. Спостерігалась велика тріщинність порід. При люмінесцентно-крапельному аналізі (в хлороформі та спиртобензолі) в тріщинах спостерігалось світложовте забарвлення, що вказувало на наявність маслянистого бітуму.

Особливо великий вміст газів відзначався в інтервалі буріння 6900-7522 м на газокаротажній станції, що вказувало на наявність вуглеводневих горизонтів. Треба відзначити, що монтаж всього бурового обладнання був настільки зручним, що впродовж всього циклу буріння не прийшлося вносити будь-які зміни. Особливо продуманими були питання екології (відведення відпрацьованих у двигунах газів, масел, утилізація бурових розчинів різного призначення тощо). Буріння почалося 3 грудня 1969 року. Начальником бурової був один з найкращих буровиків Долини Орест Жарський, буровим майстром – інженер Петро Здрок, який кілька років перед тим закінчив з відзнакою Івано-Франківський інститут нафти і газу, пізніше інженер С.П. Костенко.

У зв'язку з тим, що на глибині 6500 м не розкрили маркуючого горизонту, було вирішено спустити колону-хвостовик діаметром 194 мм на глибину 7000 м та продовжити буріння до 7500 м. Враховуючи зношення колони діаметром 245 мм (за даними профілеграм в середньому на 2^{-6} мм) та зростання пластового тиску, було прийнято рішення замість колони-хвостовика спустити колону діаметром 245×194 мм та замінити верхню секцію труб діаметром 245 мм довжиною 1199 м.

Оскільки зовнішній діаметр муфт в колоні 194 мм становив 216 мм, передбачили спуск безмуфтової колони, для чого в трубах 194 мм з товщиною стінки 9,52 мм групи міцності "P-110" була нарізана трапецеподібна різьба ОГ-1М, а у відкритій частині стовбура в інтервалі 5525-7022 спустили гладку безмуфтову колону. В колоні 245 мм (внутрішній діаметр 221 мм) спустили ці ж труби діаметром 194 мм з обточеними муфтами до діаметра 210 мм.

Цементування колони. Перша секція труб 194 мм довжиною 1825 м (інтервал 7022-5197 м) спускалася на сталевих (СБТ) і легкосплавних (ЛБТ) бурильних трубах (СБТ 140 мм марки "Д" довжиною 298,7 м; ЛБТ 147 мм марки "Д-16Т" довжиною 1000 м; СБТ 127 марки "G-105" довжиною 757 м; СБТ 140 марки "Л" довжиною 1041,3 м; СБТ 139,7 марки "G-105" довжиною 2000 м). Особливо важливу роль відводили розробці рецептур та технології цементування всіх колон. Так, при цементуванні першої проміжної колони діаметром 245 мм враховувалося таке. У зв'язку з наявністю газопроявляючих пластів цементування потрібно було проводити двома однаковими за об'ємом порціями тампонажного розчину. Щоб забезпечити протитиск на газопроявляючі пласти, тривалість тужавіння верхньої порції мала бути

порівняно з нижньою у два рази більшою. Щоб покращити контакт цементного каменю з стінками свердловини, приготування цементного розчину проводилось на насиченому хлористим натрієм розчині.

Подачу цементного розчину здійснювали трьома агрегатами ЗЦА-400 та ЦА-320 попарно. Протискувався цементний розчин буровим розчином з густиною 1400 кг/м^3 в об'ємі 102 м^3 протягом 1 год. 15 хв. чотирма агрегатами ЗЦА-400 та одинадцятьма агрегатами ЦА-320М.

Цементування другої секції колони на глибині 8900-1993 було теж двопорційним. Для верхньої порції використовувався полегшений цемент Вольського заводу, а для нижньої порції цемент Здолбунівського заводу. У верхній порції водоцементне відношення дорівнювало 1, а у нижній порції – 0,52. Густина цементного розчину верхньої порції становила 1520 кг/м^3 , а нижньої 1800 кг/м^3 . І для нижньої, і для верхньої порцій використовували як сповільнювач тужавіння КМЦ-500 та розсіл хлористого натрію з густинами 1150 кг/м^3 та 1200 кг/м^3 .

Для цементування третьої секції використовували полегшений цемент Вольського заводу.

Цементування другої проміжної колони діаметром 245 мм мало свої технологічні особливості, оскільки цю колону спускали чотирма секціями після досягнення свердловиною вибою 5527 м. Перша секція спускалася в інтервал глибин 5522-4195 м при температурі на вибої 130°C , друга секція була спущена в інтервал глибин 4195-2704 м; третя секція в інтервал 2704-1199 м; четверта секція в інтервалі 1199-0 м була передбачена змінною і з'єднувалася з третьою стикуючим пристроєм РЦС-245. Після спуску четвертої секції за колону було запомповано бентонітовий розчин густиною 1200 кг/м^3 , умовною в'язкістю 40 с, статичною напругою зсуву $9/20 \text{ мг/см}^2$ та водовіддачею $16 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$.

Для першої секції використовувався обважнений термостійкий цемент Костянтинівського заводу "Обважнювач". Тут було використано теж двопорційне заливання тампонажного розчину. Рідиною для приготування цементного розчину був розсіл хлористого натрію з густиною 1180 кг/м^3 , оброблений виннокам'яною кислотою.

Після спуску першої секції колони свердловину промивали протягом 15 годин буровим розчином з густиною 1800 кг/м^3 при продуктивності насосів 50 л/с.

Середня густина цементного розчину дорівнювала 2120 кг/м^3 . Послідовна подача двох порцій цементу по 39 тонн продовжувалась 41 хвилину, а протискування його буровим розчином в об'ємі $106,6 \text{ м}^3$ – 1 годину 43 хвилини. В кінці протискування була скинута куля діаметром 75 мм, яка йшла до спеціальної муфти, установленної на глибині 4195 м, протягом 40 хвилин. Тиск в кінці протискування становив 5,5 МПа, а при зрізанні штифтів – 17 МПа. Для того, щоб зрізати та винести на поверхню надлишковий цементний розчин, було проциркульовано 365 м^3 бурового розчину.

Процес цементування другої та третьої секцій відбувався аналогічно. Як вже написано раніше, після досягнення глибини 7022 м була піднята незацементована 245 мм колона, і все подальше кріплення здійснювалося вже комбінованою колоною 245х194 мм. Температура на вибої становила 180°C, пластовий тиск – 120 МПа, розкриті пласти були і поглинаючими, і проявляючими, кільцевий зазор між стінкою обсадної колони і стінкою свердловини становив лише 10 мм.

Вага першої секції обсадної 194 мм колони довжиною 1829 м становила 80 т, а разом з бурильною колоною – 120 т.

Головним інженерним завданням було підібрати рівноміцну бурильну колону, роз'єднуєчі пристрої, тампонажний матеріал, реагенти – сповільнювачі тужавіння.

Оскільки і понині такі операції є дуже відповідальними, ми детально описуємо деякі моменти спуску та цементування цієї колони. Так, в розтруб нижньої обсадної колони вставили направляючу насадку з алюмінію. В кожні з наступних трьох труб вставили безкорпусні зворотні клапани – перший конструкції ВНДКр-нафти та два наступні конструкції ВНДІБТ, які перед тим були опресовані при тиску 14 МПа. На останній верхній 194 мм трубі був змонтований різьбовий роз'єднувач з пристосуванням для підвішування секції обсадної колони на цементному камені.

Гладкі обсадні труби та труби з обточеними муфтами спускали на спайдерах вантажопідійомністю 320 т (виробництво Румунії), скручували круговим ключем та закріплювали машинними ключами. На ключах установлювався моментомір. Крутий момент на кріпленні різі ОГ-1М доводили до 600 кгс·м.

При спуску обсадних труб кожні 40 м заповнювали розчином, а при спуску бурильних труб – після кожної свічі труб. Проміжне відновлення циркуляції здійснювали при глибинах спуску 3000 м та 5500 м. Спуск секції обсадної колони проходив зі швидкістю 0,5 м/с та зайняв в загальному 41 годину.

Після спуску секції обсадної колони на глибину 7005 м була відновлена циркуляція при тиску 6 МПа, а відтак впродовж 3 год. 15 хв. свердловину промивали з продуктивністю насосів 25 л/с та при тиску 15 МПа.

При промиванні з свердловини була вимита порція розгазованого бурового розчину (густина 1570 кг/м³) об'ємом 20 м³. Для приготування тампонажного розчину був використаний спеціальний цемент ШПЦС-200 Костянтинівського заводу "Обважнювач".

Для приготування 30 м³ рідини для цементного розчину було витрачено 305 кг борної та 176 кг виннокислої кислоти. Для приготування 40 м³ тампонажного розчину витрачено 52 т цементу та 24,3 м³ технічної води.

Об'єм поданого у свердловину тампонажного розчину – 35 м³; густина тампонажного

розчину 1790 кг/м³; об'єм протискуючої рідини 101,5 м³; тиски: притискування тампонажного розчину 12 – 15 МПа, в момент зрізання штифтів – 17 МПа, після зрізання штифтів – 6 МПа; тривалість операції цементування 3 год. 10 хв.; середня швидкість висхідного потоку – 1,2 м/с.

Цементування 2-ї секції (інтервал 2740,6-5176,46 м) та наступних були приблизно однакові.

На цій свердловині працювали секційні, а також високомоментні та шпindelні турбобури з ґратками гідрогальмування, спеціальні компоновки низу бурильної колони, долота з твердосплавним зубковим озброєнням. Лише з глибини 5527 м буріння велося роторним способом. На цій свердловині середня комерційна швидкість становила 138,1 м/верстат-місяць, середня проходка на долото – 5,16 м, середня механічна швидкість буріння – 0,94 м/год, а кількість використаних бурових доліт – 1362. Бурові долота, що використовувалися при бурінні, дуже часто не відповідали твердості та абразивності порід. Пізніше було встановлено, що лише за рахунок використання кращих доліт можна було майже вдвічі скоротити час буріння цієї свердловини. Треба відзначити, що при бурінні цієї свердловини вперше було спостережено, що, починаючи з глибини 5000 м і до глибини 7022 м, йшло неухильне збільшення як проходки на долото, так і механічної швидкості буріння (на 22%), хоча твердість і абразивність порід стрийської серії не мінялися, а саме буріння велося при аналогічних режимах.

При глибині 7522 м сталося прихоплення бурильних труб. Колона бурильних труб не лише була зношеною попереднім бурінням, а й не була розрахована на умови буріння при глибині 7500 м.

При ліквідації прихоплення стався обрив бурильних труб. Подальші спроби ліквідувати аварію на існуючих бурильних трубах не давали результату.

Протягом кількох років великий загін інженерів і вчених опікувався цією буровою. Серед них треба назвати тодішніх начальника Управління бурових робіт В.М.Дітчука, головного інженера Й.С.Андрійчука, інженерів В.К.Бабака, М.Ф.Дмитріва, І.Д.Кардаєва, В.В.Кроткова, А.М.Мельничука, безпосередніх керівників бурової бригади О.І.Жарського, П.Здрока, С.П.Костенка, представників ВНДІ бурової техніки Я.А.Гельфгата, О.В.Орлова, О.І.Крейтера, Л.А.Райхерта, О.І.Башлакова, Р.С.Яремійчука, В.Ф.Жданкова, працівників ЦНДЛ об'єднання "Укрнафта" Т.М.Боднарука, А.Ф.Семенаша і багатьох інших.

Багато з інженерних рішень залишилися актуальними і до сьогоднішнього дня. А на той час це був видатний інженерний результат буровиків України.

Закінчення у наступному номері