

Нафтогазова справа

УДК 622.24

ІНЖЕНЕРНИЙ ВНЕСОК В ТЕХНОЛОГІЮ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН НА ПРИКАРПАТТІ ПІСЛЯ 1939 РОКУ

Р. С. Яремійчук

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: public@nung.edu.ua*

Описано розвиток технології буріння свердловин на Прикарпатті в період 1945-2000 рр. Розглядаються технології буріння з використанням стисненого газового потоку, буріння стовбурів свердловин великого діаметра, надглибоких свердловин, а також свердловин зі складним профілем.

Ключові слова: *буріння стовбурів свердловин великого діаметра, буріння розгалужено-горизонтальних свердловин, буріння реактивно-турбінними бурами, промивальні рідини, тампонування свердловин, освоєння свердловин.*

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 пробував 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 свердловини, 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 Водяніці “Терта” (глибиною 1287 м).

У 1943 році були відновлені розвідувальні роботи на площі “Помірки”, де почали бурити свердловини П-1 та П-2 і де вперше було освоєно обортове 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.).

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

Роки	Всього, тис. м	В тому числі			
		геолого-розвідувальне буріння, тис. м	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

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'явилися 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 Діяк, 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 Архіпов, Богдан Прокопець, 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 перекрытий 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 Мицак, 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 обертовому (роторному) бурінні, М. Олов'янов і К. Шумілов розробили сито-конвейер 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. Розбурювались воротищенські, поляницькі, стрийські, менілітові та

інші відклади. Розширенню обсягів буріння цим способом сприяло те, що ВНДБТ передав своєму Українському відділу десять пересувних компресорів високого та низького тисків фірми Піньоне. 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 продувкою 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 використовувались 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 МЕРП пробурили ще три розгалужено-горизонтальні свердло-

вини – № 1544 (серпень, 1957), № 1545 (лютий, 1958), № 1546 (жовтень, 1958).

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.

Табл. 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

Табл. 3. Проектні конструкції свердловин

Свердловина	Діаметр колон, мм			
	Глибина спуску, м			
Доброміль-Стрільбичі 34п (пошукова)	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

Табл. 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 245х194 мм	7022
Експлуатаційна колона 168х146х127 мм	7000	Відкритий стовбур 164 мм	7520

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 МЕП). 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 експлуатовалось 23 вертикальних свердловини із дебітом від 0,1 до 2,0 т за добу. На свердловині № 1543 забурювання розгалужено-горизонтальних стовбурів здійснювалось турбінним відхилювачем з використанням доліт \varnothing 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 початковим дебітом нафти 28 т / добу. В той час дебіт сусідніх навколишніх свердловин не перевищував 1 т/добу.

Протягом 1957-58 рр. на ділянці МЕР Бориславського 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 пересік 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 незацементованим 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 E250/8 і E240/8 в поєднанні із тришаршковими долотами \varnothing 295 мм і долотами \varnothing 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.

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 299х324 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 суб-великого 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

Таблиця 5 – Показники буріння свердловини РГ-801-Долинська

Інтервал буріння, м	К-ть метрів, м	К-ть долг, 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	У295С3Г, Т3, 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 ТК3	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	

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 застосуванню способів, заснованих на отриманні доброго породоруйнівного ефекту 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 Т12МЗ-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 “Уралмаш-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 здвоєних вібросит та гідроциклону. Осьове навантаження становило 2-4 тс. В інтервалі буріння зенітний кут не перевищував 2°. При бурінні використовува-

лись 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 б скоротити з 165 до 93. В пробурений стовбур була спущена та зацементована обсадна колона діаметром 426 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 Семигинів – 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 використовувалися долота великого діаметра. Внаслідок тривалої дії на стінки свердловини гірського тиску та бурового розчину в навколосвердловинній зоні утворюються тріщини, що спричиняють 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 виявилась 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, ТСШ-240.

З середини 60-х років почалось використання для цілей розширення стовбурів свердловин дискових розширювачів конструкції ВНДБТ (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 РШ4-394, 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.

Табл. 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	–

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 Шевченко-ва 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 попередження викривлення свердловин, треба застосовувати 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 співставлених інтервалів при бурінні суміщеним турбінно-роторним способом (А) та буріння випереджуючого пілот-стовбура з подальшим розширенням (Б).

Табл. 7. Порівняльні дані буріння за способом А і Б

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

У 1973 році технологія стовбурів великого діаметра суміщеним турбінно-роторним способом була впроваджена на 22 свердловинах об'єднання “Укрнафта” (418 Північна Долина, 100 Тянява, 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 Тянява в інтервалі від 0 до 3630 м бурилася суміщеним 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 Тянява – 335 м/верстат-місяць і на № 1 Шевченкова – 274 м/верстат-місяць.

З середини 70-х років суміщений турбінно-роторний спосіб, а пізніше суміщений 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, Орів-Вуличнянське, Стинавське, Східницьке, Долинське та Північно-Долинське, Битківське та ін.). Промислова нафтогазоносність в цій зоні спостерігається від крейдяних до поляницьких відкладів включно. Проте основні поклади нафти і газу належать до вигодської та манявської світ 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 насувом 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%. Спостерігалася 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 облад-

нання 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 “Р-110” була нарізана трапецеподібна різьба ОГ-1М, а у відкритій частині стовбура в інтервалі 5525-7022 спускали гладку безмуфтову колону. В колоні 245 мм (внутрішній діаметр 221 мм) спускали 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 130⁰С, 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 запопмо-вано бетонітовий розчин густиною 1200 кг/м³, умовною в'язкістю 40 с, статичною напругою зсуву 9/20 мг/см² та водовіддачею 16 см³/30 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/м³, оброблений виннокам'яною кислотою.

Після спуску першої секції колони свердловину промивали протягом 15 годин буровим розчином з густиною 1800 кг/м³ при продуктивності насосів 50 л/с.

Середня густина цементного розчину дорівнювала 2120 кг/м³. Послідовна подача двох порцій цементу по 39 тонн продовжувалась 41 хвилину, а протискування його буровим розчином в об'ємі 106,6 м³ – 1 годину 43 хвилини. В кінці протискування була скинута куля діаметром 75 мм, яка йшла до спеціальної муфти, установленої 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 м³ 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 245x194 мм. Температура на вибої становила 180⁰С, 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'єднуючі 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 ВНДІКрнафти 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

приспособуванням для підвищення секції обсадної колони на цементному камені.

Гладкі обсадні труби та труби з обточеними муфтами спускали на спайдерах вантажопідйомністю 320 т (виробництво Румунії), скручували круговим ключем та закріплювали машинними ключами. На ключах установлювався моментомір. Крутний 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 виннокам'яної кислот. 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 шпindelьні 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 змінилися, 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 залишились актуальними і до сьогоднішнього дня. А на той час це був видатний інженерний результат буровиків України.

Промивальні рідини

Збільшення глибини буріння на родовищах Західної України вимагало наукового і практичного вирішення низки проблем, що пов'язані з приготуванням і застосуванням бурових промивальних рідин. З врахуванням впливу на їх характеристики таких агресивних факторів як температура, тиск, мінералізація, дія біологічних організмів на деструкцію окремих реагентів-стабілізаторів постійно проводилась робота з удосконалення складів бурових розчинів.

В 50-тих роках, застосовуючи глинистий матеріал з місцевих кар'єрів, готували суспензії, які після обробки каустичною, кальцинованою содою або гексметафосфатом натрію стабілізували вугільно-лужним реагентом (ВЛР). Такі системи бурових розчинів застосовували при низьких і середніх вибірних температурах (до 80°C).

В умовах буріння солевмісних гірських порід застосовували крохмаль і різні його модифікації. На перших порах сухий крохмальний порошок попередньо пептизували в розчині каустичної соди, а відтак додавали одержаний продукт-реагент до бурового розчину. Пізніше для галузі продукували сухий модифікований крохмаль, який одержували шляхом взаємодії звичайного крохмалю, луку і хлориду натрію.

Значною мірою удосконаленню рецептур сприяла поява такого ефективного лігносульфонатного реагенту як конденсована сульфат-спиртова барда (КССБ).

В 1958 р. науковцями Чернівецького держуніверситету був запропонований проект організації випуску КССБ на території тодішнього Станіславського адміністративно-економічного району.

Широкого застосування в ті часи набули крохмально-сольові, лігносульфонатні розчини, а також проведені перші випробування нафтоемультсійних глинистих розчинів (в Долинській конторі буріння). Надалі асортимент реагентів для обробки бурових розчинів поповнився нітролігніном, продуктами гідролізу поліакриламідів (РС-2, РС-4, ін.). Для

одержання цих реагентів використовували поліакриламід Дніпродзержинського виробництва, згодом – Калуського.

Впровадження цих реагентів дало змогу одержати нові системи малоглинистих бурових розчинів, які забезпечили одержання значних економічних ефектів під час буріння свердловин на Долинському, Спаському, Танявському, Битківському родовищах.

З метою підвищення якості розкриття продуктивних пластів в 60-тих роках почали застосовувати синтетичні поверхнево-активні речовини (ПАР), зокрема НЧК (нейтралізований чорний контакт), СНС (сульфонатрієві солі), ДС-РАС, ОП-10, сульфонол, проксанол, превоцел.

Застосування ПАР сприяло появі нових систем бурових розчинів як на водяній, так і на нафтовій основі. Збільшення термостійкості промивальних рідин забезпечували різні модифікації карбоксиметилцелюлози (КМЦ), карбофен, а також різні добавки інгібіторів термодеструкції.

Значний внесок в розробку і впровадження нових реагентів та нових систем бурових розчинів на Прикарпатті в різний час зробили У. Скальська, А. Семенаш, Л. Склярська, А. Андрусак, І. Остафійчук, Б. Ємчук, М. Рудько, С. Питель, М. Кравчук, М. Кресса та ін.

Тампонування свердловин

На Прикарпатті тампонування свердловин за методом Паркінса започатковано з 1918 року, хоча назва свердловини, на якій воно було реалізовано, не збереглася. Після катастрофи на свердловині “Ойл Сіті” (м. Борислав) стало очевидним, що створити більш-менш надійні умови проводки свердловини, а тим більше її подальшого освоєння без ізоляції затрубного простору неможливо. Це була перша вдала спроба ущільнення затрубного простору портландцементним тістом. Ці, а також наступні спроби проводили за допомогою дуже примітивного обладнання. Спочатку для тампонування нафтових свердловин застосовувався звичайний портландцемент, який в ті часи не мав нормованого мінералогічного складу і характеризувався досить грубим помелом – до величини питомої поверхні 1200-1300 см³/г (за Вагнером). Цей портландцемент відрізнявся повільним тужавінням, особливо при низьких температурах, які спостерігалися в порівняно неглибоких свердловинах того часу на Прикарпатті. Пуск свердловини в експлуатацію часто затримувався, доки цемент не твердів та не отримував необхідну міцність. Ця затримка отримала назву “очікувального терміну”. У зв’язку з цим нафтовики висунули вимогу, щоб цемент для тампонування свердловин мав більшу м’якість млива, щоб він швидше тужавів та набирав необхідну міцність. Тому багато тампонажних цементів на перших порах являли собою просто стандартні портландцементи, змелені до питомої поверхні 1800-2000 см³/г (за Вагнером).

Довга історія створення тампонажних цементів пройшла етапи від тонкомелених цементів до поступового зниження м’якості млива та введення в цемент домішок, які сповільнюють терміни тужавіння.

Тампонажні цементи повільного тужавіння відрізняються від звичайних цементів тим, що в них містяться спеціальні сповільнювачі при меленні або після нього (крім гіпсу або замість гіпсу). Призначення цих домішок полягає у тому, щоб сповільнити гідратацію цементу і таким

чином продовжити терміни тужавіння при тампонуванні свердловин від 1800 до 4800 м.

Цементування обсадних колон в нафтових та газових свердловинах є технологічною операцією, від результатів якої залежить якість свердловини, а іноді й саме її існування як об'єкта гірничого призначення.

Успішність робіт з цементування залежить від багатьох чинників, серед яких для Карпатського регіону найбільш характерними є конфігурація стовбура, температурний режим у свердловині, тампонажні матеріали, технічні засоби, що використовуються при цементуванні обсадних колон, організація робіт тощо. В основу технічного прогресу в галузі цементування свердловин, подальшого вдосконалення і розвитку цих робіт покладені теоретичні і прикладні дослідження видатних учених Росії та України – Булатова А. І., Єременка Т. Є., Круглицького М. М., Луценка М. О., Мочернюка Д. Ю., Фіногенова І. С., Шищенко Р. І.

Особливості геологічної будови нафтових та газових родовищ регіону – перш за все тонка шаруватість порід з різними механічними властивостями, круті кути залягання цих порід – сприяють створенню складної конфігурації стовбура свердловини, основними ознаками якої є суттєве zenітне та азимутальне викривлення, створення уступів, каверн та жолобів. Все це призводить до ексцентричного розміщення колони обсадних труб у стовбурі свердловини, зменшує ступінь витіснення бурового розчину цементним і не дає змоги створити суцільне цементне кільце довкола обсадної колони і забезпечити надійну ізоляцію затрубного простору від проникнення через нього нафти і газу, пластових вод із одного пласта в інший, у стовбур свердловини або через заколонний простір на поверхню землі у вигляді міжколонних проявів або грифонів.

Родовища нафти і газу Карпат, Передкарпаття і Закарпаття характеризуються своєрідним тепловим режимом. На різних глибинах відмічені теплові аномалії. Досить сказати, що геотермічний градієнт залежно від геологічної зони і глибини буріння змінюється від 45 м на 1°C до 20-25 м на 1°C. Це ставить жорсткі умови перед вибором тампонажних матеріалів, реагентів для регулювання властивостей розчинів та технології цементування.

У зв'язку з цим в практиці робіт з цементування обсадних колон в глибоких свердловинах знайшли застосування різноманітні тампонажні матеріали, наповнювачі та хімічні реагенти: сповільнювачі, прискорювачі, пластифікатори тощо. Відповідної специфіки набуває і технологія цементування: суцільне, ступеневе, зворотне.

Крім своєрідного теплового режиму, надра регіону відрізняються ще й наявністю в розрізі свердловин пластів з аномально низькими та аномально високими пластовими тисками, що, в свою чергу, потребує додаткових заходів із забезпечення належної якості робіт при цементуванні обсадних колон, серед яких найчастіше використовується цементування полегшеними тампонажними розчинами. Ці розчини запобігають поглинанню їх пластами з низьким тиском та сильно дренованими горизонтами.

Саме ці особливості геологічної будови та термобаричні умови надр спричинили застосування шлакоцементів, цементів з домішками

доломітового пілу, глиноцементних, перлітоцементних, золоцементних, піщаноцементних сумішей. Одні з них є термостійкими (шлакопортландцементи), інші утворюють тампонажні розчини з пониженою густиною (глиноцементні, перлітоцементні, золоцементні), що дає змогу здійснювати підняття їх поза обсадною колоною на значну висоту без загрози поглинання пластами з низьким пластовим тиском.

В Івано-Франківській Центральній науково-дослідній лабораторії групою дослідників в 60-х роках під керівництвом М. Й. Марухняка розроблена глиноцементна суміш на базі портландцементу для “гарячих” свердловин і глино-порошку Городищенського заводу. Ця суміш давала змогу вирішувати проблему комплексно – забезпечувала можливість отримання розчину з густиною до 1300-1400 кг/м³ і одночасно утворювати цементний камінь з механічною міцністю при температурах середовища до 100-130°C, яка перевищувала міцність цементного каменю із чистого портландцементу.

Таких же результатів досягнуто і в Українському державному геолого-розвідувальному інституті в ці ж роки В. Б. Крихом при вивченні і практичному застосуванні золоцементних сумішей, приготовлених шляхом змішування портландцементу для “гарячих” свердловин з золою Добротворської ДРЕС.

Подальший розвиток цих робіт здійснювали В. В. Кротков, Я. Ю. Соболевський, А. Б. Меркулов, А. М. Переяслов, С. В. Шумега, І. І. Цуцяк та інші.

Екстремальні умови цементування та широка гама тампонажних матеріалів вимагали застосування відповідних хімічних реагентів для регулювання властивостей тампонажних розчинів. Як сповільнювачі тужавіння тампонажних розчинів широко використовувалися КССБ, КМЦ, винний камінь, деревний пек. Як прискорювач тужавіння тампонажних розчинів переважно вживалася кухонна сіль.

Починаючи з середини 60-х років ХХ-го століття з метою забезпечення в заколонному просторі максимальної повноти заміщення і недопущення взаємного перемішування бурового розчину з тампонажним розчином, широкого застосування набули так звані буферні рідини. Вони подавалися у свердловину перед тампонажним розчином і після нього у кількостях, що створюють стовп цієї рідини в обсадній колоні висотою 100-150 м.

З метою забезпечення повноти заміщення промивної рідини тампонажним розчином та необхідної герметизації заколонного простору за рахунок надійного зчеплення цементного каменю з породою робилися неодноразові спроби застосування центруючих пристроїв та засобів зняття зі стінок свердловини глинистої кірки. Однак через складну просторову конфігурацію стовбурів свердловин та малі зазори між обсадною колоною і стінкою свердловини ці заходи широкого застосування не знайшли. Основною причиною цього є побоювання можливих аварійних ситуацій при спуску обсадних колон та їх цементуванні.

Як буферна рідина переважно використовувалася технічна вода, іноді з домішкою поверхнево-активних речовин для покращання її вививних властивостей.

В останні роки для приготування і помпування у свердловину тампонажного розчину використовуються цементозмішувальні машини 2СМН-20, цементувальні агрегати ЦА-320А та ЗЦА-400А, блок маніфольдів 1БМ-700, станція контролю цементування СКЦ-2М, цементувальна головка, розподільні пробки.

Схеми розміщення і обв'язки цього устаткування різні і залежать від маси сухого матеріалу для приготування необхідної кількості тампонажного розчину, розмірів майданчика для розміщення цементувальної техніки, загальної кількості технічних засобів, що використовуються при цементуванні обсадної колони.

У всіх цих схемах, як правило, передбачається таке співвідношення між кількістю цементозмішувальних машин і цементувальних агрегатів, при якому забезпечується безперервне приготування і помпування тампонажного розчину у свердловину з наперед заданим темпом.

При цементуванні свердловин застосовуються станції контролю цементування СКЦ-2М, за допомогою яких здійснюється контроль і управління режимами процесу цементування та параметрами рідин, що помпуються у свердловину.

Самохідний блок маніфольдів 1БМ-700, до якого під'єднуються нагнітальні лінії цементувальних агрегатів, має відповідні датчики з виведенням інформації про параметри рідини на прилади, розміщені в СКЦ-2М.

Найбільш потужне підприємство для виконання всіх видів тампонажних робіт в свердловинах цього регіону (ВАТ "Укрнафта", Долинське тампонажне управління) має сучасне цементувальне устаткування, висококваліфіковані кадри, воно накопичило багатий досвід цементування обсадних колон різного діаметра та довжини, включно з роботами з кріплення надглибоких свердловин, наприклад, № 1 – Шевченкова, а також щодо установки в свердловинах цементних мостів різного призначення.

Незаперечну і виключно важливу роль у розвитку робіт з цементування обсадних колон, наукового підходу до вибору найефективніших тампонажних матеріалів, активних домішок до них, інертних наповнювачів, хімічних реагентів, в освоєнні нових технічних засобів і новітніх технологій відіграли такі провідні фахівці-виробничники, як Діак І. В., Мельничук А. М., Камінський О. М., Андрійчук Й. С., Іванів М. І., Прокопець Б. М., Білик М. І., Дячишин М. М. та багато інших.

Буріння свердловин з урахуванням закономірностей природного викривлення

На нафтових та газових родовищах в межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину та Скибової зони Складчастих Карпат буріння свердловин супроводжується значним викривленням, що призводить до відхилення вибоїв від проектного положення на 300-400 м та набуття стовбурами свердловин складної просторової конфігурації. Таке велике відхилення вибоїв свердловин при пошуково-розвідувальному бурінні може призвести до непопадання свердловини в глибоко залягаючі поклади, де ширина складок співставима з величиною горизонтального відхилення, а при експлуатаційному бурінні велике викривлення стовбурів призводить до значного порушення сітки роз-

робки, що у будь-якому випадку ускладнює процес експлуатації покладів нафти і газу.

Тому для боротьби з викривленням свердловин буріння їх велося на занижених осьових навантаженнях на долото з використанням кривих перехідників, жорстких компоновок низу бурильної колони, що неминуче призводило до зменшення швидкості буріння і збільшення вартості бурових робіт.

Аналіз даних по свердловинах, пробурених на родовищах Бориславсько-Покутської зони, показав, що викривлення стовбурів свердловин відбувається не хаотично та безсистемно, а у відповідності з певними об'єктивно існуючими закономірностями. Наявність таких закономірностей дає змогу завчасно розрахувати відхилення траєкторії стовбура від вертикалі. При таких розрахунках провідна роль належить встановленню азимута та кута падіння порід в проектній свердловині, де також враховуються спосіб буріння, тип та розмір доліт, компоновка бурильної колони, осьові навантаження на долото та інші чинники, що впливають на викривлення стовбура свердловини.

На основі визначення проектних величин кутів зенітного та азимутального викривлення свердловини будуються проектні профілі викривлення та інклінограми, згідно з якими визначаються азимут та сумарне горизонтальне відхилення вибою свердловини від її гирла. Після цього визначається точка закладання свердловини шляхом зміщення її від проектного положення на відстань, що дорівнює сумарному проектному відхиленню у напрямі азимуту відхилення, зміненому на 180° .

Методика буріння із зміщеного положення гирла свердловини розроблена в Івано-Франківській центральній науково-дослідній лабораторії в 1962-1963 роках колективом авторів (Артемчук І. О., Бахталовський Б. Б., Боднарук Т. М., Марухняк М.Й., Скальський В. М.) і вперше була випробувана при бурінні свердловини № 526 на Битківському родовищі. Сумарне горизонтальне відхилення вибою цієї свердловини становило 265 м, проте відхилення від проектного місцеположення, визначеного проектом розробки родовища, становило лише 56 м. Подальше впровадження методики на Битківському та Долинському родовищах дало змогу досягти відхилень в межах 22-32 м.

Всі ці свердловини бурилися без обмежень осьових навантажень на долото та без застосування кривих перехідників і складних компоновок низу бурильної колони, завдяки чому досягалися більш високі техніко-економічні показники буріння і скорочувалися терміни будівництва свердловин.

У другій половині 70-х та на початку 90-х років цей метод почав широко застосовуватися при бурінні на Передкарпатті похило-скерованих свердловин.

Сутність технології з використанням природного викривлення (Величко М. М., Боднарук Т. М.) полягає в тому, що у верхніх інтервалах до глибини 2000 – 2500 м ведеться активне керування траєкторією стовбура свердловини з таким розрахунком, щоб в нижніх інтервалах він (прямуючи природним викривленням) потрапив у коло допуску. Профіль похило-скерованої свердловини, яка буриться із використанням природного викривлення, складається із таких інтервалів: умовно-

вертикального, переходу на розрахунковий азимут і набору zenітного кута; стабілізація zenітного і азимутального кутів; падіння zenітного кута з переходом на природне викривлення свердловини; природного викривлення свердловини.

Буріння свердловин за такою технологією дає можливість виконати всі роботи, пов'язані з орієнтуванням КНБК і набором кривизни, у верхніх інтервалах, що дуже важливо при турбінному бурінні.

Крім цього, така технологія дає змогу бурити нижні інтервали без обмеження навантаження на долото. За такою методикою пробурено більшість похило-спрямованих свердловин Старо-Самбірського, Орів-Уличнянського, Довбушанського, Бистрицького, Південно-Гвіз-децького та інших родовищ Передкарпаття.

З історії буріння свердловин з продувкою вибою газами на Передкарпатті

Відомі чотири різновиди способу буріння з використанням газоподібних агентів за співвідношенням витрат газу та рідкої фази, які в теорії буріння відрізняються за ступенем аерації α :

I. Буріння з продувкою вибою повітрям (газом), при цьому рідкої фази нема.

II. Буріння з продувкою вибою туманом (подача рідини, зазвичай води, обробленої ПАР, в незначних об'ємах), $\alpha = 300$ і навіть більше.

III. Буріння з промиванням вибою піною (вода також обробляється ПАР), $\alpha = 50 \dots 300$.

IV. Буріння з промиванням вибою аерованим буровим розчином, $\alpha = 4 \dots 25$.

Використання цього методу буріння забезпечує:

– зростання проходки на одне долото до 10 разів і більше та механічної швидкості буріння в 3-4 рази, при цьому збільшення показників буріння залежить від величини α (чим більше α , тим більша кратність росту);

– скорочення часу на ліквідацію поглинання бурового розчину, очищення стовбура свердловини від шламонакопичення;

– збереження колекторських властивостей пласта і, як правило, скорочення часу на освоєння свердловин та збільшення їх дебітів.

Збільшення показників роботи доліт пов'язане зі зниженням тиску та кращим очищенням вибою від зруйнованої породи. Зниження тиску дає змогу проходити зони поглинання в умовах рівноваги вибійного та пластового тисків, розкривати продуктивні горизонти з аномально низьким пластовим тиском не лише в режимі рівноваги, але й при депресії, тобто, коли тиск на пласт під час розкриття є меншим від пластового.

В колишньому СРСР вперше спосіб буріння з продувкою вибою стиснутим повітрям був випробуваний в 1965 році на свердловині № 643 Долинського нафтового родовища.

На цій свердловині після спуску кондуктора діаметром 325 мм та його цементування на гирлі над превентором був установлений герметизатор та обв'язані два компресори 4N02. Буріння велося в поляницьких відкладах в інтервалі 150-842 м роторним способом шарошковими долотами У295МГЛ Дрогобицького заводу з демонтованими гідромоні-

торними насадками. Цей інтервал був пройдений трьома долотами в той час, коли при турбінному бурінні аналогічних розрізів в інших свердловинах витрачалося від 18 до 21 доліт. Механічна швидкість буріння була вищою, ніж при турбінному бурінні в 1,7 рази. На глибині 966 м почалося обвалювання порід зі стінок свердловини, що стало причиною припинення цього буріння.

На наступній свердловині (№ 640) інтервал 174-1190 м був теж пробурений трьома долотами. Перше долото підняли з вибою передчасно через злам зворотного клапана, який установлювався над долотом. Зате наступне долото пройшло інтервал 300-1031 м при зносі до 60%. Проходка на це долото в 20 разів перевищила аналогічні проходки на долото при турбінному бурінні. Третє долото пройшло лише 159 м, і буріння було припинене через появу обвалів порід, хоча при його підйомі не виявили ознак спрацювання долота.

В цю свердловину на глибину 1254 м була спущена обсадна колона діаметром 219 мм, і надалі поглиблення свердловини роторним способом велося до глибини 1469 м з продувкою вибою стиснутим повітрям. При глибині 1469 м перейшли на буріння з промиванням вибою буровим розчином, оскільки почалося осипання порід та незначний приплив газу.

Третю свердловину (№ 647) на цьому родовищі бурили електробуром Е250/8 (швидкість обертання вала становила 675 об/хв). На буріння інтервалу 165-972 м було витрачено сім доліт. Середня механічна швидкість буріння становила 28,2 м/год. Під час буріння було встановлено, що при такій швидкості обертання вала перегріваються і електробур, і долото.

Велику допомогу в організації буріння цих та інших свердловин надали тодішній заступник генерального директора об'єднання "Укрзахіднафтогаз" Б. І. Чайковський, начальник Долинського УБР В. М. Дітчук, головний інженер цього ж УБР Й. С. Андрійчук та головний механік В. А. Сокирко.

В Івано-Франківську для цих цілей був створений відділ промислових випробувань ВНДІБТ, куди були запрошені на роботу молоді, але досвідчені інженери Д. С. Бігун, Д. В. Даниш, М. Л. Шумада, В. М. Лотовський. Першим керівником відділення (1966-1968 рр.) був Л. П. Шанович, пізніше Р. С. Яремійчук (1969-1976 рр.) та В. Ф. Жданков (1976-1985 рр.), після 1985 р. – В. М. Мойсеєнко.

Практичне технічне керівництво, розробку технологій буріння цим новим способом здійснювали к.т.н. Ю. С. Лопатін, к.т.н. І. П. Елманов, інженери В. П. Мазур, І. В. Белей. Безпосередню координацію робіт здійснював к.т.н. Я. А. Гельфгат.

В цьому ж році вперше на території колишнього СРСР на родовищі Спас було розкрито нафтовий пласт з продувкою вибою туманом. В інтервалі 1300-1600 м містилося шість нафтових пластів, товщина кожного з них становила 3-8 м.

На першій свердловині (№ 35) в процесі буріння туманом до глибини 178 м були розкриті лише три пласти. Під час буріння з пласта виносилися нафта і газ. Під час спуско-підймальних робіт свердловина заповнювалася дегазованою нафтою.

На наступній свердловині (№ 36) проектом передбачалося розкрити лише один нижній пласт. Обсадна колона була опущена до покрівлі останнього пласта. Пробуривши продуктивний пласт, в нього опустили фільтр-хвостовик і запустили свердловину в експлуатацію. Дебіт свердловини становив 15 т/добу, що дорівнювало дебіту свердловин, які експлуатували всі шість пластів.

В 1968 році буріння з продувкою повітрям велося лише на 4-х свердловинах, оскільки бурові організації зменшили буріння в західному регіоні України та переорієнтувалися на роботу в Західному Сибіру.

В 1968 році вперше було застосовано піну в свердловині № 116 Вулично в інтервалі 305-1026 м. Цей інтервал пробурений чотирма долотами, в той час як при застосуванні турбінного способу витрачалося 35-38 доліт. Механічна швидкість була в два рази більшою, ніж при турбінному бурінні.

В 1969 році за ініціативи головного інженера тресту "Львівнафтогазрозвідка" М. С. Касіяна та головного геолога Скордулі В. Д., не дивлячись на те, що в більшості свердловин спостерігалися газопрояви під час розкриття пластів, були проведені роботи з розкриття газового пласта на площі Великі Мости (Волино-Поділля), на якій на той час з 24 пробурених свердловин лише одна дала промисловий приплив.

На цій площі градієнт пластового тиску становив 0,8...0,9, що вело до незворотного погіршення колекторських властивостей порід під час розкриття пластів з промиванням буровим розчином.

На цій свердловині в інтервалі 2197-2360 м було витрачено п'ять доліт, що в 7,7 разів менше, ніж при турбінному бурінні. На гирлі свердловини були установлені універсальний превентор та обертовий превентор фірми Шеффер. На цій же свердловині були виконані і ловильні роботи з підняття з вибою долота і однієї свічки обважнених бурильних труб.

Зразу ж після досягнення проектного вибою був проведений вимір дебіту газу, який становив 100 тис. куб. м.

Актуальність цих робіт зберігається на Волино-Поділлі і нині, оскільки, як встановлено пізніше, більшість пластів тут мають аномально низькі пластові тиски, тому буріння звичайним способом не призвело до відкриття нових родовищ.

В 1970-х роках продовжувалися роботи на площах Вулично та Битків.

Унікальні дані були отримані на свердловині № 44 Спас, на якій після спуску проміжної обсадної колони був розкритий туманом лише один продуктивний пласт, дебіт якого становив при ерліфтному режимі 23,5 т/добу. Після заповнення свердловини буровим розчином та бурінні її до проектної глибини, обсадження інтервалу та цементування і перфорації процес освоєння свердловини тривав 85 діб. Початковий дебіт всіх свердловин становив лише 3 т/добу, а при подальшій експлуатації свердловин внаслідок поступового очищення пластів протягом 170 діб дебіт свердловини стабілізувався на величині 15 т/добу. Цим було наочно підтверджено доцільність розкриття пластів з продувкою вибою газом.

В тресті “Львівнафтогазрозвідка” в цьому ж році велося буріння на розвідувальних площах Росільна, Теребовля та Дольнич-Колодинець, причому на останній буріння велося в двох інтервалах: 100-842 м та 1825-2208 м. На цих свердловинах проходка на долото зростає в 10 разів, а механічна швидкість буріння в 3-4 рази порівняно з турбінним бурінням.

В 1971 році цей спосіб буріння застосовувався в свердловинах на площах Вулично, Делятин та Битків. На площі Делятин буріння міцних стрийських порід велося електробуром в інтервалі 200-1315 м.

В тресті “Львівнафтогазрозвідка” цей спосіб застосовувався також при бурінні двох структурно-пошукових свердловин на площах Завадівка та Володимир-Волинська з загальним об’ємом буріння 1500 м.

В цьому тресті унікальними можна вважати результати застосування продування вибою повітрям на свердловині № 2 Новий Битків в двох інтервалах. Перший інтервал 528-1509 м був пробурений 12-ма долотами діаметром 269 замість 85 мм, які витрачалися в сусідніх свердловинах при турбінному бурінні. У зв’язку з появою обвалів стінок свердловини подальше поглиблення до проектної глибини з 3500 м велося з промиванням вибою буровим розчином. На цій свердловині зекономлено 141 долото при зростанні швидкості буріння в 3-5 разів. В цьому ж тресті буріння з продувкою повітрям велося на свердловині № 1 Чернівці в інтервалах 396-1335 м та 1349-1627 м.

З 1973 року з ініціативи Г. Г. Семака та Р. С. Яремійчука при підтримці тодішнього начальника Надвірнянського УБР О. М. Янкевича, заступника начальника об’єднання “Укрнафта” А. М. Мельничука почалися роботи щодо розкриття менілітових покладів на Битківському родовищі з продувкою вибою азотом, природним газом та пінами (свердловини №№ 662, 609 та 640). Джерелом азоту були установки рідкого азоту АГУ-8К, які заправлялися рідким азотом на Львівському кисневому заводі. Це були перші роботи в колишньому Радянському Союзі, при яких продуктивний пласт розкривався газоподібним азотом.

Після закінчення розкриття пластів були отримані дебіти, що перевищували в два рази дебіти навколишніх експлуатаційних свердловин.

На свердловині № 650 Битків розкриття продуктивних менілітових покладів велося з продувкою вибою природним газом з газопроводу, призначеною для газліфтної експлуатації. При активних нафтопроявленнях було пробурено 160 м, після чого свердловину пустили в експлуатацію.

В 1975 році розкриття нафтового пласта азотним туманом (бориславського пісковика) проводилось на свердловинах № 1 БП та 2 БП, у яких градієнт пластового тиску становив лише 0,1. Свердловини були призначені для теплового впливу на пласт.

В 1976 році продовжувалися роботи з розкриття нафтових пластів з продувкою туманом на свердловинах № 161 та № 160 Орівського родовища поблизу Борислава на глибинах понад 3000 м. З свердловини № 161 Орів було отримано приплив нафти близько 30 т/добу та газу 250 тисяч м³/добу. Після глушіння свердловини дегазованою нафтою її передали в експлуатацію.

Виконані за 8 років роботи дали змогу не лише відпрацювати технологію такого буріння, а й сформулювати вимоги до вибору об'єктів для застосування газоподібних агентів при бурінні.

Значний вклад в розвиток робіт з буріння та розкриття продуктивних пластів із використанням газоподібних агентів внесли спеціалісти ВНДІБТ Ф. Н. Авдєєв, І. В. Белей, Д. С. Бігун, І. Л. Елманов, О. В. Зоре, Р. Г. Карлов, Ю. С. Лопатін, В. П. Мазур, О. О. Межлумов, І. М. Мурадян, Ф. М. Фоменко, Г. Г. Семак, М. Л. Шумада, Р. С. Яремійчук та спеціалісти-виробничники Й. С. Андрійчук, В. М. Дітчук, Е. А. Іваницький, Я. М. Струс, О. М. Янкевич та інші.

На жаль, цей унікальний досвід в подальшому не знайшов поширення в Західній Україні. Тут, починаючи з середини 70-х років, скорочуються обсяги буріння свердловин взагалі, зменшується фінансування робіт, а багато бурових колективів починають працювати вахтовим методом в Східній частині України та в Західному Сибіру (Росія).

Освоєння свердловин

Довгий час освоєння свердловин здійснювалося традиційним способом – заміною рідин (бурового розчину водою, нафтою) або зниженням їх рівня у свердловині за рахунок подачі в трубний або затрубний простір стиснутого повітря чи опускання на сталевій лінві сваба. В 50-і роки нафтовики отримали для цих цілей пересувний компресор УКП-80. Як правило, під час освоєння свердловин силами бурових бригад пласти рідко піддавалися штучній дії з метою інтенсифікації припливу. Ці операції виконували спеціалісти нафтогазовидобувних підприємств вже на стадії експлуатації свердловин.

В кінці 50-х років, на початку 60-х років починає застосовуватись як засіб покращання фільтраційних властивостей порід-колекторів метод змінних тисків, розроблений К. В. Гаврилкевичем. Метод полягав в тому, що у свердловині створювалися тиски до величини міцності обсадної колони, при яких установлена на гирлі тарована діафрагма розривалася. Під час розриву діафрагми у вибої миттєво зменшувався тиск, що призводило до прискореної фільтрації пластового флюїду з пласта у свердловину з винесенням з пласта дисперсної фази, включаючи обважнювач бурового розчину – гематит. Повторно установлювалася на гирлі діафрагма, і процес продовжувався. Цей метод давав можливість після проведення багаторазових циклів змінних тисків досить добре очищувати пласт. Так, на свердловині № 1 Орів у 1961 році були проведені роботи цим методом при освоєнні менілітових відкладів при глибині свердловини 3000 м. Після проведення кожних п'яти циклів свердловина промивалася пінним потоком до очищення вибою. На цій свердловині було проведено 40 циклів протягом шести діб, внаслідок чого з свердловини було вимито близько 6 т гематиту, який потрапив під час розкриття менілітових відкладів у пласт. При такому забрудненні пласта отримати промисловий приток було неможливо. Цей метод успішно застосовувався в Бориславі та інших нафтових регіонах Західної України.

В Бориславі в окремих випадках виклик припливу здійснювали і таким чином. У свердловину опускали насосно-компресорні труби з установленою чавунною заглушкою в нижній частині колони. Опустивши ці труби на глибину 1500-2000 м та обладнавши відповідним чином

гирло свердловини, в насосно-компресорні труби вкидали сталевий лом, який, падаючи донизу, руйнував чавунну перемичку, внаслідок чого стовп рідини із затрубного простору швидко переміщувався в середину НКТ. Цим створювали миттєву депресію на пласт, що забезпечувала створення умов для припливу нафти чи газу з пласта.

В 70-х роках на Прикарпатті було пробурено 26 свердловин глибиною понад 4300 м. Проте лише поодинокі свердловини були освоєні з дебітом від 20 до 100 т/добу. В 10-ти свердловинах були отримані припливи від 2 до 5-6 т/добу. А в 8-ми свердловинах продуктивні горизонти виявилися “сухими”, хоча за заключенням промислово-геофізичних служб пласти були нафтогазонасиченими.

В Івано-Франківському інституті нафти і газу (нині Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу) почалася реалізація нової програми освоєння свердловин. Вже до 1981 року проф. Яремійчуком Р. С. були розроблені наукові засади технології, яка давала змогу створювати в зоні продуктивного пласта багаторазові миттєві депресії на пласт при використанні високонапірних струминних апаратів. В цей час і в наступні роки розроблені різні модифікації струминних апаратів (стаціонарні, вставні, з прямою та зворотною циркуляцією типу УОС, УЕОС, ПГДС) з фіксацією тиску у зоні пласта за допомогою глибинних манометрів або з фіксацією тиску на поверхневих осцилографах від глибинних датчиків. В розробці цієї технології та обладнання брали участь Б. М. Кифор, В. Р. Возний, В. М. Лотовський, Г. О. Лісовський та інші інженери. Вперше струминні апарати були випробувані в Долині (1980), пізніше в Старому Самборі (1981) і найбільш повно, як на той час, на свердловині № 6 Східниця (1981).

Цією технологією створювалися почергово миттєві депресії на пласт з наступним відновленням гідростатичного тиску. Під час створення миттєвих депресій відбувалося очищення пристовбурної зони пласта від продуктів кольтатації, винесення у свердловину різних механічних домішок, продуктів гідратації глин, осадів солей і т. ін. Розроблені конструкції струминних апаратів давали змогу періодично записувати криві відновлення тисків, а їх інтерпретація – оцінювати заміну фільтраційних властивостей порід в процесі освоєння свердловини.

На свердловині № 6 Східниця внаслідок технологічних помилок під час розкриття пласта та цементування експлуатаційної колони в пласт через тріщини проникла велика кількість глинистого розчину та обважнювача. Оскільки свердловина № 3 Східниця була здана в експлуатацію з добовим дебітом понад 200 т, то отримання дебіту на свердловині № 6 лише 3 т заставило виробників шукати шляхи збільшення дебіту цієї свердловини. На цій свердловині були отримані такі наукові та виробничі дані:

– встановлені залежності для визначення величини депресії на пласт при різних параметрах струминного апарата, конструкції свердловини, тисках, що створюються на гирлі наземними агрегатами під час проведення операцій, та величинах припливу з пласта;

– експериментально було підтверджено можливість створення вакууму в підпакерній зоні пласта, “холодного кипіння” рідини при відсутності припливу з пласта;

– під час проведення 106 циклів “депресій-репресій” з пласта було вилучено близько 40 м^3 бурового розчину, який був поглинутий тріщинами при цементуванні з протитиском.

Практично ці роботи дали життя новій технології, яка в наступні роки була перенесена в Росію (Західний Сибір, республіка Комі, Оренбург та в інші нафтогазоносні райони), де за період 1984-1999 рр. вона застосовувалась на більш як 5-ти тисячах свердловин.

На жаль, ця технологія не знайшла подальшого застосування на Передкарпатті.

Нині вона застосовується для очищення привибійних зон нафтових і газових свердловин з метою збільшення дебітів видобувних або приймальності нагнітальних свердловин, для гідродинамічних досліджень пластів.

Значний внесок в методи гідравлічних досліджень свердловин зроблено видатним вченим-нафтовиком Е. Б. Чекалюком.

З інженерів-практиків та дослідників, які працювали над проблемою освоєння свердловин, треба відзначити Ю. Д. Качмара, який багато вніс нового в теорію та практику гідравлічного розриву пластів, в розробку технологій гідропіскоструминної перфорації, в удосконалення методів кислотних обробок пластів.

В липні 1955 року Е. Чекалюком розроблена інструкція для проведення ГРП, затверджена управлінням “Бориславнафта”, а в грудні він завершив науковий звіт по темі № 5 ЦНДЛ об’єднання “Укрнафта”. У звіті вперше запропоновано уявлення про механізм ГРП на базі теорії пружності та опору матеріалів. Розроблена теорія перевірена промисловими експериментами.

На Долинському родовищі застосовували технологію, розроблену О. Гайворонським та В. Бабченком. ГРП проводили в’язкою рідиною $60-90 \text{ м}^3$ – суміші гудрону з веретенною оливою та 5-6 т піску. Нагнітання в пласт спочатку здійснювали агрегатами АН-500 при витраті $0,8 \text{ м}^3/\text{хв.}$ і тиску до 30 МПа. Всього проведено 40 ГРП, після яких одержано додатково близько 90 тис. т нафти.

На Долинському родовищі Ю. Качмар, В. Касянчук, Р. Мисьович застосували технологію високошвидкісного ГРП з нагнітанням в пласт з витратою $1,6-1,8 \text{ м}^3/\text{хв.}$ при тиску на гирлі близько 50 МПа малов’язкої нафти або води в об’ємі 100-500 м^3 .

Практично всі ГРП здійснювались на родовищах Передкарпаття, які характеризуються низькопроникними колекторами.

В НГДУ “Долиннафта” у 1970-95 рр. В. Касянчук використав водні 0,4% розчини ПАА для ГРП у нафтових і водонагнітальних свердловинах. Це дало змогу значно, майже на 15 МПа, зменшити гідравлічні втрати і збільшити витрату рідини до $2 \text{ м}^3/\text{хв.}$, застосовуючи 8-10 агрегатів 4 АН-700.

Взагалі ВАТ “Укрнафта” в 1970-80 рр. проводилось щорічно близько 50 ГРП з середнім додатковим видобутком нафти 350-500 т на одну операцію.

Пізніше, у зв’язку зі значною обводненістю свердловин, ефективність і кількість ГРП знизилась. У 1981-95 рр. вона становила 200-300 т на одну свердловину при зменшенні їх кількості до 15-25 на рік.

В 1996 р. ВАТ “Укрнафта” за ініціативою Г. Лісового, М. Лілака і В. Гаркота придбало комплект спецтехніки фірми “Stewart & Stivenson”: 3 насосні агрегати FC-2251 з сумарною витратою 3,6 м³/хв. при тиску до 70 МПа, змішувач, комп’ютеризовану станцію керування і програми для проектування процесу фірми Meyer & Associates, Inc. Також придбано керамічний закріплювач тріщин високої міцності замість піску – пропант та рідину – водний гель фірми Clearwater, Inc.

ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта” (Ю. Качмар, Ф. Бурмич, А. Андрусак, В. Цьомко) та Долинське тампонажне управління (М. Дячишин, І. Дмитришин, В. Савка, І. Кузів) здійснюють проектування і проведення процесів за новою технологією в свердловинах глибиною від 1500 до 6000 м.

За 1997-99 рр. проведено близько 30 потужних ГРП. Додатковий видобуток нафти зріс до 900 т на одну свердловино-операцію.

ЦНДЛ розробляє і впроваджує власні рецептури рідин для ГРП, щоб здешевити процес.

Цікаві та важливі роботи з гідропіскоструминної перфорації перфораторами з похилими каналами в 80-х роках виконані Г. Д. Савенковим разом з В. С. Бойко. Ці роботи показали можливість збільшення верхні припливу з пласта з метою підвищення продуктивності свердловин.

Проблемі освоєння свердловин були присвячені також докторські дисертації М. М. Іванюти та Р. С. Яремійчука.

Деякі катастрофи при бурінні свердловин

У 1907 році в Бориславі страшна катастрофа мала місце на свердловині “Ойл Сіті”, яку бурила американська фірма у Тустановичах в районі Понерли. Пророча назва (“Нафтове місто”) без сумніву себе виправдала, а завдяки отриманому відкритому нафтовому фонтану стала відома на весь світ. При глибині 927 м вона в 1907 році видала 860 т нафти за добу. На початку 1908 року при продовженні буріння був розкритий другий продуктивний горизонт, який К. Толвінський назвав “бориславським пісковиком”. День трагічної слави цієї свердловини настав 19 червня 1908 року, коли з глибини 1016 м стався великий відкритий фонтан нафти і газу. Виверження нафти почалося так раптово і несподівано, що для приймання такої великої кількості нафти промисловці не були готові. У перші 24 години два парових насоси змогли перепомпувати лише 1800 т нафти, решта нафти залила навколишні поля. Кількість виверженої нафти зростала на очах, щоразу заливаючи все більшу територію. Наступного дня нафту помпували вже вісім парових насосів, але відібрати її всю було практично неможливо. Нафту річка Тисмениця несла у Дністер. Величезна армія робітників працювала над будівництвом загати навколо свердловини, насипаючи земляні вали. Щодобовий викид становив 3000 тонн нафти та 900 тисяч кубічних метрів газу. Тустановичі, Борислав, Трускавець, Дрогобич, всі навколишні поля були насичені масляним конденсатом, і вся територія Дрогобицького повіту знаходилися мов би над гирлом вулкану. Тодішня хроніка писала – одна іскра і центр нафтової промисловості буде знищений. На допомогу прийшло австрійське військо. До 17 червня ситуація була взята під контроль, а потік нафти був скерований до земляних збірників. Внаслідок нафтових і газових викидів навколишні ліси та поля були знищені. При-

родний газ викидувався в атмосферу. Його з великої відстані було видно неозброєним оком.

Під час грози 4 липня 1908 року від блискавки “Ойл Сіті” разом з резервуарами нафти загорілася. Великий струмінь палаючих нафти і газу вирвався з-під землі на висоту 100 метрів, створивши загрозу всьому Бориславу. Річкою Лошень плив вогняний потік нафти, охоплений чорною хмарою такого диму, що серед білого дня жителі вимушені були освітлювати свої помешкання. Пожежу було видно з відстані 50 кілометрів, вона продовжувалася протягом 21 доби. Вид палаючої вежі називали “Галицьким Везувієм”. Крім “Ойл Сіті”, пожежа охопила ще декілька свердловин, а також прилеглі до них збірники нафти. Для ліквідації пожежі вогняний простір було вкрито бляхою з отворами для відведення згоряючих газів. Потім бляху було засипано землею, нафта ж витікала трубами до долів (земляних ям). Палаючі гази, що гасилися в одному місці, одночасно спалахували в іншому. Не допомагали і бомби, наповнені вуглекислотою. Фонтан зупинився від обвалів порід у стовбурі свердловини.

Після цієї катастрофи в Бориславі, Биткові та Східниці траплялося ще багато відкритих фонтанів, але катастрофи таких масштабів більше не повторювалися.

Інженери почали працювати над проблемами закріплення за колонного простору цементним розчином з метою створення монолітної конструкції свердловини.

Почалися роботи і над створенням захисного гирлового обладнання, яке було б спроможним скеровувати потік нафти і газу з свердловини у збірники. Вже в 30-х роках з'являються перші ковані превенторні установки, вдосконалюється система з'єднання всіх колон, які опускаються в свердловину.

Наступною аварією, яка ввійшла в аннали нафтогазової історії, був відкритий газовий фонтан у 1946 році на свердловині № 105 Угерсько. Внаслідок недостатньої геологічної інформації, порушення технологічної дисципліни при відсутності на свердловині надійних превенторів виник потужний газовий фонтан, який пізніше заповнився. Заграву від полум'я вночі було видно на відстані 100 км або й більше. Щодоби викидалося в небо понад 1,5 мільйона кубічних метрів газу. Навколо свердловини утворився кратер, заповнений водою. Враження від газового фонтану було приголомшливим. Величезний кратер довжиною 100-120 м та шириною близько 30 м був заповнений киплячою та клокочучою рідиною, над поверхнею якої простягалася величезна куля згоряючого газу та клуби пари. Від потужного вирування рідини буринні труби та інші частини зануреного обладнання пересувалися та рухалися. За два роки в атмосферу було викинуто понад 1 млрд. м³ газу.

Буріння цієї свердловини велося трестом “Укргаз”, керуючим якого був А. О. Дегтярьов, а головним інженером П. Строна. Бутова бригада складалася переважно з місцевих робітників (села Дашава, Угерсько).

Відкритий газовий фонтан не вдавалося закрити впродовж двох років. З Москви в 1947 році відрядили до Стрия відомого вже в той час молодого інженера Гельфгата Я. А. Було прийнято рішення використати свердловину, яка знаходилася на відстані близько 500 м від свердловини

№ 105 Угерсько і на якій вже був спущений кондуктор для буріння похило-скерованої свердловини. Тут вперше були використані турбобури, виготовлені в ремісничих майстернях, інклінометри, а замість кривих перехідників використали вигнуту бурильну трубу. Після закінчення буріння цієї свердловини, обсадки її трубами та освоєння без використання штуцера, тобто при необмеженому відборі газу на свердловині № 105 фонтан послабився, а відтак згас. Очевидно, що зменшення відбору газу співпало з обвалами породи в зоні продуктивного пласта. Сьогодні на місці цієї свердловини залишився кратер, що став малим озером.

Ще одна катастрофа мала місце в 1959 році на Рудківському газовому родовищі. 2 травня в селі Тулиголово вздовж річки Дністер газ вирвався через заколонний простір закінчених бурінням газових свердловин до верхніх водяних пластів і утворив багато грифонів. Газ мов би зорав землю, на болотах видував великі грязьові бульбашки та викидав болото з газом на висоту до десяти метрів, зрихлював землю під печами окремих хат, в пивницях. На відстані близько 10 кілометрів газ вирвався через розлом ріки Дністер. 2 травня співпало з Великодніми святами, а людей терміново почали евакуювати за межі району цього лиха. Виходи газу підпалили. І вдень, і вночі горів газ над водою вздовж ріки Дністер, вздовж села, на полях і на болотах.

Причиною цього лиха було те, що на Рудківському газовому родовищі в масовому обсязі бурилися похило-скеровані свердловини, прообраз майбутнього кущового буріння. При цьому використовувалися спеціальні вишки, в яких на короні пересувався кронблок, а в самій вишці ротор теж співставлявся з пересунутим кронблоком по виску на 1 метр. Цієї відстані було достатньо, щоб з однієї вишки прокладалися траси двох свердловин, вибої яких розводилися один від одного на 700 м. Технологія кріплення свердловин була недосконалою. На обсадних колонах не встановлювалися центратори, і вони ввігнутою стороною лягали на стінку свердловини.

Під час буріння однієї з свердловин почався неконтрольований газовий викид. Його вдалося утримати превенторами, і тиск через затрубний простір кондуктора утворив тріщини і дав можливість газу вирватися на поверхню, проникнути у верхні пласти прісної води.

Для ліквідації цього лиха фонтануючу свердловину заповнили цементним розчином через бурильні труби, спущені перед цим до вибою, ліквідувавши таким чином газовий фонтан.

Для розвантаження від газу верхніх водяних горизонтів на глибину до 100 м було пробурено кілька сотень свердловин, верхні кінці обсаджених труб були нарощені вверх на 8...10 метрів, а газ, що виходив з них, підпалювався. Вся територія нагадувала величезний багатосвічковий світильник. Протягом літа 1959 та зими 1960 років з Руднівського родовища витекло в атмосферу близько 1 млрд. м³ газу.

Головним уроком цієї катастрофи були розроблені умови до проектування конструкцій газових свердловин, оснащення обсадних колон центраторами та розробка технології заміщення глинистого розчину цементним при ламінарній течії потоків рідин (Т. Ю. Єременко та Д. Ю. Мочернюк), а створення надлишкового тиску під превентором на тужавіючий цементний розчин було запропоновано та реалізовано впе-

рше П. В. Шинкариком в 1962 році, хоча в літературу воно ввійшло в 1964 році від А. А. Гайворонського.

Короткі відомості про науковців-буровиків, що працювали з 1945 до 2000 року на теренах Передкарпаття

З кінця 40-х років при Львівському політехнічному інституті на нафтовому (газонафтопромисловому) факультеті формується наукова школа буріння свердловин. Ця школа зосереджується на кафедрі буріння нафтових і газових свердловин навколо завідувача кафедри к.т.н., доцента, а згодом д.т.н., професора Єременка Т. Ю. На перших порах вона виключно була присвячена проблемам міцності обсадних труб, методам розрахунку обсадних колон. Разом з Т. Ю. Єременком працювали на той час ще молоді дослідники Д. Ю. Мочернюк, М. О. Жидовцев, А. О. Федоров, О. В. Тищенко, С. Ф Білик, П. О. Віслобіцький, Л. І. Піскозуб, В. В. Кравець. У Львівському політехнічному інституті була сконструйована та виготовлена унікальна експериментально-дослідна установка для дослідження обсадних труб.

З цієї групи дослідників пізніше вийшли вчені – доктори наук Дмитро Мочернюк, Микола Жидовцев, Сергій Білик.

З 1967 року науково-дослідні роботи в галузі буріння свердловин розвиваються в Івано-Франківському державному технічному університеті нафти і газу, де формуються окремі школи з різних проблем буріння свердловин. Школу проф. Єременка Т. Ю. розвиває і нині д.т.н., проф. Коцкулич Я. С.

У 1982 р. захистив докторську дисертацію Роман Яремійчук, у 1992 – Ярослав Коцкулич, пізніше Богдан Навроцький, Василь Векерик, Михайло Мислюк, Євстахій Крижанівський, Георгій Семенцов, Петро Огородніков, Василь Мойсишин, Богдан Копей. З середини 70-х років в Університеті працював російський вчений, д.т.н., професор Віталій Ясов.

Професори Євстахій Крижанівський, Богдан Копей, Олег Карпаш, Василь Івасів, Борис Чернов у своїх докторських дисертаціях розробляють теоретичні основи міцності та надійності роботи бурильних колон, досліджують опір втомі бурильної колони, розробляють методи прогнозування довговічності їх роботи.

Професори Петро Огородніков, Василь Векерик, Василь Мойсишин досліджують динаміку бурильної колони, створюють оригінальні конструкції амортизаторів бурильної колони.

Професори Віталій Ясов і Михайло Мислюк займались дослідженнями процесів попередження і ліквідації ускладнень при бурінні, розробили гідродинамічну модель поглинаючих тріщинних пластів, методологію вибору технологічних рішень в умовах інформаційної невизначеності тощо.

Професор Роман Яремійчук розробив нові технології освоєння свердловин шляхом управління фільтраційним станом привибійної зони свердловини, розробив методи відновлення та покращання фільтраційних характеристик пласта-колектора за рахунок створення багаторазових миттєвих депресій та репресій на пласт, розробив новий клас струминних апаратів для цих цілей.

Над удосконаленням конструкції бурових доліт працюють професори Юрій Петрина, Георгій Семенов, Оксана Драганчук, Ярослав Дрогомирецький.

Професор Юрій Курніков заклав з 1980 р. науково-дослідні та конструкторські роботи з створення високосилового магнітного уловлюючого інструменту на базі постійних керамічних магнітів.

У підготовці цього матеріалу брали участь кандидати технічних наук Бражина Г. Й., Марухняк М. Й., Качмар Ю. Д., інженери Андрусак А. М., Величко М. І.

*Стаття постуила в редакційну колегію 11.11.2009 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором **Мойсишиним В.М.***

ENGINEERING CONTRIBUTION TO TECHNOLOGY OF BORING DRILLING OF MINING HOLES ON PRICARPATTI AFTER 1939

R. S. Yaremiychouc

*Ivano-Frankivs'k National Technical University of Oil and Gas;
76019; Ivano-Frankivs'k, Carpats'ka street, 15;
e-mail: public@nung.edu.ua*

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.

Key words: *boring drilling of trunks of mining holes of large diameter, boring drilling of ramified-horizontal mining holes, boring drilling by the reactive-turbine boring, washing liquids, tamponouvannya of mining holes, mastering of mining holes.*