

# Історія нафтогазової науки і техніки

УДК 622.24

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

*Г.Й.Бражина*

ВАТ "Укрнафта", 04053, Київ, Нестерівський провулок, 3-5, тел. (044) 2263422

*Р.С.Яремійчук*

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

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

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

Закінчення. Початок в попередньому номері

### 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 нафтоемульсійних глинистих розчинів (в Долинській конторі буріння). Надалі асортимент реагентів для обробки бурових розчинів поповнився нітролігніном, продуктами гідролізу поліакриламід (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 см<sup>3</sup>/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 набирив необхідну міцність. Тому багато тампонажних цементів на перших порах являли собою просто стандартні портландцементи, змелені до питомої поверхні 1800-2000 см<sup>3</sup>/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 то-

му, 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., Крулицького М.М., Луценка М.О., Мочернюка Д.Ю., Фіногорова І.С., Шищенка 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 зенітне 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 дренажними 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.І.Марухняка розроблена глиноцементна суміш на базі портландцементу для "гарячих" свердловин і глинопорошку Городищенського заводу. Ця суміш давала змогу вирішувати проблему комплексно – забезпечувала можливість отримання розчину з густиною до 1300-1400 кг/м<sup>3</sup> 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 за колонному 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 за колонного 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 вимивних властивостей.

В останні роки для приготування і помпування у свердловину тампонажного розчину використовуються цементозмішувальні машини 2СМН-20, цементувальні агрегати ЦА-320А та 3ЦА-400А, блок маніфольдів 1БМ-700, станція контролю цементування СКЦ-2М, цементувальна головка, розподільні пробки.

Схеми розміщення і об'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 приладі, 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., Прокопєць 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 розробки, що у будь-якому випадку ускладнює процес експлуатації покладів нафти і газу.

Тому для боротьби з викривленням свердловин буріння їх велось 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 способи 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 zenітного 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  $180^\circ$ .

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. По-

дальше 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-Гвіздецького 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  $\alpha$ :

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  $\alpha$  (чим більше  $\alpha$ , 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 гідромоніторними 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 спушена 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 ВНДБТ, 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-підіймальних робіт свердловина заповнювалася дегазованою нафтою.

На наступній свердловині (№ 36) проектом передбачалося розкрити лише один нижній пласт. Обсадна колона була опущена до покривлі 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., невідлячись на те, що в більшості свердловин спостерігалася 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 дб. Початковий дебіт всіх свердловин становив лише 3 т/добу, а при подальшій експлуатації свердловин внаслідок поступового очищення пластів протягом 170 дб 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 Розсільна, Теревовля та Дольнич-Колодинець, причому на останній буріння велося в двох інтервалах: 100-842 м та 1825-2208 м. На цих свердловинах проходка на долото зросла 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 м<sup>3</sup>/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 установа 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 установа встановлювалася 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, ПІДС) з фіксацією тиску у зоні пласта за допомогою глибинних манометрів або з фіксацією тиску на поверхневих осцилографіях від глибинних датчиків. В розробці цієї технології та обладнання брали участь Б.М.Кифор, В.Р.Возний, В.М.Літовський, 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 по чергово миттєві депресії на пласт з наступним відновленням гідростатичного тиску. Під час створення миттєвих депресій відбувалося очищення пристовбурної зони пласта від продуктів кольматації, 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 застало 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<sup>3</sup> 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 м<sup>3</sup> – суміші гудрону з веретенною оливою та 5-6 т піску. Нагнітання в пласт спочатку здійснювали агрегатами АН-500 при витраті 0,8 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>/хв. при тиску на гирлі близько 50 МПа малов’язкої нафти або води в об’ємі 100-500 м<sup>3</sup>.

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 м<sup>3</sup>/хв., застосовуючи 8-10 агрегатів 4 АН-700.

Взагалі ВАТ “Укрнафта” в 1970-80 рр. проводилось щорічно близько 50 ГРП з серед-

нім 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.Лилака і В.Гаркота придбало комплект спецтехніки фірми “Stewart & Stivenson”: 3 насосні агрегати FC-2251 з сумарною витратою 3,6 м<sup>3</sup>/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.Андрюсяк, 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 свердловину-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 поверхні 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, насилаючи 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 знаходилася 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. Природний 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 назвали “Галицьким Везувієм”. Крім “Ойл Сіті”, пожежа охопила ще декілька свердловин, а також прилегли 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 заколонного 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 увійшла 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 запалився. Загрозу 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 бурильні труби та інші частини зануреного обладнання пересувалися та рухалися. За два роки в атмосферу було викинуто понад 1 млрд. кубічних метрів газу.

Буріння цієї свердловини велося трестом “Укргаз”, керуючим якого був А.О.Дегтярьов, а головним інженером П.Строна. Бурова 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, обсадку 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 Тулиголови вздовж річки Дністер газ вирвався через заколонний простір закінчених бурінням газових свердловин до верхніх водяних пластів і утворив багато грифонів. Газ мов б зорвав 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 куштового 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 установлювалися центра-

тори, 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 багато-свічковий світильник. Протягом літа 1959 та зими 1960 років з Руднівського родовища витекло в атмосферу близько 1 млрд. м<sup>3</sup> газу.

Головним уроком цієї катастрофи були розроблені умови до проектування конструкцій газових свердловин, оснащення обсаджених 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 вперше П.В.Шинкариком в 1962 році, хоча в літературі 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 обсаджених труб, методом розрахунку обсаджених 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 обсаджених 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 універ-

ситеті 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, Богдан Копей. З середини 70-х років в Університеті працює російський вчений, д.т.н., професор Віталій Ясов. Під керівництвом цих професорів захищено з проблем буріння 46 кандидатських та 7 докторських дисертацій (наук. керівник проф. Крижанівський Є.І. – 5 кандидатських та 3 докторських дисертацій; проф. Коцкулич Я.С. – 6 кандидатських дисертацій; проф. Ясов В.Г. – 5 кандидатських дисертацій; проф. Мислюк М.А. – 5 кандидатських дисертацій; проф. Яремійчук Р.С. – 15 кандидатських та дві докторських дисертацій; проф. Векерик В.І. – 3 кандидатські та одна докторська дисертація).

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 Мойсичин досліджують динаміку бурильної колони, створюють оригінальні конструкції амортизаторів бурильної колони.

Професори Віталій Ясов і Михайло Мислюк досліджують процеси попередження і ліквідації ускладнень при бурінні, розробляють 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 Семенцов, 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 к.т.н. Марухняк М.Й., Качмар Ю.Д., інженери Андрусак А.М., Величко М.І.