

КОНСТРУКЦІЇ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ТА ЇХНІЙ ВПЛИВ НА РЕЗУЛЬТАТИ БУРІННЯ

Юрій Крупський, Валентина Марусяк

*Львівський національний університет імені Івана Франка,
вул. Грушевського, 4, Львів, Україна, 79005
e-mail: jkrupskij@i.ua;
marusyak_v@ukr.net*

Визначено поняття «свердловина». Як приклад, наведено конструкцію нафтогазових свердловин у Закарпатському прогині, пояснено, які обсадні труби і для чого потрібно опускати та на яку глибину для отримання позитивного результату. Наведено схему обладнання гирла нафтогазових свердловин фонтанною арматурою. У другій частині статті наведено необхідні конструкції проектних свердловин, які забезпечать якісні результати їх буріння у різних геологічних умовах. На родовищах з простою геологічною будовою конструкція свердловин може бути простою, з кондуктором, на невелику глибину і експлуатаційною колоною до перекриття продуктивного горизонту. На родовищах, які перекриті відкладами не під час буріння, конструкція потребує високої густини промивної рідини, ці відклади треба перекрити проміжною колоною та подальшим бурінням у продуктивних горизонтах і на рідинах з малою густиною. Багатоколонні конструкції застосовують при складних геологічних умовах і великих глибинах свердловин.

Ключові слова: свердловина, конструкція свердловин, цементування, обладнання гирла, фонтанна арматура, герметизуюче обладнання.

Свердловина – гірничавиробка у товщі гірських порід, яка має круглий переріз, глибину від кількох метрів до кількох кілометрів і діаметр порядку 10–50 см [1].

Під *конструкцією свердловини* розуміють перекриття відкритого стовбура свердловини сталевими трубами (колонами), їх діаметр та глибини опускання [2].

Свердловину розпочинають бурити із найбільшого необхідного діаметра і бурять до потрібної глибини, потім цю пробурену частину обсаджують сталевими трубами дещо меншого діаметра, ніж діаметр долота, і цементують для жорсткого і герметичного з'єднання труб із стінками свердловини. Подальше буріння продовжують долотом дещо меншого діаметра, ніж діаметр опущених і зацементованих труб попередньої колони, і бурять до визначеної глибини, а стовбур знову обсаджують трубами і цементують тощо. Тому зі збільшенням глибини діаметр обсадних труб зменшується і в плані конструкція свердловини має вигляд концентричних кіл, діаметр яких зменшується до центру.

Основне призначення конструкції свердловини – якісна безаварійна провідка її до проектної глибини, якісне розкриття і випробування продуктивних горизонтів, максимально можливе забезпечення охорони надр і геологічного середовища. Тому вибір конструкції свердловини та її реалізація є надзвичайно важливі і відповідальні етапи проектування і будівництва свердловини.

На рис. 1 наведено конструкцію пошукової свердловини в Закарпатському прогині.

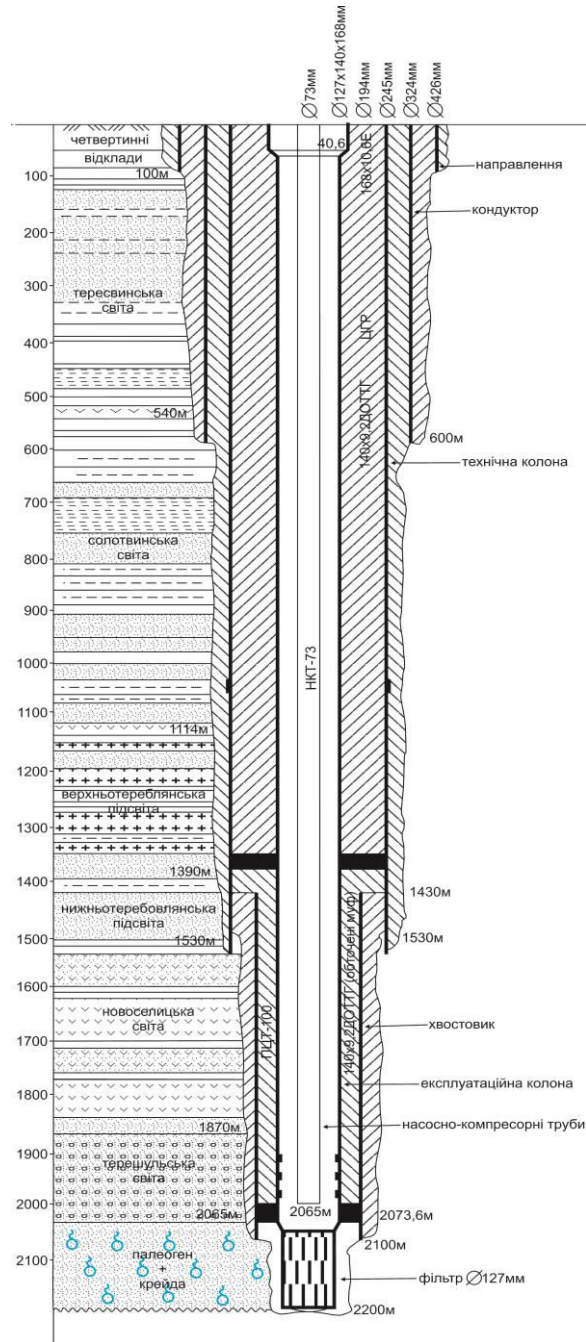


Рис. 1. Конструкція пошукової свердловини в Закарпатському прогині

Першу колону труб, так зване «спрямування», діаметром 426 мм опускають до глибини 100 м і цементують до устя з метою повного перекриття четвертинних відкладів і верхніх водоносних горизонтів.

Другу колону труб, так званий «кондуктор», діаметром 324 мм опускають до глибини 600 м і цементують до устя з метою перекриття схильних до осипань та обвалів порід, можливих водоносних горизонтів та недопущення можливих газопроявлень із горизонтів, які розкриватимуться нижче, тому на усті свердловини на цю колону встановлюють герметизуюче обладнання – превентор.

Першу технічну колону діаметром 245 мм опускають до глибини 1 530 м з цими ж завданнями, що і кондуктор, але додатково ще з перекриттям соленосних відкладів, які можуть викликати значні ускладнення під час подальшого буріння. На гирлі колону обв'язують з кондуктором і встановлюють превентор. Хвостовик діаметром 194 мм опускають в інтервал 1 430–2 065 м до покрівлі продуктивного горизонту з тими ж завданнями, що попередні колони, але з новим надзвичайно важливим завданням – якісного розкриття продуктивного горизонту, що може бути забезпечено якісними промивальними рідинами відповідної густини, а це можливо тоді, коли весь пробурений інтервал буде обсаджений трубами. Хвостовик цементують на всю довжину. Експлуатаційну колону діаметром 127–140–148 мм опускають до вибою свердловини 2200 м з метою перекриття продуктивного горизонту і видобутку вуглеводнів. Навпроти продуктивного горизонту встановлюють фільтр для з'єднання колекторів продуктивного пласта зі стовбуром свердловини, однак, здебільшого, для цієї мети застосовують перфорацію (простріл) експлуатаційної колони. Фільтр експлуатаційної колони не цементують. Низ кожної із колон обладнують направляючим пристроєм, так званим башмаком, трубою з отворами для цементування, зворотними клапанами для недопущення перетоків промивальної рідини із затрубного простору всередину колони, пристроями для цементування. Щоб труби колони не були зім'яті зовнішнім тиском, усередину колони періодично потрібно заливати промивальну рідину. Гирло свердловини обладнують колонною голівкою.

Для підйому продукції (нафта, газ) із продуктивного пласта на поверхню і для заглушування свердловини в неї опускають насосно-компресорні труби (НКТ) діаметром 73 мм. Глибина їхнього спуску, зазвичай, до покрівлі продуктивного горизонту, у нашому випадку – 2 065 м.

У процесі буріння, для недопущення неконтрольованих викидів нафти і газу, гирло свердловини обладнують «превентором». Він може бути плашковим або обертовим. Перший може герметизувати гирла, коли воно відкрите, або тоді, коли в свердловині знаходиться бурильний інструмент, однак під час обертання бурильного інструмента устя загерметизувати неможливо. Обертаний превентор може виконувати герметизацію устя й під час буріння.

Після закінчення свердловини поглибленням та опусканням експлуатаційної колони для випробування і видобутку вуглеводнів гирло свердловини обладнують фонтанною арматурою, один з видів якої показаний на рис. 2.

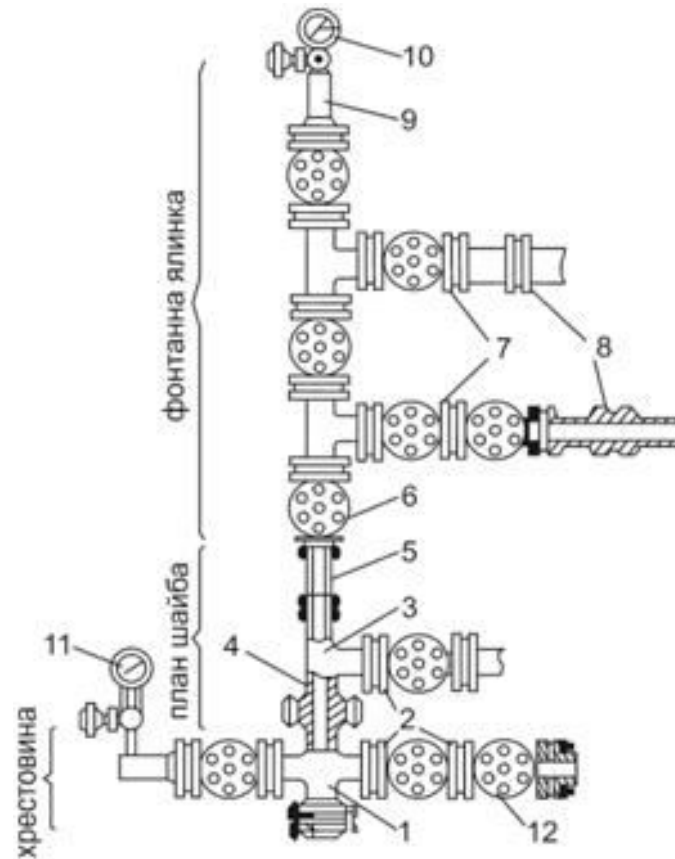


Рис. 2. Схема фонтанної арматури (1 – хрестовина; 2 – фланцеві з'єднання; 3 – трійник; 4 – планшайба; 5 – патрубок; 6, 7, 12 – засувки; 8 – штуцер; 9 – лубрикатор; 10, 11 – манометри)

Нижня частина фонтанної арматури називається хрестовиною. Її встановлюють на колонну головку, якою обладнаний верх експлуатаційної колони. В колонній головці є виводи, які контролюють затрубний простір між кондуктором і технічною колоною, між технічною та експлуатаційною колонами. Хрестовина контролює простір між експлуатаційною колоною і насосно-компресорними трубами, так званий «затрубний» простір. На хрестовину встановлюють так звану планшайбу з підвішеними до неї насосно-компресорними трубами. Планшайба контролює простір всередині НКТ, тобто простір, по якому під час роботи свердловини рухаються вуглеводні, так званий «трубний», або «буферний» простір.

На планшайбу встановлюють верхню частину фонтанної арматури, так звану «ялинку», з одним або двома відводами (струнами), де встановлені штуцери (шайби з каліброваними отворами) для замірів дебіту. Відводи під'єднуються до нафто- або газопроводів.

Для надійності технічних та експлуатаційних колон повинні бути правильно розраховані і вибрані глибини опускання, марки сталі, які б забезпечували недопущення зім'яття труб під дією зовнішнього тиску, або їхній порив під дією внутрішніх тисків. Усі колони повинні бути опресовані, попередньо кожна труба до опускання в свердловину, а потім вся колона труб після опускання і цементування. Експлуатаційну колону додатково перевіряють на герметичність не тільки створенням тиску всередині колони, а й на відсутність припливу із пластів шляхом її опорожнення та простежування за рівнем рідини всередині колони. Якщо рівень підніметься – це свідчить про негерметичність колони.

Усі колони в свердловинах, у яких очікують приплив газу, повинні бути зацементовані до устя свердловин. У нафтових свердловинах дозволяється піднімання цементу за колоною на 200 м вище башмака попередньої колони. Різьбові з'єднання колон повинні бути добре загерметизовані спеціальними змазками, або стрічкою ФУМ. Якість цементування, висота піднімання цементу за колонами перевіряють за допомогою геофізичних досліджень (заміри термометрії, акустичним каратажом і радіоактивним гамма і нейтронно-гамма методами).

Цементування колон може значно погіршити колекторські властивості продуктивного пласта. Пов'язано це з тим, що густина якісного цементного розчину повинна бути $1\,850\text{ кг/м}^3$, тому тиск, який створюється стовпом такого розчину, може значно перевищувати тиск у продуктивному пласті і зацементувати колектор. Відомі випадки, коли після цементування колон із продуктивних пластів не отримували ніякої продукції. Для недопущення подібних явищ застосовують облепшені цементи, або різні наповнювачі, або розраховують таку висоту піднімання цементу, щоб тиск, створений його вагою, був не більший від тиску, який створювала промивальна рідина. Для цього колони цементують секціями, застосовуючи спеціальні цементувальні муфти, або опускають і цементують обсадні труби окремими секціями.

Нижче наведено приклади застосування раціональних конструкцій свердловин для різних геологічних умов.

На рис. 3 показано профіль через верхню частину Рудківського родовища.

Ураховуючи незначну глибину і невеликі пластові тиски, проектні свердловини 302, 304 можна бурити по одноколонній конструкції, тобто повинна бути викопана шахта, опущене направлення до перекриття четвертинних відкладів 25 м, кондуктор 245 мм до глибини 100 м і експлуатаційна колона діаметром 146 мм до глибини 800 м. Колона і кондуктор повинні бути зацементовані до гирла свердловини тому, що очікується продукція газу.

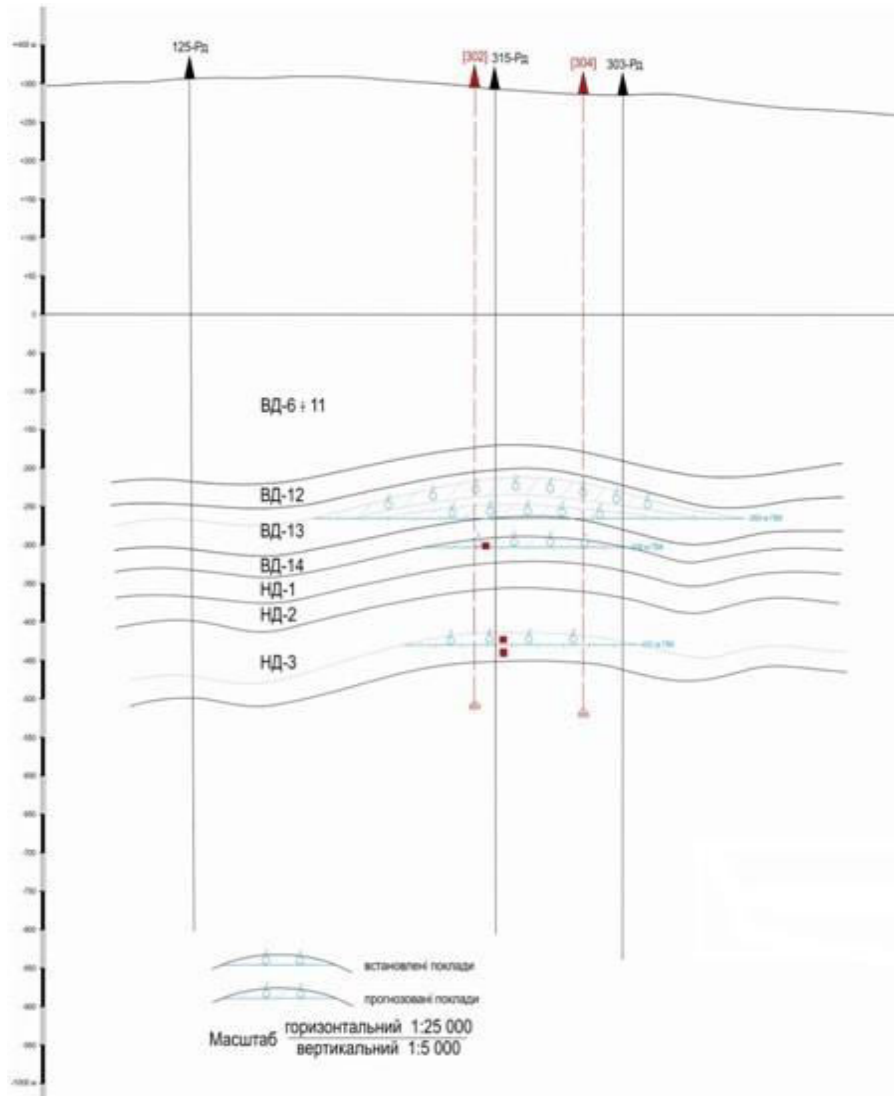


Рис. 3. Геологічний профіль через верхню частину Рудківського родовища

На рис. 4 показано сейсмогеологічний розріз через Північно-Богородчанську площу.

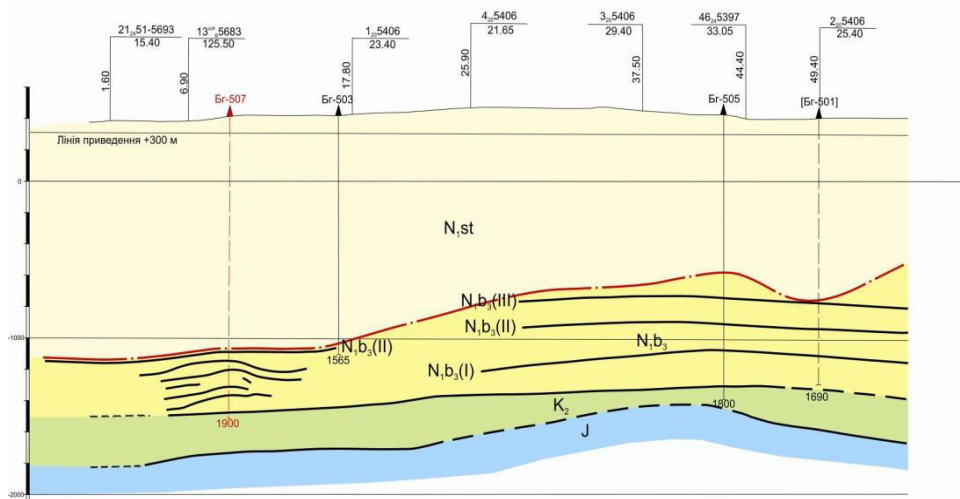


Рис. 4. Північні Богородчани. Сейсмогеологічний розріз по профілю 7₂₀5406

Перспективною тут є так звана Ділівська структура у лівій частині профілю. Зверху структура перекрита відкладами Стебницького насуву. Ці відклади складені солями і моласами, схильними до обвалів, тому їх потрібно перекрити колонами для недопущення обвалів. Під час буріння для запобігання цього потрібна висока густина промивної рідини, а продуктивні відклади Ділівської структури потребують буріння на низьких густинах промивних рідин. Тому конструкція проектної свердловини Бг-507 повинна включати спуск кондуктора діаметром 324 мм на глибину 100 м і проміжної колони діаметром 245 мм до перекриття відкладів насуву на глибину 1 050 м. Експлуатаційну колону діаметром 146 мм опускають на глибину 1 900 м і цементують до гирла свердловини, оскільки очікують приплив газу.

На рис. 5 показано розріз через Нижньо-Битківську складку, виконаний Західноукраїнською нафтогазорозвідувальною експедицією (ЗУГРЕ).

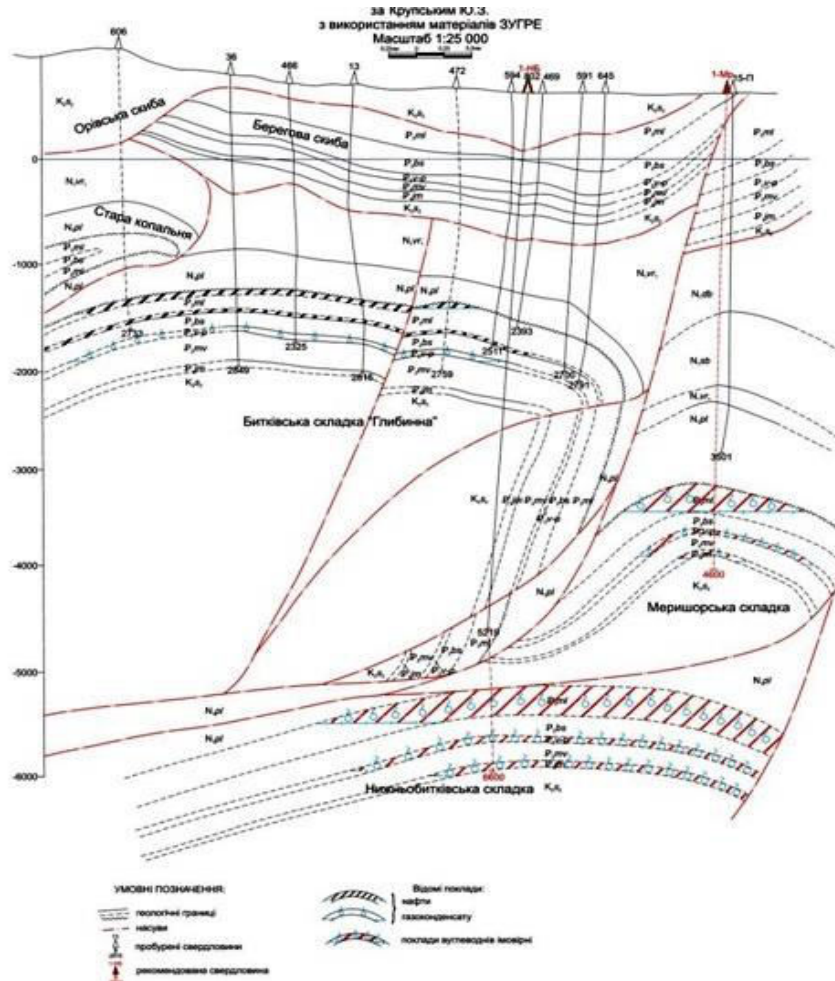


Рис. 5. Нижньо-Битківська складка. Сейсмогеологічний профіль

Розріз цієї площі дуже складний. Під час буріння свердловина повинна пройти відклади палеогену Берегової скиби, воротищенської світи неогену, поляницької світи неогену, палеогенові продуктивні відклади Битківської Глибинної складки і підворот цієї складки і ввійти в очікувані продуктивні відклади Нижньо-Битківської складки з можливими високими пластовими тисками. Тому конструкція буде дуже складною. Вона повинна передбачити спуск кондуктора діаметром 425 мм на глибину 500 м, 324 мм першої технічної колони до глибини 2 500 м для перекриття вироблених продуктивних відкладів палеогену Битківської Глибинної складки, другої проміжної 245 мм колони до глибини до 5 000 м і спуск 146 мм експлуатаційної колони до проектної глибини 6 600 м. Усі колони цементують до гирла.

Розглянувши конструкції свердловин, стає зрозумілою висока вартість буріння, хоча це тільки одна складова всієї ціни. У вартість ще входять ціни на промивні рідини, монтаж-демонтаж верстатів, підготовка майданчиків до буріння і їх рекультивация,

утилізація шламів, вартість бурових верстатів, оплата праці, оцінка впливу на довкілля (ОВД). Тому надзвичайно важливим є правильний вибір місця положення свердловини для отримання позитивного результату буріння.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Павлюх Й., Павлюх О. Практичний словник-довідник нафтогазової промисловості. 2017. 556 с.
2. Крупський Ю. З. Геологія та екологія видобутку нафти і газу : навч. посібник. Львів : Вид. центр ЛНУ ім. І. Франка, 2010. 212 с.

REFERENCES

1. Pavliukh Y., Pavliukh O. Praktychnyi slovnyk-dovidnyk naftohazovoi promyslovosti. 2017. 556 p.
2. Krupskiy Yu. Z. Heolohiia ta ekolohiia vydobutku nafty i hazu : navchalnyi posibnyk. Lviv : Vydavnychiy tsentr LNU im. I. Franka, 2010. 212 p.

*Стаття: надійшла до редакції 16.05.2022
прийнята до друку 20.05.2022*

DESIGNS OF OIL-AND-GAS WELLS AND THEIR INFLUENCE ON THE DRILLING RESULTS

Yurii Krupskiy, Valentyna Marusiak

*Ivan Franko National University of Lviv,
Hrushevskiy Str., 4, Lviv, Ukraine, 79005
e-mail: jkrupskiy@i.ua;
marusyak_v@ukr.net*

The definition of the term “well” is provided in the article. The design of an oil-and-gas well in the Transcarpathian depression is given as an example; the article contains explanations on which casing strings should be sunk, for what reason and how deep it should be done in order to get a positive result. This article demonstrates a scheme of equipping oil-and-gas wellheads with Christmas trees. Essential designs of project wells that ensure high-quality drilling results under different geological conditions are shown in the article’s second part. The wells’ design on the territory of deposits with simple geological structure may be unsophisticated and include a conductor casing at a shallow depth and a flow string before overlaying of a payout bed. The deposits overlaid by sediments not during drilling require high density of drilling fluid; those sediments should be overlaid by a liner and continue to be drilled till payout beds and using fluids with low density. Multiple casing string designs are used under complex geological conditions and in case of extremely deep wells.

Key words: well, well design, cementing, wellhead equipping, Christmas tree, pressurizing equipment.