

За величиною проникності для нафти виділяють 5 класів колекторів:

1. дуже добре проникні ( $> 1$ );
2. добре проникні (0,1-1);
3. середньо проникні (0,01-0,1);
4. слабопроницаємих (0,001-0,01);
5. плохопроніцаємих ( $< 0,001$ ).

Для класифікації колекторів газових родовищ використовують 1-4 класи колекторів.

### 1.3.5 Залежність проникності від пористості

Теоретично, для добре відсортованого матеріалу (пісок мономіктовий) проникність не залежить від пористості. Для реальних колекторів в загальному випадку більш пористі породи є більш проникними.

**Список використаних джерел:** 1. *Петрофізика нафтогазових колекторів і флюїдоупорів: підручник / І. М. Фик, С.І. Горелик, Я. О. Расвський; під ред. І.М. Фика. - Харків: 2015. - 30 с.* 2. *Суярко В. Г. Загальна та нафтогазова геологія: навчальний посібник / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В. В. Сухов. – Х. : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. – 120 с.* 3. *Соболь В. В. Напрямки вдосконалення технології гідропіскоструминної перфорації газоконденсатних покладів / В. В. Соболь // Проблеми нафтогазової промисловості : збірник наукових праць. – Київ, 2005. – № 2. – С. 171-173.*

## **ДОСЛІДЖЕННЯ МІЖКОЛОННИХ ТИСКІВ В ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИНАХ**

**Хрущов Д.Ю. - аспірант НТУ«ХП».  
Керівник- к.т.н. Римчук Д.В.**

Анотація: міжколонні тиски в нафтогазових свердловинах є важливими для безпеки та ефективної експлуатації. Методи контролю та ліквідації, разом з причинами їх виникнення, детально розглядаються для забезпечення стабільності видобутку.

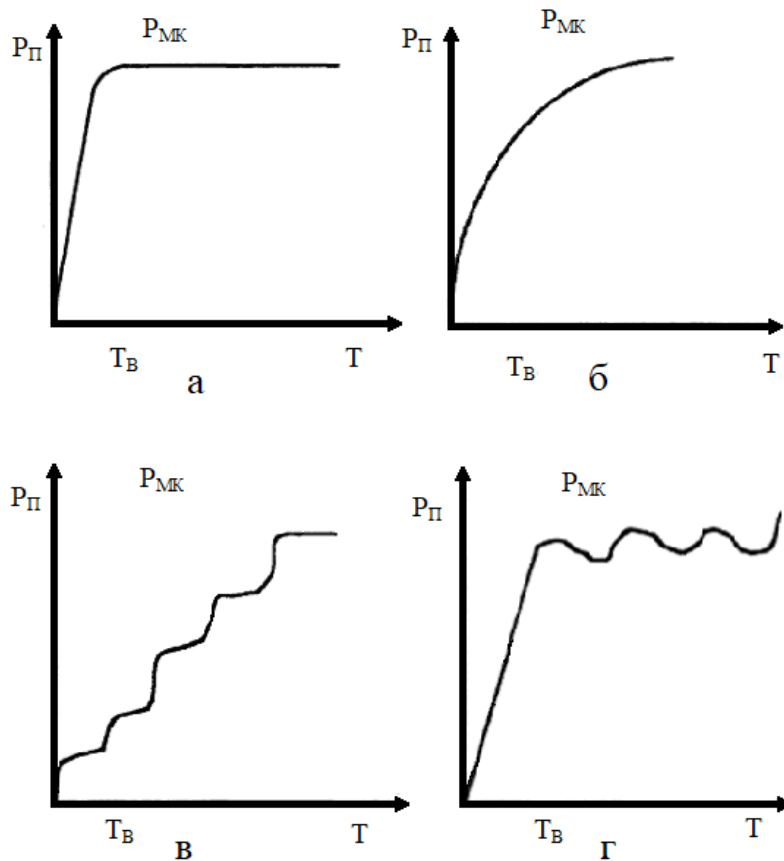
Ключові слова: міжколонні тиски, нафтогазові свердловини, контроль, безпека, ліквідація.

Міжколонні тиски, є тисками, що виникають між експлуатаційною колоною та технічною колоною під час їхньої експлуатації. Міжколонні тиски мають важливе значення для безпеки та оптимальної роботи нафтогазових свердловин, і їх контроль є важливою частиною видобувних операцій.

Свердловини з міжколонним тиском розподіляються за його величиною: величина міжколонного тиску менше ніж 1 МПа, величина міжколонного тиску від 1 до 2 МПа та величина міжколонного тиску більше ніж 2 МПа. Також, за постійним дебітом газу з міжколонного простору: до 10 н.м<sup>3</sup>/доб, від 10 до 50 н.м<sup>3</sup>/доб, та понад 50 н.м<sup>3</sup>/доб.

Величина міжколонних тисків контролюється геологічною (оперативно-виробничою) службою нафтогазового промислу. Для контролю за дотриманням умов експлуатації свердловини з міжколонним тиском необхідно періодично проводити комплекс промислових геофізичних, газогідродинамічних та геохімічних досліджень, склад комплексу промислових досліджень включає такі роботи:

- візуальний огляд з контролем загазованості повітря в шахті свердловини.
- технічне обстеження свердловини;
- заміри значень тиску  $P_{тр}$ ,  $P_{зтр}$ ,  $P_{мк}$ ;
- заміри і визначення постійного дебіту газу з міжколонного простору;
- визначення герметичності цементного кільця та міжколонного простору;
- визначення об'єму міжколонного простору, вільного від цементу;
- зняття кривих відновлення тиску (Рис.1);
- газова зйомка в районі знаходження свердловини з міжколонним тиском.



**Рис.1** – а – Крива відновлення міжколонного тиску при негерметичності пакерних ущільнень колонної головки; б – крива відновлення міжколонного тиску при негерметичних різьбових з'єднаннях експлуатаційної колони; в – крива відновлення міжколонного тиску при порушенні суцільності цементного каменю; г – крива відновлення міжколонного тиску при негерметичності проміжної колони.

Дослідження, що спрямоване на встановлення факторів, які призводять до утворення міжколонних тисків газу, розглядається в п'яти послідовних етапах:

–реєструється динаміка зміни міжколонних тисків від нуля до максимального значення під час експлуатації свердловини на постійному технологічному режимі і при зупинках свердловини для набору статичного тиску;

–виконується дослідження зв'язку міжколонного простору між експлуатаційною і технічною колонами та затрубним простором свердловини;

–визначається період відновлення тиску газу в міжколонному просторі (будується крива відновлення тиску у міжколонному просторі) з нуля до максимального значення (не допускається ріст  $P_{mk}$  більше 80% тиску останнього опресування попередньої технічної колони, при умові  $P_{mkmax} = P_{оп.ек}$ , тиск з міжколонного простору стравлюють до нуля);

–вимірюється час стравлювання максимальної величини тиску газу з міжколонного простору до нуля;

–вимірюється вільний дебіт газу з міжколонного простору, проводиться відбір проб флюїду з міжколонного простору для хімічного аналізу його складу (при наявності таких).

Міжколонні тиски виникають у нафтогазових свердловинах по декільком причинам (Рис.2), що створюють різницю в тиску між різними областями внутрішнього об'єму свердловини та поза нею, вони можуть бути контрольовані та використані для регулювання видобутку нафти і газу з пласту.

До основних методів ліквідування міжколонних тисків відносять наступні:

–заміна пакеруючого елемента в пакеруючому вузлі колонної обв'язки;  
–відновлення герметичності експлуатаційної колони шляхом застосування способу "ковзаючого тампонування" з використання герметизуючих сумішей;

–відновлення герметичності цементного каменю в міжколонному просторі за експлуатаційною колоною.



**Рис.2** – Причини виникнення міжколонних тисків

Висновок: Міжколонні тиски в нафтогазових свердловинах можуть виникати з багатьох причин, їх контроль та вивчення через промислові дослідження є обов'язковим для забезпечення стабільності видобутку та зниження ризиків. Ліквідування міжколонних тисків може вимагати різноманітних технічних заходів, що направлені на відновлення герметичності міжколонного простору.

**Список використаних джерел:** 1. Фик І.М., Римчук Д.В. *Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації. Частина перша. Колонні обв'язки* – Харків: ТО Ексклюзив, 2014. - 299 с. 2. В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. *Довідник з нафтогазової справи.* – Львів, 1996 – 619 с.