

is no correlation between the values of slow and seasonal VLM. The probable cause of the slow vertical movements of the ground at the polygon in Poltava is fluctuations in the groundwater level.

References:

1. Lyon, T. J., Filmer, M. S., Featherstone, W. E. (2018). On the Use of Repeat Leveling for the Determination of Vertical Land Motion: *Artifacts, Aliasing, and Extrapolation Errors*. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 123 (8), 7021-7039.
2. Vittuari, L., Gottardi, G., Tini, M. A. (2015). Monumentations of control points for the measurement of soil vertical movements and their interactions with ground water contents. *Geomatics, Natural Hazards and Risk*, 6(5-7), 439-453.
3. Pavlyk V. (2012). Results of the study of the slow movements of vertical benchmarks at the geodynamic micro-polygons of the Poltava Gravimetric Observatory. *Modern achievements of geodetic sc. and production*, 1 (23), 60-65.

УДК 622.279

НАДЗВУКОВА СЕПАРАЦІЯ В ТЕХНОЛОГІЧНОМУ ПРОЦЕСІ ПІДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Педченко М.М. к.т.н., доцент
Педченко Н.М. старший викладач
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
pedchenkomm@ukr.net

В даний час однією з актуальних проблем газової промисловості є підвищення ефективності систем розробки родовищ природних газів, що вступають в завершальний період експлуатації. На заключній стадії залишкові запаси газу відносять до важковидобувних по геолого-технологічним і економічним критеріям, а газ, що видобувається – до низьконапірного по енергетичним і економічними показниками. Процес виснаження газового покладу призводить до падіння тиску в точці підключення до магістрального газопроводу. Для забезпечення умов транспортування газу, починаючи з моменту досягнення мінімально допустимого тиску подачі в магістральний газопровід, передбачається компримування газу. Однак, введення і розвиток дотисних потужностей вимагають значних витрат.

У зв'язку з цим, представляє інтерес дослідження можливих шляхів реалізації оптимального технологічного забезпечення експлуатації покладів з метою підтримки планованих рівнів видобутку газу. Ця мета може бути досягнута за рахунок або здійснення оптимальної стратегії пошуку технологій в масштабі промислу при заданому наборі можливих заходів, або шляхом впровадження принципово нових засобів, що дозволяють здійснювати видобуток газу в заданих обсягах. Одним з можливих напрямків вирішення зазначених проблем є застосування ежекторних технологій. Тому пошук найбільш ефективних можливостей застосування ежекторних технологій при експлуатації родовищ природних газів в період зменшення видобутку є актуальним.

У той же час відомо, збільшити тиск низьконапірного газу на вході в магістральний газопровід можливо за рахунок енергії високонапірного потоку, що надходить на ежектор. Місце підключення газового ежектора, параметри його роботи і конструкція значною мірою впливають на якість його роботи.

У газовому ежекторі в процесі турбулентного змішування відбувається передача енергії від високонапірного потоку до низьконапірного. Перевагами ежекторних технологій є простота виконання, монтажу та обслуговування обладнання, його невисока вартість і експлуатаційні витрати.

Аналіз багаторічного досвіду експлуатації родовищ показує, що, в першу чергу, реалізуються методи, що вимагають менших капітальних вкладень, а більш дорогі

відкладаються на більш пізні терміни. У той же час підвищити тиск в системі збору та підготовки можна, організувавши спільну роботу об'ємних і струминних компресорів (ежекторів) для зниження тиску на гирлі свердловини.

За результатами аналізу використання ежекторних технологій пропонується варіант, коли частина підготовленого газу повертається окремим шлейфу після системи підготовки на ежектор, причому ефективно співвідношення тисків і витрат високонапірної і низьконапірної ліній забезпечує компримування низьконапірного потоку до необхідного рівня.

Згідно схеми частина газу після першої і другої ступені сепарації направляються не в трубопровід, а на циркуляцію через систему ежекторів, встановлюваних перед введенням газу на першу ступінь компримування. Після сепаратора газ в якості інжектваного потоку подають в газоструминний апарат а суміш після ежекторів направляють на першу ступінь компримування механічних компресорів з тиском на 1,2-1,4 МПа більше, ніж за існуючою схемою. Запропонована схема дозволяє продовжити термін експлуатації газового родовища на першому етапі приблизно на п'ять років. При наявності пласта з високою енергією найбільш доцільно застосовувати струминні апарати у зв'язку з простотою, надійністю, дешевизною і енергоефективністю цих апаратів.

На рис. 1 представлена принципова технологічна схема ежекторної установки зниження гирлового тиску газових свердловин. За рахунок розрідження, створюваного на виході із сопла газоструминного апарата при витіканні через нього газу високого тиску відбувається зниження тиску на прийомі (в нашому випадку гирлового тиску обводненої газової свердловини) до значення, при якому відбувається повний і безперервний винос рідини з вибою свердловини. Далі в камері змішання газоструминного апарата відбувається змішування продукції висонапірної і низьконапірної свердловин і відновлення тиску до значення лінійного тиску в системі збору.

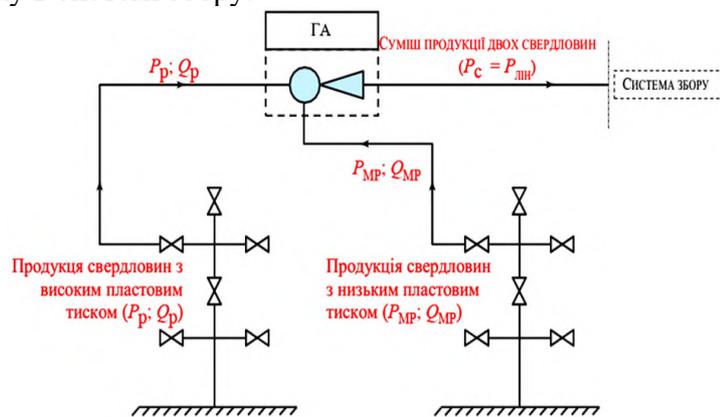


Рис.1. Принципова технологічна схема ежекторної установки зниження гирлового тиску газових свердловин

Таким чином для підвищення ефективності експлуатації газових родовищ на стадії зниження пластового тиску доцільним є впровадження гирлових струминних компресорних установок

Література:

1. Drozdov, A.N., Gorbyleva, Y.A. (2019). Improving the operation of pump-ejector systems at varying flow rates of associated petroleum (or natural) gas. *Journal of Mining Institute*, 238(4), 415–422.
2. Chris Carpenter (2020) Installation of Gas Ejector Provides Boost to Low-Pressure Gas Well. *Journal of Petroleum Technology* 72(11):69-70
DOI:10.2118/1120-0069-JPT