

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.276.054

DOI: 10.31471/1993-9973-2023-1(86)-38-45

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ГРАВІЙНОГО ФІЛЬТРА У ПЕРФОРОВАНІЙ ЕКСПЛУАТАЦІЙНІЙ КОЛОНИ НА ПРОДУКТИВНУ ХАРАКТЕРИСТИКУ СВЕРДЛОВИНИ

Р. М. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Матіішин

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422)4-21-95,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Високоєфективним методом запобігання надходженню піску із пласта в свердловину є застосування гравійних фільтрів, які використовують в Україні і за кордоном. Наведені види гравійних фільтрів, умови їх застосування, вибір діаметра зерен гравію для створення гравійного фільтра. Розглянуто різновиди встановлення гравійних фільтрів залежно від геолого-технічних умов пласта. Для оцінки впливу товщини і проникності гравійного фільтра на продуктивну характеристику газової свердловини виконано розрахунки за допомогою програмного комплексу PipeSim. Наведено вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м. За результатами досліджень побудовано та проаналізовано графічні залежності дебітів газу за наявності гравійного фільтра від проникності гравійного фільтра за різної його товщини. Встановлено, що дебіт газу зростає із збільшенням товщини і проникності гравійного фільтра. За результатами статистичної обробки розрахункових даних із застосуванням методу найменших квадратів визначено оптимальні значення проникності гравійного фільтра, вище яких дебіт газу мало змінюється. Згідно з результатами виконаних досліджень встановлено, що раціональне значення проникності гравійного фільтра становить 175 мД (у 3,5 рази більше від коефіцієнта проникності продуктивного пласта). У ході дослідження впливу характеру розкриття продуктивного пласта на дебіт газової свердловини з гравійним фільтром з'ясовано, що із збільшенням кількості перфораційних отворів та їх діаметра зростає дебіт газової свердловини з гравійним фільтром. На основі отриманих результатів розраховано оптимальне значення кількості перфораційних отворів на один погонний метр перфорованої експлуатаційної колони та їх діаметру, що становить 20 отворів та 11 мм відповідно. Вище цих досліджуваних параметрів дебіт газової свердловини з гравійним фільтром змінюється незначно.

Ключові слова: дебіт газу, свердловина, гравійний фільтр, діаметр фільтра-каркасу, піскопроявлення, перфораційний отвір.

A highly effective method of preventing the entry of sand from the reservoir into the well is the use of gravel filters, which are used in Ukraine and abroad. The types of gravel filters, the conditions for their use, the choice of the diameter of gravel grains for creating a gravel filter are presented. Varieties of installation of gravel filters depending on the geological conditions of the reservoir are considered. To assess the effect of the thickness and permeability of a gravel pack on the productive characteristics of a gas well, a calculation was performed using the PipeSim software package. A nodal analysis of the operation of a gas well with a gravel pack for filter-frame diameters of 0.0603 m and 0.073 m is given. Based on the results of the studies, graphical dependences of gas flow rates in the presence of a gravel pack on the permeability of a gravel pack at its different thicknesses are plotted and analyzed. It is established that the gas flow rate increases with an increase in the thickness and permeability of the gravel pack. According to the results of statistical processing of calculated data using the least squares method, the

optimal values of gravel pack permeability were determined, above which the gas flow rate practically does not change. According to the results of the studies performed, a rational value of the gravel pack permeability was established, which is 175 mD (3.5 times more than the permeability coefficient of the reservoir). When studying the influence of the nature of the opening of a productive formation on the flow rate of a gas well with a gravel filter, it was found that with an increase in the number of perforations and their diameter, the flow rate of a gas well with a gravel filter increases. Based on the results obtained, the optimal value of the number of perforations per linear meter of the perforated production string and their diameter was established, which is 20 and 11 mm, respectively. Above these studied parameters, the flow rate of gas wells with a gravel pack does not change significantly.

Key words: gas flow rate, well, gravel pack, filter frame diameter, sand intrusion, perforation hole.

Аналіз вітчизняних і закордонних досліджень

Руйнування приви́бійної зони і надходження піску у стовбур свердловини є однією з важливих проблем під час експлуатації свердловин з нестійкими колекторами. Для її вирішення використовують різні типи ви́бійних фільтрів: щілинні, дротяні, сітчасті, металокерамічні та гравійні. Гравійний фільтр – один з найбільш універсальних видів фільтрів, які рекомендують до встановлення навіть у найменш сприятливих геологічних умовах. Такий фільтр створює складну порову структуру на вході у свердловину [1].

В Україні гравійні фільтри використовували на Архангельському і Безіменному газових родовищах, Більче-Волицькому та Солохівському підземних сховищах газу [2].

Успіхів у створенні техніки і технології запобігання піскопроявленням за допомогою гравійних фільтрів за кордоном досягли фірми "Schlumberger" (США-Франція), "Type Petroleum", "Layens", "Lokometik" (США), "Nagaoka" (Японія) та ін. [3].

Різноманітність природних гірничо-геологічних та гідрогеологічних факторів, конструкцій свердловин, їх призначення сприяло розробці різних способів встановлення гравійних фільтрів у свердловині, кожен з яких має свої переваги, недоліки та раціональні сфери застосування [4].

Гравійно-навивні фільтри встановлюють всередині перфорованої обсадної колони труб і у необсадженому трубами стовбурі свердловини. Гравійні фільтри, які навивають всередину перфорованої обсадної колони, застосовують у свердловинах, що розкривають продуктивні пласти, утворені пачками перешарування гірських порід або мають невелику товщину, а також там, де необхідно виключати з інтервалу, що розкривається, водоносні чи газоносні прошарки [5].

Навивні гравійні фільтри у відкритому стовбурі свердловини встановлюють там, де міцність породи у приви́бійній зоні дає змогу розширити стовбур свердловини. Ці фільтри мають низькі фільтраційні опори і вищу проду-

ктивність порівняно із внутрішньоклонними гравійними фільтрами або кріпленням приви́бійної зони хімічними реагентами [2].

У процесі експлуатації та ремонту свердловин важливо запобігти забрудненню гравійного фільтра сторонніми компонентами.

Основним елементом гравійного фільтру є фільтр-каркас, необхідний для забезпечення оптимальних умов його роботи, а також служить внутрішнім екраном для створеного гравійного масиву [6]. Довжину фільтр-каркасу визначають з умови перекриття ним всього інтервалу продуктивного пласта.

Технологія створення гравійної набивки у відкритому стовбурі є одним з кращих методів боротьби з винесенням твердих частинок [7]. Гравійні фільтри зазвичай встановлюють в обсаджений стовбур свердловини [8]. Термін роботи гравійного фільтра в перфорованій експлуатаційній колоні становить 6-8 років, а без набивки частота пошкоджень трубних фільтрів починає збільшуватися через 2-3 роки.

Гравійні фільтри ефективно працюють у випадку правильно підібраної ширини щілин, розмірів зерен гравію з урахуванням гранулометричного складу пластового піску. Також важливими є інші параметри: характеристики гравію, ступінь ущільнення і якість матеріалу, конфігурація щілин і конструкція фільтрів [2].

Розмір зерен гравію вибирають на основі ситового аналізу взірців пластового піску. Під час вибору розміру зерен гравію для гравійного фільтра керуються такими міркуваннями [2]: частинки гравію у 5-6 раз більші частинок пластового піску, з винесенням яких ведеться боротьба; фільтр повинен ефективно затримувати найдрібніші частинки гравію. Проникність гравійного фільтра є більшою проникності продуктивного пласта.

Науковий і практичний інтерес представляє оцінка впливу на продуктивність свердловини товщини і проникності гравійного шару в перфорованій колоні. У науково-технічній літературі відсутні дослідження про вплив розмірів і проникності гравійного шару в перфорованій колоні на продуктивну характеристику

свердловини, що стало підставою для проведення додаткових досліджень.

Методика досліджень і вихідні дані

З використання ліцензованої програми PipeSim компанії Schlumberger досліджено вплив гравійного фільтра у перфорованій експлуатаційній колоні на продуктивну характеристику гіпотетичної газової свердловини з такими параметрами: радіус початкового контуру газоносності – 700 м; внутрішній діаметр експлуатаційної колоні – 0,132 м; коефіцієнт проникності продуктивного пласта – 50 мД; товщина гравійного фільтра ($D_{вн}/2-d_{\phi}/2$) – 0,03; 0,036 м. Дослідження проведено для різних значень проникності гравійного фільтра у перфорованій експлуатаційній колоні (50; 100; 150; 200; 250 та 500 мД), різних значень діаметрів перфораційних отворів (8; 9; 10; 11; 12; 13; 14; 15 мм) та кількості перфораційних отворів (4; 8; 12; 16; 20; 24; 28; 32) за діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

Розрахунки виконували для умови, що свердловина недосконала тільки за характером розкриття пласта. Результати досліджень зображали у вигляді графічних залежностей дебіту газу від досліджуваних параметрів.

На рисунку 1 зображена типова конструкція газової свердловини з гравійним фільтром.

Результатидосліджень

На рисунку 2 наведено вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром для фільтра-каркасу діаметром 0,0603 м та 0,073м.

За допомогою вузлового аналізу (рис. 2) визначено робочі точки для гіпотетичної газової свердловини з гравійним фільтром, які становлять 143,8943 тис.м³/доб для діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м та 144,4873 тис.м³/доб для діаметра фільтра-каркасу 0,073 м.

Вплив проникності гравійного фільтра на продуктивну характеристику газової свердловини

Досліджено вплив проникності гравійного фільтра у перфорованій експлуатаційній колоні на продуктивну характеристику газової свердловини для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

На рисунку 3 наведено залежності дебіту газу від проникності гравійного фільтра для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

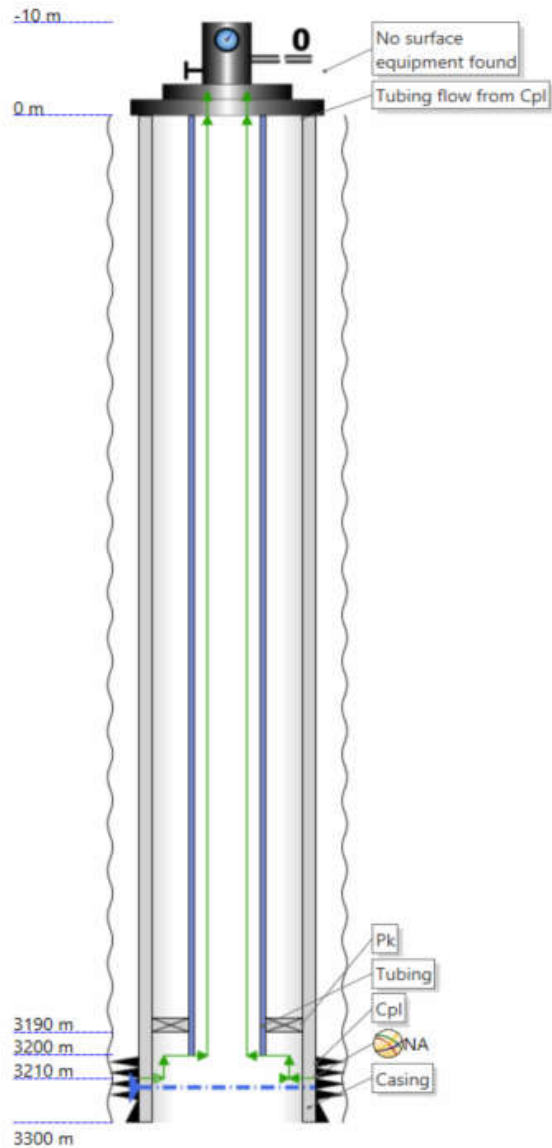
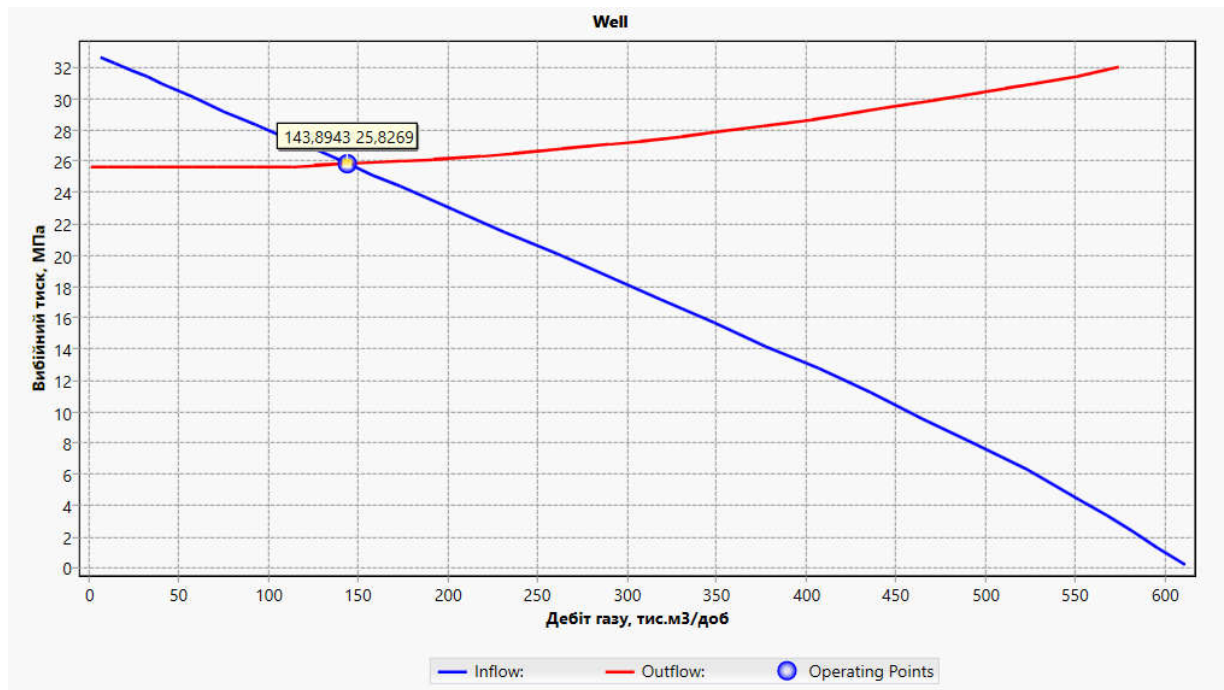


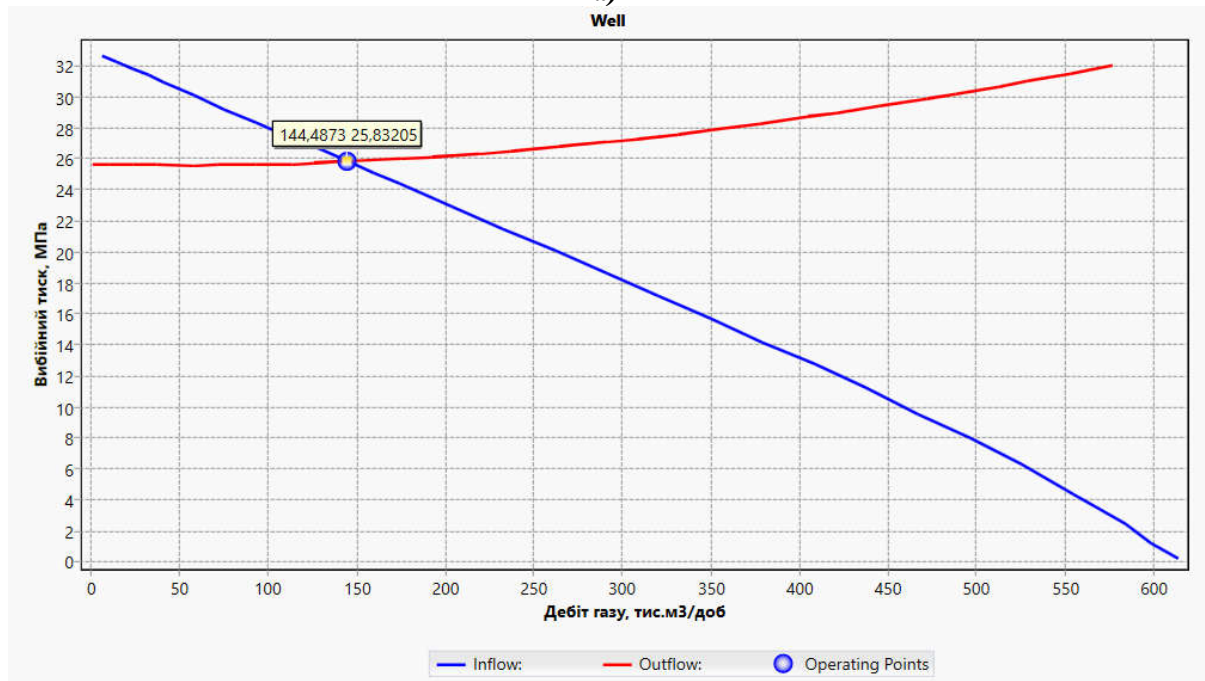
Рисунок 1 – Типова конструкція газової свердловини з гравійним фільтром

Аналізуючи залежності рисунка 3, бачимо, що дебіт газу зростає із збільшенням проникності гравійного фільтра. Так, для діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м дебіт газу зростає з 143,89 тис.м³/доб за проникності 50 мДм до 475,64 тис.м³/доб за проникності 500 мД, а для діаметра фільтра-каркасу 0,073 м – з 144,49 тис.м³/доб за проникності 50 мДм до 476,10 тис.м³/доб за проникності 500 мД.

Найістотніше дебіт газу зростає зі збільшенням відношення проникностей гравійного фільтра і продуктивного пласта до п'яти разів (250 мД), а після цього значення дебіт газу змінюється мало. За методом найменших квадратів встановлено оптимальне значення проникності гравійного фільтра, яке становить 173,4 мД, що у 3,47 рази більше від коефіцієнта продуктивного пласта.



а)



б)

Рисунок 2 – Вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м (а) та 0,073м (б)

Вплив характеру розкриття продуктивного пласта на дебіт газової свердловини з гравійним фільтром

Відомо, що недосконалість свердловини за характером розкриття продуктивного пласта є одним з факторів, що впливає на її продуктивність. На практиці більше 90% видобувних свердловин є перфорованими. Вплив характеру розкриття продуктивного пласта залежить від кількості перфораційних отворів на один по-

гонний метр перфорованої експлуатаційної колони, діаметру перфораційних отворів. Дослідження впливу недосконалості свердловини на їх продуктивність наведено в роботах [9-10].

У науково-технічній літературі відсутні дослідження впливу характеру розкриття пласта на продуктивність газової свердловини з гравійним фільтром, що стало підставою для проведення додаткових досліджень.

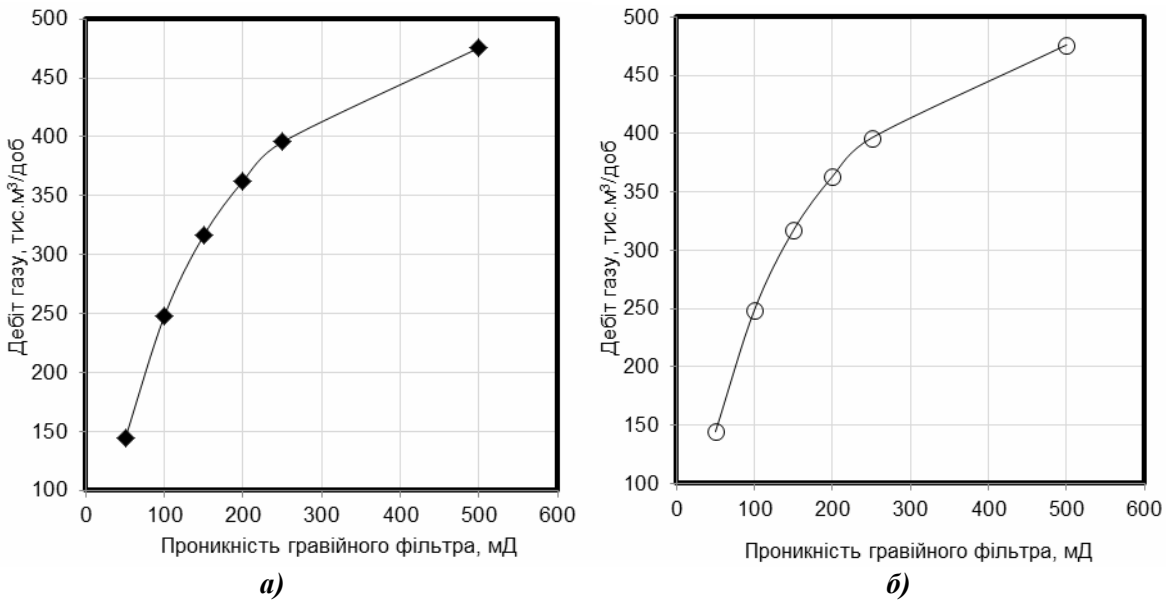


Рисунок 3 – Залежності дебіту газу від проникності гравійного фільтра для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м (а) та 0,073 м (б)

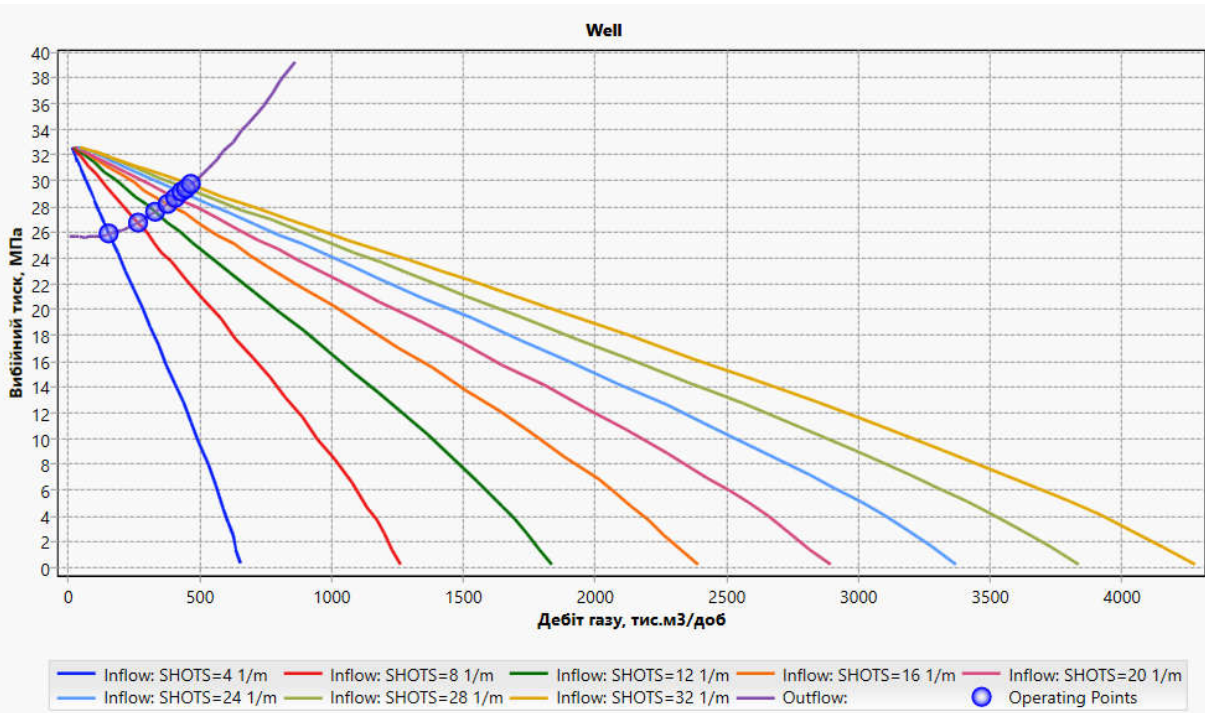


Рисунок 4 – Вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром для діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м для різних значень кількості перфораційних отворів

За допомогою програмного комплексу PipeSim досліджено впливу діаметру перфораційних отворів та їх кількості на один метр перфорованої експлуатаційної колони на дебіт свердловини з гравійним фільтром з оптимальним значенням проникності гравійного фільтра 175 мД (у 3,5 рази більше від коефіцієнта проникності продуктивного пласта) для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

На рисунку 4 показано вузловий аналіз роботи газової свердловини з гравійним фільтром

для діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м для різних значень кількості перфораційних отворів та проникності гравійного фільтра 175 мД.

Аналіз графічної залежності рисунка 4 свідчить, що значення вибійного тиску газової свердловини зростає із збільшенням кількості перфораційних отворів. Найістотніше вибійний тиск зростає із збільшенням кількості перфораційних отворів на один метр перфорованої експлуатаційної колони від 16 до 32.

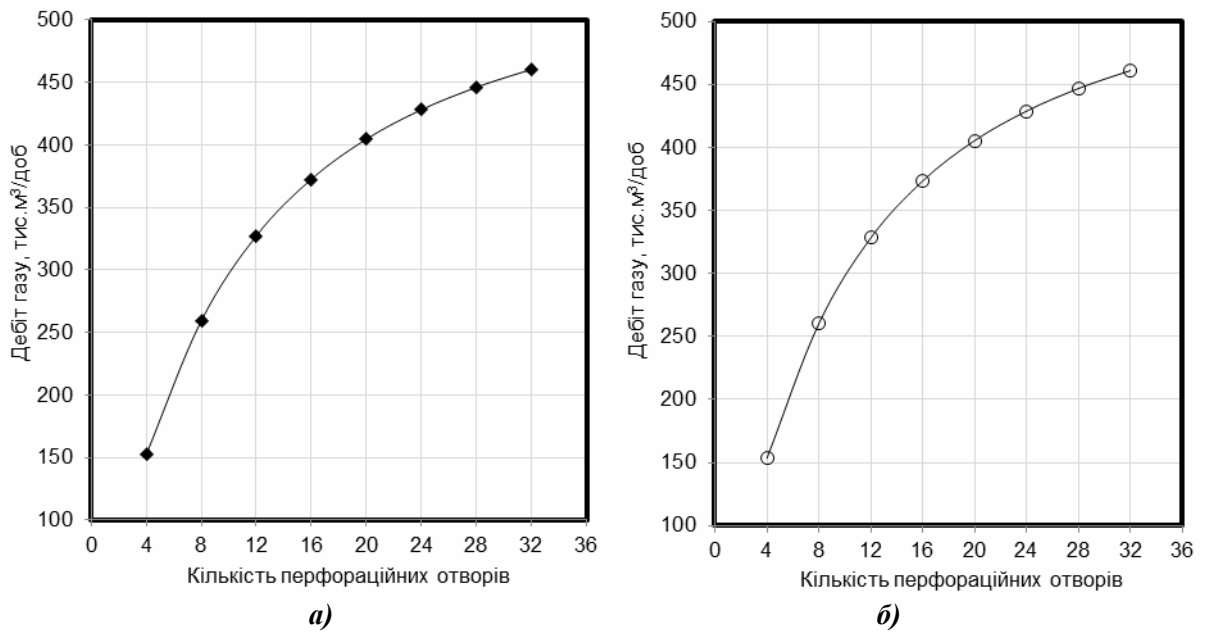


Рисунок 5 – Залежності дебіту газу від кількості перфораційних отворів для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м (а) та 0,073 м (б)

На рисунку 5 наведено залежності дебіту газової свердловини з гравійним фільтром від кількості перфораційних отворів для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м за проникності гравійного фільтра 175 мД.

Результати досліджень свідчать, що із збільшенням кількості перфораційних отворів зростає дебіт газової свердловини з гравійним фільтром. Так, для діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м дебіт газу зростає з 152,48 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 4 до 460,51 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 32, а для діаметра фільтра-каркасу 0,073 м – з 153,27 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 4 до 461,00 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 32.

Найістотніше дебіт газу зростає із збільшенням кількості перфораційних отворів до 20, а після 24 змінюється мало. За діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м дебіт газу зростає з 152,48 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 4 до 259,35 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 8 (тобто на 106,87 тис.м³/доб) та з 404,78 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 20 до 428,21 тис.м³/доб за кількості перфораційних отворів 24 (тобто на 23,43 тис.м³/доб).

Згідно отриманих результатів раціональне значення кількості перфораційних каналів на один метр перфорованої експлуатаційної колони становить 19,92, тобто 20.

Досліджено вплив на дебіт газової свердловини з гравійним фільтром діаметру перфо-

раційних отворів за густоти перфорації 20 отворів на один метр перфорованої експлуатаційної колони для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м.

На рисунку 6 наведено залежності дебіту газової свердловини з гравійним фільтром від діаметра перфораційних отворів для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м та 0,073 м за проникності гравійного фільтра 175 мД та кількості перфораційних отворів 20.

Результати досліджень свідчать, що дебіт газової свердловини з гравійним фільтром зростає із збільшенням діаметру перфораційних отворів. Для діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м дебіт газу зростає з 258,05 тис.м³/доб, для діаметра перфораційних отворів 8 мм – до 445,83 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 15 мм, а для діаметра фільтра-каркасу 0,073 м – з 258,86 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 8 мм – до 446,37 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 15 мм.

Найістотніше дебіт газу зростає зі збільшенням діаметру перфораційних отворів до 13 мм, для більших значень діаметрів отворів змінюється незначно. За діаметра фільтра-каркасу 0,0603 м дебіт газу зростає з 258,05 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 8 мм – до 297,61 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 9 (тобто на 39,56 тис.м³/доб) та з 410,89 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 13 мм – до 429,70 тис.м³/доб для діаметра перфораційних отворів 14 мм (тобто на 18,81 тис.м³/доб).

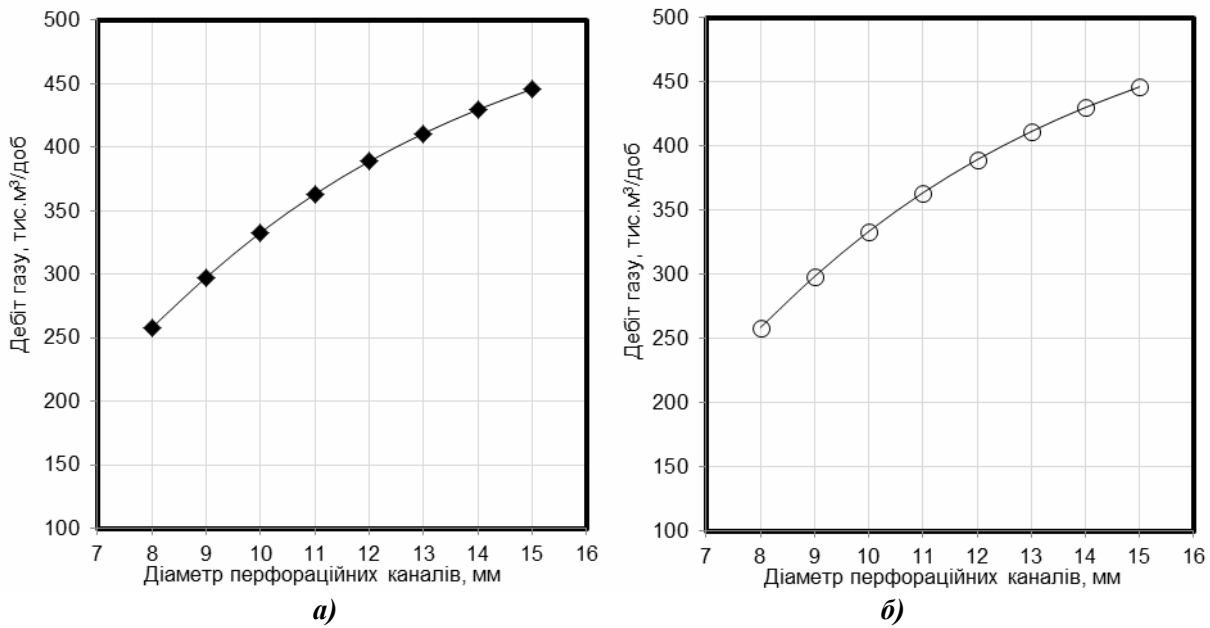


Рисунок 6 – Залежності дебіту газу від діаметра перфораційних каналів для діаметрів фільтра-каркасу 0,0603 м (а) та 0,073 м (б)

Згідно з отриманими результатами оптимальне значення діаметра перфораційного каналу становить 11,25 мм, тобто 11 мм.

Висновки

Експлуатація свердловин з нестійкими колекторами ускладнюється руйнуванням привибійної зони пласта. Ефективним методом запобігання надходженню піску із пласта в свердловину є застосування гравійних фільтрів. Результати виконаних досліджень в програмному комплексі PipeSim свідчать, що дебіт газової свердловини з гравійним фільтром зростає із збільшенням його проникності і товщини. Найістотніше дебіт газу зростає із збільшенням проникності гравійного фільтра до 250 мД (у п'ять разів). За методом найменших квадратів встановлено оптимальне значення проникності гравійного фільтра, яке у 3,5 рази більше від коефіцієнта проникності продуктивного пласта.

Досліджено вплив характеру розкриття пласта на продуктивність газової свердловини з гравійним фільтром. На основі результатів досліджень встановлено, що дебіт газової свердловини з гравійним фільтром зростає із збільшенням кількості перфораційних отворів на один погонний метр перфорованої експлуатаційної колони та їх діаметра.

Література

1. Хасанов М.М., Лежнев К.Э., Пашкин В.Д., Рошкетаев П.П. Применение новой модели многокомпонентной суспензии для расчета скин-фактора в скважинах, оборудованных гравийными фильтрами. *Нефтяное хозяйство*. 2018. №12. С. 63-67.
2. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С. Дослідження впливу розміру і проникності штучно створеної присвердловинної зони пласта на продуктивну характеристику свердловини. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2016. № 1(40). С.14–19.
3. Басарьгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонтаскважин при их строительстве и эксплуатации: справ. пособие: М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. Т. 5.
4. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. ООО "Недра-Бизнесцентр". Москва, 2003. 554 с.
5. Бойко В.С., Франчук І.А., Іванов С.І., Бойко Р.В. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: монографія. Київ, 2004. 400 с.
6. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. Москва: Недрa, 1986. 176 с.
7. Салаяев В., Ситдииков С., Нуйкин А., Арзамасцев Г., Пильгун С. Применение гравийной набивки в открытом стволе (ГНОС) в числе технических решений для успешного бурения и заканчивания ГС на пласт ПК1 Северо-Комсомольского месторождения. *SPE-181925*, 24-26 октября, 2016.

8. Рики Дж. Арментор, Майкл Р. Уайз, Майк Боумен, Густаво Каваццоли, Венсан Роде. Предотвращение выноса песка из добывающих скважин. *Нефтегазовое обозрение*. 2007. С. 1-17.

9. Бойко В.С., Бойко Р.В. Підземна гідрогазомеханіка: підручник. Львів: Апріорі, 2007. 452 с.

10. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. Москва: Недра, 1963. 392 с.

9. Boiko V.S., Boiko R.V. Pidzemna hidrohazomekhanika. Lviv: Apriori, 2007. 452 p. [in Ukrainian]

10. Charnyy I. A. Podzemnaya gidrogazodinamika. Moskva: Nedra, 1963. 392 p. [in Russian]

References

1. Hasanov M.M., Lezhnev K.E., Pashkin V.D., Roschektaev P.P. Primenenie novoy modeli mnogokomponentnoy suspenzii dlya rascheta skin-faktora v skvazhinah, oborudovannykh graviynnymi filtrami. *Neftyanoe hozyaystvo*. 2018. No 12. P. 63-67. [in Russian]

2. Kondrat R. M., Dremlukh N. S. Dosli-dzhennia vplyvu rozmiru i pronyknosti shtuchno-stvorenoi prysverdlovynnoi zony plasta na produktyvnu kharakterystyku sverdlovyny. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2016. No 1(40). P. 14-19. [in Ukrainian]

3. Basaryigin Yu.M., Budnikov V.F, Bulatov A.I. Teoriya i praktika preduprezhdeniya oslozhneniy i remontaskvazhin pri ihstroitelstve i ekspluatatsii: sprav. posobie: M.: OOO «Nedra-Biznestsentr», 2003. Vol. 5. [in Russian]

4. Bashkatov A.D. Progressivnyie tehnologii sooruzheniya skvazhin. OOO "Nedra-Biznestsentr", Moskva, 2003. 554 p. [in Russian]

5. Boiko V.S., Franchuk I.A. , Ivanov S.I., Boiko R.V. Ekspluatatsiia sverdlovyn u nestiikykh kolektorakh. Kyiv, 2004. 400 p. [in Ukrainian]

6. Syumen D., Ellis R., Snayder R. Spravochnik po kontrolyu i borbe s peskoproyavleniyami v skvazhinah. Moskva: Nedra, 1986. 176 p. [in Russian]

7. Salyaev V., Sitdikov S., Nuykin A., Arzamastsev G., Pilgun S. Primenenie graviynoy nabivki v otkryitom stvole (GNOS) v chisle tehnikeskikh resheniy dlya uspehnogo bureniya i zakanchivaniya GS na plast PK1 Severo-Komsomolskogo mestorozhdeniya. *SPE-181925*, 24-26 oktyabrya, 2016. [in Russian]

8. Riki Dzh. Armentor, Maykl R. Uayz, Mayk Boumen, Gustavo Kavatsoli, Vensan Rode. Predotvraschenie vyinosa peska iz dobyivayuschih skvazhin. *Neftgazovoe obozrenie*. 2007. P. 1-17. [in Russian]