Дослідження та методи аналізу

УДК 622.276.054

DOI: 10.31471/1993-9973-2020-4(77)-16-22

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ГРАВІЙНОЇ НАБИВКИ У ВІДКРИТОМУ СТОВБУРІ НА ПРОДУКТИВНУ ХАРАКТЕРИСТИКУ СВЕРДЛОВИНИ

*Р. М. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Хайдарова**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 4-21-95,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com*

Охарактеризовано негативні наслідки винесення піску із пласта у стовбур свердловини при експлуатації свердловин з нестійкими породами. Високоєфективним методом запобігання надходженню піску із пласта у свердловину є застосування гравійних фільтрів, які використовують в Україні і за кордоном. Наведено види гравійних фільтрів, умови їх застосування, вибір діаметра зерен гравію для створення гравійної набивки. Розглянуто різновиди встановлення гравійних фільтрів залежно від геолого-технічних умов пласта. Щоб оцінити вплив розмірів та проникності гравійної набивки на продуктивну характеристику газової свердловини, виконано розрахунки з використанням програми PipeSim компанії Schlumberger. За результатами досліджень побудовано та проаналізовано графічні залежності дебітів газу за наявності гравійної набивки від проникності гравійної набивки за різної її товщини. Встановлено, що дебіт газу зростає із збільшенням товщини гравійної набивки в розглянутому інтервалі її зміни до 0,9 м. При цьому вплив товщини гравійної набивки на дебіт газу зростає із збільшенням її проникності. За результатами статистичної обробки розрахункових даних з використанням методу «найменших квадратів» визначено оптимальні значення проникності гравійної набивки для різних значень її товщини. Встановлено оптимальні значення товщини і проникності гравійної набивки, вище яких значення дебіту газу мало змінюється. Розраховано розподіл тиску у стовбурі газової свердловини за наявності гравійної набивки з визначеними оптимальними значеннями її проникності і товщини. За допомогою програми PipeSim досліджено вплив ступеня відносного розкриття пласта на продуктивність газової свердловини за наявності гравійної набивки для визначених оптимальних значень проникності і товщини останньої.

Ключові слова: нестійкі колектори, проникність і товщина гравійної набивки, дебіт свердловини, відносне розкриття пласта.

Охарактеризованы негативные последствия выноса песка из пласта в ствол скважины при эксплуатации скважин с неустойчивыми породами. Высокоэффективным методом предотвращения поступления песка из пласта в скважину является применение гравийных фильтров, которые используют в Украине и за рубежом. Приведены виды гравийных фильтров, условия их применения, выбор диаметра зерен гравия для создания гравийной набивки. Рассмотрены разновидности установления гравийных фильтров в зависимости от геолого-технических условий пласта. Для оценки влияния размеров и проницаемости гравийной набивки на продуктивную характеристику газовой скважины выполнены расчеты с использованием программы PipeSim компании Schlumberger. По результатам исследований построены и проанализированы графические зависимости дебитов газа при наличии гравийной набивки от проницаемости гравийной набивки при различной ее толщине. Установлено, что дебит газа возрастает с увеличением толщины гравийной набивки в рассматриваемом интервале ее изменения до 0,9 м. При этом влияние толщины гравийной набивки на дебит газа возрастает с увеличением ее проницаемости. По результатам статистической обработки

расчетных данных с использованием метода «наименьших квадратов» определены оптимальные значения проницаемости гравийной набивки для различных значений ее толщины. Установлены оптимальные значения толщины и проницаемости гравийной набивки, выше которых значение дебита газа практически не меняется. Выполнен расчет распределения давления по стволу газовой скважины при наличии гравийной набивки с определенными оптимальными значениями ее проницаемости и толщины. С помощью программы PipeSim исследовано влияние степени относительного вскрытия пласта на производительность газовой скважины при наличии гравийной набивки для определенных оптимальных значений проницаемости и толщины последней.

Ключевые слова: неустойчивые коллекторы, проницаемость и толщина гравийной набивки, дебит скважины, относительное вскрытия пласта.

The negative consequences of sand production from the formation into the wellbore during the operation of wells with unstable rocks are characterized. A highly effective method of preventing sand from entering the well from the formation is the use of gravel packs, which are used in Ukraine and abroad. The types of gravel packs, the conditions for their application, the choice of the diameter of gravel grains for creating gravel pack are given. The types of gravel pack installation are considered depending on the geological and technical conditions of the reservoir. Calculations have been performed using Schlumberger's PipeSim software to assess the effect of gravel pack size and permeability on the performance specification of a gas well. Based on the research results, graphical dependences of gas flow rates in the presence of gravel pack on the permeability of the gravel pack at its various thicknesses have been constructed and analyzed. It has been found that the gas flow rate increases with an increase in the thickness of the gravel pack in the considered interval of its variation up to 0.9 m. The effect of the thickness of the gravel pack on the gas flow rate increases with an increase in its permeability. Based on the results of statistical processing of the calculated data using the least-squares method, the optimal values of the gravel pack permeability for various values of its thickness have been determined. The optimal values of the thickness and permeability of the gravel pack have been determined, beyond which the value of the gas flow rate practically does not change. The calculation of the pressure distribution along the bore of a gas well in the presence of gravel pack with certain optimal values of its permeability and thickness is performed. Using the PipeSim software, the influence of the degree of relative formation penetration on the productivity of a gas well in the presence of gravel packing has been investigated for determining certain optimal values of permeability and thickness of gravel packing.

Key words: unstable reservoirs, permeability and thickness of gravel pack, well flow rate, relative formation penetration.

Аналіз вітчизняних і закордонних досліджень

Під час експлуатації свердловин з нестійкими колекторами при перевищенні депресією на пласт критичного значення відбувається руйнування привибійної зони пласта. Частинки породи виносяться із пласта у свердловину, а у привибійній зоні утворюється каверна. Якщо швидкість руху газу на вході в насосно-компресорні труби є нижчою мінімально необхідного значення для винесення твердої фази на поверхню, частинки породи скупчуються на вибої з утворенням піщаного корка. Піщані корки стають причиною зниження дебіту свердловини і можуть спричинити прихоплення НКТ [1].

Ефективним і універсальним засобом запобігання винесенню піску із пласта у свердловини, що розкривають слабкоцементовані нестійкі пласти, є гравійно-набивні фільтри. Такий фільтр представляє собою щільний фільтр-каркас, кільцевий простір між фільтром і пластом заповнюють гравієм. В Україні гравійні фільтри використовували на Архангельському і Безіменному газових родовищах, Більче-Волицькому та Солохівському підземних сховищах газу.

Найбільших успіхів у створенні техніки і технології запобігання піскопроявам за допомогою гравійних фільтрів за кордоном досягли фірми "Type Petroleum", "Layens", "Lokometik" (США) "Nagaoka" (Японія), "Schlumberger" (США - Франція) та ін [2].

Залежно від геолого-технічних умов гравійно-набивні фільтри встановлюють всередині перфорованої обсадної колони труб, в необсадженому трубам стовбурі свердловини. Гравійні фільтри, які наминають всередину перфорованої обсадної колони, застосовують у свердловинах, що розкривають продуктивні пласти, які утворені пачками перешарування гірських порід або мають невелику товщину, а також там, де необхідно виключати з інтервалу, що розкривається, водоносні чи газоносні прошарки [3].

Набивні гравійні фільтри у відкритому стовбурі свердловини встановлюють там, де міцність породи у привибійній зоні дає змогу розширити стовбур свердловини. Ці фільтри мають низькі фільтраційні опори і вищу продуктивність порівняно із внутрішньокolonними гравійними фільтрами або кріпленням привибійної зони хімічними реагентами [4].

Рисунок 1 – Вертикальна свердловина з гравійним фільтром на вибої

Основним елементом гравійного фільтру є фільтр-каркас, необхідний для створення оптимальних умов роботи гравійної набивки, а також служить внутрішнім екраном для створеного гравійного масиву [5]. Довжину фільтр-каркасу визначають з умови перекриття ним всього інтервалу продуктивного пласта.

Гравійні фільтри ефективно працюють у випадку правильно підібраної ширини щілин або розмірів зерен гравію з урахуванням гранулометричного складу пластового піску. Важливими є й інші параметри: характеристики гравію, ступінь ущільнення і якість матеріалу, конфігурація щілин і конструкція фільтрів [3].

Розмір зерен гравію вибирають на основі ситового аналізу взірців пластового піску. У США під час вибору розміру зерен гравію для набивки керуються такими міркуваннями [6]: частинки гравію повинні бути у 5-6 разів більшими частинок пластового піску, з винесенням яких ведеться боротьба; фільтр повинен ефективно затримувати найдрібніші частинки гравію. Проникність гравійної набивки є більшою проникності продуктивного пласта. Якщо значення проникності гравійної набивки менше проникності пласта, дебіт газу різко зменшується. Така ситуація може виникнути при закупорюванні гравійного фільтра частинками твердої фази, яка виноситься із пласта, або складниками технологічних рідин, які застосовують

при ремонті свердловин. У процесі експлуатації та ремонту свердловин важливо запобігти забрудненню гравійного фільтра сторонніми інгредієнтами.

Для гравійного набивання використовують пісок з розміром зерен 0,84-1,67 мм. Коли із свердловини виноситься пісок з вмістом дрібних фракцій в кількості 5% і більше, для набивання використовують дрібний пісок з розміром зерен 0,42-0,84 мм [3].

На рисунку 1 зображено схему вертикальної свердловини з гравійним фільтром на вибої.

Науковий і практичний інтерес викликає оцінка впливу на продуктивність свердловини розміру попередньо розмитої і заповненої гравієм привибійної зони пласта. Однією з причин недостатньої ефективності гравійних фільтрів є необґрунтований вибір параметрів гравійного фільтра. Гравійний фільтр повинен не тільки затримувати пластовий пісок на місці його встановлення, але і зберігати проникність для пластових флюїдів.

Проаналізувавши результати вітчизняного та зарубіжного досвіду, робимо висновок, що не достатньо висвітленими залишаються питання щодо впливу розмірів та проникності гравійної набивки на продуктивну характеристику газової свердловини. Це і стало підставою для проведення додаткових досліджень.

1 – 0,1; 2 – 0,2; 3 – 0,3; 4 – 0,4; 5 – 0,5; 6 – 0,6; 7 – 0,7; 8 – 0,8; 9 – 0,9 м

Рисунок 2 – Залежності дебіту газу від проникності гравійної набивки для різних значень товщини гравійної набивки

Методика досліджень і вхідні дані

Для оцінки впливу проникності та товщини гравійної набивки на продуктивність газової свердловини виконано розрахунки за допомогою програми PipeSim компанії Schlumberger. Дослідження виконано на прикладі гіпотетичного газового покладу з такими параметрами: початковий пластовий тиск – 32 МПа; пластова температура – 330 К; товщина пласта – 20 м; глибина свердловини – 3050 м; радіус початкового контуру газоносності – 500 м, коефіцієнт проникності продуктивного пласта – 50 мД. Дослідження виконано для різних значень проникності гравійної набивки (50; 100; 150; 200; 250; 300; 350; 400; 450; 500 мД) та її товщини ($R-r_c$) (0,1; 0,15; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9 м).

Результати досліджень

Результати досліджень зображено у вигляді залежностей дебіту газу за наявності гравійної набивки від її проникності для різних значень товщини гравійної набивки (рис. 2).

Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить про те, що дебіт газової свердловини з гравійною набивкою зростає із збільшенням її товщини та проникності. Графічні залежності рисунку 2 оброблено за методом «найменших квадратів» для інтервалу зміни товщини гравійної набивки від 0,1 до 0,9 м. В результаті отримано оптимальні значення проникності гравійної набивки для різних значень її товщини,

а саме: 0,1 м – 260 мД; 0,15 м – 268 мД; 0,2 м – 273 мД; 0,3 – 262 мД; 0,4 – 298 мД; 0,5 – 310 мД; 0,6 – 286 мД; 0,7 – 267 мД; 0,8 – 289 мД; 0,9 – 294 мД. Середнє значення проникності гравійної набивки, вище якого дебіт газу мало змінюється, становить 281 мД.

На рисунку 3 наведено залежності дебіту газу від різних значень товщини гравійної набивки для різних значень проникності гравійної набивки.

Аналіз графічних залежностей рисунку 3 свідчить, що дебіт газу зростає із збільшенням товщини гравійної набивки в розглянутому інтервалі її зміни від 0,1 до 0,9 м. Створення гравійної набивки великої товщини є технологічно складним і вимагає значних витрат. Товщину гравійної набивки вибирають такою, щоб градієнт тиску на її зовнішній межі у процесі експлуатації свердловин був меншим критичного градієнта тиску для руйнування порід відповідного типу.

За результатами статистичного оброблення розрахункових даних для інтервалу зміни проникності гравійної набивки від 50 до 500 мД визначено оптимальні значення товщини гравійної набивки для різних її проникностей: для 50 мД – 0,39 м; 100 мД – 0,37 м; 150 мД – 0,38 м; 200 мД – 0,34; 250 мД – 0,31 м; 300 мД – 0,32 м; 350 мД – 0,30 м; 400 мД – 0,28 м; 450 мД – 0,27 м; 500 мД – 0,28 м. Середнє значення товщини гравійної набивки, становить 0,32. Для встановлення оптимальних значень гравійної набивки

Рисунок 3 – Залежності дебіту газу від різних значень товщини гравійної набивки для різних значень проникності гравійної набивки

Рисунок 4 – Значення розподілу тиску по стовбурі свердловини за оптимальних значень проникності гравійної набивки (281 мД) та її товщини (0,32 м)

(проникність 281 мД та товщина 0,32 м) дебіту газу становить 10,2 тис.м³/доб.

Визначені оптимальні значення проникності гравійної набивки та її товщини необхідно враховувати при виборі діаметра зерен гравію для створення гравійної набивки для умов конкретного пласта-колектора.

Для газової свердловини з товщиною гравійної набивки 0,32 м та проникністю гравійної набивки 281 мД виконано розрахунок розподілу тиску по стовбурі свердловини за допомо-

гою програмного комплексу PipeSim для свердловини з гравійною набивкою і за її відсутності. Результати досліджень зображено на рисунку 4.

Аналіз графічних залежностей рисунку 4 показує, що розподіл тиску по стовбурі свердловини для обох випадків майже однаковий. Так, значення тиску на глибині свердловини 1152 м становить 29,2917 МПа для свердловини з гравійною набивкою та 29,2876 МПа без гравійної набивки, а для глибини свердловини

Рисунок 5 – Залежність дебіту газу від відносного розкриття пласта за оптимальних значень проникності гравійної набивки (281 мД) та товщини набивки (0,32 м)

2676 м – 25,7233 МПа та 25,7195 МПа відповідно. Значення цих параметрів свідчать про те, що на значення розподілу тиску наявність чи відсутність гравійної набивки майже не впливає.

Результати проведених досліджень за допомогою програми PipeSim є наближеними до результатів, отриманих авторами у роботі [9], що свідчать про значну збіжність теоретичних результатів досліджень та даної програми.

Відомо, що недосконалість свердловини за ступенем розкриття продуктивного пласта є одним з факторів, що впливає на її продуктивність. На практиці у більшості випадків з різних причин свердловини розкривають продуктивний пласт не повністю. Вплив ступеня розкриття на продуктивність свердловин залежить від товщини продуктивного пласта, його фільтраційних властивостей і характеру їх зміни по площі. Дослідження впливу недосконалості свердловини на їх продуктивність наведено в роботах [7-8].

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

За допомогою програми PipeSim виконано дослідження впливу відносного розкриття пласта на дебіт свердловини без гравійної набивки та за наявності гравійної набивки з оптимальними значеннями проникності (281 мД) та товщини (0,32 м). Дослідження виконано для різ-

них значень ступеня відносного розкриття пласта (20; 30; 40; 50; 60; 70; 80; 90; 100 %). Результати досліджень зображено у вигляді залежності дебіту газу від відносного розкриття пласта (рис. 5).

Аналіз графічної залежності на рисунку 5 свідчить, що із збільшенням ступеня розкриття пласта дебіт свердловини зростає і з гравійною набивкою та за її відсутності. Суттєве зростання дебіту газу спостерігається для свердловини з гравійною набивкою. При розкритті продуктивного пласта на 20 % значення дебіту газу для визначених оптимальних параметрів дорівнює 3 тис.м³/доб для свердловин без гравійної набивки та 17,4 тис.м³/доб за її наявності, а за повного розкриття продуктивного пласта дебіт газу становить 14,3 тис.м³/доб та 86,3 тис.м³/доб відповідно. Таким чином, при розкритті продуктивного пласта з 20 % до його повного розкриття дебіт газу зростає на 14,3 тис.м³/доб (у 5,8 рази) без гравійної набивки та на 72 тис.м³/доб (у 6 разів) з гравійною набивкою.

Для кожної залежності на рисунку 5 підібрано рівняння регресії і визначено коефіцієнти кореляції, які змінюються у межах 0,9981-0,9988.

Таким чином, розкриття продуктивного пласта для свердловин з гравійною набивкою або за її відсутності має значний вплив на дебіт газу. Отже, максимальні значення дебіту газу можна отримати при повному розкритті продуктивного пласта.

Висновки

Експлуатація свердловин з нестійкими породами ускладнюється руйнуванням привибійної зони пласта. Закінчування свердловин із створенням гравійного фільтра в необсадженому продуктивному інтервалі є найбільш ефективним методом запобігання виникненню піскопроявів, який забезпечує тривалу експлуатацію високодебітних свердловин без зниження їх продуктивності і зупинок на ремонт.

За результатами теоретичних досліджень обґрунтовано вибір параметрів (товщини і проникності) гравійної набивки у привибійній зоні свердловини з нестійкими колекторами, за яких вдається запобігти винесенню піску із пласта у свердловину.

Результати виконаних досліджень за допомогою програми PipeSim свідчать про те, що дебіт свердловини з гравійною набивкою зростає із збільшенням проникності та товщини останньої. Найсуттєвіше зростання дебіту газу отримали після досягнення проникністю гравійної набивки значень від 250 мД.

За результатами статистичного оброблення розрахункових даних методом «найменших квадратів» встановлено оптимальні значення товщини (0,32 м) та проникності гравійної набивки (281 мД), вище яких дебіт газу мало змінюється. Також показано вплив відносного розкриття пласта на дебіт свердловини за наявності гравійної набивки та за її відсутності.

Література

1. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксеніч А. І. Експериментальне дослідження швидкості винесення газовим потоком твердої фази з вибою свердловини на поверхню. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 3 (56). С. 106–112.

2. Басарыгин Ю. М., Будников В. Ф., Булатов А. И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: справ. пособие: М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. Т. 5. (ППП Тип. Наука). 430 с.

3. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: монографія / В. С. Бойко, І. А. Франчук, С. І. Іванов, Р. В. Бойко. Київ: Книгодрук, 2004. 400 с.

4. Гасумов Р. А., Минликаев В. З. Техника и технология ремонта скважин: монографія у 2 т. Москва: ООО «Газпром экспо», 2013. 360 с. Т.1.

5. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. Москва: Недра, 1986. 176 с.

6. Борьба с пескопроявлениями. *Нефтяная промышленность. Сер. нефтепромысловое дело*. 1984. №1. С.17-20.

7. Маскет М. Течение однородных гидкостей в пористых средах. М.: Гостоптехиздат, 1949. 627 с.

8. Чарный И. А. Безнапорный приток жидкости к гидродинамически несовершенным скважинам и иглофильтрам. Изв. АН СССР ОТН. 1953. №2. С. 216-224.

9. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С. Дослідження впливу розміру і проникності штучно створеної при свердловинній зоні пласта на продуктивну характеристику свердловини. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2016. №1(40). С.14-19.

References

1. Kondrat R. M., Dremlukh N. S., Uhrynovskyi A. V., Ksenych A. I. Eksperymentalne doslidzhennia shvydkosti vynesennia hazovym potokom tverdoi fazy z vyboiu sverdlovyny na poverkhniiu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch*. 2015. № 3 (56). P. 106–112. [in Ukrainian]

2. Basaryigin Yu. M., Budnikov V. F., Bulatov A. I. Teoriya i praktika preduprezhdeniya oslozhneniy i remonta skvazhin pri ih stroitelstve i ekspluatatsii: sprav. posobie: M.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. Т. 5. (PPP Tip. Nauka). 430 p. [in Russian]

3. Ekspluatatsiia sverdlovyn u nestiikykh kolektorakh: monohrafiia / V. S. Boiko, I. A. Franchuk, S. I. Ivanov, R. V. Boiko. Kyiv: Knyhodruk, 2004. 400 p. [in Ukrainian]

4. Gasumov R. A., Minlikaev V. Z. Tehnika i tehnologiya remonta skvazhin: monografiya u 2 t. Moskva: ООО «Газпром экспо», 2013. 360 p. T.1. [in Russian]

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

6. Borba s peskoproyavleniyami. *Neftyanaya promyshlennost. Ser. neftepromyislovoe delo*. 1984. No1. P.17-20. [in Russian]

7. Masket M. Tehenie odnorodnykh gidkostey v poristih seredah. M.: Gostoptehizdat, 1949. 627 p. [in Russian]

8. Charniy I. A. Beznapornyy pritok zhidkosti k gidrodinamicheski nesovershennym skvazhinam i iglofiltram. Izv. AN SSSR OTN. 1953. No2. P. 216-224. [in Russian]

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