

Наука — виробництву

УДК 622.279

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-2(83)-71-77

ПІДВИЩЕННЯ ДЕБІТІВ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН У НЕСТІЙКИХ КОЛЕКТОРАХ

Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх*

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел./факс (03422) 42195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, nataliadremlyuh@ukr.net

Розглянуто негативні наслідки винесення піску із пласта і методи запобігання утворенню піщаних корків на вибої свердловин. Проведено експериментальні дослідження швидкості винесення твердої фази із лабораторної моделі свердловини газовим потоком і пінними системами. За результатами дослідження на моделі свердловини визначено мінімально необхідні швидкості руху газового потоку для винесення частинок піску різного діаметра. Одержано регресійну залежність для оцінки необхідної швидкості руху газового потоку для винесення частинок піску різного діаметра. За результатами експериментальних досліджень підібрано склад піни, визначено оптимальні значення концентрацій пінотворних ПАР і стабілізаторів у водних розчинах для отримання стійких пін, які можуть бути використані для промивання піщаного корка на вибоях свердловин на виснажених газових і газоконденсатних родовищах. Експериментально оцінено швидкості руху потоку піни з додаванням і без додавання стабілізатора піни для винесення з вибою модельної свердловини частинок твердої фази різного діаметра. Обґрунтовано два складу водних розчинів пінотворних ПАР і стабілізатора піни для промивання піщаних корків на вибої і винесення з вибою частинок твердої фази у процесі експлуатації свердловин. Розроблено склад тампонажного розчину для створення у привибійній зоні свердловини міцного газопроникного каменю. Встановлено оптимальне значення вмісту спученого перліту у розчині, за якого забезпечуються відповідні значення міцності на стискування і проникності для газу цементного каменю. Теоретично встановлено вплив розміру і проникності гравійної набивки у привибійній зоні на продуктивну характеристику свердловини. За результатами виконаних досліджень обґрунтовано оптимальні значення товщини і проникності гравійної набивки у привибійній зоні свердловини з нестійкими колекторами, за яких запобігається винесенню піску із пласта у свердловину. Розроблено удосконалену технологію інтенсифікації роботи свердловини з нестійкими колекторами.

Ключові слова: нестійкі колектори, газ, піна, гравійні фільтри, дебіт свердловини, тампонажний розчин, цементний камінь.

Рассмотрены негативные последствия выноса модели скважины. Проведены экспериментальные исследования скорости выноса твердой фазы из лабораторной модели скважины газовым потоком и пенными системами. По результатам исследования на модели скважины определены минимально необходимые скорости движения газового потока для выноса частиц песка разного диаметра. Получена регрессионная зависимость для оценки требуемой скорости движения газового потока для выноса частиц песка разного диаметра. По результатам экспериментальных исследований подобран состав пены, определены оптимальные значения концентраций пенотворных ПАВ и стабилизаторов в водных растворах для получения устойчивых пен, которые могут быть использованы для промывания песчаной пробки на забоях скважин на истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях. Экспериментально оценены скорости движения потока пены с добавлением и без добавления стабилизатора пены для выноса из забоя модельной скважины частиц твердой фазы разного диаметра. Обоснованы два состава водных растворов пенотворных ПАВ и стабилизатора пены для промывания песчаных пробок на забое и вынос с забоя частиц твердой фазы в процессе эксплуатации скважин. Разработан состав тампонажного раствора для создания в призабойной зоне скважины крепкого газопроницаемого камня. Установлено оптимальное значение содержи-

мого вспученого перліта в розстворі, при якому забезпечуються відповідні значення пружності на стиснення і проникності по газу цементного каменя. Теоретично встановлено вплив розміру і проникності гравійної набивки в призабойній зоні на продуктивну характеристику скважини. По результатам виконаних досліджень обґрунтовані оптимальні значення товщини і проникності гравійної набивки в призабойній зоні скважини з нестійкими колекторами, при яких предотвращається винос піску з пласта в скважину. Розроблена удосконалена технологія інтенсифікації роботи скважини з нестійкими колекторами.

Ключові слова: нестійкі колектори, газ, пена, гравійні фільтри, дебіт скважини, тампонажний розствор, цементний камінь.

Negative consequences of sand recovery from the formation and methods for preventing the formation of sand plugs at the bottom of wells have been considered. The experimental studies of the removal rate of the solid phase from the well bottomhole by the gas flow and foam systems have been conducted with the help of the laboratory well model. According to the study's results on the well model, the minimum required velocities of the gas flow for the removal of sand particles of different diameters were determined. A regression dependence was obtained to estimate the required velocity of the gas flow to remove sand particles of different diameters. The study results have helped to select the composition of the foam and determine the optimal concentrations of surfactants and stabilizers in aqueous solutions to obtain stable foams that can be used to wash the sand plug at the bottom of wells in depleted gas and gas condensate fields. The velocities of the foam flow with and without the addition of a foam stabilizer for removal of solid-phase particles of different diameters from the bottom of the model well have been experimentally estimated. Two compositions of aqueous solutions of foaming surfactants and foam stabilizer for washing sand crusts at the bottom and removal of solid-phase particles from the bottom during the operation of wells have been substantiated. The composition of the cement mortar has been developed to create a strong gas-permeable stone in the bottomhole zone. The optimal value of the content of expanded perlite in the solution is established, at which the corresponding values of compressive strength and gas permeability of cement stone are provided. The influence of the size and permeability of gravel packing in the bottomhole zone on the productive characteristics of the well is theoretically established. According to the research results, the optimal values of the thickness and permeability of gravel packing in the bottomhole zone of the well with unstable reservoirs prevent the removal of sand from the reservoir into the well. Improved technology for intensifying the operation of wells with unstable reservoirs has been developed.

Keywords: unstable manifolds, gas, foam, gravel filters, well production. plugging slurry, cement stone.

Аналіз останніх досліджень

Значна кількість газових покладів пов'язана з нестійкими колекторами. У процесі експлуатації свердловин при перевищенні депресією на пласт критичного значення відбувається руйнування порід у привибійній зоні з винесенням частинок піску із пласта у свердловину, що призводить до утворення каверни у привибійній зоні і піщаних корків на вибої. У результаті можливе осідання покрівлі пласта і, як результат змінання експлуатаційної колони, прихоплення насосно-компресорних труб (НКТ) зім'ятою експлуатаційною колоною і піщаним корком, та ерозійне руйнування НКТ частинками твердої фази у газовому потоці. Скупчення твердої фази на вибої можуть бути настільки щільними, що призводять до істотного зниження дебіту свердловини. До можливих напрямів підвищення дебітів газових свердловин у нестійких колекторах відносяться кріплення порід у привибійній зоні різними складами, обладнання вибою свердловин фільтрами, створення необхідних швидкостей руху газу на вході в НКТ для винесення із вибою частинок твердої фази вибором необхідного діаметра НКТ і періодичне промивання вибою від піщаних корків [1].

Наведені методи не завжди забезпечують достатню технологічну ефективність у різних гірничо-геологічних умовах, зокрема на виснажених газових родовищах з аномально низьким пластовим тиском. Тому актуальним є подальший розвиток досліджень в напрямі боротьби з піскоутворенням у свердловинах.

Методика досліджень

Для стабільної роботи свердловини необхідно забезпечити повне і своєчасне видалення частинок твердої фази з вибою на поверхню. Це може бути досягнуто збільшенням швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби (НКТ) вище критичної швидкості.

Для дослідження процесу винесення частинок твердої фази з вибою газових свердловин потоком газу виконано експериментальні дослідження на моделі свердловини [2]. Досліди проводили з трьома фракціями піску: 0,1 – 0,315; 0,315 – 0,63; 0,63 – 1 мм.

Результати експериментальних досліджень зображено на рисунку 1.

Згідно з результатами експериментальних досліджень, які наведені на рисунку 1, необхідна швидкість руху газу на вході в НКТ для винесення з вибою частинок твердої фази різ-

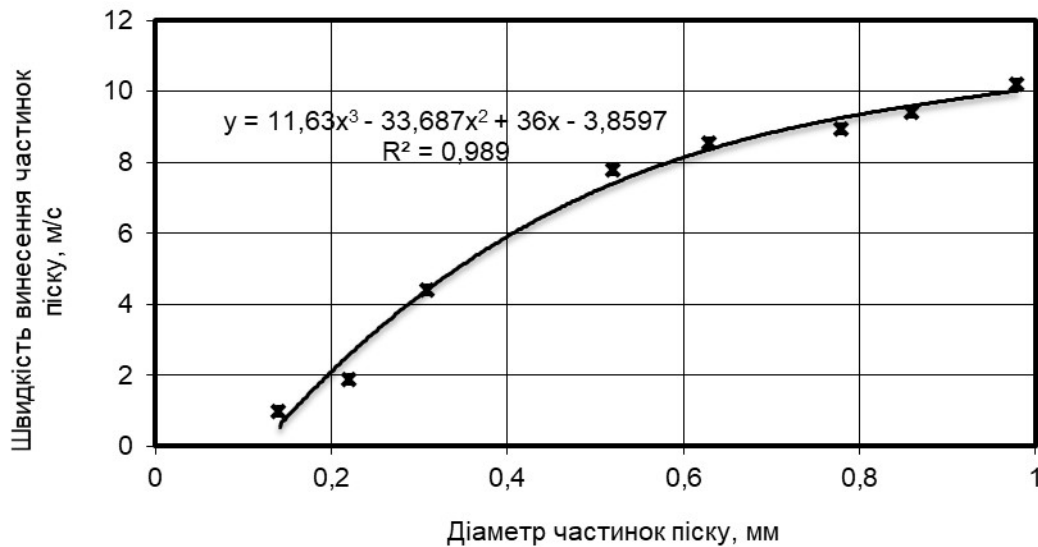


Рисунок 1 – Залежність швидкості винесення частинок піску потоком газу від їх діаметра

ного діаметра на моделі свердловини становить: 0,1 мм – 0,985 м/с, 0,315 мм – 4,407 м/с; 0,63 мм – 8,54 м/с; 1 мм – 10,2 м/с. За результатами експериментальних досліджень одержано регресійну залежність для визначення необхідної швидкості руху газового потоку W (м/с) для винесення частинок твердої фази різного діаметра d_q (мм):

$$W = 11,63d_q^3 - 33,68d_q^2 + 36d_q - 3,859. \quad (1)$$

d_q , мм; W , м/с.

Для повного винесення твердої фази із вибою свердловини потрібні досить високі швидкості руху газу, що зазвичай неможливо забезпечити в промислових умовах для низькодебітних газових свердловин, тому пропонується використовувати промивальні агенти з низькою густиною, зокрема піни високої кратності і значної стійкості.

Для винесення піску із вибою свердловини промивальним агентом дуже важливе значення має стійкість піни. Оскільки при низькій стійкості піни можливе її руйнування з випаданням із піни частинок твердої фази з осіданням їх на муфтових з'єднаннях насосно-компресорних труб і утворенням глухих піщаних корків у затрубному просторі. Для підвищення стійкості піни використовують речовини-стабілізатори, які мають високу гідрофільність і розчинність у воді, збільшують в'язкість розчину і сприяють сповільненню процесу витікання рідини із піни.

Для утворення пін з високими пінотворними характеристиками виконано експериментальні дослідження з різними композиціями ПАР і речовинами-стабілізаторами. Для дослідження вибрано розчини савенолу SWP, стінолу і софі-

ру M2 у прісній воді з масовими концентраціями 0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 4%, як стабілізатори піни використовували природні біополімери ксантанову і гуарову смоли та карбоксиметилцелюлозу (КМЦ) з масовими концентраціями 0,25 і 0,5%. Експерименти проводили за температур 20, 40 і 60 °С і атмосферного тиску 0,1013 МПа [3].

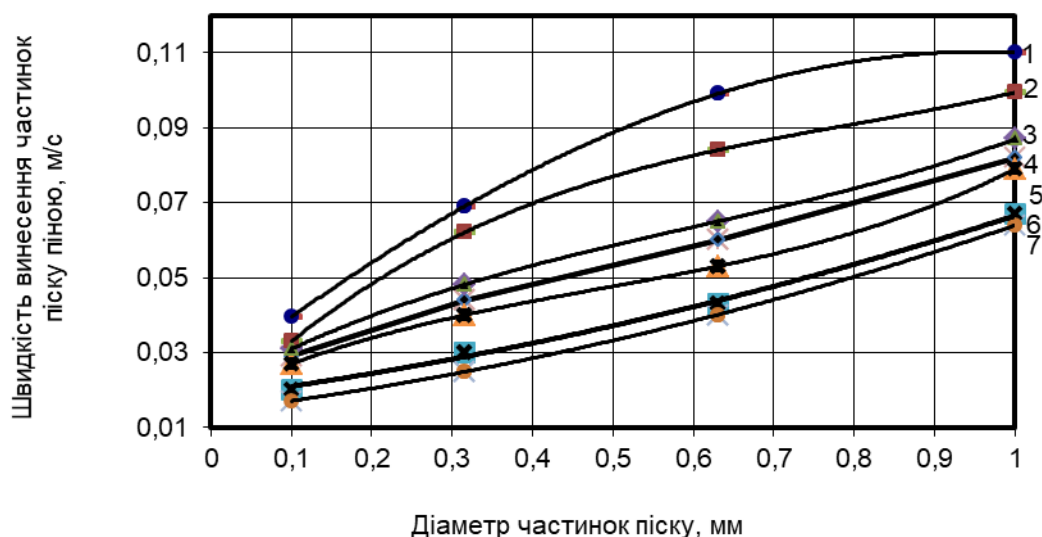
Аналіз результатів досліджень свідчить, що при використанні як стабілізаторів піни ксантанової і гуарової смол, які раніше не застосовувалися для ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин і винесення рідини з вибою спінуванням, забезпечуються більші значення стійкості піни порівняно з використанням карбоксиметилцелюлози.

На основі експериментальних досліджень встановлено закономірності спінування водних розчинів ПАР без додавання і з додаванням речовин-стабілізаторів піни з моделюванням вибівної температури (від 20 до 60 °С).

Для дослідження процесу винесення частинок твердої фази з вибою газових свердловин на поверхню пінними системами різного складу виконано експериментальні дослідження на моделі свердловини [4].

Результати експериментальних досліджень зображено на рисунку 2.

Згідно з результатами експериментальних досліджень швидкість винесення частинок піску діаметром від 0,1 до 1 мм з вибою модельної свердловини на поверхню потоком піни змінюється в межах: 0,0395 – 0,11 м/с для масової концентрації савенолу SWP у воді 0,5 %; 0,031 – 0,087 м/с для масової концентрації савенолу SWP у воді 1 %; 0,033 – 0,0994 м/с для масової концентрації стінолу у воді 0,5 %; 0,02 –



1 – 0,5 % мас савенолу SWP; 2 – 0,5 % мас стінолу; 3 – 1 % мас савенолу SWP; 4 – 0,5 % мас стінолу і 0,5 % мас ксантанової смоли; 5 – 1 % мас стінолу; 6 – 1 % мас савенолу SWP і 0,5 % мас ксантанової смоли; 7 – 1 % мас стінолу і 0,5 % мас ксантанової смоли
Рисунок 2 – Залежності швидкості винесення частинок піску пінними системами від їх діаметра за різного вмісту в робочому розчині ПАР і стабілізаторів піни

0,067 м/с для масової концентрації стінолу у воді 1 %; 0,027 – 0,079 м/с для масової концентрації савенолу SWP у воді 1 % + 0,5% гуарової смоли; 0,017 – 0,064 м/с для масової концентрації стінолу у воді 1 % + 0,5% гуарової смоли.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що найбільшу виносну здатність мають піни, утворені з водного розчину стінолу концентрацією 1 % мас у прісній воді із додаванням ксантанової смоли концентрацією 0,5 % мас. Піна, утворена із запропонованого складу, характеризується високою стійкістю, що попереджує випадання із неї частинок піску по шляху її руху з вибою свердловини на поверхню.

За експериментальними даними запропоновано регресійну залежність швидкості винесення частинок піску піною W (м/с), утвореною з водного розчину стінолу концентрацією 1 % мас і ксантанової смоли концентрацією 0,5 % мас від діаметра частинок d_q (мм):

$$W = 0,023d_q^2 + 0,026d + 0,014. \quad (2)$$

d_q , мм; W , м/с.

Простими і доступними методами запобігання надходженню піску із пласта у свердловину є обладнання свердловин протипіщаними фільтрами або утворення вибійних фільтрів шляхом намивання шару твердих частинок за стінки перфорованої труби. На практиці в Україні і за кордоном застосовують намивні гравійні фільтри. В Україні гравійні фільтри використовували на Архангельському і Безіменному газових родовищах, Більче-

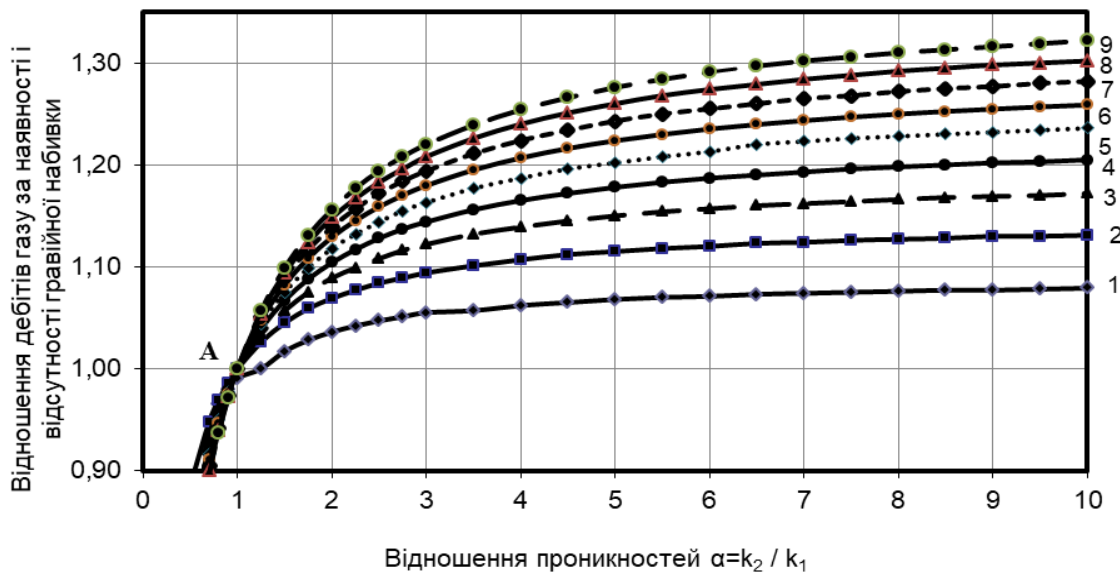
Волицькому та Солохівському підземних сховищах газу. Теоретичний і практичний інтерес викликає оцінка впливу на продуктивність свердловини товщини і проникності гравійної набивки, створеної у попередньо розмитій від породи привибійній зоні пласта.

Для оцінки впливу проникності і товщини гравійної набивки на продуктивність газової свердловини виконано теоретичні дослідження.

Згідно з результатами теоретичних досліджень, які відображено на рисунку 3, дебіт газової свердловини з гравійною набивкою (гравійним фільтром) зростає із збільшенням товщини і проникності гравійної набивки [5]. Найістотніше дебіт газу зростає із збільшенням відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта k_2/k_1 – до 3-х разів, у подальшому графічні залежності на рисунку 3 виположуються.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних методом найменших квадратів для інтервалу зміни товщини гравійної набивки від 0,1 до 0,9 м встановлено оптимальні значення відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта (2,4) і товщини гравійної набивки (0,4 м), вище яких дебіт газу мало змінюється. Цим співвідношенням рекомендується керуватись при виборі діаметра зерен гравію для створення гравійного фільтра стосовно умов конкретного пласта-колектора.

В ІФНТУНГ за результатами лабораторних досліджень запропоновано створювати у привибійній зоні штучний цементний камінь-фільтр.



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

Рисунок 3 – Залежності відношення дебітів газу за наявності і відсутності гравійної набивки від відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта для різних значень радіуса зони гравійної набивки R (за радіуса стовбура свердловини за долотом 0,1 м)

Для цього у процесі спорудження свердловин привибійну зону порід-колекторів розмивають на глибину не менше 0,5 – 1 м і запомповують в утворений порожнистий простір тампонажний розчин. Після його тужавіння розбурюють цементний стакан у стовбурі свердловини і опускають фільтр-каркас. У діючих свердловинах привибійна зона частково зруйнована у процесі їх експлуатації з утворенням каверни. Тому її додатково розмивають на потрібну глибину промиванням через перфораційні отвори експлуатаційної колони, після чого запомповують тампонажний розчин. В якості вихідних матеріалів для створення тампонажного розчину використовується тампонажний цемент ТС–100, спучений перліт фракції 0,16 – 1,25 мм, неіоногенна ПАР, пластифікатор і вода [6].

Для обґрунтування оптимального складу тампонажного розчину було проведено лабораторні дослідження з визначення розтічності і густини тампонажного розчину, міцності на стискання і проникності для газу цементного каменю. За результатами експериментальних досліджень оптимальні масові концентрації окремих компонентів у тампонажному розчині становлять: тампонажний цемент – 62,85–63,5 %; спучений перліт – 3–3,5 %; неіоногенна ПАР – 0,3–0,35 %; пластифікатор – 0,1 %; вода – решта.

У таблиці 1 наведено узагальнені результати експериментальних досліджень закріплюючих сумішей за вмісту спученого перліту 3 – 3,5% мас.

Утворений із тампонажного розчину цементний камінь характеризується міцністю на стискання до 4 МПа і проникністю для газу до 3,47 мкм². Результати експериментальних досліджень свідчать, що розроблений склад є ефективнішим за прототип, оскільки за відповідних параметрів тампонажного розчину, часу тужавіння зразків та межі міцності на стискання значення коефіцієнта проникності цементного каменю збільшується у 10 разів.

Проникність у межах 1,25 – 3,47 мкм² та міцність на стискання 4 МПа отриманого цементного каменю дозволяють збільшити дебіт свердловини без винесення піску після кріплення привибійної зони за підвищеної депресії на пласт, а також збільшити міжремонтний період роботи свердловини.

Для інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами рекомендовано використовувати розроблений склад тампонажного розчину на свердловинах, які експлуатують нижньодашавські відклади на газових родовищах ГПУ «Львівгазвидобування» (Залужанське, Садковецьке, Свидницьке, Пинянське та інші), а також на родовищах східного регіону України (Більське, Островецьке, Скоробагатківське, Західно-Солохівське та інші). Високі значення проникності і міцності цементного каменю дозволяють збільшити дебіт свердловини без винесення піску після кріплення привибійної зони за підвищеної депресії на пласт, а також збільшити міжремонтний період роботи свердловини.

Таблиця 1– Узагальнені результати експериментальних досліджень закріплюючих сумішей

№ скла-ду	Компонентний склад тампонажного розчину, % мас	Параметри тампонажного розчину		Умови проведення досліджень цементного каменю		Час тужавіння зразків, год	Межа міцності на стискання, МПа	Коефіцієнт проникнос-ті, мкм ²
		Густи-на, кг/м ³	Розтіч-ність, мм	Тиск, МПа	Темпе-ратура, °С			
5	Тампонажний цемент – 63,5 перліт – 3 ПАВ – 0,3 пластифіка-тор – 0,1 вода – решта	1210	190	0,1013	20	72	2,8	2,92
		1210	190	0,1013	50	48	3,2	3,18
		1210	190	0,1013	75	24	3,4	3,47
		1210	190	5	50	48	3,6	2,35
		1210	190	10	50	48	3,7	2,07
		1210	190	20	50	48	3,9	1,64
		1210	190	40	75	24	4	1,25
6	Тампонажний цемент – 62,85 перліт – 3,5 ПАВ – 0,35 пластифіка-тор – 0,1 вода – решта	1160	185	0,1013	20	72	2,7	3,22
		1160	185	0,1013	50	48	3,02	3,65
		1160	185	0,1013	70	24	3,2	3,89
		1160	185	10	50	48	3,4	2,24
		1160	185	20	50	48	3,7	1,81
	прототип				Нормальні умови		4,1	0,03 (при твердінні у воді) 0,265 (при твердінні у нафті)

За результатами виконаних досліджень запропоновано удосконалену технологію інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами, яка, залежно від геолого-технічної характеристики свердловини і стану привибійної зони пласта, може включати такі елементи.

1. Розширення стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта за відомою технологією у процесі спорудження свердловини і заповнення утвореного порожнистого простору тампонажним розчином, який при застиганні утворює цементний камінь із заданими значеннями міцності на стискання (до 4 МПа) і проникності для газу до 3,47 мкм², з подальшим розбурюванням цементного каменю (“стакану”) у стовбурі свердловини в інтервалі продуктивного пласта або обладнання нижньої частини експлуатаційної колонії металічним фільтром-каркасом і створення між фільтром-каркасом і розширеним стовбуром наливного гравійного фільтра із зерен гравію відповідного розміру за відомою технологією.

У свердловинах, які експлуатуються тривалий час і обладнані в інтервалі продуктивного пласта фільтром або перфорованою експлуатаційною колоною, тампонажний розчин запо-

повують через отвори фільтра у заколонний простір для заповнення штучних каверн, утворених під час тривалої експлуатації свердловин у результаті винесення потоком газу пластового піску.

2. Пряме промивання піщаного корка на вибої свердловини по колонії гнучких труб, башмак яких обладнаний запропонованим пристроєм для руйнування піщаного корка [7], з використанням як промивального агента водного розчину піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни – ксантанової смоли.

3. Дозоване введення у затрубний простір свердловини водного розчину піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни – гуарової смоли для неперервного винесення піною частинок твердої фази, яка надходить із пласта.

Висновки

За результатами експериментальних і теоретичних досліджень запропоновано удосконалену технологію підвищення продуктивності газових свердловин з нестійкими колекторами, яка передбачає створення у природно чи штучно розширеному стовбурі свердловини в зоні продуктивного пласта міцного газопроникного

цементного каменю із тампонажного розчину запропонованого складу або створення гравійної набивки заданої товщини і проникності. Щоб запобігти скупченню піску на вибою свердловини пропонується дозовано вводити в затрубний простір свердловини водний розчин 1 % мас піноутворюючої ПАР (стінол, савенол SWP) і 0,5 % мас стабілізатора піни – гуарової смоли.

Література

1. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С. Підвищення ефективності експлуатації свердловин із нестійкими колекторами на виснажених газових родовищах. *Нафтогазова галузь України*. 2018. № 6. С. 18-24.
2. 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.
3. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В. Дослідження процесу піноутворення з використанням водних розчинів піноутворюючих ПАР і стабілізаторів піни. *Науковий вісник НГУ*. 2017. №3. С. 20–26. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus).
4. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксеніч А. І. Експериментальні дослідження характеристик процесу винесення твердої фази з вибою газової свердловини застосуванням пінних систем. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 2 (62). С. 90–96.
5. 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.
6. Пат. №113026 Україна, МПК Е 21 В33/138. Склад для кріплення нестійких порід колекторів / Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Ковальчук Ю. І. № 201606383; заяв. 13.06.2016; опуб. 10.01.2017, Бюл №1.
7. Пат. №58826 Україна, МПК Е 21 В37/00. Пристрій для руйнування і видалення піщаної пробки / Кондрат О. Р., Дячук Н. С. № 201011886; заявл. 07.10.2010; опуб. 26.04.2011, Бюл. №8.

References

1. Kondrat R. M., Dremlukh N. S. Pidvyshchennia efektyvnosti ekspluatatsii sverdlovin iz nestiikymy kolektoramy na vysnazhenykh hazovykh rodovyshchakh. *Naftohazova haluz Ukrainy*. 2018. No 6. P. 18-24. [in Ukrainian]
2. Kondrat R. M., Dremlukh N. S., Uhrynovskiy A. V., Ksenych A. I. Eksperymentalne doslidzhennia shvydkosti vynesennia hazovym potokom tverdoi fazy z vyboiu sverdlovyiny na poverkhnii. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2015. No 3 (56). P. 106–112. [in Ukrainian]
3. Kondrat R. M., Dremlukh N. S., Uhrynovskiy A. V. Doslidzhennia protsesu pinoutvorennia z vykorystanniam vodnykh rozchyniv pinotvornykh PAR i stabilizatoriv piny. *Naukovyi visnyk NHU*. 2017. No3. P. 20–26. [in Ukrainian]
4. Kondrat R. M., Dremlukh N. S., Uhrynovskiy A. V., Ksenych A. I. Eksperymentalni doslidzhennia kharakterystyk protsesu vynesennia tverdoi fazy z vyboiu hazovoi sverdlovyiny zastosuvanniam pinnykh system. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2017. No 2 (62). P. 90–96. [in Ukrainian]
5. Kondrat R. M., Dremlukh N. S. Doslidzhennia vplyvu rozmiru i pronyknosti shtucho stvorenoi prysverdlovyinnoi zony plasta na produktyvnu kharakterystyku sverdlovyiny. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2016. No 1(40). P. 14–19. [in Ukrainian]
6. Pat. №113026 Ukraina, MPK E 21 V33/138. Sklad dlia kriplennia nestiikykh porid kolektoriv / Kondrat R. M., Dremlukh N. S., Kovalchuk Yu. I. № 201606383; zaiav. 13.06.2016; opub. 10.01.2017, Biul №1. [in Ukrainian]
7. Pat. №58826 Ukraina, MPK E 21 V37/00. Prystrii dlia ruinuvannia i vydalennia pishchanoi probky / Kondrat O. R., Diachuk N. S. № 201011886; zaiavl. 07.10.2010; opub. 26.04.2011, Biul. №8. [in Ukrainian]