

- по заміряній площі щілин в секціях регенератора;
- за відомою продуктивності стороннього джерела стислого повітря, що використовується для опресовування, з перерахунком її на робочі умови роботи регенератора;
- по приросту потужності ГТУ після заварки щілин в секції регенератора.

В умовах експлуатації найбільшого поширення набув метод визначення витоків повітря по темпу падіння тиску в заглушеній секції регенератора. Для визначення чисельного значення витоків повітря в заглушеній секції регенератора можна використовувати методику визначення витоків із замкнутого обсягу [1].

Однак, вище перераховані методи не дозволяють зробити висновок про цілісність досліджуваної конструкції, тобто в якій саме секції теплообмінника відбувається витік повітря. Оскільки конструкторські особливості пластинчастих регенераторів не дозволяють легко і швидко визначити місце розгерметизації, для того, щоб провести ремонтні роботи. Тому пропонується метод діагностики теплового неруйнівного контролю. Який базується на визначенні температурних полів об'єкта. Після отримання значень температурного поля на поверхні регенератора та побудови математичної моделі на основі отриманих температурних коефіцієнтів [3], визначити місце розгерметизації в конструкції регенератора. Однією з переваг даного методу є те, що його можна здійснювати на працюючому агрегаті та не витрачати додатковий час на пошук дефекту, розбираючи теплообмінний апарат.

Література

1. Козачанко А. Н. Энергетика трубопроводного транспорта газов. А. Н. Козачанко, В. И. Никишин, Б. П. Поршаков . – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – 2001. – 327-355 с.
 2. Поршаков Б.П. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций. Поршаков Б.П., Лопатин А.С., Назарьина А. М. и др. – М.: Недра, 1992. – 207 с.
 3. Заміховський Л.М. Математическое моделирование процесса теплообмена в регенераторе газоперекачивающего агрегата с использованием аппарата обратных задач. – Л. М. Заміховський, С. Я. Петрів – Харків: Науковий журнал «ScienceRise», №4/2 (9) 2015. – 49-53 с.
- УДК 622.276

СТРУМИННІ НАСОСИ - НОВІ МОЖЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

Дирів Р.І., Гутак О.І.

*Івано-Франківський національний університет нафти і газу,
Україна, 76019, Івано-Франківськ вул. Карпатська 15, e-mail: dyrivrostyslav@gmail.com*

Досвід впровадження горизонтального буріння показує, що розробка родовищ за допомогою горизонтальних свердловин дозволяє вирішити цілий комплекс завдань, які були не під силу при розробці родовищ вертикальними свердловинами. Тому останнім часом все більшого розповсюдження набуває практика використання горизонтальних свердловин та впровадження новітніх методів та технічних засобів експлуатації, до яких і належать струминні насоси.

Метою даної роботи є дослідження особливостей експлуатації горизонтальної свердловини з використанням струминних насосів.

Для реалізації поставленої мети в роботі необхідно вирішити наступні завдання:

- проаналізувати процес проектування експлуатації горизонтальної свердловини;
- описати можливі методи дослідження горизонтальних свердловин;
- виконати розрахунок оптимального режиму експлуатації свердловини з використанням струминного насосу ;
- підібрати обладнання для експлуатації свердловин струминними насосами, збору та попередньої підготовки продукції.

Дана робота була виконана на базі опрацювання результатів дослідно-промислової експлуатації горизонтальних свердловин та паралельного аналізу теоретичних матеріалів.

Проаналізовано, що експлуатація горизонтальної свердловини струминним насосом дозволяє проводити увесь комплекс геофізичних і гідродинамічних досліджень одним спуском

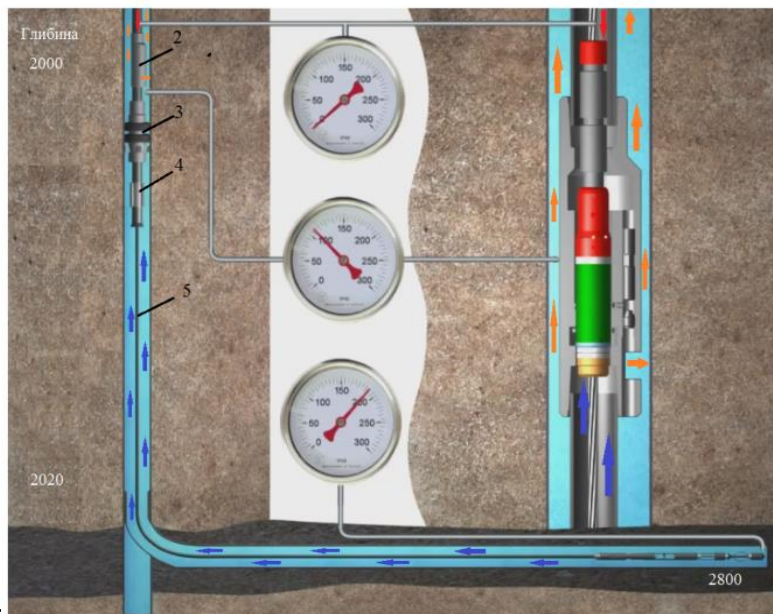
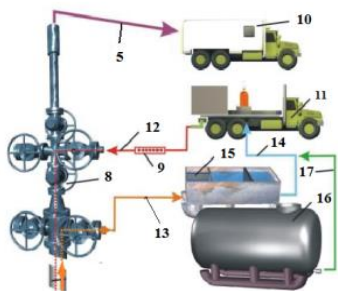
свердловинного приладу з герметизуючим вузлом, що дає змогу вивчати властивості пласта та підібрати оптимальний режим роботи.

Пропонується ідея одночасного використання колтюбінгових установок з установками струминних насосів, з метою можливості оперативного здійснення дослідження і одночасної експлуатації горизонтальної свердловини. Колтюбінг – найефективніша на даний момент технологія доставки геофізичних приладів із застосуванням гнучкої труби, обладнаної трижильним геофізичним кабелем, з метою проведення досліджень в свердловинах з горизонтальним закінченням, в тому числі обладнаних компонованням із змінним внутрішнім діаметром (хвостовиком з багатоступеневою конструкцією при потребі проведення поінтервального ГРП).

Запропоновано використання обладнання, що забезпечує дистанційне керування процесом експлуатації горизонтальної свердловини, що дозволяє слідкувати за всіма параметрами роботи свердловини і оперативно реагувати на їх зміни. Для прикладу наведено схеми розміщення обладнання фірми «Tech - Flo» та «Weatherford». Установки підготовки нафти фірми «Tech - Flo» призначені для проведення одночасно процесу сепарації газу, відділення вільної води та оперативного обліку продукції свердловин. Обладнання фірми «Weatherford» дає можливість слідкувати за процесом експлуатації та регулювати його дистанційно за допомогою автоматизованих засувок та ліній зв'язку з робочим центром. Всі дані зареєстровані глибинними приладами передаються для обробки в центр. Також обладнання забезпечене автоматизованими засувками, якими можна керувати на відстані.

Нами виконано розрахунок процесу експлуатації гіпотетичної горизонтальної свердловини за допомогою струминного насоса з такими параметрами:

- Струминний насос розміщений на глибині – $H = 2000$ м;
- Діаметр робочої насадки струминного насоса (сопла) – $d_{р.н.} = 5$ мм;
- Діаметр камери змішування – $d_{к.зм.} = 8$ мм;
- Густина потоку робочої рідини – $\rho_p = 1000$ кг/м³;
- Густина потоку інжектваної рідини – $\rho_{ін.р} = 800$ кг/м³;
- Густина потоку змішаної рідини – $\rho_{зм.р} = 900$ кг/м³;
- Втрати тиску в колоні НКТ – $\Delta P_{НКТ} = 1,2$ МПа/1000 м;
- Втрати тиску в затрубному просторі – $\Delta P_{затр.} = 1,0$ МПа/1000 м.



- 1 – НКТ;
- 2 – корпус струминного насосу;
- 3 – пакер;
- 4 – хвостовик;
- 5 – каротажний кабель;
- 6 – дистанційний прилад;
- 7 – пласт;
- 8 – фонтанна арматура і лубрикатор;
- 9 – фільтр;
- 10 – каротажний підйомник і лабораторія;
- 11 – насосний агрегат;
- 12 – напірна лінія;
- 13 – викидна лінія (подачі суміші робочої рідини і пластового флюїду із свердловини);
- 14 – лінія подачі рідини в насосний агрегат;
- 15 – замірна ємність;
- 16 – ємність з рідиною глушіння;
- 17 – допоміжна лінія (подачі рідини глушіння в насосний агрегат).

Рисунок 1 - Обладнання для експлуатації горизонтальної свердловини струминним насосом

За результатами проведених розрахунків встановлено, що для створення депресії тиску на пласт $\Delta P = 3$ МПа, і для забезпечення відбору дебіту горизонтальної свердловини $Q_{св.} = 6$ л/с необхідно подавати робочу рідину з тиском у викидній лінії поверхневого насоса рівним $P_{н.а.} = 11,76$ МПа - на початковій стадії виклику припливу, а потім збільшити тиск подачі до $P_{н.а.} = 12,06$ МПа. При цьому витрата робочої рідини становитиме $Q_{р.р.} = 18$ л/с, а коефіцієнт інжекції насоса – $U = 0,33$.

Отож, пропонується ідея одночасного використання колтюбінгових установок з установками струминних насосів, з метою можливості оперативного здійснення дослідження і одночасної експлуатації горизонтальної свердловини. Наголошується, що експлуатація горизонтальної свердловини струминним насосом дозволяє проводити увесь комплекс геофізичних і гідродинамічних досліджень одним спуском свердловинного приладу, що дає змогу вивчати властивості пласта та підібрати оптимальний режим роботи. Також запропоновано використання обладнання фірм «Tech - Flo» та «Weatherford», що забезпечує дистанційне керування процесом експлуатації горизонтальної свердловини. Виконано розрахунок параметрів процесу експлуатації гіпотетичної горизонтальної свердловини за допомогою струминного насосу.

Література:

1. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник. 3-є доповнене видання – Київ: “Реал-Прінт”, 2003. – 730 с.
2. Бердин Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: Недра, 2001. – 198 с.
3. Research on Jet Pumps for Single and Multiphase Pumping of Crudes by J.C. Corteville 2007, SPE paper no. 16923
УДК 620.191.33:622.240.53

ВПЛИВ ДЕГРАДАЦІЇ ВЛАСТИВОСТЕЙ СТАЛЕЙ НА ОЦІНКУ УМОВ РУЙНУВАННЯ ТРУБ БУРИЛЬНИХ КОЛОН ПРИ СПУСКО- ПІДІЙМАЛЬНИХ ОПЕРАЦІЯХ

О.Ю.Витязь, В.В.Тирлич

Національний технічний університет нафти і газу,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, o.vytyaz@gmail.com

На великій глибині – орієнтовно 6,5-7 тисяч метрів – на території Дніпрово-Донецької западини і Карпатської нафтогазової провінції є величезні запаси нафти і газу. Проте, буріння на таких глибинах призводить до суттєвого збільшення кількості аварій, пов'язаних з виходом з ладу елементів бурових колон. Так, в інтервалі буріння 2500-4500 м кількість відмов зростає у 4,8-5 разів, а в інтервалі 4500-5000 м – в 9,8 рази. При роторному бурінні, руйнування елементів бурових колон пов'язане зі специфікою буріння і спричинене дією на бурову трубу втомних навантажень та промивальної рідини, які є причиною зародження та розвитку тріщин. Причому, на великих глибинах воно визначається домінуючим впливом відповідних силових факторів, тобто величиною, напрямом та характером експлуатаційних навантажень, що виникають в процесі буріння та спуско-підіймальних операцій (СПО), які зумовлюють розвиток у місцях пошкоджень тріщин в поперечному перерізі тіла труби. Тривалість СПО у процесі буріння глибоких свердловин складає до 60 % від загального виробничого часу. Із ростом глибини свердловини різко збільшується об'єм СПО. За весь період буріння свердловини глибиною 4500-5000 м опускається і підіймається 50000-80000 свічок.

Тому, розрахунково-експериментальна оцінка умов, при яких потенційно можливе поперечне руйнування труб бурових колон із урахуванням при тривалій експлуатації деградації металу, є актуальною науково-технічною проблемою.