

АНАЛІЗ ЧИННИКІВ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ФОРМУВАННЯ СТРУКТУРИ ПОТОКУ ФЛЮІДУ В СТОВБУРІ СВЕРДЛОВИНИ ПІД ЧАС ПРОВЕДЕННЯ ВИМІРЮВАНЬ ТЕРМОКОНДУКТОМІРОМ

¹В.А.Старостін, ²О.М.Перегінець

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: geophys@nung.edu.ua

²«Укргазпромгеофізика», Україна, 61031, м. Харків, вул. Драгомирівська 3,
e-mail: geofiz@kharkov.ukrtel.net

Структура потоку флюїду в стовбурі свердловини впливає на покази давачів свердловинного термокондуктивного дебітометра, спотворюючи тим самим істинне значення досліджуваних параметрів. Знання чинників, які формують структуру потоку флюїду, дають змогу врахувати спотворюючий вплив потоку на систему вимірювачів приладу і отримати більш достовірні дані. Тому ця стаття присвячена проблемі вивчення чинників, які впливають на результати вимірювань параметрів потоку флюїду термокондуктометри у стовбурі свердловини.

Ключові слова: флюїд, структура, потік, турбулентність, дисперсна фаза, емульсія, термокондукція, дебітометр

Структура потока флюида в стволе скважины влияет на показания датчиков скважинного термокондуктивного дебитометра, искажая тем самым истинное значение исследуемых параметров. Знание факторов, которые формируют структуру потока флюида, позволит учесть искажающее влияние потока на измерительную систему прибора и получить более достоверные данные. Данная статья посвящена проблеме изучения факторов, которые влияют на результаты измерения параметров потока флюида термокондуктомером в стволе скважины.

Ключевые слова: флюид, структура, поток, турбулентность, дисперсная фаза, эмульсия, термокондукция, дебитомер

In well, fluid flow structure influences the device indication of some geophysical investigation, distorting the real value of the parameter surveyed. Knowing factors, which form flow structure, will permit to allow for distorting flow influence and obtain more reliable data. Current article is dedicated to the problem of the study fluid flow structure and the different factors impact on its forming in well.

Keywords: fluid, structure, flow, turbulence, discontinuous phase, emulsion, thermoconductivity, flowmeter

Застосування сучасних технологій вилучення вуглеводнів з пласта потребує систематичного контролю процесу його розробки геофізичними методами. При дослідженні багатопрощаркових продуктивних відкладів, які є домінуючими на нафтогазових родовищах України, виникає ряд проблем з встановлення продуктивності окремих прошарків. Для розв'язання цієї задачі широко використовується свердловинний термокондуктивний дебітометр на результати вимірювань якого впливають індивідуальні характеристики структури потоку. Рух флюїду у стовбурі свердловини має складний характер, а формування його структури залежить від багатьох чинників, які в свою чергу впливають на чутливу систему вимірювання швидкості потоку (дебіту) геофізичним приладом. Дослідження чинників, які впливають на процес теплообміну у термоанемометрі дозволить покращити достовірність виділення інтервалів надходження флюїду і їх продуктивність, що і визначає актуальність запропонованої роботи.

У наш час застосовується значна кількість геофізичних приладів (СТД-2, СТИ-4, ПСК-1, «Приток»-2, «ГРАНАТ», ПЛТ-9, ТМД-42 та інші) для проведення вимірювань продуктивності працюючих інтервалів. Кожний з вимірю-

вальних приладів має свої особливості. Так, у приладі ПЛТ-9 для зменшення інерційності чутливої системи зменшені геометричні розміри, що у свою чергу зменшує чутливість до швидкості руху потоку рідини. У приладі ТМД-42 для покращення достовірності виділення горизонтальної складової руху флюїду у суміші блок турбіни встановлено на притискаючому пристрої, що обертається. Але механічні пристрої мають свої недоліки. Проблема збільшення достовірності визначення швидкості потоку флюїду у свердловині залишається вирішеною не остаточно.

В ідеалі потік однорідної рідини у колоні за невеликої швидкості має ламінарну структуру, а у разі збільшення швидкості руху рідини упорядкована ламінарна структура перетворюється у хаотичний вихровий потік. В дійсності, окрім великої швидкості потоку флюїду в стовбурі свердловини, його структуру ускладнюють безліч інших чинників, таких як неоднорідність потоку за агрегатним станом, бокові притоки працюючих прошарків, диференційованість потоку за температурою, нерівності поверхні НКТ тощо. Для отримання достовірних результатів геофізичних досліджень у працюючих свердловинах необхідно враховувати похибку, спричинену складною структурою потоку.

Тому дослідження формування складної турбулентної структури потоку є важливим кроком до підвищення достовірності геофізичних вимірювань. Виходячи з цього метою роботи є розгляд чинників, які визначають структуру потоку флюїду у свердловині і на основі цієї інформації визначення можливих перешкод у роботі чутливої системи термокондуктивного дебітоміра, а також проведення корекції результатів геофізичної інтерпретації вимірювань свердловинним приладом.

Перше експериментальне доведення існування “синусоїдального” руху у воді належить Рейнольдсу (1883). Також прийнято вважати, що він дав перший опис хаотичного або турбулентного потоку. Флюїд, рухаючись стовбуром зазнає тертя із внутрішніми стінками труби. Це тертя викликає гальмування тонкого шару рідини, який безпосередньо прилягає до стінки і називається пограничним шаром. За малої швидкості рух відставання пограничного шару від основного потоку майже не помітне, але у разі збільшення швидкості, збільшується тертя і, як наслідок, збільшується відставання пограничного шару. В ньому руйнується упорядкований рух рідини і з’являються збурення у вигляді завихрень. Тобто, основний потік ще може зберігати ламінарну структуру, а в пограничному шарі вже формується турбулентна структура. Товщина пограничного шару δ залежить від швидкості руху рідини, від її густини і в’язкості, а також від шорсткості стінки труби. При подальшому збільшенні швидкості певної рідини настає критична точка (так зване універсальне число Рейнольдса), коли основний потік збурюється і переходить в турбулентну структуру. В такому стані увесь збурений завихреннями флюїд на великій швидкості підіймається трубою. Можливість дослідження зони збурення термокондуктивними перетворювачами розглянуто у роботі [1].

Ще більше структура потоку ускладнюється через його багатоконтактність. Двокомпонентні потоки типу вода-нафта складаються з однієї рідкої фази, але їх часто називають двофазним, ототожнюючи кожен із фаз з неперервною або дискретною, наприклад, крапельною [2].

Фільтрація кожної із компонент рідини крізь пористе середовище пласта, за достатньої його товщини, відбувається, в основному, різними вертикальними зонами і ділянками пласта. З кожної зони фільтрується, переважно, тільки один вид рідини: нафта або вода [3]. Якщо відбувається фільтрація нафти з капілярів у зону, заповнену водою, чи води в зону, заповнену нафтою, то можна уявити наступну картину утворення потоків. Дрібні утворення рідини того чи іншого роду, випинаючись із капілярів, поступово збільшуються в розмірі і зливаються, утворюючи більш крупні скупчення – краплі, які, досягнувши визначеного розміру, відриваються від поверхні породи і надходять в перфораційні канали. Розмір крапель, в основному, залежить від адгезійного натягу, різниці між густинами нафти і води та швидкості витікання. Якщо середовище однорідне а

швидкості витікання великі, то відбувається неперервне просочування і зливання в струминки. Якщо пористість середовища і депресія більші, то рідина може поступати безперервним потоком, без краплеутворення. Результуюча структура потоку рідинної суміші вода-нафта після надходження в стовбур свердловини може бути наступних типів:

а) крапельна – краплини води в потоці нафти або краплі нафти в потоці води;

б) стрижнева – нафта (чи вода) утворюють крупні продовгуваті бульбашки і рідинні стрижні. Така структура виникає в результаті того, що крупні краплини, наприклад, нафти, маючи більшу швидкість підіймання, ніж оточуюча їх вода, наздоганяють дрібніші краплини, зіштовхуються з ними, що сприяє їх злиттю (коалесценції) і укрупненню. Діаметр стрижнів може сягати розмірів стовбура свердловин. У такому потоці можуть спостерігати суміш стрижнів і більш-менш крупних крапель.

в) пінна; із збільшенням швидкості руху рідини відбувається диспергування середовища, що супроводжується дробленням стрижнів і крапель та утворенням суміші типу “пінна”.

У разі подальшого збільшення швидкості руху потоку і протяжності шляху відбувається утворення структури типу “емульсії” з частками розміром до 10^{-3} см. Утворенню емульсії сприяє дія чинників, що збільшують турбулентність потоку: нерівності стінок труб, виступи і впадани на поверхні тощо.

Аналогічні види структур виникають під час руху газорідинних сумішей. Тут замість емульсійної структури утворюється структура типу “туман”. Відомі більш складні види структур: “неперервна фаза нафта”, краплі води, всередині яких дрібні краплі нафти; “неперервна фаза вода”, краплі нафти, а всередині крапель нафти дрібніші краплі води і т. д.

Більшість дослідників вважають, що на вибої має місце крапельна чи стрижнева структура водонафтового потоку з розмірами крапель води – 7-15 мм і крапель нафти – 2-10 мм. Цей висновок отриманий на основі промислових і лабораторних досліджень. У кожному разі емульсійна структура утворюється під час руху суміші в НКТ, де швидкість руху рідини з виділенням газу зростає. Ця точка зору підтверджується даними аналізу глибинних форм і промисловими спостереженнями. Однак, є випадки, коли дрібнодисперсна емульсійна структура типу “нафта в воді” зустрічається безпосередньо на вибої. Вода, фільтруючись крізь пористе повністю обводнене середовище, частково вимиває залишки нафти, надходить в свердловину у вигляді емульсії нафти, інколи в кількості до 10% від загальної кількості води.

Через відмінність між фізичними властивостями компонентів потоку кожний із компонентів багатofазного потоку рухається з різною швидкістю. Вертикальна складова швидкості проковзування однієї фази відносно іншої залежить, здебільшого, від густини і в’язкості дисперсної фази, а також від різниці густин фаз.

Відомі наближені залежності від граничного значення швидкості крапель рідини v_{\max} по відношенню до неперервного дисперсного середовища. Для крапель діаметром до 0,1 см

$$v_{\max} = g \frac{\Delta \rho d^2}{18 \mu_{ж}} ; \quad (1)$$

для крапель діаметром від 0,1 до 2,0 см –

$$v_{\max} = 1.53 \left[\frac{\sigma g \Delta \rho}{\rho_{ж}^2} \right] , \quad (2)$$

де: g – прискорення вільного падіння; $\Delta \rho$ – різниця між густиною рідин, що утворюють крапельне і дисперсне середовище; d – діаметр крапель; $\mu_{ж}$, $\rho_{ж}$ – відповідно в'язкість і щільність рідини; σ – поверхневий натяг крапель.

В'язкість дисперсної фази впливає на швидкість проковзування тільки при малих діаметрах крапель (0,1 мм). Швидкість проковзування безпосередньо пов'язана з іншим показником – об'ємною концентрацією фаз у колоні. На покази багатьох чутливих елементів свердловинних приладів впливає не витратна концентрація фаз, яка визначається продуктивністю свердловини, а, власне, об'ємна концентрація. Проведені нами розрахунки на прикладі Кулічіхінського та Розпашнівського родовищ, у роботі [4], довели, що зміна температури термоанемометра при надходженні сухого газу у 3-4 рази менша ніж зміна температури при надходженні конденсату, за рахунок впливу рідинної фази.

Збільшення швидкості проковзування однієї фази відносно іншої викликає зменшення об'ємної концентрації більш швидкої фази в колоні.

Окрім нестационарного вихрового руху на вибої свердловини спостерігається варіація параметрів потоку (a_i), тобто коливання значень загальної витрати, концентрацій фаз тощо. Варіація параметрів спостерігається як по вертикалі, так і по перерізу колоні. В багатьох випадках після усереднення параметрів за об'ємом і часом або перерізом і часом їх можна розглядати як незмінні. При цьому середнє значення a_i буде представлено як

$$a_i = \frac{\int \int \alpha_i(r, t) dr dt}{\int dr \int dt} . \quad (3)$$

Варіація параметрів є наслідком як нелінійних коливальних процесів у системі “ліфт-вибій-затрубок”, так і наслідком, наприклад, дії насосної штангової установки. Дія варіації параметрів усувається і зменшується шляхом усереднення показів.

Зменшення дії варіації параметрів по перерізу колоні досягається шляхом застосування пристроїв для пакування і спрямування струменів.

Отже, оцінивши всю складність структури потоку флюїду, який підіймається стовбуром свердловини, стає зрозумілим скільки чинників негативно впливає на точність показів чутливих елементів системи спостереження свердловинного термокондуктивного дебітометра.

Зрозуміло, що повністю виключити вплив всіх вказаних чинників практично неможливо, але є можливість зменшити вплив деяких з них, а, отже, підвищити точність вимірювання депітату (витрат). Важливо правильно вибрати оптимальний тип чутливого елемента (давача).

У статті акцентується увага на термокондуктивний дебітометр, в якому чутливим елементом є термоанемометр, тому, що при порівнянні його з турбінним дебітоміром, він володіє низкою переваг, а саме можливістю проведення досліджень в різних середовищах, широкий діапазон вимірювання швидкостей потоку, простота технічної реалізації, відсутність рухомих частин і як наслідок висока надійність під час експлуатації.

Тепловий потік від нагрітого термоанемометра в навколишнє середовище визначається формулою Ньютона [5]:

$$q = \xi S (T_T - T_C) , \quad (4)$$

де: q – повний тепловий потік; ξ – коефіцієнт тепловіддачі; S – площа поверхні тепловіддачі; T_T – температура термоанемометра; T_C – температура середовища. Різниця $\Theta = T_T - T_C$ є перегріванням термоанемометра.

Якщо знехтувати передаванням теплоти металевим корпусом термоанемометра свердловинному приладу, то можна вважати, що повний тепловий потік q дорівнює потужності P , яка підводиться до термоанемометра, тобто:

$$q = P . \quad (5)$$

З формул (4) і (5) випливає:

$$\xi = \frac{P}{S (T_T - T_C)} . \quad (6)$$

На основі дослідних даних формула (6) дає можливість оцінювати коефіцієнт тепловіддачі ξ , котрий залежить від швидкості v потоку флюїду (або витрати). Взаємозв'язок коефіцієнта тепловіддачі ξ зі швидкістю потоку v описується як:

$$v = F(\xi) . \quad (7)$$

Як правило, це – показникова або експоненціальна функція. Звідси впливає, що похибка вимірювання швидкості потоку включає похибку вимірювання коефіцієнта тепловіддачі ξ , і похибку оцінки швидкості на основі (7).

Для непрямого визначення коефіцієнта тепловіддачі ξ можуть бути застосовані різні режими роботи термоанемометра. Розглянемо існуючий стан проблеми вимірювання швидкості потоку термоанемометром. Один із розповсюджених способів вимірювання швидкості потоку базується на стабілізації потужності P (або сили струму нагрівання), тобто $P = const$ [6]. При зміні швидкості потоку змінюється температура термоанемометра T_T . В цьому випадку необхідно вимірювати температуру термоанемометра T_T і середовища T_C , потім визначається перегрівання $\Theta = T_T - T_C$, а потім за формулами (6) і (7) обчислюється швидкість при $P = const$. Недоліком цього методу є те, що зі збільшенням швидкості v перегрівання Θ зменшується, що не дозволяє забезпечити високу

точність вимірювань у великому діапазоні швидкостей.

Другий відомий спосіб вимірювання швидкості потоку базується на стабілізації температури T_T (опору) термоанемометра, тобто $T_T = const$. При зміні швидкості потоку змінюється вимірювана потужність нагрівання P . В цьому випадку необхідно також вимірювати і компенсувати вплив зміни температури середовища T_c що суттєво ускладнює застосування даного способу в великому діапазоні зміни температури середовища.

В широкому діапазоні зміни швидкості і температури найкращі результати забезпечує спосіб вимірювання, що базується на стабілізації перегрівання Θ , тобто $\Theta = const$. Однак вказаний метод має суттєві недоліки. По-перше, похибка вимірювання швидкості потоку значною мірою визначається похибкою стабілізації перегрівання, яка, в свою чергу, залежить від похибок всіх складових, які входять до контура автоматичного регулювання. В зв'язку з цим практично не можливо забезпечити високу точність вимірювань у великому діапазоні швидкості і температури середовища. По-друге, інерційність системи автоматичного регулювання перегрівання обмежує швидкодію вимірювального пристрою. Тому потрібні заходи для підвищення точності вимірювання дебіту або витрати.

Як вже згадувалось, похибка вимірювання швидкості потоку визначається не тільки похибкою оцінки коефіцієнта тепловіддачі ξ за формулою (6), але і похибкою математичної моделі. Для циліндра, який омивається рідиною, залежність коефіцієнта тепловіддачі ξ від швидкості потоку V описується формулою:

$$\xi = (1/d) C \lambda R_e^n P_r^{0.4}, \quad (8)$$

де: ξ – коефіцієнта тепловіддачі; λ – теплопровідність рідини; d – діаметр циліндра; $R_e = v d/\nu$ – число Рейнольдса; ν – швидкість потоку рідини; ν – кінематична в'язкість рідини; P_r – критерій Прандала; c, n – коефіцієнти, що залежать від числа Рейнольдса.

Очевидно, що залежність коефіцієнта тепловіддачі ξ від швидкості потоку v має суттєво нелінійний характер, причому коефіцієнти в цій функції залежать від числа Рейнольдса, а, отже, від швидкості потоку і умов обтікання потоком термоанемометра. В зв'язку з цим практичне застосування формули (8) ускладнено.

Проведені нами експериментальні досліді на макеті свердловини у який протікає сухий і вологий газ свідчать, що задовільні результати в широкому діапазоні швидкостей дає наступна емпірична формула:

$$v = b_0 + b_1(P/\Theta) + b_2(P/\Theta)^2, \quad (9)$$

де: v – швидкість потоку рідини; P – потужність нагрівання; Θ – перегрівання термоанемометра; b_0, b_1, b_2 – постійні коефіцієнти. Коефіцієнти b_0, b_1, b_2 визначаються експериментально шляхом калібрування вимірювального пристрою на калібрувальній установці. Використання емпіричного шляху визначення

швидкості потоку термоанемометром підвищує достовірність визначення вимірювань за рахунок врахування конструктивних особливостей чутливої системи приладу. Значення параметрів математичної моделі може бути встановлено безпосередньо під час проведення калібрування приладу.

Отже, вибір оптимального режиму роботи термоанемометра і удосконалення математичної моделі дає змогу підвищити точність вимірювання термокондуктивного дебітометра і зменшити вплив негативних чинників багатоконпонентного потоку.

Термокондуктометрія, як метод дослідження продуктивності багатощарових працюючих інтервалів, несе в собі не до кінця розкритий потенціал, і ще не один рік буде об'єктом для подальшого вивчення і вдосконалення системи вимірів і інтерпретації геофізичної інформації.

Література

- 1 Самигулин Х.К. Повышение достоверности и качества записей методом термокондуктивной индикации притока в действующих нефтегазовых скважинах / Х.К.Самигулин // Науч.-техн. вестник «Каротажник». – Тверь – 1997. – № 38 – С. 105–110.
- 2 Жувагин И.Г. Скважинный термокондуктивный дебитомер СТД / И.Г. Жувагин, С.Г. Комаров, В.Б. Черный – М.: Недра, 1973. – 80 с.
- 3 Абрикин А.Л. Потокотрия скважин / А.Л. Абрикин – М.: Недра, 1978. – 253 с.
- 4 Старостин В.А. Анализ застосування теплових перетворювачів для дослідження теплофізичних параметрів в діючих свердловинах / В.А.Старостин // “Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ” – Вип. 34 (Том 1) – 1997. – С. 105-114.
- 5 Левшина Е.С. Электрические измерения физических величин: (Измерительные преобразователи) : [учебное пособие для вузов] / Е.С. Левшина, П.В. Новицкий – Ленинград : Энергоатомиздат, 1983. – 320 с.
- 6 Кремлёвский П.П. Расходомеры и счетчики количества / П.П. Кремлёвский – Ленинград: Машиностроение, 1989. – 710 с.

Стаття постуила в редакційну колегію

12.01.10

Рекомендована до друку професором

Д.Д.Федоршиним