

стверджувати, що сукупність характеризується однаковими коефіцієнтами рівнянь визначення коефіцієнту проникності.

Вибраний шлях не є єдиним для ідентифікації порід. Підходи можуть змінюватися і розширюватися за наявності додаткової інформації, але запропонований напрямок аналізу для ідентифікації буде впроваджуватись у побудові фільтраційно-ємнісних моделей нафтогазових родовищ України.

Література

1. Иванов В.А., Храмова В.Г., Дияров Д.О. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1974. – С. 97.

ної рідини розриву пласта за американською методикою АНІ [1], та аналізи результатів моде-

2. Энгельгардт В. Поровое пространство осадочных пород. – М.: Недра. 1964. – С. 232.

3. Старостин В.А. Разделение сложных статистических совокупностей и поиск параметров слагающих компонент // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений – Львов, 1979. – №16. – С. 17-20.

4. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. – Л.: Недра. 1985. – С. 240.

УДК 553.981

ВИЗНАЧЕННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВТРАТ РІДИНИ ГІДРОРОЗРИВУ

С.В.Верле, Ф.М.Бурмич

ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”, 76019 м. Івано-Франківськ, пл. Північний бульвар ім. Пушкіна, 2, тел./факс: (03422) 776140, тел. (03422) 776149, e-mail: grp@cndl.ukrnapta.ukrtel.net

Разработана методика определения фильтрационных потерь жидкости гидроразрыва собственного и зарубежного производства на установке УИПК. Приведены результаты полученных по предложенной методике значений коэффициентов фильтрационных потерь и проведено их сравнение с коэффициентами, полученными по методике АНИ по Baroid.

The technique of filtration losses determination of fracturing liquid of domestic and foreign production with plant UIPK is developed. The results of obtained significations coefficients of filtration losses by offered technique are given and made their comparison with obtained coefficients by technique of American Scientific Institute (ASI) by Baroid.

Проблема контролю за процесом потужного гідророзриву пласта (ПГРП) та інтерпретації перебігу процесу при цьому є однією з ключових для забезпечення його високої ефективності, що є неможливим без визначення величини фільтраційних втрат технологічної рідини розриву в самому пласті.

Основні вимоги до рідин для гідророзриву в піщано-алевролітових породах полягають у забезпеченні розкриття і розвитку тріщини до ширини, достатньої для введення заданої кількості закріплювача тріщин (піску чи пропанту), забезпеченні транспортування закріплювача по тріщині і максимально можливого збереження проникності порід у пласті. На величину розкриття тріщини істотно впливають реологічні властивості рідин та фільтраційні втрати рідини в породу через стінки тріщини.

Для оцінки величини фільтраційних втрат рідини застосовується два параметри – коефіцієнт фільтраційних часових втрат (C_w) та коефіцієнт фільтраційних миттєвих втрат (S_p) рідини.

Опрацьовані основні методичні підходи визначення величин фільтраційних втрат технологічної рідини: визначення коефіцієнта фільтраційних часових втрат (C_w) та коефіцієнта фільтраційних миттєвих втрат (S_p) технологіч-

лювання технологічних процесів ПГРП за американською програмою MFrac-II, і аналізи результатів з уже проведених робіт з використанням цих рідин.

Фірмою „Кліарвотер”, в якій закуплено реагенти для приготування водного гелю, надані обмежені дані про величини названих коефіцієнтів для колекторів родовищ США, тому необхідно додатково дослідити їх також для колекторів родовищ України.

Внаслідок високої вартості проведення гідророзриву на родовищах України з використанням водного гелю фірми „Кліарвотер” поставлено завдання здешевити його проведення шляхом розробки технологічних рідин власного виробництва. Для нових рідин також потрібно визначити коефіцієнти фільтраційних втрат, для чого необхідно провести власні їх дослідження.

Для реалізації цього завдання застосовується власна методика розрахунку коефіцієнтів фільтраційних втрат рідини в пласті за відомими реологічними показниками та параметрами зразків продуктивних пластів, що досліджуються. Вона базується на методиці, яка розроблена АНІ.

Таблиця 1 – Результати визначень коефіцієнтів втрат рідини WGA-1 на установці УДПК та Baroid залежно від параметрів зразків породи та умов дослідження

Номер зразка*	Проникність k_1 , 10^{-3} мкм ²		Температура, °С		S_p , см ³ /см ²		C_w , см/ \sqrt{xv}	
	УДПК	Baroid	УДПК	Baroid	УДПК	Baroid	УДПК	Baroid
4012	2,12	1-2	20	24	0,18	0,081	0,038	0,05
5716a	1,15	1-2	50	80	0,068	0,12	0,035	0,08
6711	5,2	5-10	30	80	0,07	0,036	0,03	0,1
4091	8,3	5-10	20	80	0,069	0,036	0,095	0,1
7257	12,4	-	50	-	0,08	-	0,055	-
79068	24,8	-	50	-	0,018	-	0,057	-

* номер зразка відноситься до результатів досліджень на УДПК

Методикою АНІ для визначення фільтратовіддачі передбачено проводити дослідження в камері високого тиску фірми Baroid на зразку породи діаметром 2,4 см і висотою 2,4 см. Вимірювання проводять за пластової температури з перепадом тиску 7,0 МПа [1], на представницькому зразку породи того пласта, в якому буде проводитися гідророзрив.

Вхідними значеннями для проведення дослідів є:

V – об'єм профільтрованої рідини через зразок породи (см³);

t – час фільтрації (хв);

Δp – перепад тиску, за якого проводилась фільтрація (МПа);

T – температура ядра в кернотримачі, змодельована до пластової температури (°С);

параметри самих зразків породи:

k_o – коефіцієнт абсолютної проникності породи (10^{-3} мкм²);

k_p – коефіцієнт проникності породи, визначений за рідиною (10^{-3} мкм²);

m – коефіцієнт пористості (%);

За результатами експерименту будують графік залежності сумарного відфільтрованого об'єму рідини від квадратного кореня з фактичного часу його перебігу за тиску 7,0 МПа в координатах $\sum \Delta V_{\text{факт}} = f(\sqrt{t_{\text{факт}}})$.

За лінійною частиною дотичної до графіка визначають $m = tg\alpha = \Delta V / \Delta(\sqrt{t_{\text{факт}}})$, а за об'ємом фільтрату, що відповідає точці перетину дотичної лінії графіка з віссю абсцис знаходять константу фільтрації до часу створення кірки.

Розраховують коефіцієнт C_w в см/ \sqrt{xv} за формулою

$$C_w = \frac{m}{2A}, \quad (1)$$

де: m – коефіцієнт нахилу кривої на графіку;

A – площа ядра, контактуючого з рідиною, см².

Коефіцієнт S_p у см³/см² визначають за формулою

$$S_p = \frac{b}{A}, \quad (2)$$

де: b – відрізок, що відсікається кривою на графіку по осі накопиченого об'єму фільтрату.

Обмежені дані про коефіцієнти C_w і S_p , які надані нам фірмою-виробником для гелю на основі 0,48% WGA-1 на пісковиках Береа, визначені за методикою АНІ на приладі Baroid і наведені в таблиці 1.

З наведених даних можна зауважити тенденцію зростання коефіцієнта C_w і зменшення коефіцієнта S_p внаслідок збільшення проникності породи.

Оскільки такого приладу у нашому розпорядженні немає, то фільтратовіддачу в ЦНДЛ оцінюють у камері приладу УДПК вітчизняного виробництва за температури, змодельованої до умов проведення ГРП

Під час дослідів, проведених на приладі УДПК, фільтрація технологічних рідин ГРП здійснювалась через зразки порід-колекторів довжиною від 3,8 до 6,72 см, площею поперечного перерізу – від 5,1 до 5,8 см², пористістю від 11,5% до 16%, проникністю від 1,15 до $24,8 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Досліджувались процеси фільтрації 0,36% водного гелю WGA-1 що застосовується в ході проведення ГРП на родовищах України та технологічної рідини, яка виготовлена за власною рецептурою ЦНДЛ – полімерно-емульсійний розчин.

За результатами досліджень фільтраційних характеристик 0,36% водного гелю WGA-1 визначили коефіцієнти фільтраційних втрат гелю і порівняли їх з експериментальними даними, які надані фірмою “Кліарвотер”, одержаними при дослідженні фільтраційних властивостей 0,48% WGA-1 на близьких за проникністю візрячх порід на установці Baroid. Результати досліджень подані в таблиці 1.

У подальшому здійснили дослідження фільтраційних характеристик технологічної рідини ГРП власної рецептури – полімерно-емульсійного розчину (ПЕМ), за результатами яких також визначили коефіцієнти фільтраційних втрат, які раніше були невідомі.

Особливістю проведення нашого експерименту є те, що на УДПК неможливо забезпечити автоматичне підтримання стабільності перепаду тиску в 7,0 МПа, який потрібно підтримувати для методичного проведення дослідів.

У процесі дослідження цей перепад тиску підтримується "вручну", через що також не вдається досягнути належної стабільності перепаду тиску і чіткості результатів досліджень.

Тому дослідження процесу фільтрації проводять за дещо зміненою методикою.

Змінена методика має ряд особливостей опрацювання експериментальних даних, які полягають у наступному:

а) через зразок фільтруємо рідину невеликими об'ємами (V_i , мл) за певні проміжки часу (t_i , хв). Підсумовуючи об'єми V_i , знаходимо значення сумарного фактичного профільованого об'єму

$$\sum V_{\phi_i} = V_{\phi_i} + V_{\phi_{i+1}} \text{ (мл);}$$

б) спочатку і в кінці фільтрації кожного об'єму V_i – запишемо перепад тиску P_{ϕ_i} . Знаходимо середнє значення тиску –

$$dP_{c_i} = (P_{\phi_i} + P_{\phi_{i+1}}) / 2 ;$$

в) знаходимо фактичний час фільтрації (у хвиликах) об'єму V_i , як різницю часу початку і кінця фільтрації його

$$dt = t_{i+1} - t_i ;$$

г) приводимо середній тиск фільтрації рідини до тиску 7,0 МПа за формулою (МПа):

$$P_{np} = \frac{dP_{cp}}{7} ;$$

д) розраховуємо значення приведенного часу (хв)

$$dt_{np} = dt \cdot P_{np} ;$$

ж) визначаємо значення сумарного приведенного часу (хв)

$$\sum t_{np} = dt_{np} + dt_{np+1} ;$$

з) для побудови залежності кожне значення сумарного приведенного часу вносимо під квадратний корінь $\sqrt{t_{np}}$ і будуємо графік

$$\sum V_{\phi_i} = f(\sqrt{t_{np}}).$$

Типові залежності фактичного сумарного відфільтрованого об'єму технологічних рідини від квадратного кореня з приведенного часу фільтрації зображено на рисунку 1 (крива 1 – фільтрація WGA-1, та крива 2 – фільтрація ПЕМ), а результати експериментів наведено в таблиці 1.

Як бачимо з наведеної таблиці, результати досліджень по УДПК і Вагоід відрізняються не значно. Деяку різницю можна пояснити різним процентним вмістом WGA-1 у рідині, а також відмінностями в умовах досліджень (тиск, температура).

Одержані експериментальні дані були використані для проектування за програмою Меєра і проведення ПГРП із застосуванням гелю WGA-1 на свердловинах 318-Долинська (1997 р. – додатково видобуто 1929 т нафти за 34 міс роботи з підвищеним дебітом), 354-Долинська (1997 р. – додатково видобуто 3040 т нафти за 28 міс роботи з підвищеним дебітом)

НГВУ "Долинанфтогаз", 76-Бугриватівська (1998 р. – додатково видобуто 15229 т нафти за 46 міс роботи з підвищеним дебітом) НГВУ "Охтирканафтогаз", 608-Битків (1998 р. – додатково видобуто 2891 т нафти за 51 міс роботи з підвищеним дебітом) НГВУ "Надвірнанафтогаз" та інших.

Можна також розглянути розрахунок параметрів гідророзриву у свердловині №76-Бугриватівська НГВУ "Охтирканафтогаз" з використанням водного гелю на основі WGA-1, у якій на величині інтервалу перфорації – 46 м запомповано 50 м³ гелю WGA-1 за тиску нагнітання до 70,0 МПа. За даними моделювання створена тріщина півдовжиною 40 м, висотою до 50 м і найбільшою шириною розкриття 9,9 мм.

Таким чином, запропоновані зміни методики опрацювання даних експериментів на УДПК апробовано і можна застосувати їх для широкого діапазону проникностей породи.

Додаткові експериментальні дані, одержані нами, підтверджують тенденцію зростання коефіцієнта C_w і зменшення коефіцієнта S_p внаслідок збільшення проникності породи.

Результати досліджень показали, що досліджені технологічні рідини можна успішно застосовувати для проведення процесів ПГРП у колекторах родовищ України.

Знайдені коефіцієнти фільтраційних втрат ефективно використовуються для проектування за програмою Меєра і проведення ПГРП.

Література

1 Recent Advances in Hydraulic Fracturing. J.Gidlej, Richardson. TX., 1989. 452 p.