За результатами досліджень оцінено вплив ПАР на оптимальну температуру нагрівання нафти, вище якої температура мало впливає на динамічний коефіцієнт в'язкості нафти. Для цього будувались залежності від температури різниці двох послідовних значень динамічного коефіцієнта в'язкості проби нафти з вмістом у системі "нафта-конденсат" 25% об. вуглеводневого конденсату і різним вмістом ПАР. Ці залежності апроксимуються двома прямими лініями: лівою з великим кутом нахилу до осі абсцис і правою – з меншим кутом нахилу. Точка їх перетину відповідає оптимальній температурі нагрівання нафти. Для суміші нафти з конденсатом без ПАР ця температура дорівнює 47,49^{0}С. Під час додаванні в нафту з конденсатом ПАР оптимальна температура нагрівання нафти є меншою. Для ніогену П-1000 вона змінюється в межах 47,34 – 44,5^{0}С і залежно від його масової концентрації складає: 0,25% - 47,34^{0}С; 0,5% - 46,44^{0}С; 1% - 45,7^{0}С; 2% - 45,17^{0}С; 4% - 44,58^{0}С; 6% - 44,5^{0}С. Аналогічний ефект зниження оптимальної температури нагрівання нафти отримано також в дослідах з ріпоксом-6.

Результати проведених досліджень свідчать про позитивний вплив додавання в нафту ПАР як на зменшення у декілька разів динамічного коефіцієнта в'язкості нафти, так і на зменшення оптимальної температури нагрівання нафти. Тому для інтенсифікації роботи свердловин з високов'язкими нафтами на Яблунівському НГКР рекомендується одночасно із введенням конденсату в пластову продукцію подавати також ПАР, наприклад, ріпокс-6 або ніоген П-1000 з масовою концентрацією 1%.

УДК 622.279.04

КОМП'ЮТЕРНА МЕТОДИКА ОПТИМІЗАЦІЇ РОБОТИ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН, ЩО БАЗУЄТЬСЯ НА ВИМІРЮВАННІ ГИРЛОВИХ ТИСКІВ

В.С. Бойко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (+38 0342) 994196, e-mail: public@ifdtung.if.ua

С.І. Іванов

ТОВ "Оренбурггазпром", 460021, Росія, м. Оренбург, вул. 60 років Жовтня, 11, тел. (+7 3532) 332002, e-mail: orenburggazprom@dogp.ru

О.В. Бурачок

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (+38 0342) 994196, e-mail: public@ifdtung.if.ua

В.І. Шекета

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (+38 0342) 994196, e-mail: public@ifdtung.if.ua

Рассмотрен вопрос эксплуатации газовых скважин в условиях обводнения. Описана методика расчета дебита притекающей в скважину воды на основании данных об измерениях устьевых давлений. Предложена компьютерная адаптация методики для ускорения и упрощения расчетов. Описано использование методики в условиях морских газовых месторождений.

There has been observed the question of gas well exploitation in case of water influx. The calculation method of water influx output on the basis of well-head pressure measurement has been described. The computer adaptation of method with purpose of acceleration and simplification of calculations has been proposed. There has been described the usage of the method in the conditions of offshore gas fields.

Для якісного контролю за процесом розробки родовищ вуглеводнів необхідно постійно оновлювати інформацію про процеси, що відбуваються в пластах. Оскільки таку інформацію можна отримати тільки із свердловин, тому завжди актуальною була проблема отримання такої інформації без зупинки свердловин. Ця проблема постає особливо гостро в умовах морських родовищ, де участь людського фактора є надзвичайно обмеженою. У роботі [1] запропоновано без практичного застосування метод розрахунку припливу й об'єму води на основі вимірювання гирлових тисків, який покладено в основу даної розробки. Дана методика розроблена до практичної реалізації і дає змогу оптимізувати роботу обводнених газових свердловин та вирішити питання своєчасного видалення з вибою накопиченої води.

У зв'язку зі зменшенням пластової енергії, настає момент, коли вона не забезпечує вине-

сення всієї припливаючої води, а тоді у свердловині відбувається її накопичення з об'ємною витратою

$$q_н = Q_в - q_в, \quad (1)$$

де $Q_в$ – витрата води, що припливає у свердловину; $q_в$ – витрата води, що виноситься із свердловини на поверхню.

Об'єм води, що накопичилась у стовбурі свердловини за час t після початку накопичення (чи після чергового видалення води будь-яким з відомих способів),

$$V_в(t) = \int_0^t q_н\,dt = \int_0^t (Q_в - q_в)\,dt. \quad (2)$$

Газові свердловини, що обводнюються, доцільно експлуатувати з трубами, опущеними до нижніх отворів фільтра [1, 2]. У такому випадку накопичення води відбувається у фонтанних (піднімальних) трубах, що призводить до обважнення потоку. Це супроводжується підвищенням тиску біля башмака піднімальних труб і як результат ростом затрубного тиску $p_{затр}$. У свердловині та в пласті відбуваються складні неусталені процеси. Розглядаючи їх як послідовну зміну стаціонарних станів, записуємо для перерізу біля башмака піднімальних труб рівняння рівності тисків у піднімальних трубах і в затрубному просторі

$$p_{затр} + p'_г = p_б + p''_г + p_{тр} + p_в, \quad (3)$$

де $p'_г$, $p''_г$ – тиски, створювані масою стовпа газу відповідно в затрубному просторі й у піднімальних трубах; $p_{тр}$ – тиск, що витрачається на подолання гідравлічних опорів (тертя) у піднімальних трубах; $p_в$ – тиск, створюваний стовпом води, що накопичилася, в піднімальних трубах.

Змінами $p'_г$, $p''_г$ і $p_{тр}$ в міру накопичення води цілком припустимо нехтувати. Тоді зростання затрубного тиску буде рівносильне збільшенню гідростатичного тиску води в затрубному просторі. Звідси можна записати

$$V_в(t) = \frac{f}{g\rho_в}\int_0^t \frac{\partial p_{затр}}{\partial t}\,dt, \quad (4)$$

де f – площа прохідного перерізу піднімальних труб; $\rho_в$ – густина води.

Прирівнюючи і диференціюючи обидва рівняння для $V_в(t)$, отримуємо формулу для визначення дебіту води, що припливає,

$$Q_в(t) = \frac{f}{g\rho_в}\frac{\partial p_{затр}}{\partial t} + q_в(t). \quad (5)$$

З останніх двох рівнянь як окремі випадки випливають такі рівняння:

а) за відсутності залежності $p_{затр}(t)$ і умови прямолінійного зростання $p_{затр}$

$$Q_в(t) = \frac{f}{g\rho_в}\frac{p_{затр}(t>0) - p_{затр}(t=0)}{t} + q_в(t); \quad (6)$$

$$V_в(t) = \frac{f}{g\rho_в}\left[p_{затр}(t>0) - p_{затр}(t=0)\right]; \quad (7)$$

б) за відсутності залежності $p_{затр}(t)$ і $p_{затр}(t=0)$

$$V_в(t) = \frac{f}{g\rho_в}\left[\left(p_{затр} + p'_г\right) - \left(p_б + p''_г + p_{тр}\right)\right]; \quad (8)$$

в) за умов $p'_г$ $p''_г$ і $p_{тр}$ 0 (що цілком допустимо прийняти)

$$V'_в = \frac{f}{g\rho_в}\left[p_{затр}(t) - p_б(t)\right] \quad (9)$$

(відома наближена оцінка на момент зриву роботи свердловини).

Ці залежності використано для комп'ютерного визначення $Q_в$ і $V_в$ у будь-який період роботи свердловини з накопиченням рідини (води, газоконденсату) на її вибої. У ході розрахунку використовувався інтерполяційний ряд похідної першого порядку, де базовими формулами були такі:

$$y'(x_0 + ph)_3 = \frac{1}{h}\left[(p-0{,}5)y_{-1}\right] - 2py_0 + (p+0{,}5)y_1; \quad (10)$$

$$y'(x_0 + ph)_4 = \frac{1}{h}\left(-\frac{3p^2-6p+2}{6}y_{-1} + \frac{3p^2-4p-1}{2}y_0 - \frac{3p^2-2p-2}{2}y_1 + \frac{3p^2-1}{6}y_2\right); \quad (11)$$

$$y'(x_0 + ph)_5 = \frac{1}{h}\left(\frac{2p^3-3p^2-p+1}{12}y_{-2} - \frac{4p^3-3p^2-8p+4}{6}y_{-1} + \frac{2p^3-5p}{2}y_0 - \frac{4p^3+3p^2-8p-4}{6}y_1 + \frac{2p^3+3p^2-p-1}{12}y_2\right). \quad (12)$$

Реалізується комп'ютерний розрахунок таким чином. Спеціальна система телеметричного контролю MOSCAD з морської стаціонарної платформи забезпечує формування на ПК поточного, погодинного і добового звітів про трубний $p_б$ і затрубному $p_{затр}$ тиски шляхом телевимірювання по кожній свердловині [3].

Маючи дані про вимірювання затрубного тиску $p_{затр}(t)$ в часі t, об'єм води, що накопичився на вибої свердловини $V_в(t)$ на будь-який момент часу, розраховуємо за формулою (4), а контроль здійснюємо за наближеною залежністю (9).

Об'ємну витрату накопичення води у свердловині розраховуємо за формулою

$$q_н(t) = \frac{dV_в(t)}{dt} = \frac{f}{g\rho_в}\frac{\partial p_{затр}(t)}{\partial t}, \quad (13)$$

тоді збільшення витрати $q_н(t)$ служить параметром, що характеризує погіршення умов винесення води із свердловини на поверхню.

Для розрахунку дебіту води, що припливає, пропонуємо додатково встановити на блок-кондукторі вузол для періодичного почергового вимірювання витрати $q_в(t)$ води,

Таблиця – Дані про зміну в часі t дебіту води, що виноситься, $q_в(t)$, затрубного і буферного тисків після чергового примусового витіснення води, а також розрахункові величини

№	t, год	$p_{затр}(t)$, 10^6, Па	$p_б(t)$, 10^6, Па	$q_в(t)$, м³/доб	$V'_в(t)$, м³/доб	$q_н(t)$, м³/доб	$Q_в(t)$, м³/доб
1	0	12,0	11,1	2,00	0,177	2,360	0,360
2	24	13,0	11,3	1,98	0,334	2,556	0,576
3	48	13,9	11,4	1,96	0,492	2,733	0,773
4	72	14,6	11,5	1,88	0,610	2,871	0,991
5	96	15,2	11,6	1,88	0,708	2,989	1,109
6	120	15,8	11,7	1,84	0,806	3,107	1,267
7	144	16,3	12,1	1,78	0,826	3,205	1,425
8	168	16,7	12,5	1,71	0,826	3,284	1,574
9	192	17,0	12,7	1,64	0,846	3,343	1,703
10	216	17,3	13,0	1,57	0,865	3,402	1,832
11	240	17,5	13,1	1,47	0,885	3,441	1,971
12	264	17,7	13,2	1,40	0,885	3,480	2,080
13	288	17,8	13,3	1,30	0,885	3,500	2,200
14	312	17,9	13,4	1,20	0,885	3,520	2,320
15	336	18,0	13,4	1,10	0,905	3,539	2,439
16	360	18,0	13,4	1,00	0,905	3,539	2,539

що виноситься з кожної свердловини. Тоді дебіт води, що припливає,

$$Q_в(t) = q_н(t) + q_в(t). \qquad (14)$$

Як приклад на рисунку і в таблиці наведено зміни в часі дебіту води (рідини) $q_в(t)$, що виноситься із свердловини, і затрубного тиску $p_{затр}(t)$ для умов $\rho_в = 1030$ кг/м³; $d_{вн} = 0{,}0503$ м.

Отже, запропонована вище методика дає змогу кількісно оцінити процес винесення і як наслідок накопичення рідини на вибої свердловини.

Література

1 Бойко В.С. Интенсификация работы обводняющихся газовых скважин // Обз. инф. ВНИИЭгазпрома. Сер: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. –1985. – Вып. 2. – 36 с.

2 Технологический режим работы газовых скважин / З.С. Алиев и др. – М.: Недра, 1978. – 279 с.

3 Іванов С.І., Чумак О.О., Цибін Ю.А. Безлюдна технологія експлуатації морських стаціонарних платформ // Нафтова і газова пром-сть. – 1999. – № 4. – С. 32-34.