

КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ РОЗЧИНІВ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН ДЛЯ РІЗНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ НАФТОГАЗОВИДОБУТКУ

І.С.Кісіль, Р.Т.Боднар, Р.І.Кісіль

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46077

e-mail: m d q c @ n i n g . e d u . u a

Показано влияние поверхностных свойств на границах раздела «раствор ПАВ – пластовой флюид – нефтегазоносная порода» на процесс извлечения нефти из пластов. Предлагается методика и приборы для измерения угла смачивания пористых материалов растворами ПАВ и оценки динамического интерфейсного натяжения, а также методика оценки качества таких растворов.

It is shown the influence of surface characteristics on division limits SAS – stratum fluid – oil and gas rocks on process of extraction of oil from outputs. It is proposed the method and devises for measuring of moistening angle of porous materials by solution SAS and estimation of dynamic interface intention and the method of estimation of such solutions

Як водні, так і органічні розчини поверхнево-активних речовин (ПАР) останнім часом широко використовуються в різних технологічних процесах нафтогазовидобування (при бурінні свердловин, для оброблення привибійних зон пластів свердловин, для винесення рідини з вибою свердловин, для підвищення нафтовилучення, для транспортування високов'язких нафт тощо).

У кожному із вказаних технологічних процесів (емульгування, деемульгування, піноутворення, піногасіння, солюболізація, відмивання, флоатація, диспергування, гідрофілізація, гідрофобілізація, плівкоутворення тощо) ПАР повинні відігравати свою функцію. Це спричинило появу широкого асортименту як вітчизняних, так і закордонних ПАР для використання в нафтогазовій промисловості України [1-3].

Слід зазначити, що ПАР виконують ті чи інші вказані функції своєю дією на границях розділу фаз між розчином ПАР, пластовим флюїдом і твердою поверхнею пласта. Ці функції залежать від міжфазного натягу на границях розділу "пластовий флюїд – тверда поверхня ($\sigma_{P2/T}$), "розчин ПАР – тверде тіло ($\sigma_{P1/T}$), "розчин ПАР – пластовий флюїд ($\sigma_{P1/P2}$), а також крайового кута змочування θ на границі розділу "тверда поверхня – пластовий флюїд – розчин ПАР" через розчин ПАР (рис. 1).

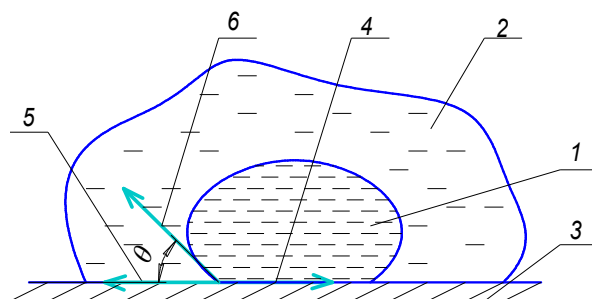
В результаті аналізу стану взаємодіючих сил на всіх границях розділу фаз (рис. 1) в статичному режимі можна записати таке рівняння Юнга [4]:

$$\cos\theta = (\sigma_{P2/T} - \sigma_{P1/T})/\sigma_{P1/P2}. \quad (1)$$

Звідси при $\theta=0^\circ$ (тобто при ідеальному змочуванні розчином ПАР поверхні твердого тіла в присутності пластового флюїду) знаходимо, що

$$\sigma_{P2/T} = \sigma_{P1/T} + \sigma_{P1/P2}. \quad (2)$$

Однак за наявності плівки однієї із рідин на поверхні твердого тіла рівняння (1) не виконується. Тоді баланс сил на границі розділу фаз



1 – пластовий флюїд (P2); 2 – розчин ПАР (P1); 3 – тверда поверхня (T); 4 – $\sigma_{P2/T}$ і $\sigma_{P1/T}$; 6 – $\sigma_{P1/P2}$

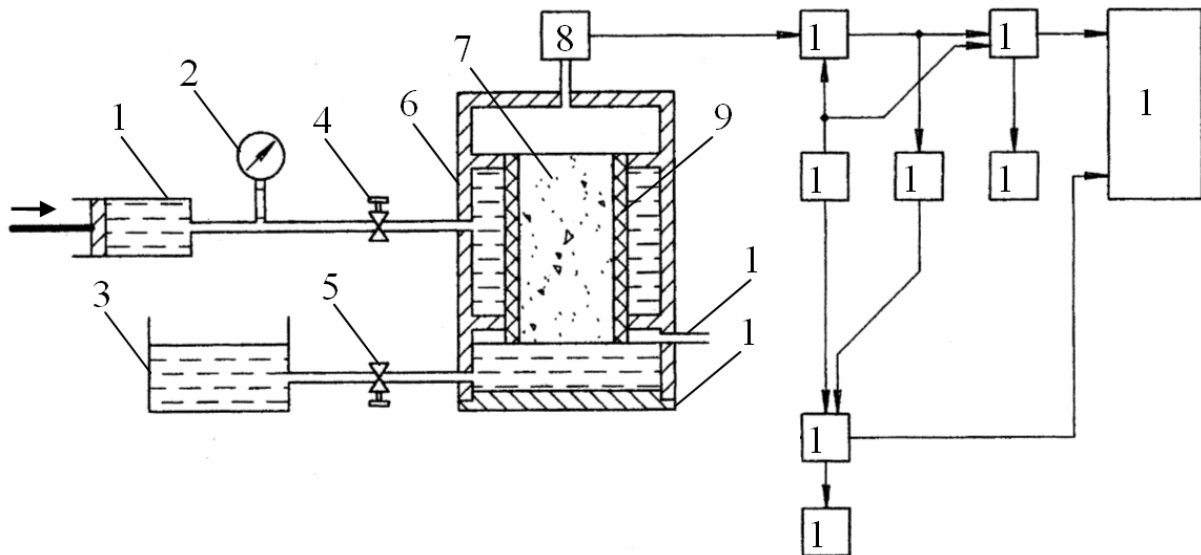
Рисунок 1 – Взаємодія на границі розділу „розчин ПАР – пластовий флюїд – тверде тіло”

визначається ще й впливом коефіцієнта розтікання однієї рідини по поверхні твердого тіла, покритого плівкою іншої рідини $S_{P1/T(P2)}$ [2], який визначається так:

$$S_{P1/T(P2)} = \sigma_{P1/T} + \sigma_{P1/P2} - \sigma_{P2/T}. \quad (3)$$

Коефіцієнт $S_{P1/T(P2)}$ має додатний знак – якщо розтікання відбувається невимушено, і від’ємний знак – якщо площа контакту рідини в краплі, що розтікається по плівці, із іншою рідиною зменшується.

В динамічному режимі, тобто при фільтрації розчину ПАР у пористому середовищі за наявності в ньому пластового флюїду, важливим чинником, який впливає на нафтовилучення, є швидкість фронту сорбції ПАР на тверду поверхню пористого тіла [1]. Ця швидкість залежить від концентрації ПАР у розчині, від поверхневої активності ПАР та інших чинників (режимів руху розчинів ПАР, пластових умов тощо) і є значно меншою за швидкість руху розчину ПАР у пластовому середовищі. Цим і зумовлено утворення нафтового валу попереду розчину ПАР і "чистої" води попереду нафтового валу при витисненні пластового флюїду водними розчинами ПАР.



1 – насос; 2 – манометр; 3 – резервуар; 4 – кран подачі обтискувочної рідини; 5 – кран подачі досліджуваної рідини; 6 – вимірювальна камера; 7 – пористе тіло (кern); 8 – давач тиску; 9 – гумова манжета; 10 – трубка стоку; 11 – пробка; 12 – підсилювач; 13 – блок живлення; 14 – вимірювач часу; 15 – табло часу; 16 – аналого-цифровий перетворювач; 17 – табло тиску; 18 – ПЕОМ; 19 – компаратор

Рисунок 2 – Структурна схема приладу для вимірювання змочуваності пористих тіл

Диференціальне рівняння переносу і сорбції ПАР в пористому середовищі загалом має такий вигляд [1]:

$$vf'(s) \frac{dc}{dx} + (ms + \frac{1}{a}) \frac{dc}{dt} = 0, \quad (4)$$

де: v – швидкість фільтрації водного розчину ПАР, $f'(s)$ – зміна водонасиченості по довжині пласта, $\frac{dc}{dx}$ – зміна концентрації ПАР у розчині по довжині пласта, m – пористість пласта, s – водонасиченість, a – коефіцієнт ізотерми Ленгмюра, $\frac{dc}{dt}$ – зміна питомої концентрації ПАР у розчині в часі.

Якщо деякі із параметрів залежності (4) можна визначити безпосередньо експериментальним шляхом (v , $f'(s)$, a , s , m), то для визначення інших параметрів ($\frac{dc}{dx}$, $\frac{dc}{dt}$) необхідно використовувати прилади для вимірювання концентрацій ПАР у розчинах як в часі, так і по довжині пласта в результаті проходження процесу сорбції ПАР на поверхню пористого тіла.

Отже, при дослідженні як статичних, так і динамічних режимів при нафтовилученні з використанням розчинів ПАР необхідно володіти відповідними приладами і методиками, які б дали змогу експериментально визначити такі параметри, як θ , $\sigma_{P1/P2}$, $\frac{dc}{dx}$, $\frac{dc}{dt}$ в статичному і динамічному режимах контактуючих фаз: пластового флюїду, розчину ПАР і нафтогазонасного пласта.

Для визначення кута змочування пропонується використовувати капілярний метод при

його реалізації в пористому тілі [5]. Структурна схема приладу, за допомогою якого можна реалізувати методику визначення θ шляхом вимірювання капілярного тиску, наведена на рис. 2.

Принцип роботи запропонованого приладу полягає в тому, що в пористому керні породи 7 при торканні його із досліджуваним розчином ПАР відбувається капілярний підйом розчину в порах керна, що призводить до зростання тиску P у верхньому просторі вимірювальної камери 6 над пористим тілом. Величину кута θ пропонується розраховувати за допомогою залежності

$$\cos \theta = \frac{V_0}{S \cdot \epsilon \cdot y} \cdot \sqrt{2m \cdot \frac{P_0}{P} \cdot (1 - \frac{P_0}{P}) \cdot \frac{(P - P_0)}{(t - t_0)}}, \quad (5)$$

де: V_0 – об'єм газової фази в керні до початку його змочування; P_0, P – тиски в порах керна до і після його змочування; μ, σ – в'язкість і поверхневий натяг рідини; ϵ – пористість керна; S – площа поперечного перерізу керна.

Для вимірювання міжфазного натягу $\sigma_{P1/P2}$ на межі контакту між рідким пластовим флюїдом і розчином ПАР рекомендується використовувати метод обертової краплі, оскільки саме цей метод дає можливість вимірювати досить низькі значення міжфазного натягу $\sigma_{P1/P2}$ (0,01÷10мН/м). Реалізує такий метод вимірювання прилад ВМН-1 [6]. Розрахунок міжфазного натягу здійснюється за формулою

$$\gamma_{P1/P2} = \frac{D \omega^2 D^3}{32M^3}, \quad (6)$$

де: D – різниця густин розчину ПАР і пластового флюїду; ω – частота обертання краплі пластового флюїду; D – діаметр обертової краплі; $M = n_1/n_2$; n_1, n_2 – коефіцієнти заломлення світла

при проходженні через розчин ПАР і пластовий флюїд ($M=1,33\dots 1,4$).

Для одержання конкретних значень динамічних параметрів dc/dt і dc/dx (зміни концентрації розчину ПАР в часі і по напрямку його переміщення в пористому тілі) рекомендується наступна методика з використанням приладу ВМН-1:

1) експериментально отримують залежності зміни $\sigma_{P1/P2}$ в часі розчину певного ПАР заданих концентрацій (c_1, c_2, c_3) на межі контакту з конкретним пластовим флюїдом.

2) в результаті обробки цих результатів вимірювань (рис. 3) отримують апроксимаційні залежності $c = f(\sigma_{P1/P2}, t)$ для певної ПАР на межі її контакту з конкретним пластовим флюїдом, за допомогою яких можна визначити значення dc/dt для відповідних значень часу існування розчину ПАР t ;

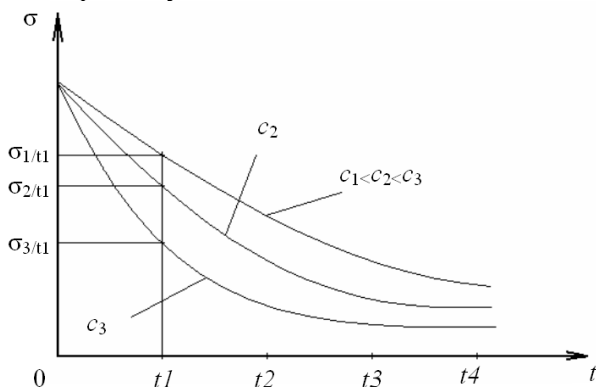


Рисунок 3 – Зміна міжфазного натягу розчину ПАР на межі контакту із пластовим флюїдом від часу існування поверхні розділу фаз

3) прокачують вказані розчини ПАР заданих концентрацій через досліджувані пористі керни заданої довжини x , насичені конкретним пластовим флюїдом, і повторно вимірюють міжфазний натяг розчину ПАР на виході із досліджуваних кернів на межі контакту із пластовим флюїдом. При цьому також фіксують час перебування (t) розчину ПАР в контакті із пластовим флюїдом в керні;

4) на основі вимірних значень $\sigma_{P1/P2}, t$ за допомогою отриманих в п. 2 апроксимаційних залежностей розраховують концентрації c і аналізують їх зміну в часі внаслідок контакту розчину ПАР із пластовим флюїдом і керном (dc/dt) довжиною x ;

5) аналогічні п. 3 і п. 4 дослідження проводять із кернами інших довжин x , і шляхом аналізу отриманих результатів оцінюють зміну концентрації розчину ПАР від довжини керну dc/dt .

Аналогічні дослідження слід також провести для інших ПАР і певного пластового флюїду і відповідного пористого керна. В результаті аналізу отриманих результатів згідно описаної методики, а також за різних геолого-технічних умов на відповідному родовищі слід оцінювати якість того чи іншого ПАР у розчині, його оптимальну концентрацію в ньому і робити рекомендації щодо його використання [7].

Література

- 1 Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
- 2 Абрамзон А. А. Поверхностно-активные вещества: Свойства и применение. – Л.: Химия, 1981. – 304с.
- 3 Поверхностные явления и поверхностно-активные вещества: Справочник / А.А.Абрамзон, Л.Е.Боброва, Л.П.Зайченко и др.; под ред. А.А.Абрамзона и Е.Д.Щукина. – Л.: Химия, 1984. – 392 с.
- 4 Адамсон А. Физическая химия поверхностей / Пер. с англ. И.Г.Абидора. – М.: Мир, 1979. – 568 с.
- 5 Матеріали конференції "Підвищення ефективності використання поверхнево-активних речовин в нафтогазовидобутку" 27–30.03.2000р. – Івано-Франківськ.: Факел, 2000. – 147 с.
- 6 Русанов А.И., Прохоров В.А. Межфазная тензометрия. – СПб: Химия, 1994. – 400 с.
- 7 Бабалян Г.А. Физико-химические процессы в добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 200 с.