

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ В ЗАДАНИХ УМОВАХ

Рубель В. П., Рубель В. В.

Об'єктом дослідження є процеси інтенсифікації свердловин, а саме кислотні обробки. Проведені в роботі дослідження базуються на впливі кислоти на продуктивний пласт, який представлений вапняками, на збільшенні дебіту свердловини, на зниженні ступеня обводнення, на тривалості ефекту та на додатковому видобутку.

Основна гіпотеза дослідження полягає в припущенні, що ефективність методів інтенсифікації визначається по зміні дебітів і обводненості свердловин до та після проведення обробок. Цей метод оцінки ефективності дозволяє визначити принципову можливість і перспективність застосування того чи іншого виду впливу на привибійну зону пласта (ПЗП). А також послідовність зміни досліджуваних параметрів, що характеризують ефективність різних видів впливу на ПЗП. Однак цей метод не дозволяє визначити кількісного впливу конкретного геолого-фізичного або технологічного фактору на ефективність інтенсифікації свердловин. У разі проведення на високообводнених свердловинах двостадійних обробок, кількість параметрів, від яких може залежати ефективність всього заходу, зростає в кілька разів. У цьому випадку виявлення ступеня впливу того чи іншого фактору на ефективність обробки свердловин можна визначити після проведення багатофакторного статистичного аналізу та побудови математичних моделей.

Розглянуто регресійний аналіз з виявлення впливу геолого-фізичних і технологічних факторів на ефективність проведення інтенсифікації на свердловинах. Показано рівняння, що описують кількісний вплив кожного з розглянутих геолого-технологічних факторів на ефективність обробок свердловин. Отримані рівняння дозволяють підібрати оптимальні умови проведення інтенсифікації свердловин для заданих умов з метою досягнення планованої ефективності.

Показано, що важливу роль при обробці карбонатних порід соляною кислотою відіграє як приріст дебіту, так і об'єм, і тиск закачування кислоти. Але найважливішу роль відіграє ступінь обводнення. У роботі запропоновано використовувати більш складний метод інтенсифікації, який дозволить одночасно зменшити обводненість продукції та збільшити дебіт свердловини.

Ключові слова: соляно-кислотна обробка, гіпано-кислотна обробка, порода колектор, інтенсифікація видобутку флюїду, обводненість, критерій Фішера, множинна регресія.

1. Вступ

Однією з актуальних проблем нафтогазової галузі є підвищення ефективності експлуатації свердловин та підвищення видобутку флюїду. Специфічні гірничо-геологічні умови залягання продуктивних пластів накладають значний відбиток на технологічні особливості експлуатації свердловин, а також те що з часом збільшується зростання обводнення продукції [1, 2]. Тому використання традиційних методів інтенсифікації не завжди є виправданим, тому що, по-перше, це може викликати незворотні зміни в продуктивному колекторі. Це призводить до непоправних втрат вуглеводневої сировини. А, по-друге, серйозний негативний впливи на навколишнє середовище екосистеми [3, 4].

Проаналізувавши всі ці фактори, поставлені для вирішення такі актуальні задачі:

- виконати геолого-промисловий аналіз розробки родовища та систематизувати результати застосування технологій інтенсифікації видобутку флюїду;
- експериментально обґрунтувати нові кислотні склади реагентів для підвищення видобутку вуглеводнів.

Об'єктом дослідження є процеси інтенсифікації свердловин, а саме кислотні обробки.

Мета дослідження – визначити, який хімічний склад кислот буде краще впливати на карбонатну породу-колектор в складних геологічних умовах.

2. Методика проведення досліджень

Ефективність методів інтенсифікації визначається по зміні дебетів і обводненості свердловин до і після проведення обробок. Необхідні вихідні матеріали для розрахунків є на промислах. У цьому випадку оцінка ефективності приросту видобутку нафти зводиться до визначення залежностей зміни дебіту та обводнення свердловин після обробки, в порівнянні з величинами цих параметрів до обробки [5, 6]. Цей метод оцінки ефективності дозволяє визначити принципову можливість і перспективність застосування того чи іншого виду впливу на ПЗП. Послідовність зміни досліджуваних параметрів, що характеризують ефективність різних видів впливу на привибійну зону пласта (ПЗП), можна простежити в динаміці, наприклад, за характером росту обводнення. Однак цей метод не дозволяє визначити кількісного впливу конкретного геолого-фізичного або технологічного фактору на ефективність інтенсифікації свердловин. У разі проведення на високообводнених свердловинах двостадійних обробок, наприклад, глино-кислотної обробки (ГКО), кількість параметрів, від яких може залежати ефективність всього заходу, зростає в кілька разів. У цьому випадку для виявлення ступеня впливу того чи іншого фактору на ефективність ГКО свердловин можна визначити після проведення багатофакторного статистичного аналізу та побудови математичних моделей. [7, 8]

Для статистичного розрахунку було вирішено скористатися багатофакторним аналізом. Проведені дослідження базуються на застосуванні підходів, описаних в роботах [9, 10].

На підставі проведеного кореляційного аналізу даних отримали рівняння та коефіцієнти кореляції:

1. Залежність тиску закачування хлористого кальцію від об'єму соляної кислоти:

$$P_{\text{cacl}_2} = -0,7433 + 0,9768 V_{\text{HCL}}, \quad (1)$$

де P_{cacl_2} – тиск закачування хлористого кальцію; V_{HCL} , – об'єм соляної кислоти. Коефіцієнт кореляції $r=0,909$. Коефіцієнт Фішера=90,66, а значення $F_{\text{крит}}=161,4476$.

2. Залежність тиску закачування соляної кислоти від об'єму продавлювальної води:

$$V_{\text{прод.води}} = 4,785 + 0,4642 P_{\text{HCL}}, \quad (2)$$

де $V_{\text{прод.води}}$ – об'єм продавлювальної води; P_{HCL} – тиск закачування соляної кислоти. Коефіцієнт кореляції $r=0,9622$. Коефіцієнт Фішера=90,66, а $F_{\text{крит}}=161,4476$.

3. Залежність впливу дебіту свердловини до обробки від дебіту свердловини після обробки:

$$q_{\text{д,о}} = 0,332 + 0,5711 q_{\text{г,о}}, \quad (3)$$

де $q_{\text{д,о}}$ – дебіт нафти до обробки; $q_{\text{н,о}}$ – дебіт нафти після обробки. Коефіцієнт кореляції $r=0,95$. Коефіцієнт Фішера=160,02, а $F_{\text{крит}}=161,4476$.

4. Залежність обводненості продукції до обробки від додаткового видобутку нафти:

$$W_{\text{д,о}} = 44,29 + 0,115 \Delta Q, \quad (4)$$

де $W_{\text{д,о}}$ – ступінь обводнення продукції до обробки; Q – додатковий видобуток нафти. Коефіцієнт кореляції $r=0,98$. Коефіцієнт Фішера=232,23, а $F_{\text{крит}}=240,54$.

5. Залежність обводненості продукції до обробки від обводнення продукції після обробки:

$$W_{\text{д,о}} = -75,0382 + 1,685 W_{\text{н,о}}, \quad (5)$$

де $W_{\text{д,о}}$ – ступінь обводнення продукції до обробки; $W_{\text{н,о}}$ – ступінь обводнення продукції після обробки. Коефіцієнт кореляції $r=0,98$. Коефіцієнт Фішера=235,4748, а $F_{\text{крит}}=240,54$.

6. Залежність впливу додаткового видобутку нафти від обводнення продукції після обробки:

$$\Delta Q = 12,3021 + 4,921 W_{\text{н,о}}, \quad (6)$$

де ΔQ – додатковий видобуток нафти; $W_{п.о}$ – ступінь обводнення продукції після обробки. Коефіцієнт кореляції $r=0,99$. Коефіцієнт Фішера=224,6735, а $F_{крит}=230,16$.

7. Залежність впливу дебіту нафти до обробки від співвідношення обводнення продукції після обробки та до обробки:

$$q_{д.о.} = -0,8789 + 3,4982 \frac{W_{д.о.}}{W_{п.о.}}, \quad (7)$$

де $q_{д.о.}$ – дебіт нафти до обробки; $\frac{W_{д.о.}}{W_{п.о.}}$ – ступінь зменшення обводненості.

Коефіцієнт кореляції $r=0,91$. Коефіцієнт Фішера=88,06695, а $F_{крит}=161,45$.

3. Результати дослідження та обговорення

В результаті проведеного багатофакторного регресійного аналізу [11] впливу геолого-фізичних і технологічних факторів, що впливають на ефективність ГКО, виявлено, що ефективність ГКО залежить від двох груп чинників. По-перше, від якості блокування водопровідних каналів на обводнену тріщинувату частину пласта. По-друге, від якості соляно-кислотного впливу на порову нафтонасичену частину колектору. Проте ефективність соляно-кислотного впливу багато в чому залежить від повноцінного проведення гідроізоляційних робіт при надійній закупорці водопровідних каналів, а ізолюючий матеріал повинен володіти стійкими властивостями міцності для перешкоджання потрапляння кислоти в водопровідні канали.

$$\Delta Q = -135,343 + 4,88 T_{ef} + 0,5 \frac{W_{д.о.}}{W_{п.о.}}, \quad (8)$$

де ΔQ – додатковий видобуток нафти. Коефіцієнт кореляції $r=0,91$. Критерій Фішера=90,809.

Аналіз отриманих рівнянь показує, що більш вірогідно ефективність ГКО може бути охарактеризована за додатковим видобутком нафти від заходу (ΔQ). Проміжна ефективність може характеризуватися тривалістю ефекту (T_{ef}), а успішність ГКО на момент проведення заходу за ступенем збільшення дебіту

по нафті та ступеня зниження обводнення $\left(\frac{W_{д.о.}}{W_{п.о.}} \right)$:

$$\Delta Q = 99,944 + 42,46 V_2 + 5,6 P_2. \quad (9)$$

де V_2 – об'єм гіпану; P_2 – тиск закачування гіпану. Коефіцієнт кореляції $r=0,904$. Критерій Фішера=40,677.

З рівняння (9) видно, що максимальний позитивний вплив на додатковий видобуток нафти від ГКО свердловин (ΔQ) має об'єм гіпану (V_2), тиск закачки

(P_2) та об'єм закачування продавлювальної води (V_6). Найбільший негативний вплив робить об'єм хлористого кальцію ($V_{x.k}$) та дебіт свердловин на нафту:

$$\frac{q_{д.о.}}{q_{п.о.}} = 0,467 + 0,079V_r - 0,021P_r; \quad (10)$$

$$\frac{q_{д.о.}}{q_{п.о.}} = 0,267 - 0,0026V_{x.k} + 0,068P_{x.k}. \quad (11)$$

З отриманих рівнянь (10) та (11) видно, що збільшення дебіту по нафті $\left(\frac{q_{д.о.}}{q_{п.о.}}\right)$ та ступінь зменшення обводненості $\left(\frac{W_{д.о.}}{W_{п.о.}}\right)$ найбільше залежать від:

- об'єму хлористого кальцію ($V_{x.k}$);
- об'єму гіпана (V_2);
- об'єму та тиску закачування соляної кислоти ($V_{с.к.}$ та $P_{с.к.}$);
- об'єму та тиску закачування продавлювальної води (V_6 та P_6);
- дебіту свердловин на нафту до обробки ($q_{д.о.}$).

Очікуваний дебіт свердловини по нафті після ГКО більший, а обводненість менша при закачуванні невеликої кількості кислоти під невисоким тиском. Очевидно, при закачуванні великих об'ємів кислоти під високим тиском кислота може продавлюватися в обводненні високопроникні пропластки та призводити до зростання обводнення. Чим більший об'єм закачуваного гіпана (V_2), тим краще перекриваються обводнені пропластки, що знижує обводненість і збільшує дебіт свердловини по нафті.

При проведенні ГКО в процесі фільтрації видобувається раніше непрацююча товщина пласта, і чим вона більше, тим більший ефект отримаємо:

$$T_{эф} = -14,31 - 8,3994 \frac{W_{д.о.}}{W_{п.о.}} + 200,067 \frac{q_{д.о.}}{q_{п.о.}}. \quad (12)$$

Коефіцієнт кореляції $r=0,8$. Критерій Фішера=14,43.

З рівняння (12) видно, що максимальний позитивний вплив на тривалість ефекту мають співвідношення збільшення дебіту по нафті $\left(\frac{q_{д.о.}}{q_{п.о.}}\right)$ та ступінь зменшення обводненості $\left(\frac{W_{д.о.}}{W_{п.о.}}\right)$.

Отримані рівняння та залежності дозволяють підібрати оптимальні умови проведення ГКО свердловин для заданих умов з метою досягнення планованої ефективності.

4. Висновки

Отримані у ході дослідження математичні моделі та залежності дозволяють найбільш повно виявляти вплив геолого-фізичних і технологічних

параметрів проведення ГКО на ефективність обробок свердловин. В якості незалежних змінних використовувалися 14 геолого-технологічних параметрів проведення ГКО, в якості функцій відгуку – 6 основних критеріїв ефективності ГКО свердловин. Проведена інтерпретація результатів багатофакторного регресійного аналізу та виявлені основні групи факторів, які найбільше впливають на результати ефективності ГКО.

Коефіцієнти множинної кореляції по рівняннях складають 0,904–0,99. Це означає, що побудована регресія пояснює достовірність прогнозних результатів на 90,4 % та 99 %.

Отримані рівняння регресії можуть бути використані для прогнозу оцінки ефективності інтенсифікації свердловин в заданих умовах.

Література

1. Antipin, Iu. V., Lysenkov, A. B., Karpov, A. A., Tukhteev, P. M., Ibraev, P. A., Stenechkin, Iu. N. (2007). Intensifikatsiia dobychi nefi iz karbonatnykh plastov. *Neftianoe khoziaistvo*, 5, 96–98.
2. Verderevskii, Iu. L., Arefev, Iu. N., Chaganov, M. S., Asmolovskii, B. C., Saifutdinov, F. Kh. (2000). Uvelichenie produktivnosti skvazhin v karbonatnykh kollektorakh sostavami na osnove solianoj kisloty. *Neftianoe khoziaistvo*, 1, 39–40.
3. Galliamov, I. M., Vakhitov, T. M., Shafikova, E. A., Apkarimova, G. I., Sudakov, M. S., Samigullin, I. F. et. al. (2008). K probleme primeniemoi polimernykh sostavov v usloviakh nizkikh temperatur. *Novoe v geologii i razrabotke nefiannykh mestorozhdenii Bashkortostana*. Ufa: Izd-vo Bashgeproekt, 120, 221–225.
4. Ivanov, S. I. (2006). *Intensifikatsiia pritoka nefi i gaza k skvazhinam*. Moscow: OOO Nedra-Biznestsentr, 565.
5. Gmurman, V. E. (2004). *Rukovodstvo k resheniiu zadach po teorii veroiatnostei i matematicheskoi statistike*. Moscow: Vysshiaia shkola, 390.
6. Efimova, M. R., Petrova, E. V., Rumiantsev, V. N. (2006). *Obschaia teoriia statistiki*. Moscow: INFRA-M, 416.
7. Kolganov, V. I. (2003). Vliianie treschinovatosti karbonatnykh kollektorov na pokazateli ikh razrabotki pri zavodnenii. *Neftianoe khoziaistvo*, 11, 51–54.
8. Lysenkov, A. B., Antipin, Iu. V., Stenichkin, Iu. N. (2009). Intensifikatsiia pritoka nefi iz gidrofobizirovannykh karbonatnykh kollektorov s vysokoi obvodnennosti. *Neftianoe khoziaistvo*, 6, 36–39.
9. Mischenko, I. T., Sagdiev, R. F. (2003). Ustanovlenie rezhima ekspluatatsii dobyvaiushei skvazhiny pri zaboinom davlenii nizhe davleniia nasyscheniia. *Neftianoe khoziaistvo*, 4, 104–106.
10. Orlov, G. A., Musabirov, M. Kh., Denisov, D. G. (2003). Sistemnoe primenieie tekhnologii kislotnoi stimuliatsii skvazhin i povysheniia nefteotdachi plastov v karbonatnykh kollektorakh. *Interval*, 9, 27–31.
11. Ross, S. (2017). *Introductory statistics*. London: Elsevier. Available at: https://www.academia.edu/7196922/Ross_S_Introductory_statistics