

## ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ПЛАСТ ПК ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Коньров Болат**

студент, Тюменский Индустриальный Университет, РФ, г. Тюмень

**Паршукова Людмила Александровна**

научный руководитель, доцент, Тюменский Индустриальный Университет, РФ, г. Тюмень

Целью оценки влияния буровых растворов на продуктивные пласты является максимально возможное сохранение естественных коллекторских свойств продуктивного горизонта, путем расчета наименьшей глубины проникновения фильтрата бурового раствора и наибольшего допустимого времени взаимодействия бурового раствора с пластом. Оценка потери продуктивности скважины проводится в случае превышения зоны проникновения фильтрата бурового раствора над длиной перфорационного канала.

Определим зону проникновения фильтрата бурового раствора по формуле [2]

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{20 \cdot K' \cdot \Delta P \cdot T}{m \cdot \mu}}, \quad (1)$$

где:

$R_{\phi}$  - радиус зоны проникновения фильтрата, м;

$K'$  - проницаемость фильтрационной корки и зоны коагуляции,  $\text{м}^2$ ;

$\Delta P$  - репрессия на пласт, Па,  $\Delta P = 1,5 \cdot 10^6$  Па [1];

$T$  - время воздействия бурового раствора на пласт, сутки,  $T = 1$  сут;

$m$  - открытая пористость, доли единицы,  $m_{ПК} = 0,3$  [3];

$\mu$  - вязкость фильтрата бурового раствора, Па·с.

Исходя из параметров ранее рассмотренных буровых растворов № 1, № 2, № 3, исходные данные для расчета:  $K' = 0,01 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2$ ,  $K' = 0,68 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2$ ,  $\mu = 112 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ ,  $\mu = 240 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ ,  $\mu = 60 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ .

Буровой раствор № 1

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{20 \cdot 0,01 \cdot 10^{-9} \cdot 1,5 \cdot 10^6 \cdot 1}{0,3 \cdot 112 \cdot 10^{-3}}} = 0,094 \text{ м}$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{20 \cdot 0,68 \cdot 10^{-9} \cdot 1,5 \cdot 10^6 \cdot 1}{0,3 \cdot 112 \cdot 10^{-3}}} = 0,779 \text{ м}$$

Буровой раствор № 2

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{20 \cdot 0,01 \cdot 10^{-9} \cdot 1,5 \cdot 10^6 \cdot 1}{0,3 \cdot 240 \cdot 10^{-3}}} = 0,065 \text{ м}$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{20 \cdot 0,68 \cdot 10^{-9} \cdot 1,5 \cdot 10^6 \cdot 1}{0,3 \cdot 240 \cdot 10^{-3}}} = 0,532 \text{ м}$$

Буровой раствор № 3

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{20 \cdot 0,01 \cdot 10^{-9} \cdot 1,5 \cdot 10^6 \cdot 1}{0,3 \cdot 60 \cdot 10^{-3}}} = 0,129 \text{ м}$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{20 \cdot 0,68 \cdot 10^{-9} \cdot 1,5 \cdot 10^6 \cdot 1}{0,3 \cdot 60 \cdot 10^{-3}}} = 1,065 \text{ м}$$

С учетом технических данных отечественных перфораторов зона проникновения фильтрата не должна превышать двух, трех диаметров скважины, [4].

$$R_n = (2 \div 3) \cdot 0,2159 = 0,432 \div 0,648 \text{ м}$$

Рассчитаем допустимое время воздействия буровых растворов на пласт для полученного значения проникновения фильтрата,  $R_n = 0,648 \text{ м}$ .

Буровой раствор № 1

$$T = \frac{0,3 \cdot 112 \cdot 0,648^2 \cdot 10^{-3}}{20 \cdot 0,68 \cdot 10^{-9} \cdot 1,5 \cdot 10^6} = 0,7 \text{ суток}$$

Буровой раствор № 2

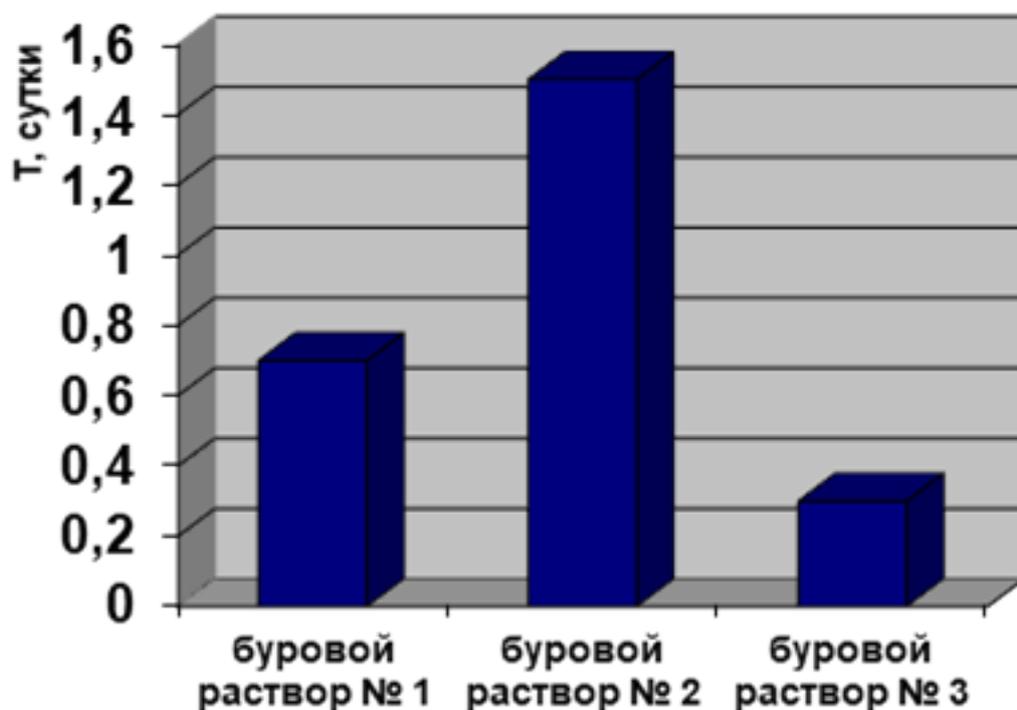
$$T = \frac{0,3 \cdot 240 \cdot 0,648^2 \cdot 10^{-3}}{20 \cdot 0,68 \cdot 10^{-9} \cdot 1,5 \cdot 10^6} = 1,5 \text{ суток}$$

Буровой раствор №3

$$T = \frac{0,3 \cdot 60 \cdot 0,648^2 \cdot 10^{-3}}{20 \cdot 0,68 \cdot 10^{-9} \cdot 1,5 \cdot 10^6} = 0,3 \text{ суток}$$

Допустимое время воздействия раствора на пласт характеризует сохранение коллекторских свойств пласта и формирование зоны проникновения фильтрата бурового раствора, которая может быть вскрыта при перфорации с учетом технических возможностей перфораторов. Проанализировав расчетные величины времени взаимодействия растворов с пластом, заключаем, что раствор № 2 не ухудшает коллекторские свойства пласта в 5 раз дольше, чем раствор № 3 и в 2 раза длительнее, чем раствор № 1.

По результатам расчетов построим диаграмму максимально допустимой продолжительности взаимодействия буровых растворов с пластом, рисунок 1.



**Рисунок 1. Диаграмма максимально допустимой продолжительности взаимодействия бурового раствора с пластом**

Проанализировав диаграмму, отмечаем, что раствор № 3 является наихудшим с точки зрения сохранения коллекторских свойств пласта.

При невозможности провести работы по вскрытию пласта за расчетное время, необходимо снизить гидродинамическое давление на пласт или уменьшить проницаемость фильтрационной корки и зоны кольматации или провести принудительную кольматацию призабойной зоны.

При превышении зоны проникновения фильтрата над глубиной перфорационного канала оценивается потеря продуктивности скважины по формуле

$$ППП = \frac{\alpha(1-\beta)}{(1-\beta)+\beta} \cdot 100 \% \quad (2)$$

где:

ППП - потеря продуктивности скважины, %;

$\alpha = 0,16 \ln (R_{\phi} / R_n)$ ;

$\beta$ - коэффициент восстановления проницаемости,  $\beta \geq 0,80 \pm 0,05$  [5].

Буровой раствор № 1

$R_n = 0,648$  м  $R_{\phi} = 0,779$  м

$$ППП = \frac{0,16 (\ln 0,779 / 0,648) \cdot (1 - 0,80)}{(1 - 0,80) + 0,80} \cdot 100 \quad \% = 0,6 \%$$

Буровой раствор № 3

$R_n = 0,648$  м  $R_{\phi} = 1,065$  м

$$ППП = \frac{0,16 (\ln 1,065 / 0,648) \cdot (1 - 0,80)}{(1 - 0,80) + 0,80} \cdot 100 \quad \% = 1,5 \%$$

При величине потери выше 5 % необходимо переходить на другой тип раствора, [6].

Проведенные расчеты показали, что рекомендуемые растворы не превышают 5 % потери продуктивности скважины, а значит их применение технологически оправдано.

### Список литературы:

1. Карагодин Ю.Н. О структуре гигантских месторождений в Западной Сибири / Геология нефти и газа. -№11. -С.56-60.
2. Зубарев В.Г. Исследование проникновения фильтрата прмывочных жидкостей в глинистые породы / В.Г. Зубарев, Б.В. Байдюк // Экспресс-информ. -М.: ВНИИЭГазпром, 1973. -№ 4.
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [Текст]. - Москва: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», Серия 08. Выпуск 19, 2013. - 288 с.