

Таблица 3

Экономические показатели применимости бинарных смесей

Аммиачная селитра, руб/т.	Нитрит натрия, руб/т	Рыночная стоимость нефти марки Urals, руб/бар.
9700	77000	4664,29

Вывод: Анализируя эффективность применения технологии БС на Усинском месторождении, характеризующимся высокой вязкостью нефти, как и большинство месторождений Западной Сибири, а также относительно схожим геологическим строением, и опираясь на зарубежный опыт, показывающий эффективность применения БС после длительного простаивания скважин, учитывая экономическую составляющую данной технологии, можно сделать вывод о том, что применение данной технологии на месторождениях Западной Сибири будет оправдывать экономические и технологические показатели.

Литература

1. Лисовский Н.Н. О классификации трудноизвлекаемых запасов / Н.Н. Лисовский, Э.М. Халимов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33–35.
2. Зимин А.С., Соснин А.В. Моделирование процессов тепло- и газовыделения при разложении бинарных систем в технологии добычи нефти и газа // Вестник технологического университета – 2016. Т.19. №19.
3. Касимов А.С. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Новые технологии нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием конференции. Т.2. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – с. 214 – 215.
4. Инновационные российские технологии: от метрологии к увеличению нефтеотдачи. Журнал «Нефтяное хозяйство», № 3, март 2016 г.
5. Александров Е.Н., Кузнецов Н.М., Козлов С.Н., Серкин Ю.Г., Низова Е.Е. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей. Георесурсы. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 154 – 159.

**АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯМИ**

**Д.Д. Кундич, Д.В. Казак**

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Продуктивные пласты многих нефтяных месторождений сложены слабосцементированными песчаниками. Данное обстоятельство усложняет процесс разработки из-за возникновения на забое и призабойной зоне скважин песчаных пробок, что ведет к быстрому износу скважинного оборудования и сепараторов. Также это приводит к изменению фильтрационно-емкостных параметров разрабатываемых пластов из-за массопереноса мелких механических частиц. Это может привести как к увеличению эффективной проницаемости и пористости коллекторов, так и их снижению из-за массопереноса механических частиц к призабойной зоне скважины, с последующем снижением депрессии [2].

На основании решения Дьячкова [1], дебит скважины, осложненной песчаной пробкой, равен:

$$Q_n = \frac{2\pi K_2 h (P_k - P_c)}{\mu b h \ln \frac{R_k}{r_c}} th(bh), \tag{1}$$

где  $b = \frac{2K_2}{r_c^2 \ln \frac{R_k}{r_c}}$  радиус скважины;  $P_k$  - давление на контуре;  $P_c$  – забойное давление;  $\mu$  - вязкость нефти. Расчет дебита совершенной скважины можно произвести по формуле Дюпон [2]:

$$Q_o = \frac{2\pi K_2 h (P_k - P_c)}{\mu b h \ln \frac{R_k}{r_c}}. \tag{2}$$

Исходя из (1) и (2), находим

$$\frac{Q_n}{Q_o} = \frac{th(bh)}{bh}. \tag{3}$$

Для месторождения X при  $r_c = 0,1$  м,  $R_k = 200$  м,  $h = 10$  м, получаем  $b = 5,13\sqrt{\delta}$ , ( $\delta = \frac{K_2}{K_1}$ ). В таблице представлены результаты расчетов по формуле (3) для различных параметров:

Таблица  
Зависимость производительности скважины от высоты песчаной пробки и проницаемости (при  $K_2/K_1=0,1$ )

$\delta = \frac{K_2}{K_1}$	0.01	0.1	0.2		0.4	0.6	0.8	1.0
$\frac{Q_{\pi}}{Q_0}$	0.195	0.060	0.044		0.031	0.025	0.022	0.019
$h_1, \text{ м}$	1	2	3		5	6	8	10
$\frac{Q_{h1}}{Q_h}$	0.96	0.86	0.66		0.56	0.47	0.26	0.06

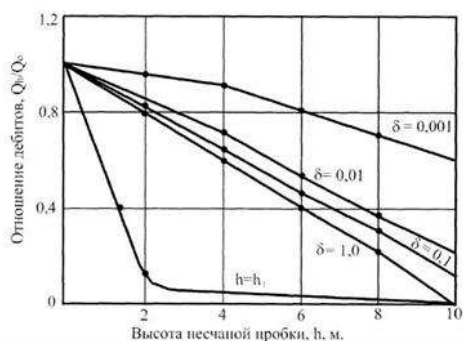
По результатам расчетов можно сделать вывод, что дебит скважины относительно идеальной снижается до 19,5%, даже при превышении проницаемости песчаной пробки над проницаемостью пласта в 100 раз.

В случае, если проницаемость пробки не превышает проницаемость коллектора, а равна ей, то дебит такой скважины составит всего 2,0% от дебита совершенной скважины.

При  $K_1=\infty$  (для совершенной скважины)  $\delta = 0$  и  $b=0$ . Тогда  $\lim_{bh \rightarrow 0} \frac{th(bh)}{bh} = 1$ , т.е.  $\frac{Q_{\pi}}{Q_0} = 1$ . Если допустить, что часть пласта толщиной  $h_1$  фильтрует нефть в песчаную пробку в количестве  $Q_{h1}$ , а часть пласта толщиной  $(h-h_1)$  работает на совершенную скважину с той же толщиной  $(h-h_1)$  и, поступая аналогично решению предыдущей задачи, было получено следующее выражение для отношения дебитов:

$$\frac{Q_{h1}}{Q_0} = \frac{th(bh_1)}{bh} + \frac{h-h_1}{h} \quad (4)$$

В таблице также приведены результаты расчетов по формуле (4) для различных высот песчаных пробок.



**Рис. Отношение дебитов скважины с песчаной пробкой ( $Q_h$ ) и совершенной скважины ( $Q_0$ ) в зависимости от высоты песчаной пробки и отношения проницаемостей ( $K_2/K_1$ ) [1]**

освоения и эксплуатации скважин. Для предотвращения пескопроявлений с различной эффективностью применяются такие методы воздействия на пласт как механические, химические, физико-химические и другие [3].

#### Литература

1. Дьячков В.Н. Исследование и разработка методов предупреждения выноса песка при строительстве и освоении водозаборных скважин (на примере месторождений Сургутского района). Дисс. на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000.
2. Гилаев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов: дис. канд. техн. наук. Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН. - Москва, 2012.
3. Нескин В.А. Разработка и исследование композиций на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в газовых скважинах: дисс. канд. техн. наук. Москва: Изд-во РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016.