

На конкурс научных работ Российской ассоциации содействия науки
(в рамках реализации социально значимого проекта «Научные традиции: диалог поколений»)

**ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
ЗАКАЧКОЙ ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ**

Автор: Хавкин Борис Александрович

*Москва, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина,
аспирант*

29 «июня» 2017 г.

Москва

Обосновано использование подтоварной воды для повышения эффективности добычи нефти.

Ключевые слова: проницаемость, пористость, минерализация, вязкость, КИН, полимер.

Полимерные технологии являются высокоэффективным методом повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) на объектах с повышенной вязкостью нефти. Но эффективность метода уменьшает влияние минерализации воды, на которой затворен полимер.

Вязкость полимерного раствора в минерализованной воде примерно в 5 раз меньше вязкости того же раствора в пресной воде (рис. 1) [1-4]. Поэтому при обосновании технологии необходимо учитывать минерализацию воды [5, 6].

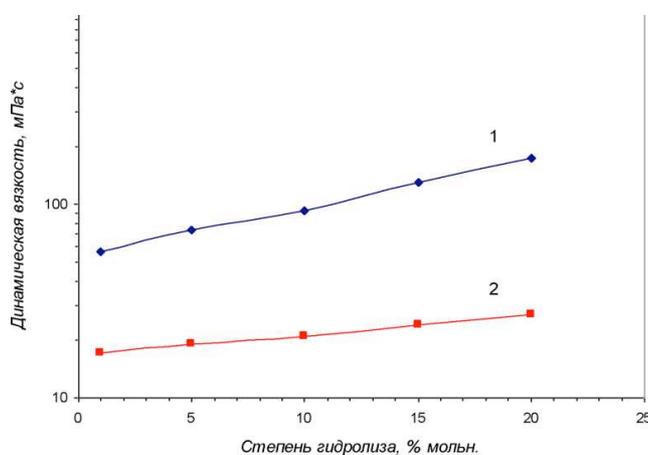


Рис. 1. Влияние минерализации на вязкость полимерных растворов при температуре 25°C:
1- пресная вода, 2 – минерализованная.

Проведем расчеты различных вариантов закачки полимерных систем на некотором месторождении с учетом минерализации пластовой и закачиваемой вод.

Разработка этого месторождения осуществляется в соответствии с проектным документом [4] с применением преимущественно площадного заводнения с девятиточечной схемой расположения скважин с плотностью сетки 16 га/скв. Поэтому для расчета примем расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной равным 560 м. Тогда ширина модельного участка составит $16 \text{ га} / 560 \text{ м} = 285 \text{ м}$.

В соответствии с [1, 4], примем для расчетов пористость 28%, толщину пласта 9 м, коэффициент нефтенасыщенности 0,8, предельное значение остаточной нефтенасыщенности – 0,3, начальное пластовое давление 9 МПа, температуру 41°C, вязкость воды в пластовых условиях 0,5 мПа·с, объем закачки – 100 м³/сут. Отсюда при моделировании линейного вытеснения скорость закачки U составляет $100 \text{ м}^3/\text{сут} / 9 \text{ м} / 285 \text{ м} / 365 = 0,0001 \text{ м/год}$. Характерное время примем равным 1 год, характерное расстояние примем равным 560 м.

Из рис. 1 следует, что при применяемой концентрации полимера в растворе его вязкость в пресной воде составит 95 мПа·с. Такая величина излишне большая, и поэтому в модельных

расчетах будем считать, что закачивается полимерный раствор вязкости 19,5 мПа·с постоянно (объемом 1,5 порового объема), а не 30%-ной оторочкой.

Были рассчитаны следующие модельные варианты вытеснения нефти на месторождении Каламкас: заводнение минерализованной водой, вытеснение нефти оторочкой полимерного раствора на минерализованной воде в размере 30% порового пространства, вытеснение нефти полимерным раствором на подтоварной воде.

Пусть m – пористость, k – проницаемость пористой среды, S – водонасыщенность, U – суммарная скорость фильтрации фаз, c и b – заданные в долях единицы концентрация полимера и солей в воде, соответственно, a и α – количество сорбированного полимера и солей в единице объема пористой среды, f_i – относительные фазовые проницаемости (индекс $i = 1$ относится к воде), μ_i – вязкости фаз. Обезразмерим все параметры:

$$\bar{c} = c/c^*; \bar{b} = b/b^*; \bar{a} = a/(c^*); \bar{\alpha} = \alpha/(b^*); \bar{U} = U/U^*; \mu = \mu_1/\mu_2 \quad (1)$$

Система уравнений (математическая модель), описывающая процесс вытеснения нефти полимерным раствором с учетом ионного обмена (влияния минерализации воды) в безразмерном виде (черточки над безразмерными переменными опущены) состоит из уравнений баланса для воды, нефти, полимеров и солей и уравнений фильтрации [5, 6]:

$$\begin{aligned} m \frac{\partial S}{\partial t} + U \frac{\partial F}{\partial x} &= 0; F = f_1/(f_1 + \mu f_2) & (2) \\ \frac{\partial (mcS + a)}{\partial t} + U \frac{\partial (cF)}{\partial x} &= 0 \\ \frac{\partial (mbS + \alpha)}{\partial t} + U \frac{\partial (bF)}{\partial x} &= 0 \end{aligned}$$

Значение U в уравнениях (2) на основе ранее принятых параметров равно 0,0000001 (1 год · 0,0001 м/год / 560 м).

Модельные кривые фазовых проницаемостей были выбраны в соответствии с [4, 5] и конкретными данными по месторождению Каламкас:

$$f_1(S, a) = \frac{l}{a+l} \left[\frac{S-0,2}{0,8} \right]^2; f_2(S) = \left[\frac{0,7-S}{0,5} \right]^2 \quad (3)$$

Действие сорбированного полимера учитывалось введением соответствующего коэффициента в формулу фазовой проницаемости для раствора, где l - константа, значение которой определяется необходимым уменьшением $f(S, a)$ при увеличении значения « a » от нуля до заданного значения. Такой вид зависимости фактора сопротивления для полимерного раствора достаточно хорошо соответствует экспериментальным данным [7]. Исходя из фактора сопротивления 100 и вязкости полимерного раствора 19,5 мПа·с, уменьшение фазовой проницаемости принималось равным 5, а остаточное уменьшение фазовой проницаемости принималось равным 3.

По аналогии с [5], вязкость полимерного раствора определялась по квадратичной формуле с уточненными под данный полимер коэффициентами:

$$\mu'_i(c, b) = 1 + (2800 \cdot c^* \cdot c + 6,36 \cdot 10^6 \cdot c^{*2} \cdot c^2)/(1 + bR) \quad (4)$$

где R - константа, определяемая из экспериментальных данных. Смысл формулы (4) следующий: вязкость полимерного раствора отличается от вязкости воды на величину (2800·

$c^* \cdot c + 6,36 \cdot 10^6 \cdot c^{*2} \cdot c^2$), а эта добавка, в свою очередь, уменьшается в $(I+R)$ раз при увеличении минерализации раствора от нуля до b^* ($b=1$). Из вышеизложенного следует, что $R=4$.

Сорбция полимера считалась соответствующей изотерме Генри, что справедливо в очень широком диапазоне пластовых условий [5, 8], и задавалась по формуле:

$$a = \gamma_1 \cdot c q(b) \quad (5)$$

где $q(b)$ - определяемая по экспериментальным данным функция.

Для расчетов $q(b)$ вычислялась по данным работы [5] следующим образом: за $q(b)$ принималось отношение сорбции полимера в минерализованной воде к сорбции полимера в пресной воде. Выбранное по данным работы [8] приближение $q(b)$ имеет вид:

$$q(b) = 1 + 4664 \cdot 10^5 (b^* \cdot b)^8 \quad (6)$$

и принимает максимальное значение 15 при наших исходных данных.

Сорбция и десорбция солей также считалась соответствующей изотерме Генри:

$$\alpha = \gamma_2 b \quad (7)$$

Примем $\gamma_1 = 0,01$, $\gamma_2 = 0,03$.

Целью расчетного исследования было сравнить нефтеотдачу, получаемую при двух вариантах закачки полимерных растворов: первый вариант – закачка полимерного раствора, затворенного на пластовой воде, второй – на воде, имеющей вдвое меньшую минерализацию (подтоварная вода). Эффективность этих вариантов сравнивалась с эффективностью заводнения пластовой водой, поскольку эффективность заводнения подтоварной водой будет явно ниже эффективности применения полимерного раствора на подтоварной воде.

Используемые в расчетах параметры приведены в табл. 2.

Таблица 2

Расчетные значения параметров

Параметры	Значение
Пористость, m	0,28
Расстояние между скважинами, L (м)	560
Ширина пласта, B (м)	285
Толщина пласта, h (м)	9
Вязкость нефти, μ_n (мПа·с)	13,4
Скорость фильтрации, U (м/сут)	0,0001
Время закачки полимера, t (годы)	70
Концентрация полимера, c (г/л)	1,5
Концентрация солей в пластовой воде, b_1 (г/л)	116
Концентрация солей в подтоварной воде, b_2 (г/л)	60

Обезразмеривание параметров проведено по формулам (1). Граничные и начальные условия для случая закачки раствора на пластовой воде имеют вид (8), для случая закачки раствора на подтоварной воде – вид (9), для заводнения – вид (10).

$$s(x,0) = 0,2; s(0,t) = 0,7; c(x,0) = 0; c(0,t) = 1; b(x,0) = 1; b(0,t) = 1 \quad (8)$$

$$s(x,0) = 0,2; s(0,t) = 0,7; c(x,0) = 0; c(0,t) = 1; b(x,0) = 1; b(0,t) = 0,5 \quad (9)$$

$$s(x,0) = 0,2; s(0,t) = 0,7; c(x,0) = 0; c(0,t) = 0; b(x,0) = 1; b(0,t) = 1 \quad (10)$$

Система уравнений (2) с условиями (8)-(10) решалась численным способом в программном комплексе Maple. Для этого была написана соответствующая программа, в которой при решении имеющейся системы уравнений были использованы конечно-разностные схемы.

В результате расчетов были получены графики распределения водонасыщенности S в пласте (рис. 2) и динамика КИН (рис. 3).

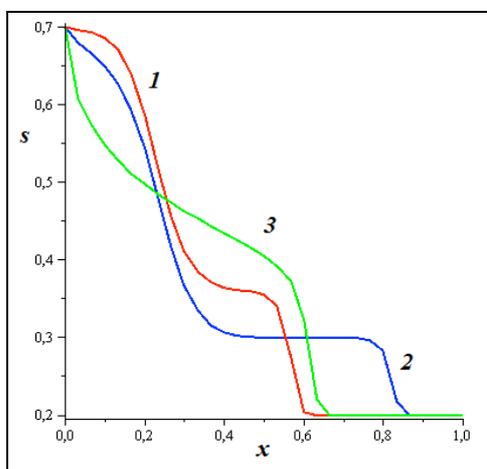


Рис. 2. Распределение водонасыщенности S вдоль расстояния между скважинами.

1 – закачка полимерного раствора с $b = 60$ г/л (подтоварная вода), 2 – закачка полимерного раствора с $b = 116$ г/л (пластовая вода), 3 – заводнение (пластовая вода).

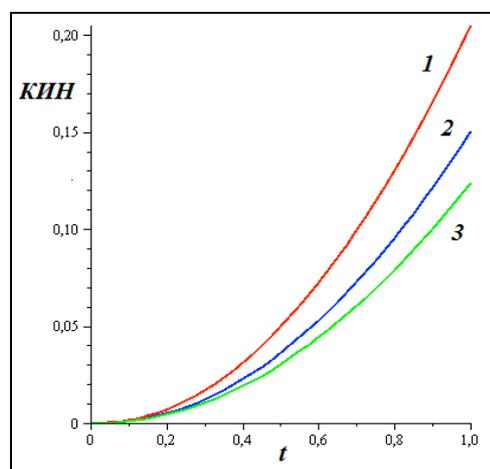


Рис. 3. Зависимость КИН от безразмерного времени.

1 – закачка полимерного раствора с $b = 60$ г/л (подтоварная вода), 2 – закачка полимерного раствора с $b = 116$ г/л (пластовая вода), 3 – заводнение (пластовая вода).

Из полученных результатов можно сделать вывод, что затворение полимерного раствора на подтоварной воде увеличивает КИН на этом месторождении по сравнению с затворением на пластовой воде более чем на 0,05, а по сравнению с заводнением – более чем на 0,08.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иманбаев Б.А. Геолого-физические особенности месторождения Каламкас // Естественные и технические науки, 2016, № 3, с.363-365.
2. Иманбаев Б.А. Проблемы разработки месторождения Каламкас // Естественные и технические науки, 2016, № 3, с.363-365.
3. Иманбаев Б.А. Особенности полимерной технологии разработки месторождения Каламкас // V Международная Конференция «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям», Москва, 22-23 ноября 2016г., М., Нефть и газ, с.102-108.
4. Проект на выполнение работ по опытно-промышленному испытанию технологии заводнения с повышенной вязкостью вытесняющего агента на участках месторождения Каламкас // АО «КазНИПИМунайгаз», Актау, 2014, 262с.
5. Хавкин А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами // М., МО МАНПО, 2000, 525с.
6. Хавкин А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа // М.-Ижевск,

ИИКИ, 2010, 692с.

7. *Ентов В.М., Полищук А.М.* О роли сорбционных процессов при движении полимерных растворов в пористой среде // Изв.АН СССР, Механика жидкости и газа, 1975, № 3, с.68-76.

8. *Smith F.W.* The behavior of partially hydrolyzed polyacryl-amid solution in porous media // J.Petrol. Technol., 1970, v.22, №2, pp.148-156.