

УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ ВЯЗКОПЛАСТИЧНОЙ НЕФТИ ВОДОЙ

FEATURES OF WATER OIL REPLACEMENT VISCOPLASTIC

Коротенко В.А., Сабитов Р.Р., Кушакова Н.П., Сидоров И.В.

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»,
г. Тюмень, Российская Федерация

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный архитектурно-строительный
университет», г. Тюмень, Российская Федерация

ОАО «НК «Роснефть», г. Москва, Российская Федерация

V.A. Korotenko, R.R. Sabitov, N.P. Kushakov, I.V. Sidorov

FSBEI of HPE “Tyumen State Oil and Gas University”,
Tyumen, the Russian Federation

FSBEI of HPE “Tyumen State University of Architecture and Civil Engineering”,
Tyumen, the Russian Federation

OAO NK “Rosneft”, Moscow, the Russian Federation

e-mail: sabitov-razil@mail.ru

Аннотация. При разработке месторождений с высоковязкой нефтью с целью повышения нефтеотдачи использовались и используются различные методы: разработка на естественных режимах, вытеснение нефти водой пластовой температурой (холодной водой), тепловые методы (закачка горячей воды и пара), физико-химические методы. На базе известных физических взаимодействий нефти и агента вытеснения разработаны и внедрены различные технологии, позволяющие повысить добычу нефти.

В данной статье рассматривается процесс вытеснения вязкопластичной нефти холодной водой при пластовой температуре. Установлены параметры, влияющие на время продвижения фронта вытеснения: коэффициент гидропроводности вытесняющей жидкости, начальный градиент давления и приведенный радиус скважины. Начальный градиент давления пропорционален динамической вязкости нефти и зависит от размеров поровых каналов и физических свойств коллектора. Одним из не мало важных параметров влияющих на скорость фронта вытеснения является степень цементированности коллектора. Вынос механических примесей свидетельствует о разрушении первоначальной фильтрационно-емкостной системы в ПЗП добывающих и нагнетательных скважин. При эксплуатации скважин месторождения Катангли был установлен значительный вынос механических примесей при небольших депрессиях и забойных давлениях, потому что в призабойной зоне пласта

коллектор, слабосцементированный. Величина забойного давления превышала предел прочности породы и приведенный радиус скважины в процессе эксплуатации увеличивается. Для предотвращения выноса механических примесей и закрепления призабойной зоны пласта использовали полимерные композиции «Геотерм-01».

Определены значения времени продвижения фронта вытеснения для разных значений приемистости, влияние приведенного радиуса скважины на время фронта вытеснения. Установлено, что при вытеснении нефти водой гидродинамический фронт вытеснения зависит не только от физических свойств коллектора, но и от начального градиента давления вытесняемой нефти.

Abstract. In the development of high-viscosity oil fields to enhance oil recovery have been used by a variety of methods: development on the natural modes, the displacement of oil by water reservoir temperature (cold water), thermal methods (injection of hot water and steam), physico-chemical methods. On the basis of the known physical interactions and oil displacement agent developed and implemented a variety of technologies to enhance oil recovery.

This article discusses the process of displacement of oil visco-plastic cold water at reservoir temperature. The parameters that influence the advance of the front displacement: displacement liquid water permeability coefficient, the initial pressure gradient and the reduced radius of the well. Initial pressure gradient is proportional to the dynamic viscosity of the oil, depending on the size of the pore channels and the physical properties of the reservoir. One of quite a few important parameters affecting the speed of the displacement front is the degree of consolidation of the collector. Removal of solids indicates the destruction of the initial permeability and porosity of the PPP in the production and injection wells. When wells Katangli field was set significant removal of mechanical impurities in small depressions and down hole pressures, because the bottom hole formation zone collector, weakly. The value of the bottom hole pressure exceeds the tensile strength of the rock and the reduced radius of the well in service increases. To prevent the removal of solids and fixing layer zones used polymer composition "Geoterm-01".

The values of time promoting the displacement front for different pickups, the impact of the reduced radius of the well at the time of the displacement front. It is established that in the displacement of oil by water displacement front hydrodynamic depends not only on the physical properties of the reservoir, but also on the initial pressure gradient of oil displaced.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, процесс фильтрации, месторождение Катангли, двухфазная фильтрация, вынос механических примесей.

Key words: high-viscosity oil filtering process Katangli field, two-phase filtration, removal of impurities.

Высоковязкие нефти в отличие от маловязких, легких нефтей имеют особенности строения, физических свойств, химического состава. Это влияет на процессы фильтрации, вытеснения нефти и, в конечном счете, на нефтедобычу. Для описания процессов фильтрации, учитывающих особенности высоковязких нефтей, отечественными авторами А.Х. Мирзаджанзаде, А.Т. Горбуновым [1,2] и другими разработаны три модели фильтрации. Применение любой технологии для повышения нефтеотдачи, построение гидродинамических моделей фильтрации высоковязких нефтей должны основываться на одной из трех моделей выбор, которой определяется физическими свойствами нефтей и коллектора.

В данной статье рассматривается процесс вытеснения вязкопластичной нефти, соответствующей первой модели фильтрации, холодной водой при пластовой температуре.

Пусть нагнетательная скважина работает с постоянной приемистостью $Q_w = Q$. Начальное пластовое давление P_0 . Эксплуатационные скважины находятся на расстоянии R . Температура закачиваемой в пласт воды совпадает с пластовой температурой, теплообменом между нефтью и водой пренебрегаем, вытеснение гидродинамическое. За фронтом вытеснения нефти водой образуется зона двухфазной фильтрации, течение флюидов в которой не рассматриваются.

Уравнение пьезопроводности для закачиваемой в пласт воды примет вид:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\chi}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} + gr \right) \quad (1)$$

Начальное условие:

$$p(r, 0) = p_0.$$

Граничные условия:

$$r \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = -q \quad q = \frac{Q}{2\pi\varepsilon},$$

где Q – приемистость скважины, ε – коэффициент гидропроводности воды, g – начальный градиент давления. По первой модели фильтрации начальный градиент давления величина постоянная.

Граничное условие на фронте вытеснения примет вид:

$$\frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=\rho(t)} = -g \quad (2)$$

Здесь p – давление воды в зоне вытеснения, $\rho(t)$ – радиус фронта вытеснения. Знак минус соответствует закачке воды.

Для определения распределения давления в зоне вытеснения применим метод интегральных соотношений, решение будем искать в виде [3] и в результате получим:

$$p(r, t) = p_0 - qLn \frac{r}{\rho(t)} - (g\rho(t) - q) \frac{r^n}{\rho^n(t)} Ln \frac{r}{\rho(t)}. \quad (3)$$

$n = 1, 2, 3$.

Радиус фронта вытеснения определяется из кубического уравнения:

$$g\rho^3(t) + \frac{qn(n+4)}{4}\rho^2(t) - \chi(n+2)^2(q - gr_c)t = 0 \quad (4)$$

Уравнение (4) совпадает с уравнением, полученным для определения радиуса зоны возмущения давления добывающей скважины [3]. Но в (4) все параметры, кроме g , являются характеристиками фильтрации воды.

Зависимость времени от радиуса фронта вытеснения примет вид:

$$t = \frac{\rho^2(t)[4g\rho(t) + qn(n+4)]}{4\chi(n+2)^2(q - gr_c)} \quad (5)$$

Из (5) следует, что:

$$q - gr_c > 0 \text{ или } Q > \frac{2\pi khgr_c}{\mu}.$$

Таким образом, на время продвижения фронта вытеснения существенно влияют коэффициент гидропроводности вытесняющей жидкости, начальный градиент давления и приведенный радиус скважины. Начальный градиент давления пропорционален динамической вязкости нефти и зависит от размеров поровых каналов и физических свойств коллектора.

Отметим, что при $r_c \leq r \leq \rho(t)$ в пласте возникает двухфазная фильтрация. Для определения распределения давления нефти и воды в зоне совместной необходимо знать зависимости относительных фазовых проницаемостей от коэффициента водонасыщенности.

В результате гидродинамических испытаний и эксплуатации скважин месторождения Катангли установлен значительный вынос механических примесей (КВЧ до 0,5 мг/ 1л жидкости). В призабойной зоне пласта коллектор, слабосцементированный, разрушался даже при небольших депрессиях и забойных давлениях 6,0-8,6 МПа, величина забойного давления превышала предел прочности породы, приведенный радиус скважины в процессе эксплуатации увеличивается. Для предотвращения выноса механических примесей и закрепления призабойной зоны использовали полимерные композиции «Геотерм-01» [4].

Определим время продвижения фронта вытеснения (5) для разных значений приемистости от 300 м³/сут до 80 м³/сут, начальный градиент давления постоянный.

Пример 1.

Пусть $k = 3 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$, $\mu_g = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\beta_g = 2 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$, $g = 0,473 \text{ МПа/м}$, $R = 100 \text{ м}$.

Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1. Зависимость время продвижения фронта вытеснения нефти водой от приемистости

Q	300 м ³ /сут	150 м ³ /сут	80 м ³ /сут	g = 0
n	t сут	t сут	t сут	t сут
1	2,53	7,70	186,88	0,009
2	1,43	4,35	105,31	0,012
3	0,92	2,80	67,56	0,014

При постоянной приемистости с увеличением численного параметра n время продвижения фронта вытеснения убывает. С уменьшением приемистости время возрастает. Если начальным градиентом давления пренебречь (последний столбец $g = 0$), то время достижения менее одних суток. Давление на забое нагнетательной скважины меняется от 9,3 до 9,21 МПа. Превышает предел прочности породы. Частицы породы закупоривают поровые каналы в призабойной зоне пласта вокруг нагнетательной скважины. Причем, в первую очередь каналы большого диаметра, проницаемость высокопроницаемых прослоев резко уменьшается, приемистость падает, приведенный радиус скважины возрастет. Увеличивается время достижения границы R. Из условия (5) следует, что с возрастанием приведенного радиуса скважины время возрастает.

Пусть при $Q = 150$ м³/сут приведенный радиус меняется от 0,154 м до 0,195 м. Значения t приведены в таблице 2. Сравнивая расчетные значения таблиц 1 и 2, отметим, что величина приведенного радиуса скважины существенно влияет на время распространения фронта вытеснения.

Таблица 2. Изменение времени фронта вытеснения от приведенного радиуса скважины

r _{пр} , м	0,154	0,194
n	t сут	t сут
1	18,34	889,93
2	10,35	502,29
3	6,66	322,86

Пример 2. Пусть добывающая и нагнетательная скважины начали работать одновременно. Примем приведенный радиус скважин одинаковым 0,194 м. Приемистость нагнетательной скважины равна 150 м³/сут, дебит добывающей скважины 10 м³/сут время работы скважин 80 суток.

Таблица 3. Расчет радиусов вытеснения нефти водой и радиуса зоны возмущения давления добывающей скважины

n	$\rho_v(t)$	$\rho_n(t)$
1	44,58	86,57
2	53,90	105,87
3	62,42	121,11

При одновременном начале эксплуатации радиус зоны возмущения добывающей скважины в два раза превышает радиус фронта возмущения нагнетательной скважины.

Выводы

При вытеснении нефти водой гидродинамический фронт вытеснения зависит не только от физических свойств коллектора, но и от начального градиента давления вытесняемой нефти. Распространение фронта вытеснения высоковязкой нефти происходит медленнее, чем фронта вытеснения маловязкой нефти. На скорость фронта вытеснения влияют степень цементированности коллектора, вынос механических примесей свидетельствует о разрушении первоначальной фильтрационно-емкостной системы в ПЗП добывающих и нагнетательных скважин. Следовательно, на моделирование технологических процессов и конечную нефтеотдачу.

Список используемых источников

1. Огибалов П.М., Мирзаджанзаде А.Х. Нестационарные движения вязкопластичных сред. М.: изд-во МГУ. 1977. 372 с.
2. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981. 237 с.
3. Определение радиуса зоны возмущения давления скважин, эксплуатирующих залежи с вязкопластическими нефтями / Коротенко В.А. [и др.] // Наука и ТЭК, Тюмень. 2011. №7. С.21-22.
4. Сидоров И.В. Демичев С.С., Сабитов Р.Р. Анализ работы по изоляции водо- и пескопроявления на скважинах месторождений «РН-Сахалинморнефтегаз» // Территория Нефтегаз, 2010. № 4. С. 14-16.

References

1. Ogibalov P.M., Mirzadzhanzade A.Kh. Nestatsionarnyye dvizheniya vyazkoplastichnykh sred. M., izd-vo MGU, 1977. 372 s. [in russian].
2. Gorbunov A.T. Razrabotka anomalnykh neftyanykh mestorozhdeniy. M.: Nedra, 1981. 237 s. [in russian].

3. Korotenko V.A. Opredeleniye radiusa zony vozmushcheniya davleniya skvazhin, ekspluatiruyushchikh zalezhi s vyzkoplasticheskimi neftyami / V.A. Korotenko, N.P. Kushakova, A.N Sumin, A.K Yagafarov. // Nauka i TEK, 2011. №7. ООО «Siti-press», Tyumen, S.21-22. [in russian].

4. Analiz raboty po izolyatsii vodo- i peskoproyavleniya na skvazhinakh mestorozhdeniy «RN-Sakhalinmorneftegaz» / I.V.Sidorov, S.S. Demichev, R.R. Sabitov // Territoriya neftegaz, 2010. №4. S.14-16. [in russian].

Сведения об авторах

Information about authors

Коротенко В.А., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНУ, г. Тюмень, Российская Федерация

V.A. Korotenko, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Chair “Development and Operation of Oil and Gas Fields”, FSBEI of HPE TSOU, Tyumen, the Russian Federation

Сабитов Р.Р., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО ТГНУ, г. Тюмень, Российская Федерация

R. R. Sabitov, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Chair “Development and Operation of Oil and Gas Fields”, FSBEI of HPE TSOU, Tyumen, the Russian Federation

Кушакова Н. П. канд. техн. наук, доцент кафедры «Высшей и прикладной математики», ФГБОУ ВПО ТГАСУ, г. Тюмень, Российская Федерация

N. P. Kushakova Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Chair “Higher and Applied Mathematics”, FSBEI of HPE TSUACE, Tyumen, the Russian Federation

Сидоров И. В., зам. начальника управления супервайзинга Департамента нефтепромысловых услуг и супервайзинга ОАО НК «Роснефть», г. Москва, Российская Федерация

I. V. Sidorov, Deputy Head of the Department supervising oilfield services and supervising NK “Rosnef”, Moscow, the Russian Federation.

e-mail: sabitov-razil@mail.ru