

УДК 622.276.1/.4.001

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С
ВЯЗКОПЛАСТИЧНЫМИ СВОЙСТВАМИ НЕФТИ**

¹Р.Х. Низаев, ²И.А. Гуськова, ²Р.Ш. Назмутдинов

¹Институт «ТатНИПИнефть»

²Альметьевский государственный нефтяной институт

**DEVELOPMENT OF OIL RESERVOIRS
WITH NON-NEWTONIAN FLUIDS**

¹R.Kh. Nizaev, ²I.A.Guskova, ²R.Sh.Nazmutdinov

¹TatNIPIneft Institute

²Almetyevsk State Petroleum Institute

E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Аннотация. При разработке нефтяных месторождений следует обратить внимание на проявления структурно-механических свойств нефти. Для месторождений с нефтью, которой свойственны неньютоновские свойства, необходимы иные формулировки расчета коэффициента извлечения нефти.

Abstract. Special attention should be given to structural and mechanical properties of oils in oilfield development projects. Reservoirs containing oils that can be characterized as non-Newtonian fluids require an alternative formula to calculate oil recovery factor.

Ключевые слова: структурно-механические свойства; коэффициент извлечения нефти; неньютоновская жидкость; плотность сетки скважин.

Key words: structural and mechanical properties; oil recovery factor; non-Newtonian fluid; well spacing

В связи с тем, что многие месторождения находятся в завершающей стадии разработки, увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов нефти и сложность их добычи. Соответственно увеличивается доля нефти с неньютоновскими свойствами, которой свойственно проявление такого качества, как предельный градиент сдвига. Наличие данного предельного градиента сдвига приводит к тому, что в областях, где перепад давления меньше некоторого критического значения, жидкость не течет. Экспериментально установлено, что проявление предельного градиента сдвига происходит даже в случае фильтрации воды [1]. Влияние данного фактора может значительно повлиять на коэффициент извлечения нефти.

И. Ньютон в конце XVII века экспериментально установил, что любой жидкости свойственна вязкость, т. е. внутреннее трение. Вязкость приводит к возникновению сил трения между движущимися с различными скоростями слоями жидкости, а также между жидкостью и омываемым ею телом. Им было установлено, что сила трения пропорциональна коэффициенту вязкости жидкости и градиенту (перепаду) скорости потока в направлении, перпендикулярном его движению. Жидкости, подчиняющиеся этому закону, называют ньютоновскими в отличие от неньютоновских жидкостей, у которых зависимость между силой вязкого трения и скоростью жидкости имеет более сложный характер [2, 3].

Параметр подвижности нефти не учитывает, что вязкость нефти может зависеть от скорости ее течения и соответственно от перепада

давления в этой области порового пространства в пласте. Как показывает практика, перепад давления меняется в течение времени в зависимости от стадии разработки залежей, близости расположений нейтральных линий тока, режима нагнетания, режимов работы как добывающих, так и нагнетательных скважин.

Рассмотрим неньютоновское движение жидкости на бобриковском горизонте Мельнинского поднятия Мельнинского месторождения. В данном случае вязкость составляет на данном участке 315,2 мПа·с. В модели условно меняется данная вязкость и приобретает значения от 5 до 600 мПа·с. Расчет проводится на прогноз до 2065 г.

В данном программном пакете параметр неподвижности ниже некоторого предельного значения перепада давления задается ключевым словом OVRG. Оно позволяет пользователю моделировать изменения в вязкости в виде функции от течения жидкости. Проявляется эффект типичного статического трения: нефть более вязкая, когда не движется и вязкость уменьшается по мере увеличения скорости движения. В модели для реализации данного эффекта используется экспоненциальная интерполяция:

$$\mu_{oil} = \mu_{oil0} \cdot (F_{oil} - 1 \cdot \exp -\frac{V}{V_0} + 1),$$

где V – скорость движения нефти, м/с; V_0 – скорость нефти, при которой вязкость падает до значения $1/e$, м/с; μ_{oil} – вязкость нефти, Па/м; μ_{oil0} – начальная вязкость нефти, Па/м; F_{oil} – множитель вязкости, ед.

Графически это выглядит, как на рис. 1.

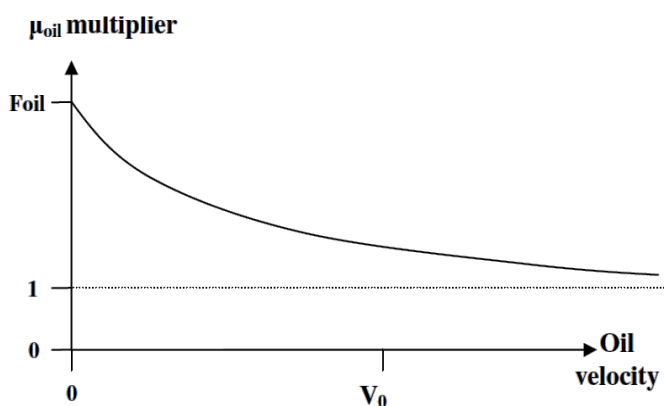


Рис. 1. Зависимость вязкости неньютоновской жидкости от ее скорости движения

На рис. 2 представлены критические значения предельных гидродинамических давлений сдвига, выше которых разница в расчетах в накопленной добыче нефти по сравнению с вариантом без учета предельного гидродинамического давления сдвига (ПГДС) через 47 лет составляет более 5 % в условиях Мельнинского нефтяного месторождения. Именно такая погрешность была принята за критический, так как в процессе адаптации истории разработки погрешность накопленной добычи жидкости и нефти должна быть не более 5 %.

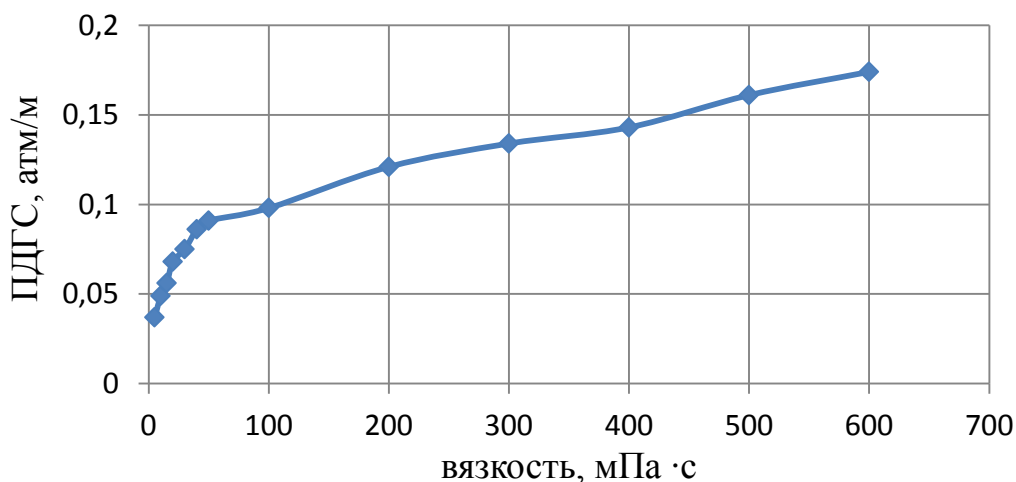


Рис. 2. Критические значения предельных гидродинамических давлений сдвига в зависимости от вязкости

Как видно из рис. 2, при увеличении динамической вязкости нефти значения ПГДС увеличиваются.

На рис. 3 представлена зависимость накопленной добычи нефти от ПГДС при данной вязкости 315,2 мПа·с на Мельнинском месторождении.

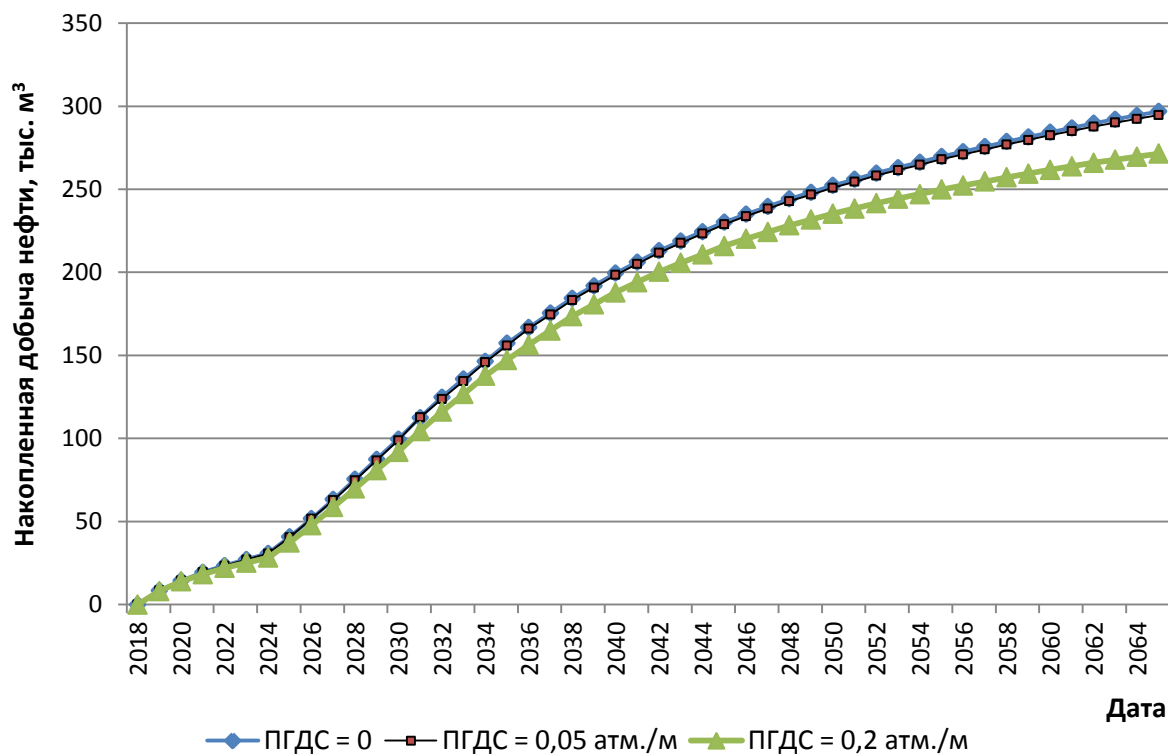
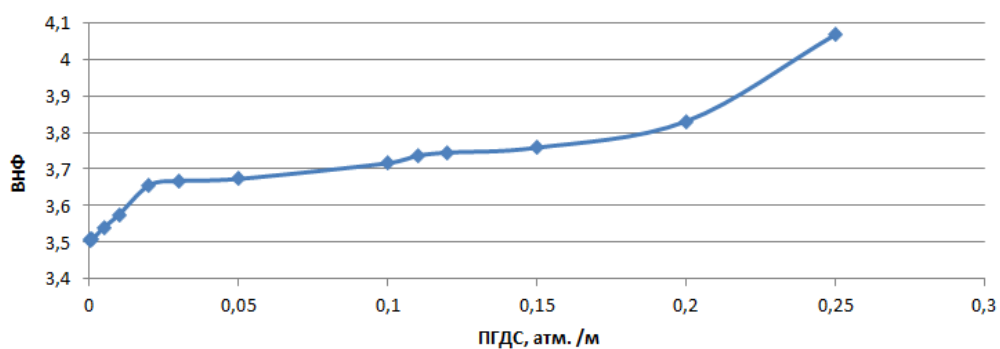


Рис. 3. Зависимость накопленной добычи нефти от ПГДС

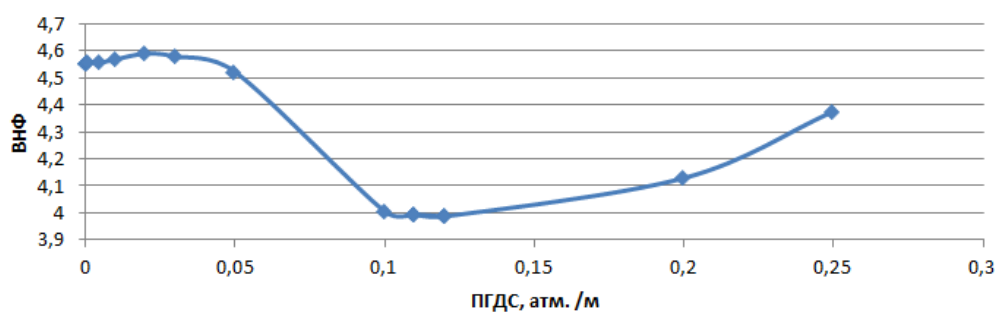
Как видно из рис. 3, при ПГДС, равной 0,05 атм/м, происходит незначительное снижение накопленной добычи нефти. Как было представлено на рис. 2, можно по графику найти критическое значение ПГДС, которое при данной вязкости на этом месторождении составит 0,134 атм/м.

Как видно из рис. 4, при увеличении значения ПГДС водонефтяной фактор меняется различным способом при разных вязкостях. При более низких показателях вязкости прослеживается больший разброс значений ВНФ.

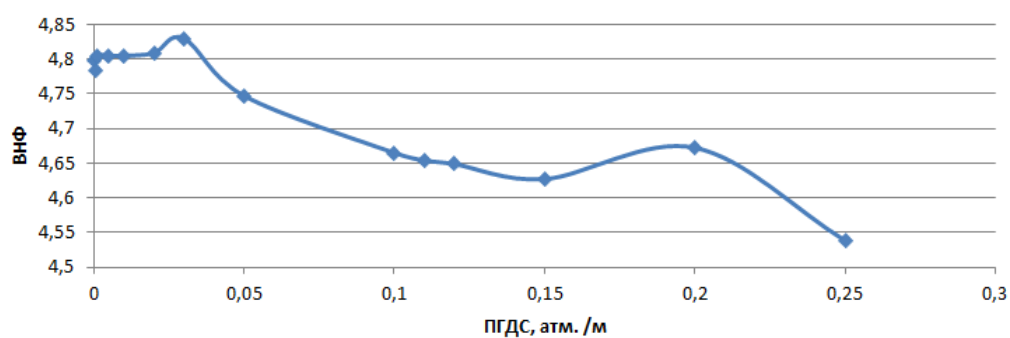
Как это уже известно, коэффициент нефтеизвлечения является одной из самых важных величин при разработке нефтяных месторождений. Он состоит из двух составляющих в уравнении и находится как произведение коэффициента вытеснения и коэффициента охвата.



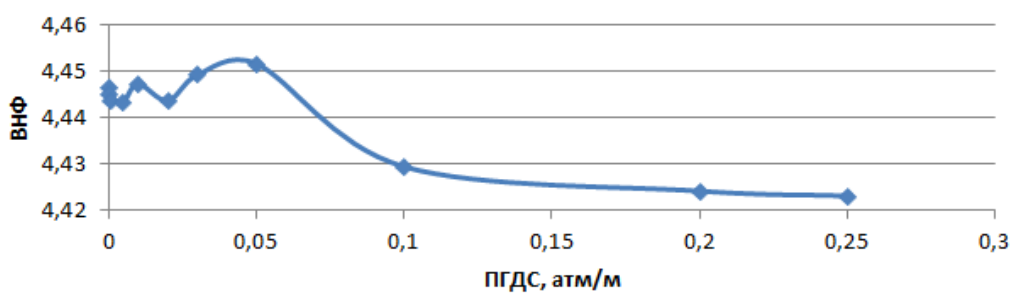
а) при вязкости 10 мПа·с



б) при вязкости 20 мПа·с



в) при вязкости 100 мПа·с



г) при вязкости 400 мПа·с

Рис. 4. Зависимость ВНФ от ПГДС при различной вязкости

Коэффициент охвата напрямую связан с плотностью сетки скважин. Коэффициент нефтеизвлечения можно так же выразить таким образом:

$$\eta = A \cdot e^{-\alpha \cdot S^n},$$

где A характеризует произведение коэффициентов вытеснения и заводнения, α – коэффициент пропорциональности, зависящий от коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей; S – плотность сетки скважин, га/скв.

Логично предположить, что при одинаковой неоднородности пласта для залежей, течение жидкости в которых подчиняется ньютоновским законам и для залежей, в которых не подчиняется, должны использоваться разные плотности сетки скважин для разработки залежей.

Если известно значение начального градиента сдвига нефти в пористой среде, которое можно установить экспериментально по результатам гидродинамических исследований скважин [4] или в лабораторных условиях, можно рассчитать радиус зон дренирования r для каждой скважины и, основываясь на этом, рассчитать оптимальную плотность сетки скважин, необходимую для разработки каждого объекта.

Опираясь на [5] и результаты проведенных исследований, была выявлена формула для нахождения коэффициента α , соответствующая для неньютоновских жидкостей, которая позволит более точно определить коэффициент извлечения нефти:

$$\alpha = 2,675 + 0,255 \cdot V_p^2 - 0,0272 \cdot \frac{k}{\mu_{\text{eff}}}, \quad \mu_{\text{eff}} = k_{\text{ostv}} \cdot \gamma^{m-1},$$

где V_p^2 – квадрат коэффициента вариации расчетной неоднородности; μ_{eff} – эффективная вязкость, мПа·с; k_{ostv} – коэффициент Оствальда; m – показатель неньютоновского поведения; γ – скорость сдвига, с⁻¹.

В результате исследований было установлено, что в расчетах необходимо учитывать предельный градиент сдвига. Выявлено, что плотность сетки скважин, эффективная при расчете ньютоновской нефти,

может быть нерациональна при расчете с учетом предельного градиента сдвига.

Список литературы

1. Арье А.Г. Физические основы фильтрации подземных вод. – М.: Недра, 1984. – 101 с.
2. Уилкинсон У.Л. Неньютоновские жидкости: пер. с англ. / Под ред. А.В. Лыкова. – М.: Мир, 1964. – 216 с.
3. Астарита Дж., Марруччи Дж. Основы гидромеханики неньютоновских жидкостей: пер. с англ. – М.: Мир, 1978. – 309 с.
4. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
5. Бакиров И.М. Совершенствование технологии заводнения при разработке нефтяных месторождений: автореферат дис. канд. техн. наук / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2003. – 25 с.

Сведения об авторах

Низаев Рамиль Хабутдинович, доктор технических наук, доцент, заведующий лабораторией геологического и гидродинамического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г.Бугульма, Российская Федерация
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

Гуськова Ирина Алексеевна, доктор технических наук, профессор, заведующая кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск, Российская Федерация
E-mail: guskovaagni1@rambler.ru

Назмутдинов Рузаль Шамилевич, аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Российская Федерация
E-mail: nazmutdinovruzal@yandex.ru

Authors

R.Kh. Nizaev, Dr.Sc., Assistant Professor, Head of Simulation Laboratory, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft - PJSC TATNEFT, Bugulma, Russian Federation
E-mail: nizaev@tatnipi.ru

I.A. Guskova, Dr.Sc., Professor, Head of Reservoir Engineering Chair at Almeteyevsk State Petroleum Institute, Almeteyevsk, Russian Federation
E-mail: guskovaagni1@rambler.ru

R.Sh. Nazmutdinov, Ph.D. student of Reservoir Engineering Chair at Almeteyevsk State Petroleum Institute, Almeteyevsk, Russian Federation
E-mail: nazmutdinovruzal@yandex.ru

Низаев Рамиль Хабутдинович
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
тел.: 8(85594) 78-707
E-mail: nizaev@tatnpi.ru