

UDC 622.276

DOI 10.52171/2076-0515\_2024\_16\_01\_87\_93

## **Calculation of Natural and Technological Characteristics of Non-Newtonian Oil Reservoirs during their Operation Horizontal Wells**

**S.V. Abbasova**

*Research Institute "Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry",  
Azerbaijan State University of Oil and Industry (Azadlig Ave., 34, Baku, AZ1010, Azerbaijan)*

### **For correspondence:**

Abbasova Samira / e-mail: abbasovasamira@mail.ru

### **Abstract**

Taking into account the affecting factors, such as the initial pressure drop and deformation of the reservoir rocks, in the conditions of a deep occurrence of a non-Newtonian oil field, a method for determining the change in time of the natural and technological characteristics averaged over the reservoir - reservoir pressure and reservoir porosity, as well as well flow rate is proposed. Thus, by determining the changes in time of the average values of reservoir pressure and reservoir porosity, the well productivity is determined for a given allowable drawdown on the reservoir, as an integral characteristic of well operation. Calculations were carried out at different values of rock compressibility, and for these values the indicators of changes in reservoir pressure and horizontal well production were determined.

**Keywords:** non-newtonian oil, oil field, horizontal well, initial pressure drop, rock deformation.

**Received** 25.02.2023

**Revised** 09.02.2024

**Accepted** 12.02.2024

### **For citation:**

*S.V. Abbasova*

[Calculation of Natural and Technological Characteristics of Non-Newtonian Oil Reservoirs during their Operation Horizontal Wells]

*Herald of the Azerbaijan Engineering Academy, 2024, vol. 16, no. 1, pp. 87-93 (in Russian)*

## **Qeyri-nyuton neft yataqlarının horizontal quyularla istismarı zamanı təbii-texnoloji xarakteristikalarının hesabı**

### **S.V. Abbasova**

*“Neft, Qaz və Kimyanın Geotexnoloji Problemləri” Elmi-Tədqiqat İnstitutu,  
Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti (Azadlıq pr., 34, Bakı, AZ1010, Azərbaycan)*

#### **Yazışma üçün:**

Abbasova Samirə / e-mail: abbasovasamira@mail.ru

#### **Xülasə**

Təzyiqlər fərqi və suxur kollektorların deformasiyası kimi faktorların təsiri nəzərə alınmaqla dərin laylarda yerləşən qeyri-nyuton neft yataqlarında zamana görə layların ortalanmış təbii-xarakteristikalarının lay təziqi, layın məsələliyi, həmçinin quyunun debetinin dəyişməsi təyin edilir. Beləliklə, lay təziqinin və layın məsələliyinin orta qiymətlərindən istifadə edərək zamana görə dəyişilməsini müəyyən etməklə verilən laya buraxıla bilən depressiya quyusunun məhsuldarlığı təyin edilir ki, bu quyunun istismarının integral xarakteristikasıdır. Hesabatlar dağ quyularının müxtəlif qiymətdə sıxılması zamanı aparılmışdır və horizontal quyularda bu qiymətlər üçün lay təziqi və debetin dəyişilməsi tapılmışdır.

**Açar sözlər:** qeyri-nyuton nefti, neft yatağı, horizontal quyuyu, ilkin təzyiq düşməsi, suxur deformasiyası.

---

## **Расчет природно-технологических характеристик пластов неньютоновской нефти при их эксплуатации горизонтальными скважинами**

### **С.В. Аббасова**

*НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»,  
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (пр. Азадлыг, 34, Баку, AZ1010, Азербайджан)*

#### **Для переписки:**

Аббасова Самира / e-mail: abbasovasamira@mail.ru

#### **Аннотация**

С учетом влияющих факторов, таких как начальный перепад давления и деформация пород-коллектора в условиях глубокого залегания месторождения неньютоновской нефти, предлагается метод определения изменения во времени осредненных по пласту природно-технологических характеристик - пластового давления и пористости пласта, а также дебита скважины. Таким образом, определяя изменения во времени осредненных значений пластового давления и пористости пласта, определяется производительность скважины при заданной допустимой депрессии на пласт как интегральная характеристика эксплуатации скважин. Расчеты проведены при различных значениях сжимаемости горных пород, и для этих значений определены показатели изменения пластового давления и дебита горизонтальной скважины.

**Ключевые слова:** неньютоновская нефть, нефтяное месторождение, горизонтальная скважина, начальный перепад давления, деформация горных пород.

## **Введение**

Разработка месторождений невязанской нефти с целью достижения проектных значений нефтеотдачи непосредственно связана с необходимостью создания и применения эффективных расчетных методов для оценки их технологических характеристик. Однако практика показывает, что без полного учета всех основных влияющих на процесс разработки месторождений факторов невозможно, с одной стороны, более адекватно провести оценку этих характеристик, с другой – перевести работу скважин на более обоснованный оптимальный технологический режим при условии влияния этих факторов. Поэтому при осуществлении соответствующих проектных расчетов все чаще стремятся провести их с учетом возможных влияющих факторов.

Эти факторы можно разделить на две группы: а) факторы, действующие в рамках конструктивных и осуществленных внутрискважинных эксплуатационно-операционных особенностей; б) факторы, характеризующие физико-механические свойства системы “флюид-порода” в пластовых условиях [1].

Проведение необходимых проектных расчетов при разработке залежей невязанской нефти горизонтальными скважинами требует учета этих обеих групп факторов. Использование расчетных методов, созданных без их учета, с практической точки зрения, будет носить неполноценный характер, так как при создании более адекватных расчетных методов в этом случае необходим одновременный учет конструктивно-режимных особенностей и пластовых гидродинамических условий.

Разработка глубокозалегающих месторождений происходит в сложных природно-технологических условиях, и поэтому при проектировании новых расчетных методов для осуществления соответствующих проектных работ среди всевозможных влияющих факторов требуется выделить лишь несколько важных и процесс создания этих методов произвести в рамках их учета. Однако учет в большем количестве этих факторов способствует лишь усложнению, как при создании новых методов проектирования, так и при их использовании в практических целях.

Необходимо отметить, что к настоящему времени накоплен большой опыт проведения исследований, предусматривающих различные математические и физические подходы при постановке и решении задач по проектированию работы горизонтальных скважин в нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях [2-4].

Как продолжение в этом направлении работ в данной статье рассматривается задача определения основных природно-технологических характеристик (показателей) при разработке месторождений невязанской нефти с использованием горизонтальных скважин, с учетом конструктивных характеристик скважины и физико-механических особенностей нефти и горной породы пласта.

Помимо конструктивных особенностей скважины, также учитываются физико-механические свойства системы “флюид-порода”, такие как начальный перепад давления и деформация пород-коллектора, связанных с поведением нефти и горной породы в условиях глубокого залегания месторождения невязанской нефти.

**Цель работы** - описание методики, позволяющей определить показатели разработки месторождений негьютоновской нефти с горизонтальными скважинами с учетом факторов проявления начального перепада давления и деформации пород-коллектора.

### Постановка и решение задачи

Известно, что дебит наклонной скважины при стационарном притоке нефти из пласта при круговой форме зоны дренирования рассчитывается с использованием формулы Борисова Ю.П. [4, 5]:

$$q = \frac{2\pi k h \Delta p}{\mu \left( \ln \frac{4r_k}{l \sin \alpha} + \frac{h}{l} \ln \frac{h \sin \alpha}{2\pi r_c} \right)} \quad (1)$$

где  $\Delta p$  - общая депрессия в пласте;  $\Delta p = p_k - p_c$ ;  $p_k$  и  $p_c$  - соответственно контурное и забойное давление;  $k$  - коэффициент проницаемости пласта;  $h$  - толщина пласта;  $\mu$  - динамическая вязкость нефти;  $r_k$  - радиус влияния скважины;  $l$  - длина прямолинейной части скважины (наклонного участка оси скважины);  $\alpha$  - зенитный угол наклонной скважины;  $r_c$  - радиус скважины.

Согласно [4], при  $\alpha = 90^\circ$  из формулы (1) для расчета дебита горизонтальной скважины была получена формула:

$$q = \frac{2\pi k h \Delta p}{\mu \left( \ln \frac{4r_k}{l} + \frac{h}{l} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right)}, \quad (2)$$

с помощью, которой, согласно работы [5], для расчета дебита горизонтальной скважины при случае притока вязкопластичной (негьютоновской) нефти имеем формулу:

$$q = \frac{2\pi k h (\Delta p - \Delta p_0)}{\eta \left( \ln \frac{4r_k}{l} + \frac{h}{l} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right)} \quad (3)$$

где  $\Delta p_0$  - начальный перепад давления (неполезная часть общей депрессии – затрачивается на преодоление предельного напряжения сдвига вязкопластичной нефти в пласте);  $\eta$  - структурная вязкость нефти в пластовых условиях.

Предположим, что горизонтальная скважина расположена симметрично относительно кровли и подошвы пласта, т.е. схема расположения скважины в пласте принимается симметрично по толщине пласта, а контур питания горизонтальной скважины предполагается радиальным и не зависит от длины скважины.

Примем следующее обозначение:

$$K = \frac{2\pi k h}{\mu \left( \ln \frac{4r_k}{l} + \frac{h}{l} \ln \frac{h}{2\pi r_c} \right)}$$

Тогда формула (2) приобретает следующий компактный вид:

$$q = K(\Delta p - \Delta p_0) \quad (4)$$

Отметим, что дебит скважины, с другой стороны, можно определить по следующему балансовому уравнению для нефти:

$$q = -V \frac{dm}{dt}, \quad (5)$$

где  $V$  - объем пласта;  $m$  - пористость пласта.

В этой формуле принимается, что нефтенасыщенность пор пласта за весь период разработки не изменяется и приравнивается к единице.

**Таблица** – Изменение пластового давления и дебита скважины при различных коэффициентах упругой сжимаемости горных пород

**Table** - Change in reservoir pressure and well flow rate at different coefficients of elastic compressibility of rocks

$t$ , сутки	$p$ , МПа	$q$ , м <sup>3</sup> /сутки	$p$ , МПа	$q$ , м <sup>3</sup> /сутки
	$\beta_n = 10^{-3}$ 1/МПа		$\beta_n = 0,5 \cdot 10^{-3}$ 1/МПа	
0	15	0	15	0
10	13,503	78,429	12,007	31,541
20	12,565	49,040	11,252	7,903
30	11,978	30,647	11,063	1,978
40	11,611	19,146	11,016	0,495
50	11,382	11,958	11,004	0,124
60	11,238	7,468	11,001	0,031
70	11,149	4,663	11,000	0,008
80	11,093	2,912	11,000	0,002
90	11,058	1,818	11,000	0,000
100	11,036	1,135		
110	11,023	0,709		
120	11,014	0,442		
130	11,009	0,276		
140	11,006	0,172		
150	11,003	0,108		
160	11,002	0,067		
170	11,001	0,042		
180	11,001	0,026		
190	11,001	0,016		
200	11,000	0,010		

Также пренебрегается сжимаемость нефти. В случае учета сжимаемости пористой среды пористость пласта определяется в зависимости от изменения пластового давления ( $p$ ) [6, 7]:

$$m = m_0 e^{\beta_n(p-p_0)}, \quad (6)$$

где  $\beta_n$  - коэффициент упругой сжимаемости пласта;  $m_0$  и  $p_0$  - соответственно, начальная пористость и давление.

Пластовое давление будем принимать приближенно равным к величине давления на контуре дренирования скважины, т.е. примем, что  $p \approx p_k$ .

Далее, осуществляя дифференцирование по времени, из формулы (6) получим:

$$\frac{dm}{dt} = m_0 \beta_n e^{\beta_n(p-p_0)} \frac{dp}{dt} = -\frac{q}{V} \quad (7)$$

Тогда из (3), (4) и (6) для определения значений изменения во времени разработки пласта величины пластового давления окончательно получим дифференциальное уравнение:

$$\frac{dp}{dt} = -\frac{K}{Vm_0\beta_n} \frac{p - p_c - \Delta p_0}{e^{\beta_n(p-p_0)}} \quad (8)$$

Данное уравнение легко решается при заданном начальном условии  $p(0) = p_0$  с использованием численных методов.

Приведенные соотношения (4), (6) и (8) позволяют произвести расчет показателей, изменяющихся во времени: пластового давления (формула (8)), дебита скважины (формула (4)) и пористости пласта (формула (6)) при заданных значениях изменения забойного давления.

### Результаты и обсуждение

В качестве расчетной реализации предложенного метода на основе выведенных формул проведен численный эксперимент при следующих исходных данных:

$$p_0 = 15 \text{ МПа}; p_c = 10 \text{ МПа}; \Delta p_0 = 1 \text{ МПа/м};$$

$$r_k = 100 \text{ м}; k = 0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2;$$

$$m_0 = 0,2; h = 20 \text{ м}; \beta_n = 10^{-3} \text{ 1/МПа}$$

$$\text{и } \beta_n = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ 1/МПа}; \eta = 10 \cdot 10^{-9} \text{ МПа}\cdot\text{с};$$

$$l = 50 \text{ м}; r_c = 0,1 \text{ м}.$$

Результаты вычислений приводятся в таблице. Даны значения изменения пластового давления и дебита скважины при различных коэффициентах упругой сжимаемости горных пород. Анализ приведенных данных показывает, что повышение коэффициента сжимаемости горных пород приводит к повышению пластового давления и дебита скважины. Видимо, такое соотношение между коэффициентом сжимаемо-

сти горных пород и определяемыми технологическими характеристиками эксплуатации скважин связано с тем, что при больших значениях коэффициента сжимаемости горных пород, согласно формуле (6), при одинаковом значении снижения давления  $(p - p_0)$  пористость меняется интенсивнее, и это способствует повышению дебита скважины. С другой стороны, так как значение забойного давления в обоих случаях было принято равным, то большее значение дебита скважины получается за счет большого значения депрессии в пласте  $(p - p_c)$  при одинаковом значении времени разработки месторождения [8].

### Заключение

Предлагается метод определения природно-технологических характеристик разработки месторождений негьютоновской нефти с горизонтальными скважинами с учетом таких влияющих факторов, как начальный перепад давления и деформация пород-коллектора наряду с конструктивными особенностями скважины. В качестве расчетной реализации предложенного метода на основе выведенных формул был проведен численный эксперимент, и установлено влияние сжимаемости пород-коллектора на изменение пластового давления и дебита скважины. Показано, что повышение коэффициента сжимаемости горных пород приводит к повышению пластового давления и дебита скважины.

### Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов, связанных с публикацией данной статьи.

## REFERENCES

1. **Mirzajanzade A.Kh.** Issues of hydrodynamics of viscous-plastic and viscous liquids in oil production. Baku: *Aznefteizdat*, 1959. 409 p. (*in Russian*)
2. **Aliiev Z.S., Marakov D.A., Adzynova F.A.** Justification and selection of initial production rates and drawdowns for the reservoir of planned horizontal wells, taking into account the capacitive and filtration properties of the reservoir and the design of the horizontal section of the wellbore. *SOCAR Proceedings*, 2022, № 2, pp. 23-27.
3. **Abbasova S.V.** Accounting for porosity and permeability parameters of reservoirs in the process of increasing the efficiency of hydrocarbon production during their operation by horizontal wells. *Scientific journal "Bulletin of the Atyrau University of Oil and Gas"*, Kazakhstan, 2021. № 3 (59), pp. 7-12.
4. **Kolev Zh.M.** Development and study of methods for calculating the productivity of oil wells of a complex profile. Diss. for the candidate tech. Sciences, Tyumen, 2015. 139 p. (*in Russian*)
5. **Borisov Yu.P., Pilatovsky V.P., Tabakov V.P.** Development of oil fields with horizontal and multilateral wells. M.: *Nedra*, 1964. 364 p. (*in Russian*)
6. **Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M.** Underground hydromechanics. Moscow: *Nedra*, 1994. 416 p. (*in Russian*)
7. **Morozkin N.N.** Modeling of the process of filtration of viscous-plastic oil, taking into account the dependence of viscosity on the pressure gradient. *Bulletin of the Bashkir University*, 2014. Vol. 19, № 3, s.781-784. (*in Russian*)
8. **Mammadova G.G.** Sequential filtration of various incompressible non-miscible liquids in a homogeneous layer in various simple streams under different laws of filtration, *Herald of the Azerbaijan Engineering Academy*, volume 14, 2022, No. 1, p. 52-59 (*in Azerbaijani*)