

Impact of Capillary End Effect during Displacement in Layered-Heterogeneous Formations

Ye.V. Mammadova

Azerbaijan State of Oil and Industry University (Azadlig ave. 34, Baku, AZ1010, Azerbaijan)

For correspondence:

Mammadova Yevgeniya / e-mail: jencya_baku@mail.ru

Abstract

The oil fields of Azerbaijan are mainly characterized by stratification of reservoirs with heterogeneous permeability. This is the reason for the rapid rate of water cut, the formation of residual unrecoverable reserves in low-permeability reservoir zones, and a decrease in the rate of production. The article considers the determination of the average value of phase permeabilities for layers with a drop in the value of permeability with depth. In this case, water evenly moves from the upper layers to the lower ones. The described method is generalized and is effectively applied under the condition that the corresponding end points of the relative phase permeability curves will change from layer to layer.

Keywords: layered and heterogeneous layers, water permeability, capillary pressure, relative permeability.

DOI 10.52171/2076-0515_2023_15_01_79_84

Received 01.12.2022

Revised 16.03.2023

Accepted 27.03.2023

For citation:

Mammadova Ye.V.

[Impact of capillary end effect during displacement in layered-heterogeneous formations]

Herald of the Azerbaijan Engineering Academy, 2023, vol. 15, no. 1, pp. 79-84 (in Russian)

Qatlı qeyri-bircins laylarda neftin sıxışdırılması zamanı kapilyar sonlu effektin təsiri

Y.V. Məmmədova

Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti (Azadlıq pr., 20, Bakı, AZ1010, Azərbaycan)

Yazışma üçün:

Məmmədova Yevgeniya / e-mail: jenya_baku@mail.ru

Xülasə

Azərbaycanın neft yataqları əsasən heterogen keçiriciliyə malik layların təbəqələşməsi ilə xarakterizə olunur. Suyun kəsilməsinin sürətlə getməsi, su keçiriciliyi aşağı olan su anbarı zonalarında bərpa olunmayan qalıq ehtiyatların əmələ gəlməsi və hasilat sürətinin azalmasının səbəbi budur. Məqalədə dərinliyə görə keçiriciliyin dəyərinin azalması ilə laylar üçün faza keçiriciliklərinin orta qiymətinin müəyyən edilməsi nəzərdən keçirilir. Bu vəziyyətdə su yuxarı təbəqələrdən aşağı təbəqələrə bərabər şəkildə hərəkət edir. Təsvir edilən üsul ümumiləşdirilmişdir və nisbi faza keçiriciliyi ayrılmasının müvafiq son nöqtələrinin təbəqədən təbəqəyə dəyişməsi şərti ilə effektiv şəkildə tətbiq olunur.

Açar sözlər: qeyri-bircins laylar, sulaşma, kapilyar təzyiq, nisbi keçiricilik.

DOI 10.52171/2076-0515_2023_15_01_79_84

УДК 622.276.5

Влияние капиллярного концевго эффекта при вытеснении в слоисто-неоднородных пластах

Е.В. Мамедова

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (Азадлыг пр., 20, Баку, AZ1010, Азербайджан)

Для переписки:

Мамедова Евгения / e-mail: jenya_baku@mail.ru

Аннотация

В статье рассмотрены задачи выявления особенностей процесса лифтирования аномальных нефтей, существенно влияющих на расход рабочего агента, и назначения единых режимов для скважин со сходными геолого-техническими условиями работы. Анализ результатов показал, причину образования в скважинном флюиде повышенного объема газовой фазы, по сравнению с пластовой нефтью. При подъеме вязкоупругих нефтей, в отличие от вязких исключаются такие явления, как проскальзывание нагнетаемого газа, что приближает его работу к процессу поршневого вытеснения. При проведении оценки времени релаксации неньютоновских нефтей установлено, что по мере увеличения температуры отмечается вырождение вязкоупругих свойств, что в свою очередь сказывается при этих же условиях на удельный расход рабочего состава, который проявляет тенденцию к росту.

Ключевые слова: слоисто-неоднородные пласты, обводненность, капиллярное давление, относительная проницаемость.

Введение

Основная проблема эксплуатации нефтяных месторождений заключается в неоптимальной системе разработки, особенность геологической структуры которых основывается на строении неоднородных продуктивных пластов. В этом плане представляют особый интерес как морские месторождения, так и нефтяные залежи Западного Апшерона. В геолого-промысловой практике выделяются следующие виды неоднородностей: геометрическая неоднородность строения кровли продуктивных горизонтов, тектоническая и литолого-фациальная, которые в процессе разработки усиливают флюидалную неоднородность. В результате несоответствия происходит опережающая выработка запасов нефти, сосредоточенных в высокопроницаемых и высокопродуктивных коллекторах, формирование остаточных запасов в низкопроницаемых зонах коллекторов, быстрый рост обводненности и снижение темпов отбора [1, 3, 5].

Постановка задачи

Степени неоднородности определяют природный потенциал пласта и контролируют оптимальные пути миграции флюидов. Основная задача разработки состоит в том, чтобы активировать этот потенциал соответствующим техногенным воздействием.

Для месторождений с наличием слоисто-неоднородных пластов процесс вытеснения углеводорода и его описание принимают более сложный характер, чем при описании однородных прямолинейных пластов, так как параметры их будут изменяться по мощности в направлении от кровли до подошвы. Несмотря на это, за

основу расчета принимается базовый метод, описывающий фильтрацию флюида в пластах с однородной проницаемостью.

При этом относительные фазовые проницаемости принимаются в виде усредненной водонасыщенности (по мощности), что позволяет, опираясь на теорию равномерного вытеснения Бакли-Ливеретта и графический метод накопленной добычи на момент прорыва воды (метод Уэлджа), произвести расчет добычи [2, 5]. По предложенной методике вытеснение считается устойчивым, если коэффициент вытеснения меньше единицы, в противном случае происходит интенсивное образование языков. Неоднородные пласты могут иметь гидродинамическую связь между собой и быть изолированными друг от друга непроницаемыми перегородками.

Решение задачи

Исследуя неоднородность в эксплуатационных объектах, учитывается введение таких эффективных параметров, как капиллярные концевые эффекты. Степень влияния концевого эффекта возрастает с уменьшением доли воды в суммарном расходе фаз и существенно зависит от скорости вытеснения [4, 6].

Рассмотрим трехслойный пласт прямолинейной формы с различными параметрами по мощности, а также пористости и проницаемости (табл.1). Капиллярное давление изменяется с высотой (при наличии воды и нефти) по зависимости [2]:

$$P_c^0 = 2248(6,1 - Z_{1-S_{or}}) \quad (1)$$

где $Z_{1-S_{or}}$ — отметка высоты слоя с максимальной водонасыщенностью, $P_c = 0$ ($S_w = 1 - S_{or}$).

Таблица 1 – Характеристика слоисто-неоднородного пласта при наличии гидродинамической связи

Table 1 – Characteristics of a layered-heterogeneous reservoir in the presence of hydrodynamic communication

№ слоя	Проницаемость $1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$	Пористость, %	Высота слоя
3	0,2	20	3
2	0,1	17	6,1
1	0,05	15	3

Принимая условия вертикального равновесия и последовательно перемещая вверх точки с максимальной насыщенностью ($S_w=1-S_{or}$), строятся кривые усредненных относительных фазовых проницаемостей и определяются их значения при соответствующей насыщенности. Значение параметра давления в обеих фазах (нефть и вода) будет меняться непрерывно, в отличие от насыщенности. Если точка водонасыщенности расположена на подошве – нижней отметке ($Z_{1-S_{or}} = 0$), то капиллярное давление будет максимальным. На высоте кровли ($Z_{1-S_{or} \max}$) значение P_c^0 принимает наименьшее значение для данной

зоны, что соответствует полному обводнению пласта (рис. 1).

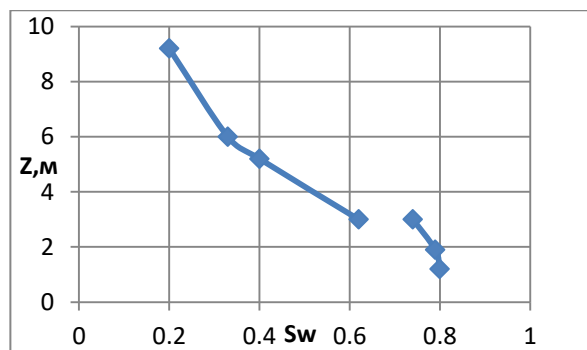


Рисунок 1 – Распределение водонасыщенности по толщине неоднородного пласта при псевдодавлении 13,8 кПа.

Figure 1 – Distribution of water saturation over the thickness of an inhomogeneous reservoir at a pseudo pressure of 13,8 kPa

Как видно из графика, построенного по данным, приведенным в таблице 2, кривая имеет разрыв на границе первого и второго слоев. При давлении $P=7$ кПа, у кровли нижнего слоя ($Z=3$ м) насыщенность по воде (S_w) составляет 0,69, а на нижней границе второго слоя этот параметр соответствует значению 0,63.

Таблица 2 – Распределение водонасыщенности и относительных фазовых проницаемостей

Table 2 – Distribution of water saturation and relative phase permeabilities

№ слоя	Z, (м)	P_c , кПа	S_w	k_{rw}	k_{ro}
3	12,2	27,6	0,2	0	0,8
	10,7	24,1	0,2	0	0,8
	9,1	20,7	0,2	0	0,8
2	9,1	20,7	0,22	0,002	0,53
	7,7	17,3	0,24	0,003	0,5
	6,1	13,8	0,29	0,02	0,4
	4,6	10,3	0,45	0,07	0,2
	3,0	7,0	0,63	0,17	0,05
1	3,0	7,0	0,69	0,2	0,002
	1,5	3,5	0,78	0,23	0,002
	0	0	0,8	0,25	0

Усредненное значение водонасыщенности можно определить по формуле:

$$\bar{S}_w = \frac{\int_0^h \varphi(z) S_w(z) dz}{\int_0^h \varphi(z) dz} \quad (2)$$

В данном случае для трех однородных слоев средняя насыщенность составит:

$$\bar{S}_w = \frac{h_1 \varphi_1 \bar{S}_{w1} + h_2 \varphi_2 \bar{S}_{w2} + h_3 \varphi_3 \bar{S}_{w3}}{\sum_{i=1}^3 h_i \varphi_i} \quad (3)$$

Соответственно проницаемость для каждого слоя и для всех слоев в совокупности можно определить по формулам:

$$\bar{k}_{rw}(\bar{S}_w) = \frac{\int_0^h k(z) k_{rw}(S_w(z)) dz}{\int_0^h k(z) dz} \quad (4)$$

$$\bar{k}_{rw}(\bar{S}_w) = \frac{h_1 k_1 k_{rw1}(\bar{S}_{w1}) + h_2 k_2 k_{rw2}(\bar{S}_{w2}) + h_3 k_3 k_{rw3}(\bar{S}_{w3})}{\sum_{i=1}^3 h_i k_i}$$

Капиллярное давление у подошвы пласта можно определить по кривой, построенной по данным лабораторных исследований (рис. 2). В данном случае при насыщенности остаточной водой равной 0,2 капиллярное давление составит 48,3 кПа.

Как видно, значения фазовой проницаемости снижаются по направлению от кровли до подошвы пласта. Описанный метод является обобщенным и эффективно применяется и при условии, что соответствующие конечным точкам кривые относительных фазовых проницаемостей будут изменяться от слоя к слою. По данной методике проведены расчеты, результаты которых отображены в таблице 3.

Идеальным условием вытеснения является наличие максимального значения проницаемости в верхнем слое сложносоставного пласта с дальнейшим понижением коэффициента проницаемости в нижележащих слоях.

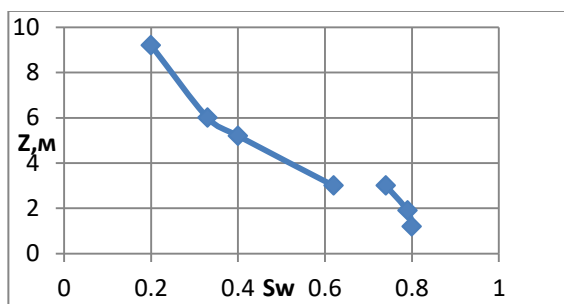


Рисунок 2 – Распределение водонасыщенности по толщине неоднородного пласта при псевдодавлении 13,8 кПа.

Figure 2 – Distribution of water saturation over the thickness of an inhomogeneous reservoir at a pseudo pressure of 13,8 kPa

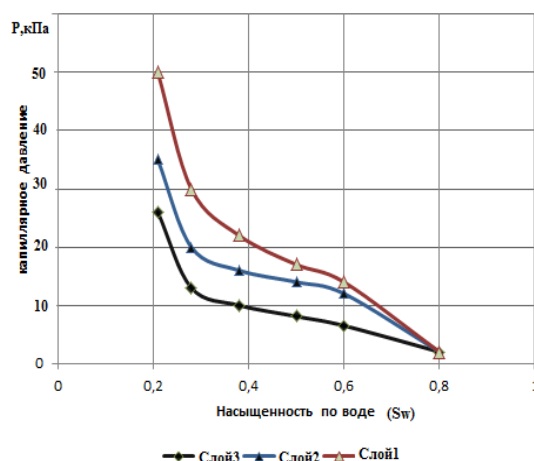


Рисунок 3 – Значения капиллярных давлений в исследуемом трехслойном пласте

Figure 3 – The values of capillary pressure in the studied three-layer reservoir

В данном случае нагнетаемая вода продвигается по верхнему слою и одновременно опускается вниз из-за плотности большей, чем у нефти. Вследствие этого процесс водонасыщенности приобретает равномерный характер. В противном случае, когда самое высокое значение проницаемости имеет нижний слой, то действие капиллярных сил, стремящихся поднять воду в пласте, будет являться благоприятным фактором. Однако распределение равномерной насыщенности по участку имеет более эффективный результат (рис. 3).

Таблица 3 – Результаты расчетов относительных фазовых проницаемостей

Table 3 – Results of calculations of relative phase permeabilities

P_c^0 , кПа	$\bar{S}_w$	$\bar{K}_{rw}$	$\bar{K}_{ro}$
48,3	0,2	0	0,68
13,8	0,4	0,04	0,51
7,0	0,5	0,1	0,40
0	0,63	0,2	0,26
-7,0	0,75	0,28	0,03
-13,8	0,8	0,34	0

Заклучение

Процесс определения усредненных фазовых проницаемостей для слоисто-неоднородных пластов, в которых насыщенности в каждом слое изменяются, является универсальным. В рассмотренном случае в верхнем слое проницаемость была наибольшей и потом в последующих слоях снижалась по направлению к подошве пласта. Если провести аналог расчета для случая, когда проницаемость будет увеличи-

ваться с падением профиля, то действия капиллярных сил будут стремиться поднимать пластовую воду, что положительно повлияет на процесс вытеснения. Наиболее эффективен первый случай, т.е. равномерное распределение.

Конфликт интересов

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

REFERENCES

1. **Mirzadzhanzade A.Kh., Filippov V.T., Ametov I.A.** Sovmestnyye metody v neftedobyche [Joint methods in oil production]. Moscow, Tekhnika OOO "Tuma GRUP" Publ., 2002. – 144p. (in Russian).
2. **G. Paul Willhite.** Reservoir flooding. - Moscow - Izhevsk, IKI, Research Center "Regular and Chaotic Dynamics", 2009. - 788 p. (in English)
3. **Mirchink M.F., Mirzadzhanzade A.Kh., Zheltov Yu.V. i dr.** Fiziko-geologicheskiye problemy povysheniya nefteotdachi plastov. M., 2005. 232 s. (in Russian).
4. **Mamedova Ye.V.** Uchet reologicheskikh svoystv nen'yutonovskikh neftey tekhnologicheskikh protsessakh neftedobychi [Consideration of the rheological properties of non-Newtonian oil technological processes of oil production]. *Herald of the Azerbaijan Engineering Academy*, 2016, Vol. 8, no. 4, Pp. 53-58. (in Russian).
5. **Mamedov A.V., Mamedzade R.B., Mamedova Ye.V.** Vliyaniye fizicheskikh poley na reofizicheskuyu strukturu geterogennykh poley [Effect of physical fields on the rheophysical structure of heterogeneous fields]. *Herald of the Azerbaijan Engineering Academy*. Baku. Vol. 10, no. 1, 2018, Pp. 76-80. (in Russian)
6. **Mamedova Ye.V.** Reotekhnologicheskiy podkhod k povysheniyu effektivnosti tekhnologicheskikh protsessov na neftyanom promysle [Rheotechnological approach to increasing the efficiency of technological processes in oil production] *Herald of the Azerbaijan Engineering Academy*. Baku. Vol. 13, no. 4, 2021, pp. 76-85. (in Russian).
7. **Brill J.P., Mukherjee H.** Multiphase Flow in Wells. Texas, Richardson Publ., 1999.- 384 p. (in English)