

Научная статья / Original research article
УДК 622.276
DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-87-99
EDN: PKZGUU



Моделирование влияния массовых сил на циклическое заводнение нефтяного пласта

И. Г. Телегин

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
teleginig@tyuiu.ru

Аннотация. За последние 10 лет добыча нефти в Западной Сибири уменьшилась на 10 % при росте доли воды в объеме добываемой из нефтяных скважин жидкости (обводненность). При этом коэффициент извлечения нефти сравнительно невысок — 38 %. В этой связи весьма актуальны поиск и изучение дешевых и эффективных методов увеличения нефтеотдачи.

В статье исследуется двумерная фильтрационная двухфазная модель двухслойного пласта. Рассмотрено два случая: (А) низкопроницаемый слой расположен над высокопроницаемым, (Б) низкопроницаемый слой расположен под высокопроницаемым.

Цель статьи — изучение влияния массовых сил на структуру нефтенасыщенности в двухслойном пласте при циклическом заводнении. Вторая цель — определение зависимости прироста добычи нефти при использовании метода циклического заводнения от разности плотностей фаз $\Delta\rho$.

В работе с помощью численного моделирования были проведены многовариантные расчеты с вариацией разницы плотностей воды и нефти для двух случаев расположения пластов с разной проницаемостью.

Показано, что $\Delta\rho$ сильно влияет на структуру нефтенасыщенности и на длительность разработки залежи. С ростом $\Delta\rho$ эффективность циклического заводнения уменьшается.

Ключевые слова: циклическое заводнение, массовые силы, водонасыщенность, вязкость нефти

Для цитирования: Телегин, И. Г. Моделирование влияния массовых сил на циклическое заводнение нефтяного пласта / И. Г. Телегин // DOI 10.31660/0445-0108-2025-4-87-99 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 4. — С. 87–99. — EDN: PKZGUU

Modeling the influence of body forces on cyclic flooding of an oil reservoir

Igor G. Telegin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
teleginig@tyuiu.ru

Abstract. Over the past decade, oil production in Western Siberia has declined by 10%, while the water cut—the proportion of water in the total fluid produced — has increased.

At the same time, the average oil recovery factor remains relatively low at 38%. This situation emphasises the urgency of finding and studying cheap and effective methods to enhance oil recovery. This study analyses a two-dimensional filtration, two-phase flow model of a dual-layer reservoir, considering two scenarios: (A) the low-permeability layer located above the high-permeability layer, and (B) the low-permeability layer situated below the high-permeability layer. The main aim of this paper is study how body forces influence the oil saturation structure in a dual-layer reservoir during cyclic waterflooding. A second aim is to determine how the gain in oil production depends on the phase density difference ($\Delta\rho$) using cyclic waterflooding method. Using numerical simulation, the authors performed a series of calculations by varying the density difference between oil and water for both reservoir configurations. The results show that $\Delta\rho$ has a significant impact on structure of oil saturation and on the duration of deposit development. As $\Delta\rho$ increases, the effectiveness of cyclic waterflooding decreases.

Keywords: cyclical flooding, body forces, water saturation, oil viscosity

For citation: Telegin, I. G. (2025) Modeling the influence of body forces on cyclic flooding of an oil reservoir / I. G. Telegin. // Oil and Gas Studies, (4), pp. 87-99. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-87-99

Введение

Начало изучения циклического заводнения (ЦЗ) было положено в работах [1–6]. Суть ЦЗ состоит в заводнении неоднородных нефтяных пластов с использованием периодической смены режимов работы скважин. Первая постановка двумерной задачи ЦЗ нефтяных залежей сделана О. Э. Цынковой в работе [7]. Однако, в силу однофазности модели в [7], многие вопросы никоим образом не рассматриваются, в частности, влияние гравитации на решение.

Цель статьи — изучение влияния массовых сил на структуру решений водонасыщенности в двухфазной модели двухслойного пласта при использовании ЦЗ.

Создание фильтрационной модели

В работе будем изучать модель нефтяного пласта (подобную модели из [7]) из двух слоев с проницаемостями слоев K_1 и K_2 . При этом $K_1 > K_2$, и поток флюидов в основном течет через высокопроницаемый слой 1, а слой 2 вырабатывается за счет капиллярной пропитки.

Слои разделены глинистой низкопроницаемой перемычкой. Создадим модель пласта `model_2D` двумерную в плоскости Oxz с параметрами из таблицы 1.

Параметры гидродинамической модели model_2D

Весь пласт	
Вязкость воды, МПа·с	1
Сжимаемость воды, 10^{-5} Па^{-1}	$5 \cdot 10^{-5}$
Объемный коэффициент воды, д.ед.	1,01
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м^3	950
Вязкость нефти при $P_{\text{пл}}$, МПа·с	1
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,1
Сжимаемость нефти, 10^{-5} Па^{-1}	$1,5 \cdot 10^{-4}$
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м^3	950
Начальное пластовое давление в нефти, МПа	20
Глубина кровли пласта, м	2 000
Сжимаемость скелета породы, 10^{-5} Па^{-1}	$5 \cdot 10^{-6}$
Начальная нефтенасыщенность, д. ед.	0,8
Начальная водонасыщенность, д. ед.	0,2
Пористость, д. ед.	0,2
Параметр высокопроницаемого слоя	
Проницаемость K_1 , м^2	$9,869 \cdot 10^{-14}$
Вертикальная проницаемость, м^2	$3,9476 \cdot 10^{-14}$
Толщина h_1 , м	10
Параметр низкопроницаемого слоя	
Проницаемость K_2 , м^2	$9,869 \cdot 10^{-16}$
Вертикальная проницаемость, м^2	$3,9476 \cdot 10^{-15}$
Толщина h_2 , м	10
Параметр проницаемой глинистой перемычки между слоями	
Проницаемость $K_{\text{пер}}$, м^2	$9,869 \cdot 10^{-16}$
Вертикальная проницаемость, м^2	$9,869 \cdot 10^{-16}$
Толщина $h_{\text{пер}}$, м	0,5
Параметр разработки	
Расстояние между скважинами, м	500
Приемистость, $\text{м}^3/\text{сут}$	10,5
Предельное давление нагнетания воды, МПа	45
Отбор жидкости на добывающей скважине, $\text{м}^3/\text{сут}$	10
Предельный дебит нефти, $\text{м}^3/\text{сут}$	0,5
Минимальное давление на добывающей скважине, МПа	5

Будем использовать двухфазную модель black oil с компонентами вода и нефть и следующие функции относительных фазовых проницаемостей воды k_w , нефти k_o и капиллярного давления P_{ow} от водонасыщенности S_w

$$k_w(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \leq 0.2; \\ (S_w - 0.2)^2, S_w > 0.2; \end{cases}$$

$$k_o(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \geq 0.8; \\ (1 - S_w)^2, S_w < 0.8; \end{cases}$$

$$P_{ow}(S_w) = \begin{cases} 0, S_w \geq 0.8; \\ 0.4 \cdot (0.8 - S_w)^3, S_w < 0.8, \end{cases} \quad \text{МПа.}$$

Для моделирования фильтрации был выбран симулятор «ТНавигатор» [8].

Двухфазная модель *model_2D* состоит из следующих слоев:

- 1) низкопроницаемый слой толщиной 10 м;
- 2) глинистая перемычка толщиной 0,5 м;
- 3) высокопроницаемый слой толщиной 10 м.

Расчетная сетка модели выбиралась так, чтобы погрешность аппроксимации была меньше 1 %. Размеры ячеек сетки были взяты равными соответственно по осям *OX*, *OY*, *OZ*: 5,0×10,0×0,2 м (для глинистой перемычки высота ячеек была взята равной 0,1 м). В левом конце пласта была размещена нагнетательная скважина NAG, а в правом конце добывающая скважина DOB (рис. 1). У высокопроницаемого слоя проницаемость больше проницаемости низкопроницаемого слоя в 100 раз, и согласно наблюдениям из работы [9] фильтрация будет проходить в высокопроницаемом слое, поэтому в модели вскрывался только нижний высокопроницаемый слой. На рисунке 1 приведен результат расчета нефтенасыщенности S_o по этой модели на конец 53 месяца (продолжительность месяцев принята равной 30 сут). Из этого рисунка следует, что низкопроницаемый слой вырабатывается в основном за счет противоточной капиллярной пропитки, суть которой сводится к перетоку нефти сквозь слой воды в высокопроницаемый пласт и внедрению воды в низкопроницаемый пласт за счет разницы капиллярного давления.

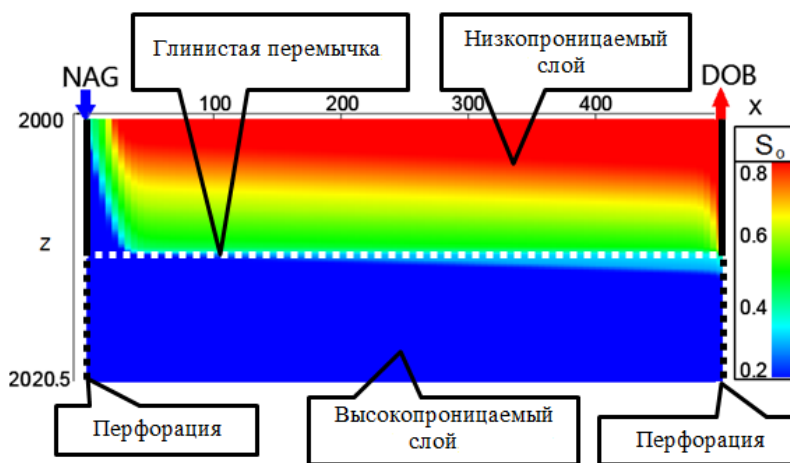


Рис. 1. Распределение S_o в *model_2D*, конец 53-го месяца

Однако с течением времени интенсивность пропитки снижается, и дебит нефти падает, что и ведет к остановке разработки.

Циклическое заводнение может осуществляться разными способами. В статье ограничимся рассмотрением только периодической работы нагнетательной скважины.

- Полуцикл остановки нагнетания воды длительностью один месяц (30 дней). Давление падает быстрее в высокопроницаемом слое, и флюиды начинают перетекать из низкопроницаемого слоя в высокопроницаемый слой.
- Полуцикл форсирования закачки воды длительностью один месяц (30 дней), с приемистостью $20,5 \text{ м}^3/\text{сут}$. Давление растет быстрее в высокопроницаемом слое, и флюиды внедряются из высокопроницаемого слоя в низкопроницаемый.

Низкопроницаемый слой расположен над высокопроницаемым слоем, между слоями глинистая перемычка

Наряду с капиллярной пропиткой и конвективным переносом гравитационная сегрегация участвует в формировании профиля распределения флюидов в пласте. Влияние массовых сил моделируется заданием плотности воды и нефти. На основе *model_2D* сформируем следующие расчетные серии:

- серия А: плотность нефти в поверхностных условиях $\rho_o = 950 \text{ кг/м}^3$, плотность воды в поверхностных условиях $\rho_w = 950 \text{ кг/м}^3$;
- серия Б: $\rho_o = 900 \text{ кг/м}^3$, $\rho_w = 1050 \text{ кг/м}^3$;
- серия В: $\rho_o = 800 \text{ кг/м}^3$, $\rho_w = 1200 \text{ кг/м}^3$.

В модели *black oil* плотности фаз являются функциями от давления, и поэтому при разработке даже в вариантах с равными ρ_o и ρ_w в пластовых условиях присутствует разность плотностей. Обозначим через $\Delta\rho = \rho_w - \rho_o$ разность плотностей в поверхностных условиях.

Для каждой серии расчетов зададим и номера расчетных вариантов:

1 — базовый контрольный вариант, стационарное заводнение, на скважине NAG постоянная приемистость $10,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, на скважине DOB постоянный дебит нефти $10 \text{ м}^3/\text{сут}$;

2 — ЦЗ с 21 месяца до достижения предельного дебита нефти $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, длительность полуциклов 1 месяц, этот вариант моделирует начало циклического заводнения на стадии падающей добычи нефти;

3 — ЦЗ на последней стадии разработки до достижения предельного дебита нефти $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, длительность полуциклов — 1 месяц;

В таблице 2 приведены результаты расчетов вариантов серий А, Б и В. В таблице 2 введены обозначения: T — срок разработки, месяцев; $T_{цз}$ — длительность ЦЗ, месяцев; Q_o — накопленная добыча нефти, м^3 ; КИН — коэффициент извлечения нефти, д. ед.; Q_L — накопленная добыча жидкости, м^3 ; Q_w — накопленная закачка воды, м^3 ; ΔQ_o — рост добычи нефти по сравнению с базовым вариантом (вариант той же серии под номером 1), %.

Из таблицы 2 видно, что в вариантах А2 и А3 циклическое заводнение демонстрирует высокую эффективность (рост добычи нефти на 21,8–22,1 %). Такая эффективность объясняется очень благоприятными условиями проведения ЦЗ: небольшая вязкость нефти, значительные остаточные запасы в низкопроницаемом слое, большие перепады давления создаваемые циклической закачкой воды. С ростом Δp уменьшаются сроки разработки, снижается добыча нефти и КИН во всех вариантах. Это объясняется тем, что воде труднее попасть в вышерасположенный низкопроницаемый пропласток, соответственно и перетоку нефти в нижерасположенный высокопроницаемый пропласток также мешают массовые силы. На рисунке 2 представлено распределение нефтенасыщенности в варианте А3 на конец разработки. Сравнение с рисунком 1 показывает, что циклическое заводнение позволило серьезно улучшить выработку застойной зоны с нефтью, которая расположена в низкопроницаемом слое.

Таблица 2

Результаты расчета вариантов серий А, Б и В

	Вариант стационарного заводнения			Вариант циклического заводнения					
	А1	Б1	В1	А2	Б2	В2	А3	Б3	В3
T	53	47	41	118	87	64	126	93	64
T _{цз}	0	0	0	98	67	44	74	47	24
Δp	0	150	400	0	150	400	0	150	400
Q _о	6 637	6 472	6 298	8 085	7 291	6 744	8 101	7 315	6 711
КИН	0,445	0,434	0,422	0,542	0,489	0,452	0,543	0,491	0,450
ΔQ_o	0	0	0	21,8	12,7	7,1	22,1	13,0	6,6
Q _L	15 816	14 018	12 219	35 080	25 797	18 886	37 716	27 818	19 117
Q _w	16 695	14 805	12 915	36 019	26 378	19 732	38 656	28 402	19 958

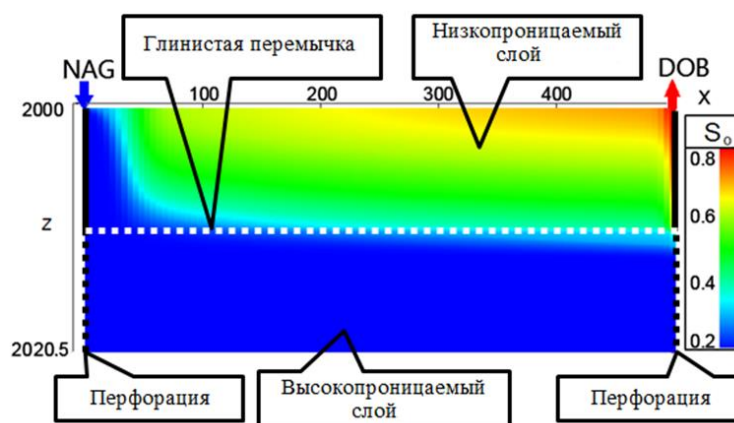


Рис. 2. Нефтенасыщенность S_o в варианте А3 на конец разработки

На рисунке 3 выведены графики изменения КИН у разных вариантов разработки серий А, Б и В. Рисунок наглядно демонстрирует, что с увеличением разницы плотностей фаз снижается конечный КИН и уменьшается рентабельный срок разработки, кроме того уменьшается разница между вариантами под номером 2 и 3.

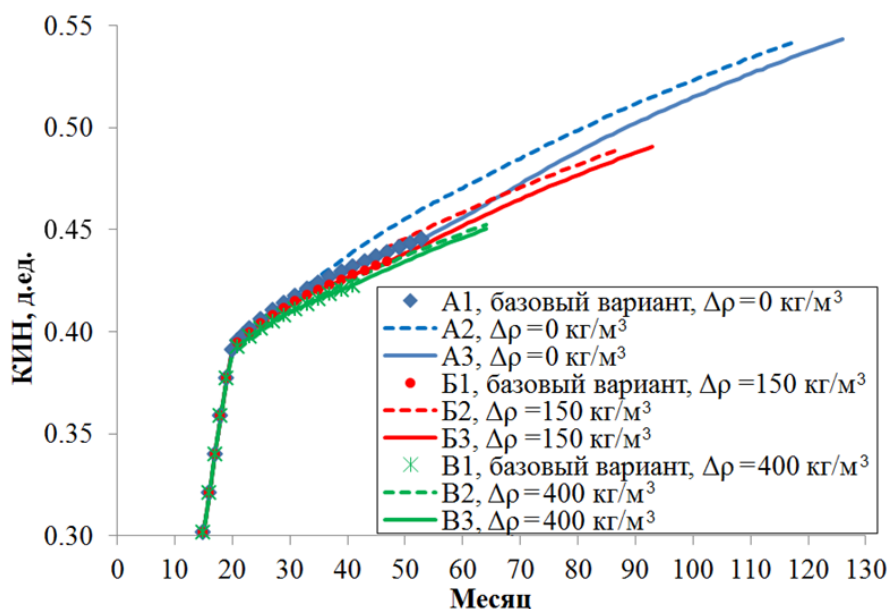


Рис. 3. Графики изменения КИН вариантов А, Б и В

В вариантах с ЦЗ дебиты нефти осциллируют, и поэтому вводились усредненные дебиты q_y :

$$q_{y,i} = (q_{o,i} + q_{o,i+1})/2, \quad (1)$$

где i — порядковый номер месяца, $q_{o,i}$ — исходная добыча нефти за месяц. На рисунке 4 приведены дебиты нефти q_o для вариантов без ЦЗ и усредненные дебиты q_y для вариантов с ЦЗ. На рисунке показаны только дебиты меньше $2 \text{ м}^3/\text{сут}$. Из рисунка следует, что в вариантах под номером 3, то есть включение ЦЗ при достижении $0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, имеет место формирование локальных максимумов. С уменьшением $\Delta\rho$ локальный максимум выражен сильнее. Из графика хорошо видно, что ЦЗ позволяет продлить рентабельный период разработки нефтяной залежи. В то же время в вариантах под номером 2 графики усредненных дебитов нефти ведут себя иначе после начала ЦЗ. Для этих вариантов с 21 месяца графики q_y осциллируют 1–2 цикла, а далее скорость уменьшения дебитов нефти существенно ниже, чем в контрольных вариантах.

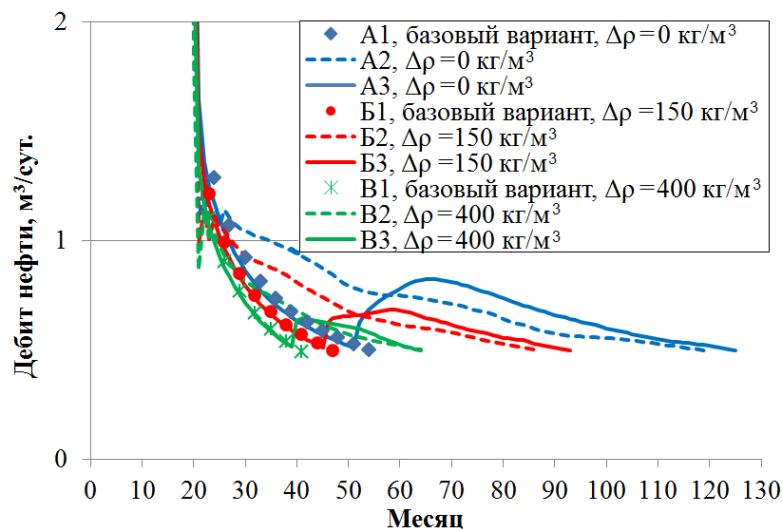


Рис. 4. Графики дебитов нефти серий А, Б и В

Высокопроницаемый слой расположен над низкопроницаемым слоем, между слоями глинистая перемычка

Как и в предыдущем пункте, вскрывался только высокопроницаемый слой. Для такой конфигурации расположения разнопроницаемых слоев были сформированы расчетные серии:

- серия Г с разностью плотностей воды и нефти $\Delta\rho = 0 \text{ кг/м}^3$;
- серия Д с разностью плотностей воды и нефти $\Delta\rho = 150 \text{ кг/м}^3$;
- серия Е с разностью плотностей воды и нефти $\Delta\rho = 400 \text{ кг/м}^3$.

Задавался и номер расчетного варианта: 1 — базовый вариант, 2 — вариант с началом циклического заводнения с 21 месяца и 3 вариант — начало циклического заводнения при достижении предельного дебита нефти. Как и ранее, длительность полуциклов равна 1 месяцу. В таблице 3 приведены данные по расчету вариантов. Из содержания таблицы следует, что рост разности $\Delta\rho$ ведет к росту величины КИН, увеличению времени разработки и снижению эффективности циклического заводнения. Снижение эффекта от ЦЗ при больших $\Delta\rho$ связано с тем, что с ростом $\Delta\rho$ нефть интенсивнее всплывает в высокопроницаемый слой, а вода интенсивнее проникает в низкопроницаемый. Поэтому стационарный процесс разработки за счет гравитационной сегрегации становится эффективнее и объем застойных слабодренлируемых зон, на которые могли бы подействовать методы увеличения нефтеотдачи, уменьшается.

На рисунке 5 приведены графики КИН вариантов серий Г, Д и Е. Из рисунка 5 и таблицы 3 можно увидеть, что итоговые КИН вариантов Г2 и Г3, Д2 и Д3 различаются незначительно, в то же время сроки рентабельной разработки в вариантах 3 больше на 19–25 %, чем сроки в вариантах с номером 2.

Результаты расчета вариантов серий Г, Д и Е

	Вариант стационарного заводнения			Вариант циклического заводнения					
	Г1	Д1	Е1	Г2	Д2	Е2	Г3	Д3	Е3
T	106	146	210	144	157	199	172	196	240
T _{цз}	0	0	0	124	137	179	67	51	31
Δp	0	150	400	0	150	400	0	150	400
Q _o	7 603	8 430	10 068	8 897	9 321	10 431	8 941	9 442	10 710
КИН	0,510	0,565	0,675	0,597	0,625	0,700	0,600	0,633	0,718
ΔQ_o	0	0	0	17,0	10,6	3,6	17,6	12,0	6,4
Q _L	31 711	43 709	62 909	42 874	46 770	59 382	51 511	58 709	71 909
Q _w	32 713	44 768	64 084	43 874	47 506	60 201	52 214	59 452	72 758

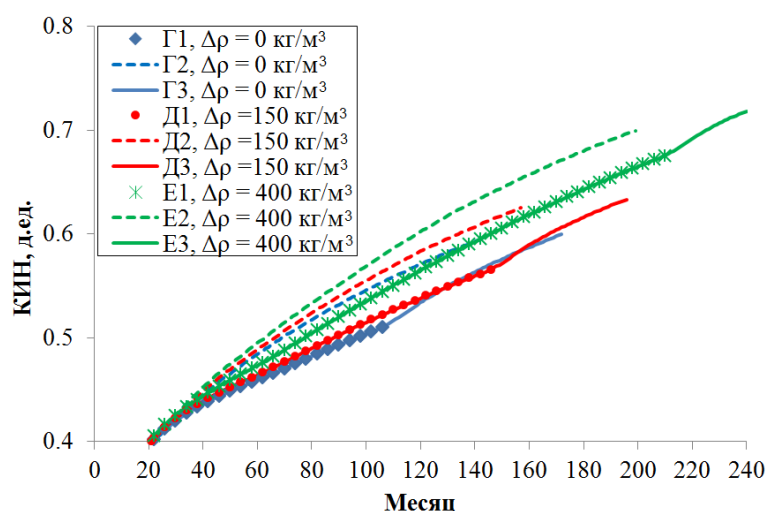


Рис. 5. Графики изменения КИН, вариантов серий Г, Д и Е

На рисунке 6 приведено распределение нефтенасыщенности в варианте Е2 на конец разработки. На этом рисунке можно заметить проявление двух процессов, которые проходят при заводнении с такой конфигурацией расположения разнопроницаемых слоев:

- нефть всплывает в верхнюю часть высокопроницаемого слоя;
- вода «оседает» по низкопроницаемому слою и накапливается в нижней его части [10].

Отметим, что при циклическом заводнении «оседание» воды по низкопроницаемому слою и ее накопление у подошвы пласта происходит интенсивнее, чем при стационарном заводнении. Вследствие этого зона с остаточной нефтью в вариантах ЦЗ меньше и нефтенасыщенность в этой зоне ниже.

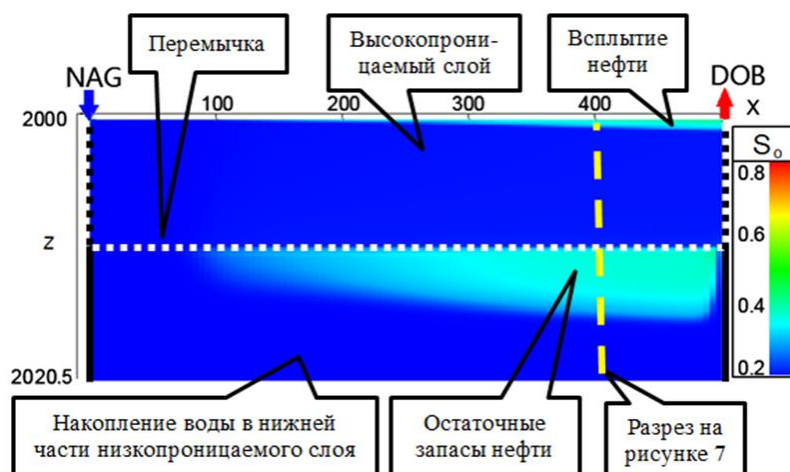


Рис. 6. Нефтенасыщенность S_o в варианте E2 на конец разработки

Иллюстрация немонотонности нефтенасыщенности при вертикальном разрезе показана на рисунке 7 (разрез в варианте E2 при $x = 400$ м). На этом рисунке видна следующая структура нефтенасыщения:

- зона всплытия нефти ($2000,0 \leq z < 2000,6$);
- зона переноса жидкости ($2000,6 \leq z < 2010,0$);
- резкий рост нефтенасыщения в глинистой перемычке ($2010,0 \leq z \leq 2010,5$) и зона остаточных запасов нефти ($2010,5 \leq z < 2016$);
- зона накопления воды у подошвы пласта ($2016 \leq z < 2020,5$).

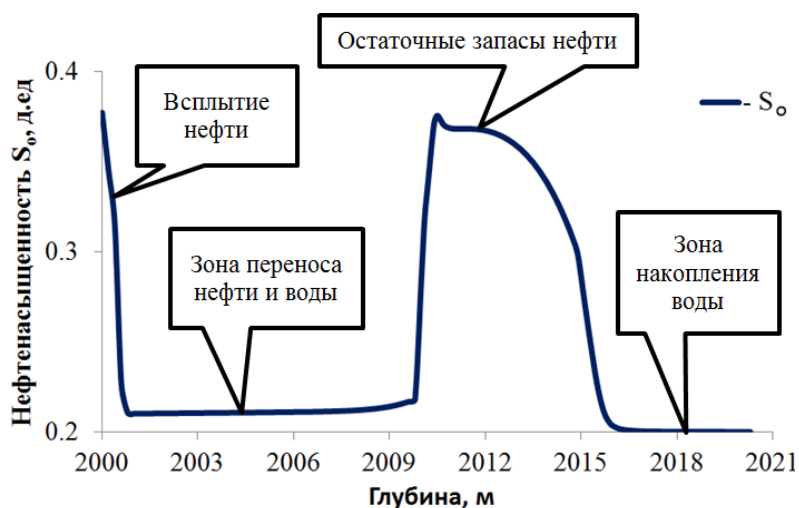


Рис. 7. Распределение нефтенасыщенности S_o по глубине при $x = 400$ м в варианте E2 на конец разработки

На рисунке 8 приведены графики дебитов нефти q_0 (для вариантов без ЦЗ) и q_y (для вариантов с ЦЗ), вычисленные по формуле (1), меньшие $2 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Из рисунка видно сходное воздействие циклического заводнения во всех вариантах ГЗ, ДЗ и ЕЗ на процесс разработки. В этих вариантах формируются локальные максимумы примерно через 8–10 полуциклов от начала циклического заводнения. В то же время в вариантах Г2, Д2 и Е2 циклическое заводнение оказывает иное воздействие, падение дебитов нефти более плавное, чем в базовых вариантах без циклического заводнения.

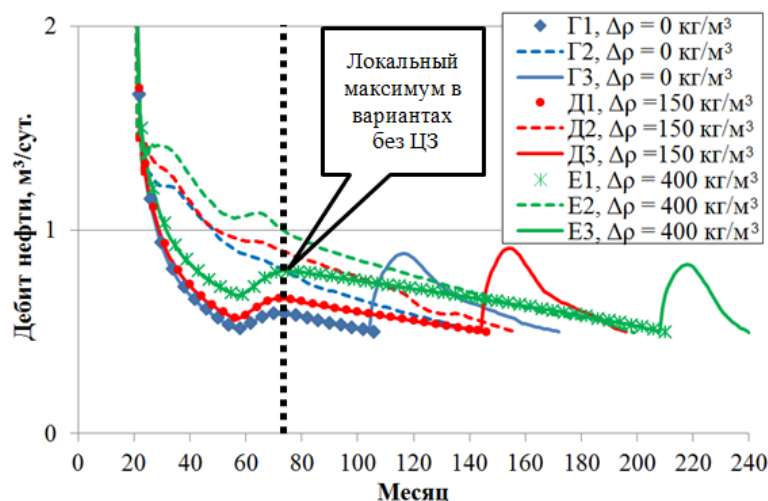


Рис. 8. Графики дебитов нефти вариантов Г, Д и Е

Интересной особенностью графиков дебитов нефти в вариантах без циклического заводнения Г1, Д1 и Е1 является формирование локального максимума на 70–75 месяц от начала заводнения. Появление этого максимума объясняется тем, что вода начинает накапливаться в нижней части низкопроницаемого слоя и это несколько ускоряет всплытие и добычу нефти.

Выводы

В классической модели циклического заводнения влияние гравитации и взаимное расположение разнопроницаемых слоев не учитывается [7]. Однако приведенные выше расчеты показывают разную структуру решений с разными параметрами $\Delta\rho$. В работе продемонстрировано, что разница плотностей фаз оказывает значительное влияние на эффективность циклического заводнения и на длительность разработки залежи. Таким образом, расположение разнопроницаемых слоев необходимо учитывать при составлении программ, реализующих ЦЗ на месторождениях.

Отметим, что во всех расчетах с ростом $\Delta\rho$ эффективность циклического заводнения уменьшается и при $\Delta\rho > 350 \text{ кг/м}^3$ метод ЦЗ становится малоэффективным.

В случае если высокопроницаемый слой расположен над низкопроницаемым слоем, формируется немонотонная в вертикальном плане структура нефтенасыщенности, обусловленная процессом всплытия более легкой нефти в высокопроницаемый слой и оседания более тяжелой воды в нижнюю часть низкопроницаемого слоя.

Список источников

1. Сургучёв, М. Л. Об увеличении нефтеотдачи неоднородных пластов / М. Л. Сургучев. – Текст : непосредственный // Труды ВНИИ. – 1959. – Вып. 19. – С. 102–110.
2. А.с. 193402. Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/18. Способ разработки нефтяных месторождений : № 1011799 : опубл. 1967/ А. А. Боксерман, А. И. Губанов, Ю. П. Желтов, А. А. Кочешков, В. Г. Оганджаниянц, М. Л. Сургучев : заявитель ВНИИ. – Текст : непосредственный.
3. Сургучёв, М. Л. Циклическое заводнение нефтяных пластов / М. Л. Сургучев, О. Э. Цынкова, И. Н. Шарбатова. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1977. – 65 с. – Текст : непосредственный.
4. Владимиров, И. В. Нестационарные технологии нефтедобычи (этапы развития, современное состояние и перспективы) / И. В. Владимиров. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2004. – 216 с. – Текст : непосредственный.
5. Крянев, Д. Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия / Д. Ю. Крянев. – Москва: Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт, 2008. – 208 с. – Текст : непосредственный.
6. Крянев, Д. Ю. Критерии выбора объектов разработки ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» для применения нестационарного заводнения / Д. Ю. Крянев, А. М. Петраков, А. В. Билинчук. – Текст : непосредственный // Повышение эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами : труды ОАО «ВНИИнефть». – Москва, 2005. – Вып. № 132. – С. 135–145.
7. Цынкова, О. Э. Постановка двухмерной задачи о периодическом заводнении нефтяного пласта / О. Э. Цынкова. – Текст: непосредственный // Труды ВНИИ. – Вып. 68. – Москва : Недра, 1979. – С. 3–65.
8. tNavigator 18.2 симулятор: справочное руководство. – Москва : RFD, 2018. – 2524 с. – Текст : непосредственный.
9. Химия и химическая технология. Справочник химика. – URL: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/> (дата обращения : 20.04.2024). – Текст : электронный.
10. Бочаров, О. Б. Численное моделирование термокапиллярной противоточной пропитки / О. Б. Бочаров, И. Г. Телегин. – Текст : непосредственный // Теплофизика и Аэромеханика. – 2005. – Т. 12, № 3. – С. 433–444.

References

1. Surguchev, M. L. (1959). Ob uvelichenii nefteotdachi neodnorodnykh plastov. Trudy VNII. Vyp. 19, pp. 102-110. (In Russian).
2. A.s. 193402. Rossiyskaya federatsiya, MPK E 21 B 43/18. Sposob razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy : № 1011799 : opubl. 1967/ A. A. Bokserman, A. I. Gubanov, Yu. P. Zheltov, A. A. Kocheshkov, V. G. Ogandzhanyants, M. L. Surguchev : zayavitel' VNII.
3. Surguchev, M. L., Tsynkova, O. E., & Sharbatova, I. N. (1977). Tsiklichesкое zavodnenie neftyanykh plastov. Moscow, VNIIOENG Publ., 65 p. (In Russian).

4. Vladimirov, I. V. (2004). Nestatsionarnye tekhnologii neftedobychi (etapy razvitiya, sovremennoe sostoyanie i perspektivy). Moscow, VNIIOENG Publ., 216 p. (In Russian).
5. Kryanev, D. Yu. (2008). Nestatsionarnoe zavodnenie. Metodika kriterial'noy otsenki vybora uchastkov vozdeystviya. Moscow, Vserossiyskiy neftegazovyy nauchno-issledovatel'skiy institute Publ., 208 p. (In Russian).
6. Kryanev, D. Yu., Petrakov, A. M., & Bilinchuk, A. V. (2005). Kriterii vybora ob"ektov razrabotki OAO «Slavneft'-Megionneftegaz» dlya primeneniya nestatsionarnogo zavodneniya. Povyshenie effektivnosti razrabotki mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemymi zapasami : trudy OAO «VNIIneft'». Moscow, Vyp. 132, pp. 135-145. (In Russian).
7. Tsynkova, O. E. (1979). Postanovka dvukhmernoy zadachi o periodicheskom za-vodnenii neftyanogo plasta. Trudy VNII. Vyp. 68. Moscow, Nedra Publ., pp. 3-65. (In Russian).
8. tNavigator 18.2 simulyator: spravochnoe rukovodstvo. (2018). Moscow, RFD Publ., 2524 p. (In Russian).
9. Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya. Spravochnik khimika. (In Russian). Available at: <https://www.chem21.info/page/142099166237216052154184149037175236013009003133/>
10. Bocharov, O. B., & Telegin, I. G. (2005). Chislennoe modelirovanie termokapillyarnoy protivotochnoy propitki. Teplofizika i Aeromekhanika, 12(3), pp. 433-444. (In Russian).

Информация об авторе / Information about the author

Телегин Игорь Григорьевич, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
teleginig@tyuiu.ru

Igor G. Telegin, Candidate of Physics and Mathematics Sciences, Associate Professor at the Department at Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, teleginig@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 20.02.2025; одобрена после рецензирования 25.02.2025; принята к публикации 05.03.2025.

The article was submitted 20.02.2025; approved after reviewing 25.02.2025; accepted for publication 05.03.2025.