

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.189-207>

EDN SSTQNI

УДК 622.276.038:532.5

**Учет слоистой неоднородности коллектора
в гидродинамической модели за счет модификации
относительных фазовых проницаемостей**

Газизов Н.Р.

Альметьевский государственный технологический университет

«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

**Consideration of layered reservoir heterogeneity
in the hydrodynamic model due to modification
of relative phase permeability**

N.R. Gazizov

Almetyevsk State Technological University "Higher School of Petroleum", Almetyevsk, Russia

E-mail: gazizov.2002@mail.ru

Аннотация. В работе анализируется влияние неучёта геологических неоднородностей на точность адаптации гидродинамической модели, что особенно актуально в условиях большой неопределенности свойств в межскважинном пространстве. Цель исследования – выявить закономерности изменения относительных фазовых проницаемостей при учете послойной неоднородности в процессе адаптации модели. Используются методы численного моделирования на основе данных реального месторождения. Получены результаты, показывающие увеличение сходимости расчетных и фактических данных благодаря изменению ОФП.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, адаптация, относительная фазовая проницаемость, геологическая неоднородность, слоистая неоднородность

Для цитирования: Газизов Н.Р. Учет слоистой неоднородности коллектора в гидродинамической модели за счет модификации относительных фазовых проницаемостей // Нефтяная провинция. 2026.- №1(45).-С. 189-207. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.189-207>. - EDN SSTQNI

Abstract. This article analyzes the impact of neglecting geological heterogeneities on the history matching accuracy of a hydrodynamic model, which is particularly relevant in conditions of high uncertainty in reservoir properties in the interwellbore space. The objective of the study is to identify patterns in relative permeability changes when accounting for layer-by-layer heterogeneity during the history matching process. Numerical modeling methods based on real field data were used. The results demonstrate improved convergence between calculated and actual data by adjusting relative permeability.

Key words: *hydrodynamic modeling, adaptation, relative phase permeability, geological heterogeneity, layered heterogeneity*

For citation: N.R. Gazizov Uchet sloistoy neodnorodnosti kollektora v gidrodinamicheskoj modeli za schet modifikatsii odnositel'nykh fazovykh pronitsayemostey [Consideration of layered reservoir heterogeneity in the hydrodynamic model due to modification of relative phase permeability]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(45), 2026. pp. 189-207. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.189-207>. EDN SSTQNI (in Russian)

Введение

Для проектирования разработки нефтяных месторождений в качестве инструмента для прогнозных расчетов, а также для расчета эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) применяется гидродинамическая модель (ГДМ). Главным условием использования ГДМ является ее хорошая адаптация на исторические данные разработки. При адаптации модель настраивается в два этапа: 1) глобальная адаптация состоит в настройке давлений, а также в настройке дебитов фаз/накопленной добычи в целом по залежи; 2) локальная адаптация заключается в настройке ГДМ на данные каждой скважины [1–3].

Причиной адаптации является большая неопределенность в данных, как скважинных (дебитов, обводненности), так и в геологических (проницаемость, пористость, нефтенасыщенность в межскважинном пространстве и т.д.) [4]. Например, на месторождении А из 100 скважин был отобран керн на 10 скважинах, по 3 из которых выполнили исследования на определение относительных фазовых проницаемостей. То есть из-за очевидной недостаточности данных не учитывается множество факторов при построении модели. Особенно остро стоит вопрос о моделировании межскважинного

пространства, которое и составляет основной объем залежи. Неопределенность локального геологического строения коллектора (в районе скважины или в пространстве между двумя ближайшими скважинами) заставляет специалистов по ГДМ применять весь арсенал методов адаптации. Одним из таких методов является локальное изменение относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

В данной работе мы рассмотрим, как неучет геологических неоднородностей (по разным причинам) сказывается на адаптации ГДМ и какие изменения вносятся в ОФП для лучшего совпадения фактических и расчетных показателей. Для решения данной задачи создавались две модели, одна из которых имитировала реальный пласт и содержала не учитываемую геологическую неоднородность, вторая модель имитировала ГДМ, не содержала не учитываемую геологическую неоднородность и настраивалась за счет изменения ОФП. Ниже рассмотрено влияние на адаптацию не учитываемой слоистой неоднородности поля проницаемости коллектора.

Методика проведения работы

Рассмотрим задачу влияния неучтенной геологической неоднородности (слоистая неоднородность поля проницаемости) на процессы адаптации и изменение относительных фазовых проницаемостей.

Для данного исследования создаются две модели:

1) «Фактическая». Модель состоит из пропластков разной проницаемости. Таким образом мы воспроизводим добычу из пласта со слоистой неоднородностью.

2) «Однородная». Модель состоит из пропластков с одинаковой проницаемостью. При этом проницаемость слоев определялась как средневзвешенная проницаемость коллектора «фактической» модели (1):

$$k = \frac{\sum k_i * n_i}{\sum n_i} \quad (1)$$

где: - k_i – проницаемость i -го слоя, мД;

- n_i – количество слоев с проницаемостью k_i , ед.

Обе модели имеют одинаковую размерность – 50-50-6 ячеек, высота каждого слоя равнялась 0,5 м. На модели располагались одна добывающая и одна нагнетательная скважины.

Адаптация технологических показателей «однородной» модели к «фактической» проводилась за счет изменения ОФП. В зависимости от конкретных условий меняются определенные точки на ОФП. При этом стоит отметить, что при адаптации не изменяются связанная вода и остаточная нефтенасыщенность.

В качестве параметра сравнения изменения относительных фазовых проницаемостей будет площадь под кривой. Адаптация считается завершенной, если накопленные нефть и вода в «однородной модели» имеют расхождение 5% от результатов «фактической» модели.

Всего были построены 8 моделей от СЛН_1 до СЛН_8. Их параметры отображены в таблице (Табл. 1) и рисунке (Рис. 1) ниже.

Таблица 1

Характеристики рассматриваемых моделей

Модель	«Фактическая»	«Однородная»
СЛН_1	3×100 мД	6×550 мД
	3×1000 мД	
СЛН_2	3×1000 мД	6×550 мД
	3×100 мД	
СЛН_3	5×100 мД	6×250 мД
	1×1000 мД	
СЛН_4	1×1000 мД	6×250 мД
	5×100 мД	
СЛН_5	4×100 мД	6×400 мД
	2×1000 мД	
СЛН_6	1×100 мД	6×850 мД
	5×1000 мД	
СЛН_7	2×1000 мД	6×400 мД
	4×100 мД	
СЛН_8	5×1000 мД	6×850 мД
	1×100 мД	

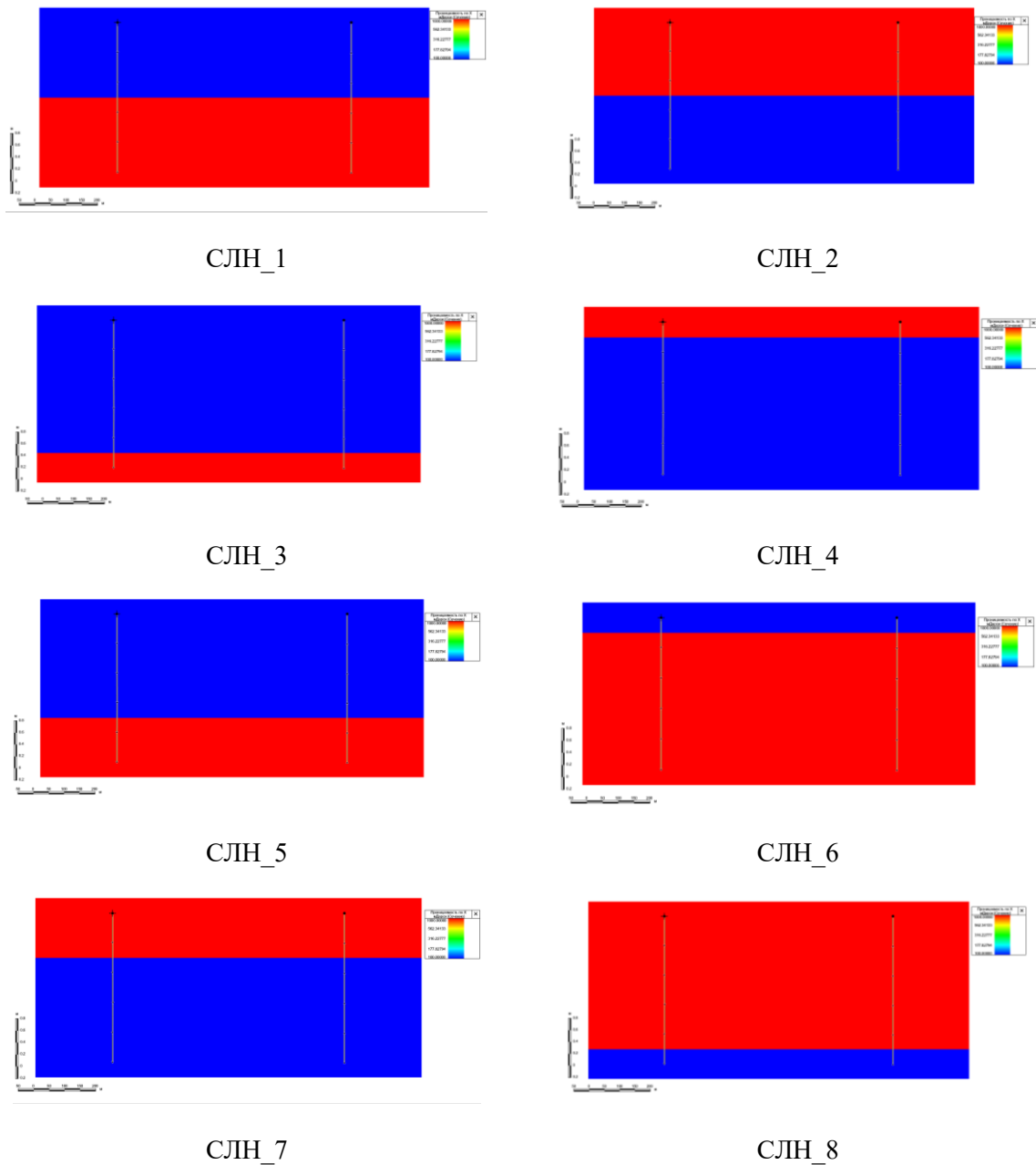


Рис. 1. Распределение слоев проницаемости по моделям

На всех «фактических» моделях применялась одни и те же ОФП, которые представлены ниже (Рис. 2). В дальнейшем при рассмотрении моделей будут представлены графики изменения по тем фазам, где корректировались ОФП.

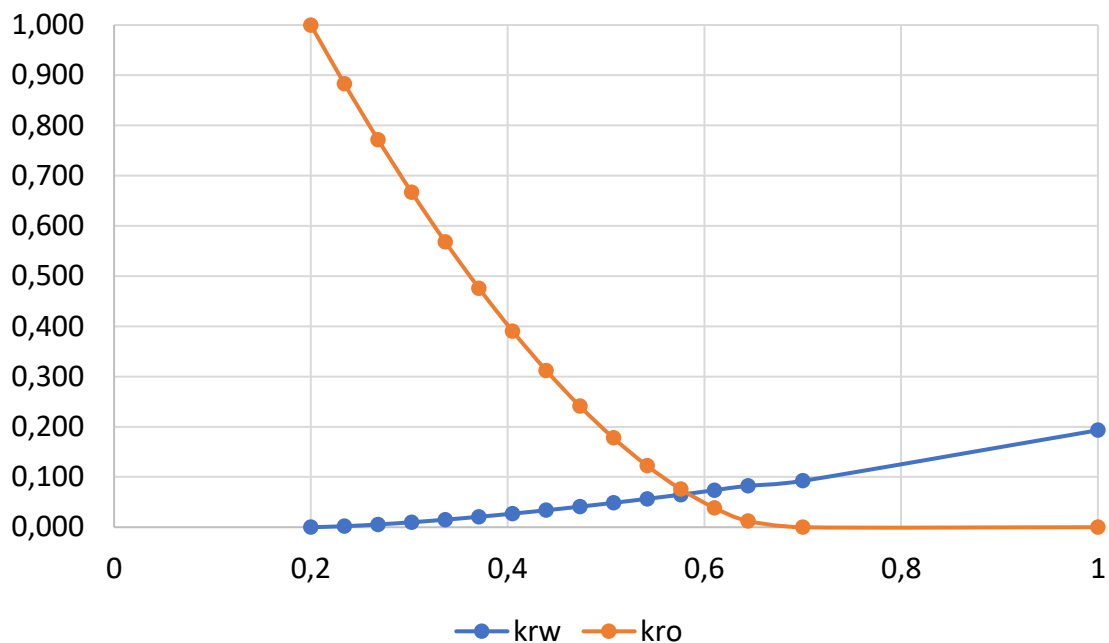


Рис. 2. ОФП для «фактических» моделей

Адаптация моделей

Рассмотрим в сравнении две модели СЛН_1 и СЛН_2.

Для адаптации «однородной модели» СЛН_1 потребовалось ОФП по воде увеличить в первых точках и начиная с середины (Рис. 3), таким образом площадь под кривой у ОФП по воде увеличилась (Табл. 2). По графикам разницы дебита нефти и обводненности (Рис. 4) четко видно, что после адаптации данные параметры лучше сходятся со значениями «фактической» модели.

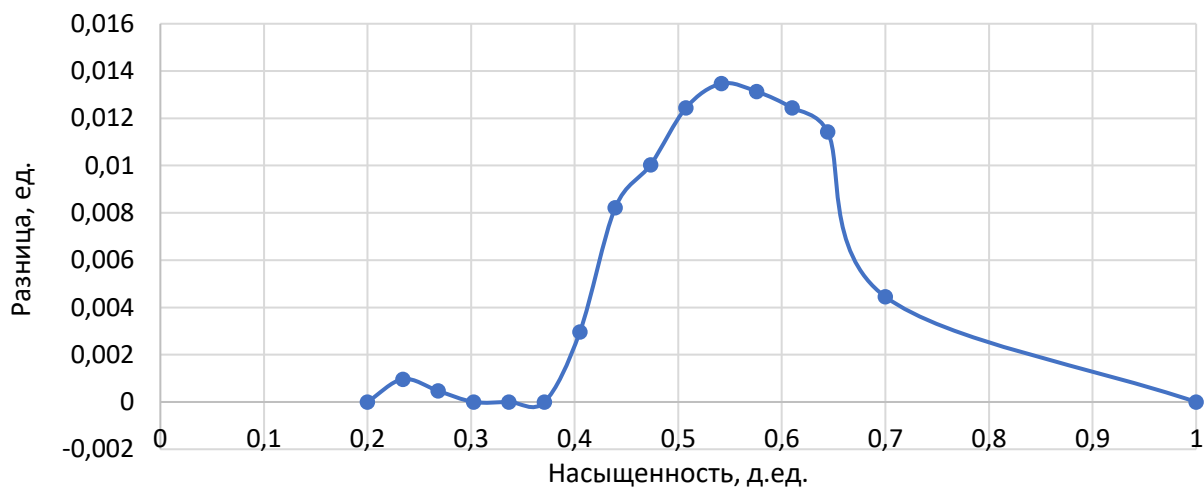


Рис. 3. Разница итоговой и исходной ОФП воды модели СЛН_1

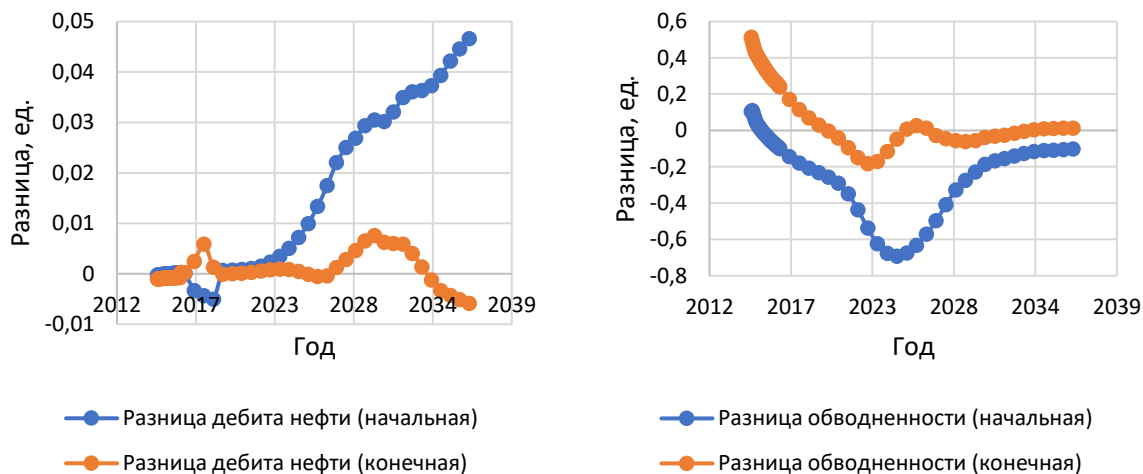


Рис. 4. Основные сравнительные графики модели СЛН_1

Таблица 2

Площадь под кривой в модели СЛН_1

ОФП	Было, ед.	Стало, ед.	Разница, %
Вода	0,02014	0,02331	16
Нефть	0,01791	0,01791	0

Рассматривая СЛН_2, можно будет ответить на вопрос «Есть ли разница от расположения высоко- и низкопроницаемых пластов?».

Однородная модель СЛН_2 хорошо адаптируется с исходными ОФП, однако принято решение занизить ОФП по воде на последних точках (Рис. 5, Табл. 3), таким образом накопленная вода на последние даты повторила значения неоднородной модели, основные сравнительные графики представлены ниже (Рис. 6).

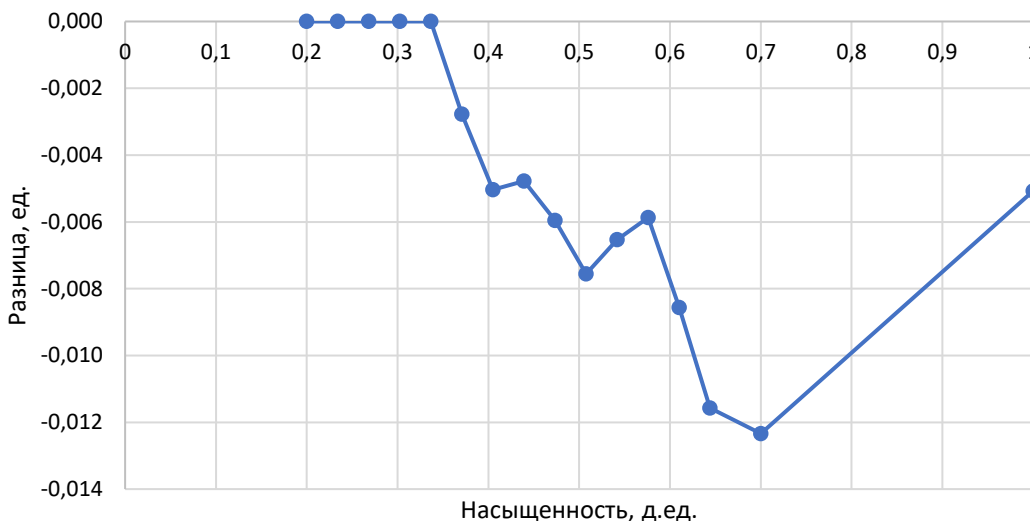


Рис. 5. Разница итоговой и исходной ОФП воды модели СЛН_2

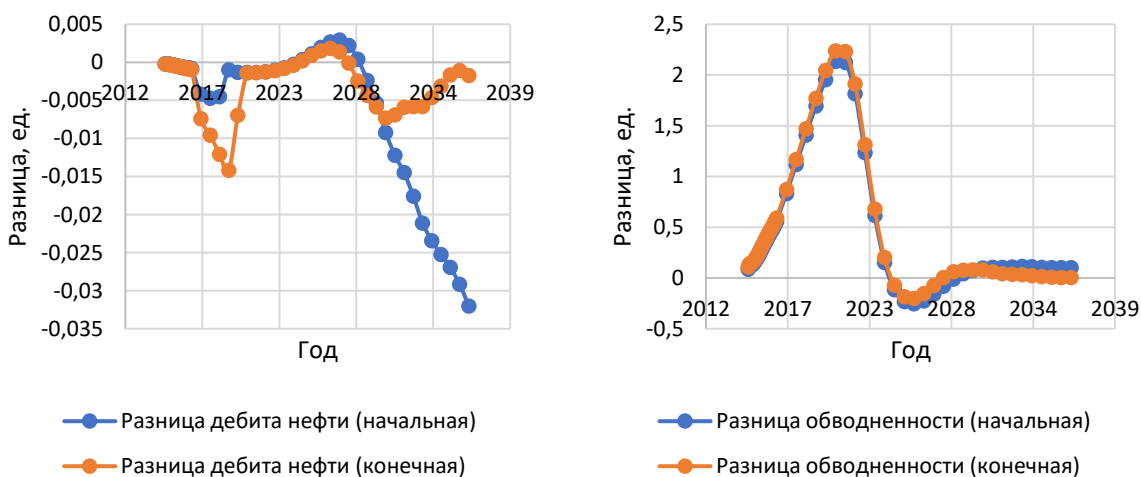


Рис. 6. Основные сравнительные графики модели СЛН_2

Таблица 3

Площадь под кривой в модели СЛН_2

ОФП	Было, ед.	Стало, ед.	Разница, %
Вода	0,02	0,01745	-13
Нефть	0,01791	0,01791	0

Таким образом, сравнивая две модели с разным расположением высоко- и низкопроницаемых пластов, можно отметить, что для варианта, где высокопроницаемый пласт находится снизу, необходимо увеличивать ОФП по воде, а для варианта, где высокопроницаемый пласт находится сверху, наоборот, уменьшить ОФП по воде.

Далее рассмотрим модели СЛН_3 и СЛН_4.

Для адаптации однородной модели СЛН_3 потребовалось завысить ОФП по воде начиная с серединной части, таким образом площадь под кривой ОФП по воде увеличилась на 39%, при этом ОФП по нефти осталась такой же. Адаптация была остановлена на расхождении 3% по накопленной нефти и 3,5% по накопленной воде. Изменение ОФП (Рис. 7), сравнительные графики (Рис. 8) и таблица со сравнительным параметром (Табл. 4) представлены ниже.

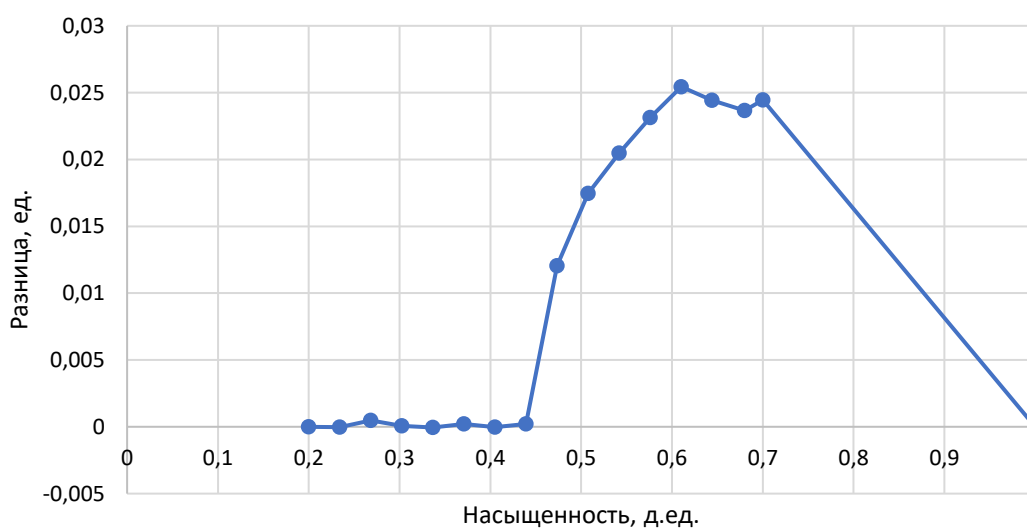


Рис. 7. Разница итоговой и исходной ОФП воды модели СЛН_3

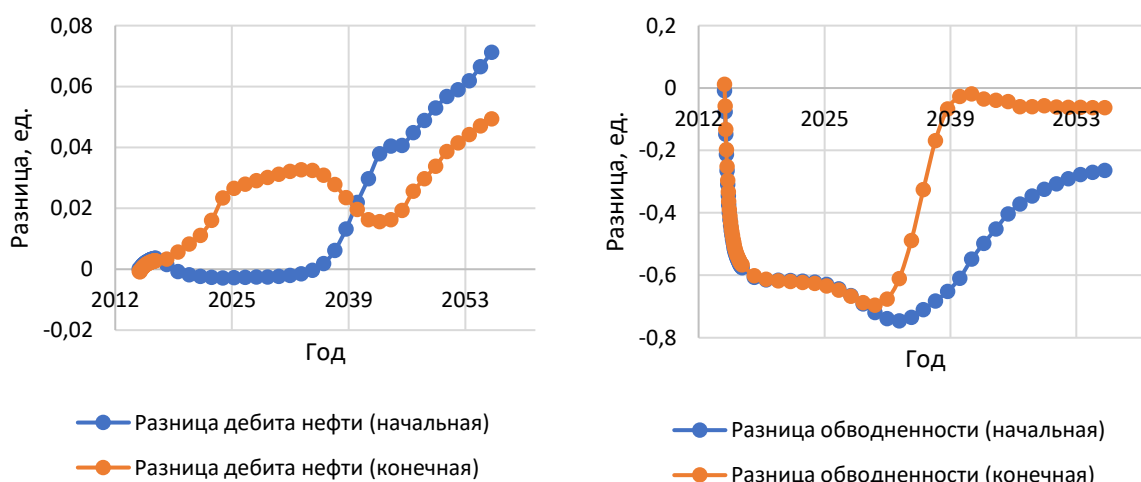


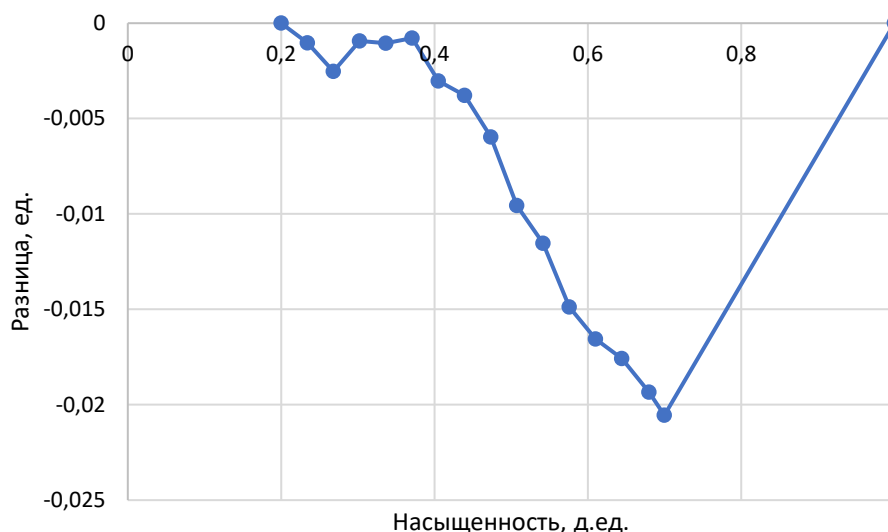
Рис. 8. Основные сравнительные графики модели СЛН_3

Таблица 4

Площадь под кривой в модели СЛН_3

ОФП	Было, ед.	Стало, ед.	Разница, %
Вода	0,01816	0,02524	39
Нефть	0,17895	0,17895	0

Модель СЛН_4 отличается от СЛН_3 тем, что первый сверху пласт имеет проницаемость 1000 мД, а последующие по 100 мД, то есть обратная ситуация относительно предыдущей модели. При адаптации потребовалось занизить ОФП по воде в серединной части (Рис. 9) и таким образом однородную модель удалось адаптировать на результаты модели со слоистой неоднородностью.

*Рис. 9. Разница итоговой и исходной ОФП воды модели СЛН_4*

Одной из особенностей данной модели является то, что накопленная нефть изначально практически адаптирована в допустимом диапазоне расходов, однако накопленная вода имела расхождение в 54%. Это же видно на графике разницы обводненности (Рис. 10). Можно отметить, что после завершения адаптации разница между исходной обводненностью и итоговой уменьшилась, а адаптация была завершена при достижении 3% по накопленной нефти и 5% по накопленной воде.

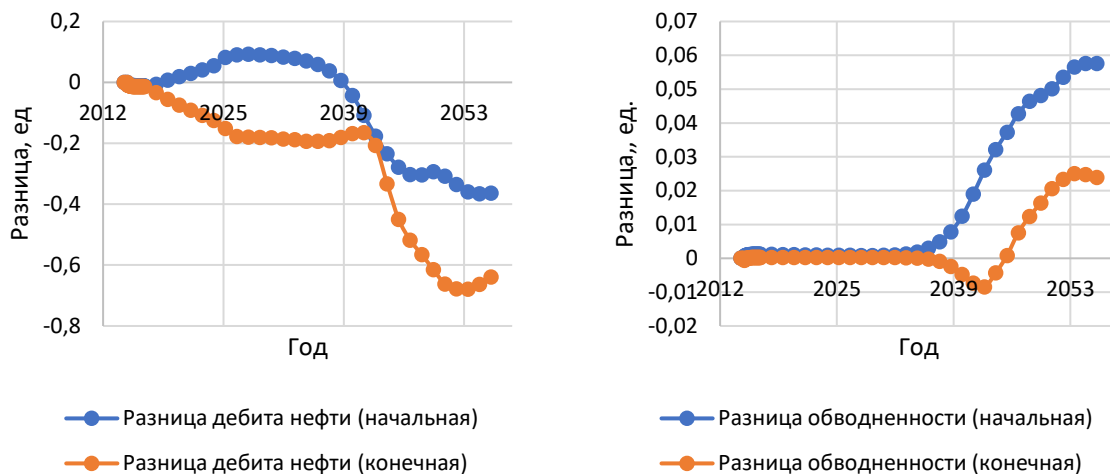


Рис. 10. Основные сравнительные графики модели СЛН_4

Рассматривая площадь под кривой, можно отметить, что для адаптации достаточно было лишь уменьшить ОФП по воде на 11% и расчет однородной модели повторил значения неоднородной модели (Табл. 5).

Таблица 5

Площадь под кривой в модели СЛН_4

ОФП	Было, ед.	Стало, ед.	Разница, %
Вода	0,01816	0,01628	-11
Нефть	0,17895	0,1895	0

Таким образом, сравнивая две зеркальные модели СЛН_3 и СЛН_4, можно сделать вывод: если высокопроницаемый пласт находится снизу, то необходимо увеличивать ОФП по воде, а именно начиная с насыщенности 0,5.

Далее перейдем к сравнению моделей СЛН_5 и СЛН_6.

С исходной ОФП однородная модель СЛН_5 имела расхождение по накопленной нефти 3% и по накопленной воде 25%. Для адаптации однородной модели необходимо было завязать ОФП по воде (Рис. 11).

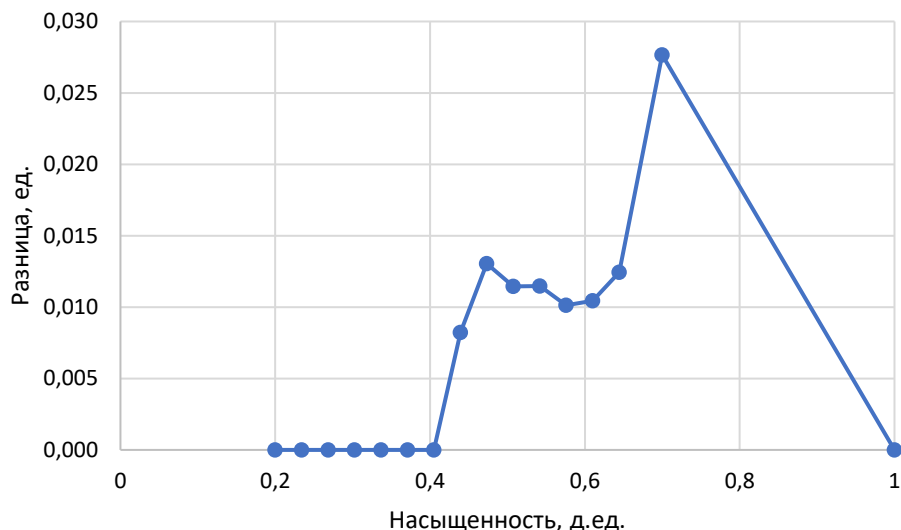


Рис. 11. Разница итоговой и исходной ОФП воды модели СЛН_5

На графиках (Рис. 12) видно, что используя исходные ОФП в однородной модели довольно большая разница как по дебитам нефти, так и по обводненности. После адаптации разница практически минимальна, а работа была завершена при расхождении 2,9% по накопленной нефти и 1% по накопленной воде.

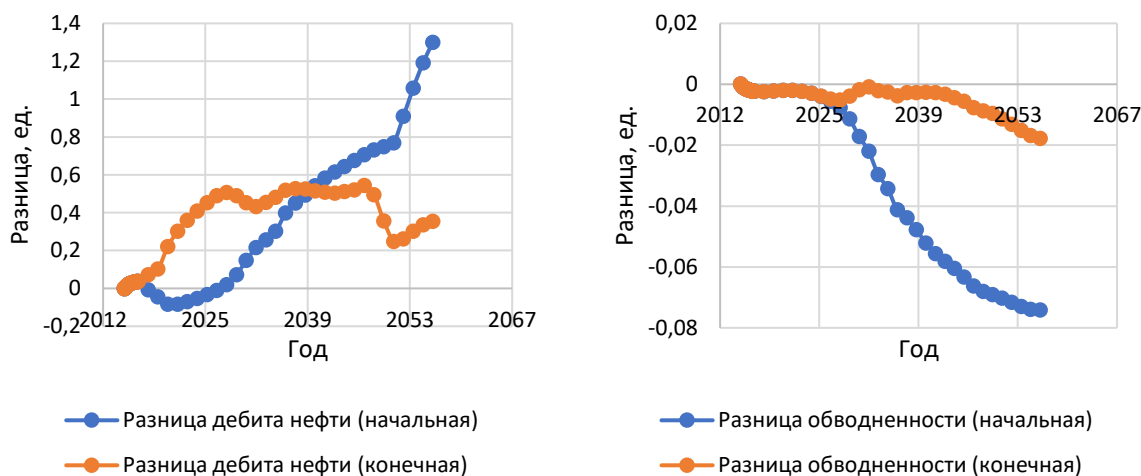


Рис. 12. Основные сравнительные графики модели СЛН_5

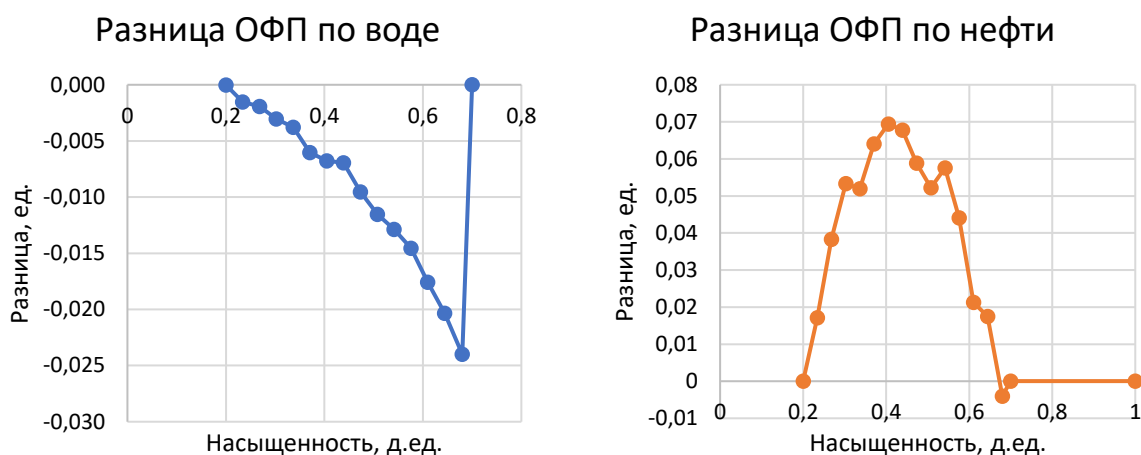
Рассматривая площадь под кривой (Табл. 6), можно отметить, что для адаптации потребовалось увеличить ОФП по воде на 17,4%, так как проницаемость однородной модели меньше проницаемости высокопроницаемых слоев.

Таблица 6

Площадь под кривой в модели СЛН_5

ОФП	Было, ед.	Стало, ед.	Разница, %
Вода	0,02	0,02347	17,4
Нефть	0,17895	0,17895	0

Модель СЛН_7 отличается обратным расположением низко- и высокопроницаемых слоев. В однородной модели проницаемость всё та же – 400 мД. Для ее адаптации потребовалось изменить не только ОФП по воде, но и ОФП по нефти (Рис. 13). Как видно на графике потребовалось уменьшить ОФП по воде и увеличить ОФП по нефти.

*Рис. 13. Разница итоговой и исходной ОФП модели СЛН_7*

На графиках (Рис. 14) заметно, что после адаптации разница дебита нефти получилась намного меньше, чем при исходных ОФП, тоже самое можно сказать про обводненность – используя первоначальные ОФП разница достигала больших значений, после адаптации разница достигла минимальных значений. Адаптация была завершена при расхождении 1,8% по накопленной нефти и 2% по накопленной воде.

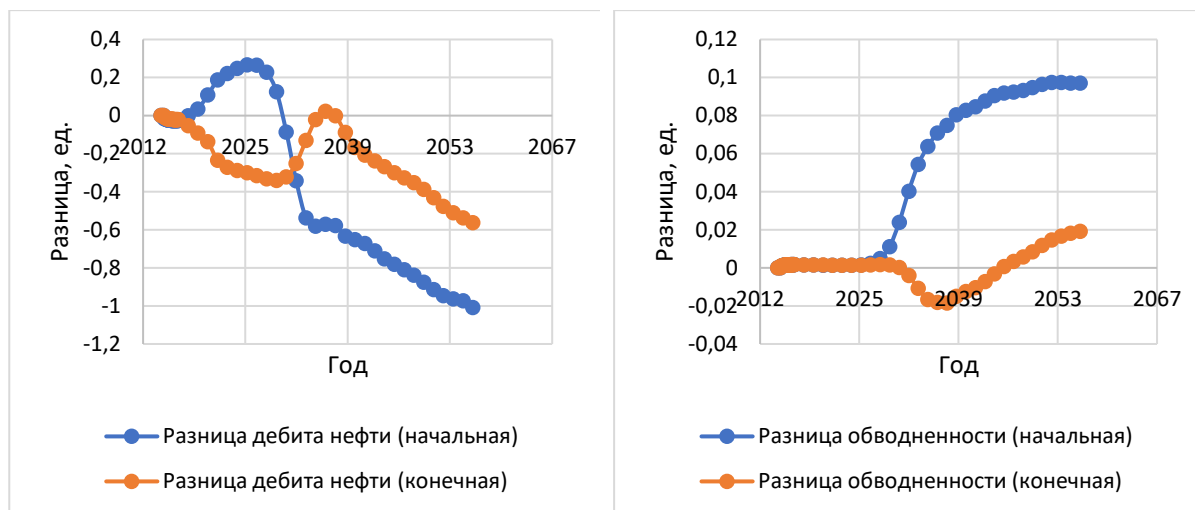


Рис. 14. Основные сравнительные графики модели СЛН_7

Рассматривая площадь под кривой (Табл. 7), можно отметить, что для адаптации потребовалось уменьшить ОФП по воде на 20,1%, а ОФП по нефти увеличить на 11,8%.

Таблица 7

Площадь под кривой в модели СЛН_7

ОФП	Было, ед.	Стало, ед.	Разница, %
Вода	0,02	0,01598	-20,1
Нефть	0,17895	0,20004	11,79

Таким образом, сравнивая модели СЛН_5 и СЛН_7, можно отметить следующее: если более проницаемый пласт находится выше менее проницаемого, то необходимо уменьшить относительную фазовую проницаемость по воде и увеличить относительную фазовую проницаемость по нефти, при обратном варианте – лишь увеличить ОФП по воде

Следующим этапом будет сравнение моделей СЛН_6 и СЛН_8, которые также отличаются между собой лишь расположением высокопроницаемых слоев.

Однородная модель СЛН_6 с исходными ОФП практически полностью повторила значения неоднородной модели – процент расхождения по накопленной нефти и воды составил менее единицы по обоим параметрам.

Для полного повторения потребовалось лишь исправить ОФП по воде у последней точки – немного увеличить (Рис. 15).

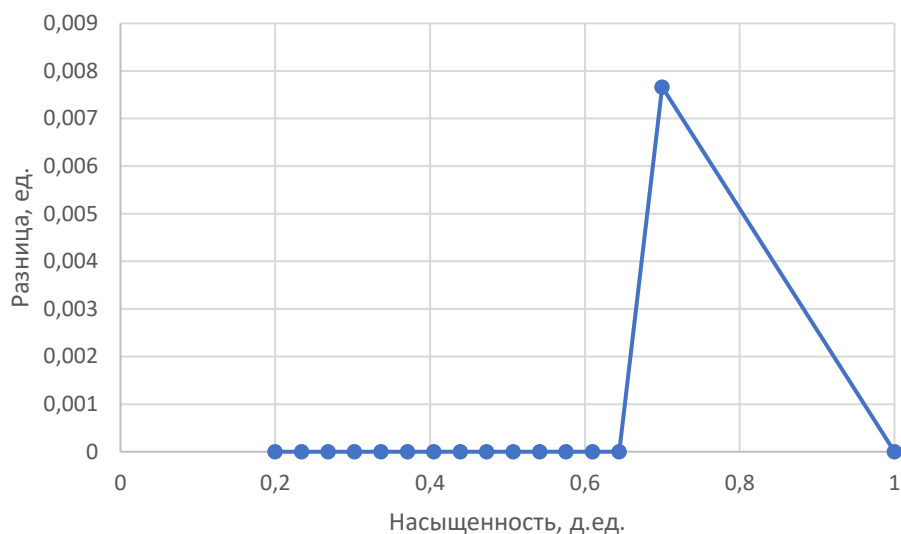


Рис. 15. Разница итоговой и исходной ОФП воды модели СЛН_6

На графиках (Рис. 16) видно, что используя исходные ОФП в однородной модели довольно большая разница как по дебитам нефти, так и по обводненности. После адаптации разница практически минимальна, а работа была завершена при расхождении 2,9% по накопленной нефти и 1% по накопленной воде.

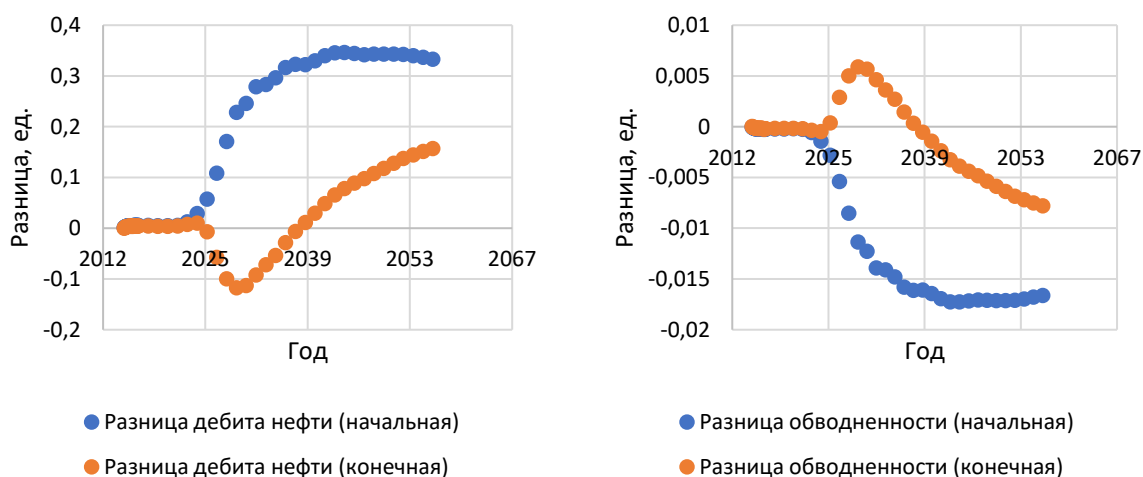


Рис. 16. Основные сравнительные графики модели СЛН_6

Рассматривая площадь под кривой (Табл. 8), можно отметить, что для адаптации потребовалось увеличить ОФП по воде всего на 0,4%, так как

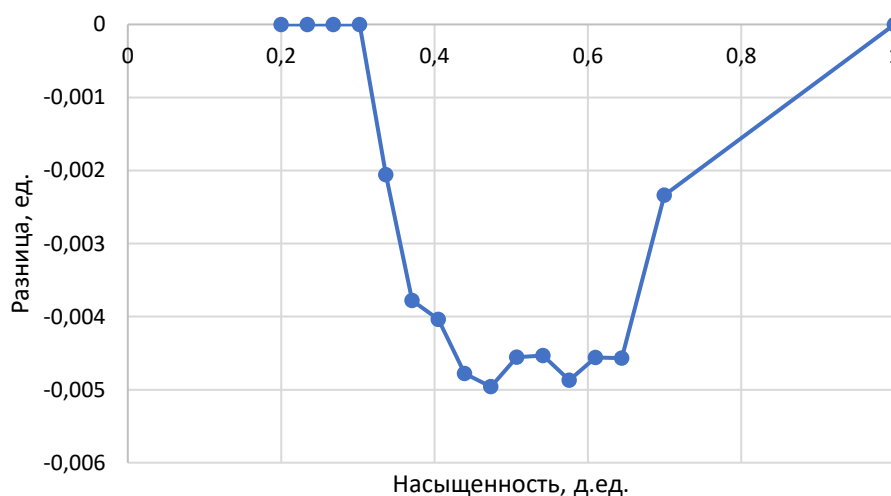
проницаемость однородной модели очень близка к проницаемости большинства слоев.

Таблица 8

Площадь под кривой в модели СЛН_6

ОФП	Было, ед.	Стало, ед.	Разница, %
Вода	0,02	0,02008	0,4
Нефть	0,17895	0,17895	0

Отличительной особенностью модели СЛН_8 является обратное расположение высокопроницаемых слоев – они находятся сверху. Однородная модель с исходными ОФП имела расхождение более 5% только по накопленной воде, следовательно изменяли лишь ОФП по воде, а именно занижали значения в серединной части кривой. Таким образом, расхождение по накопленной нефти снизилось до 1%, а по накопленной воде до 3,4% (Рис. 17).

*Рис. 17. Разница итоговой и исходной ОФП воды модели СЛН_8*

На графиках (Рис. 18) наглядно видно, как сильно различались дебит нефти и обводненность до адаптации и после ее завершения. Таким образом адаптированная модель повторила значения неоднородной модели по дебиту нефти и обводненности.

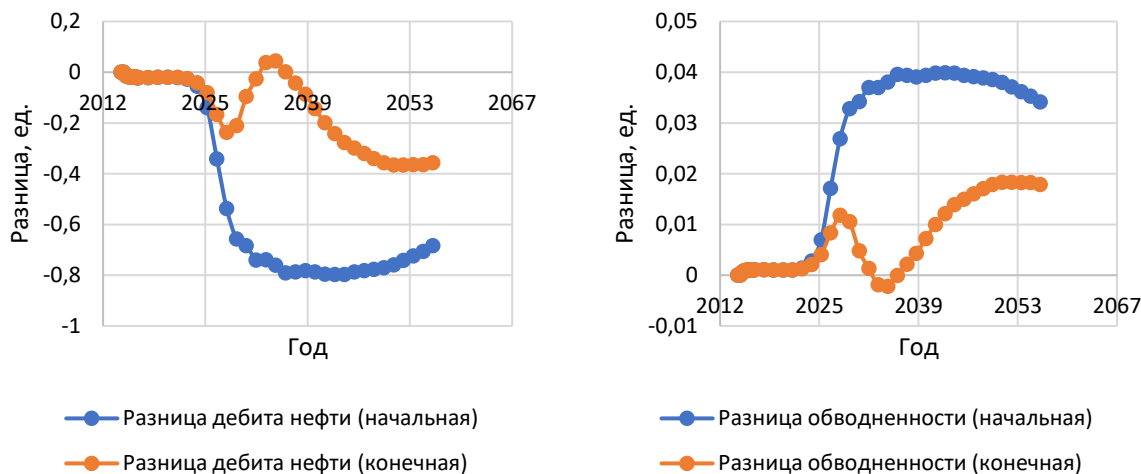


Рис. 18. Основные сравнительные графики модели СЛН_8

Сравнивая площадь под графиком (Табл. 9), отмечается уменьшение площади под ОФП по воде на 8,2%, ОФП по нефти при этом никак не изменилось, следовательно и площадь осталась прежней.

Таблица 9

Площадь под кривой в модели СЛН_8

ОФП	Было, ед.	Стало, ед.	Разница, %
Вода	0,02	0,01836	-8,2
Нефть	0,17895	0	0

Подводя итог сравнения моделей СЛН_6 и СЛН_8, отметим: изменение кривых ОФП зависит от расположения слоев, если высокопроницаемый слой находится снизу, то необходимо увеличить относительную фазовую проницаемость по воде, и наоборот, если высокопроницаемый слой сверху, то – снизить.

Выводы

Таким образом в данной работе рассмотрена проблема неучета по-слойной неоднородности при адаптации гидродинамической модели. Благодаря проведенному численному моделированию отметим, что при помощи изменения относительных фазовых проницаемостей возможно учитывать слоистую неоднородность поля проницаемости коллектора. Так как

неопределенность геологического строения сохраняется в районе каждой скважины, то применение модификации ОФП при адаптации модели является необходимым инструментом.

В работе было выявлено, что неучёт приводит к необходимости изменения ОФП при адаптации, причем при расположении пластов «сверху-вниз» «высокопроницаемый-низкопроницаемый» необходимо занижать относительную фазовую проницаемость по воде, и, следовательно, при варианте «низкопроницаемый-высокопроницаемый» необходимо увеличивать относительную фазовую проницаемость по воде.

Список литературы

1. Батенева Е. А. Выбор варьируемых параметров при адаптации гидродинамической модели на историю разработки / Е. А. Батенева // Молодой ученый. – 2020. – № 24(314). – С. 88-90.
2. Боженьюк Н. Н., Стрекалов А.В. Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 2. – С. 42-49.
3. Прокопенко И.А., Прокопенко М.Н. Адаптация моделей в разработке месторождений углеводородов. Основные параметры для настройки и адаптации модели // Вестник науки. – 2019. № 6 (15). – С. 406-419.
4. Sandve T.H. Sævareid O., Lomeland F., Lorenzen R.J. History matching field scale model using LET based relative permeability // European Association of Geoscientists & Engineers. – 2022. V. 2022. – pp. 1-9.

References

1. Bateneva E. A. Selection of variable parameters in the adaptation of a hydrodynamic model to the development history / E. A. Bateneva // Young scientist. - 2020. - No. 24 (314). - P. 88-90 (in Russian)
2. Bozhenyuk N. N., Strekalov A. V. Some techniques for adapting a hydrodynamic model to the development history // Oil and Gas Business. - 2016. - Vol. 14, No. 2. - P. 42-49 (in Russian)
3. Prokopenko I. A., Prokopenko M. N. Adaptation of models in the development of hydrocarbon fields. Main parameters for tuning and adapting the model // Herald of science. - 2019. No. 6 (15). - P. 406-419 (in Russian)
4. Sandve, T.H. History matching field scale model using LET based relative permeability / T.H. Sandve, O. Sævareid, F. Lomeland, R.J. Lorenzen // European Association of Geoscientists & Engineers. – 2022. V. 2022. – pp. 1-9.

Сведения об авторах

Газизов Наиль Рамилевич, студент гр. 74-13, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (АГТУ ВШН)
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А
E-mail: gazizov.2002@mail.ru

Authors

N.R. Gazizov, Student of Almet'yevsk State Technological University "Higher School of Petroleum"
186A Sovetskaya St., Almet'yevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: gazizov.2002@mail.ru

Статья поступила в редакцию 19.11.2025
Принята к публикации 27.03.2026
Опубликована 30.03.2026