

Моделирование очагов заводнения с помощью синтетических гидродинамических моделей на примере объекта АВ1(3)–АВ2-3 Самотлорского месторождения

Зольников Д.Н.^{1,2}¹ООО «РН-Геология Исследования Разработки», Тюмень, Россия; ²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
dn_zolnikov2@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассматривается подход к моделированию очагов заводнения на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений. Моделирование производится на примере высокопроницаемого пласта АВ1(3)–АВ2-3 Самотлорского месторождения. По объекту была создана синтетическая гидродинамическая модель на основе средних геолого-технологических параметров пласта и работы скважин. Произведены серии расчетов с вариацией влияющих параметров: расстояния от нагнетательной скважины, средней проницаемости, нефтенасыщенности, неоднородности абсолютной проницаемости поперек пласта. Диапазон оптимальных расстояний нагнетательных скважин до добывающих при формировании очагов заводнения по объекту исследования составил 500–1 000 м в зависимости от средней проницаемости пласта (500–1 000 мД). При высоких средних проницаемостях участков объекта очаг заводнения рекомендуется формировать удаленнее от реагирующих добывающих скважин, при высокой обводненности продукции реагирующих скважин — рекомендуется формировать ближе очаг заводнения. Для неоднородного пласта ближе формировать очаги заводнения до скважин с низкими фильтрационными каналами в межскважинных пространствах и низкой нефтенасыщенностью в них, дальше — до скважин с высокими фильтрационными каналами и высокой нефтенасыщенностью в них.

Материалы и методы

Геолого-промысловый анализ по объекту АВ1(3)–АВ2-3. Построение и адаптация синтетических гидродинамических моделей по участкам объекта. Многовариантные расчеты на синтетических гидродинамических моделях. Анализ результатов и формирование матрицы оптимальных расстояний при формировании очагов заводнения.

Ключевые слова

очаг заводнения, гидродинамическое моделирование, пласт АВ1(3)–АВ2-3, Самотлорское месторождение

Для цитирования

Зольников Д.Н. Моделирование очагов заводнения с помощью синтетических гидродинамических моделей на примере объекта АВ1(3)–АВ2-3 Самотлорского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 88–93. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-88-93

Поступила в редакцию: 24.07.2026

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.6 | Original Paper

Modeling of flooding foci using synthetic hydrodynamic models using the example of object АВ1(3)–АВ2-3 of the Samotlor deposit

Zolnikov D.N.^{1,2}¹“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia; ²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
dn_zolnikov2@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The article discusses an approach to modeling floodwaters at the final stage of oil field development. The simulation is performed using the example of the highly permeable АВ1(3)–АВ2-3 reservoir of the Samotlorskoye field. According to the object, a synthetic hydrodynamic model was created based on the average geological and technological parameters of the reservoir and the operation of wells. A series of calculations were performed with a variation of the influencing parameters: the distance from the injection well, the average permeability, oil saturation, and the inhomogeneity of the absolute permeability laterally. The range of optimal distances of injection wells to those occurring during the formation of flooding foci for the study object was 500–1 000 m, depending on the average permeability of the reservoir (500–1 000 mD). With high average permeability of the sections of the facility, it is recommended to form a flood source further away from the reacting producing wells, with high waterlogging of the products of the reacting wells, it is recommended to form a flood source closer. For a heterogeneous reservoir, the zones of waterflooding should be formed closer to wells with low filtration channels in the inter-well spaces and low oil saturation in them, and further away from wells with high filtration channels and high oil saturation.

Materials and methods

Geological and commercial analysis of the АВ1(3)–АВ2-3 object. Construction and adaptation of synthetic hydrodynamic models for the object's sections. Multivariate calculations on synthetic hydrodynamic models. Analysis of the results and formation of a matrix of optimal distances for the formation of water injection sites.

Keywords

source of flooding, hydrodynamic modeling, АВ1(3)–АВ2-3 formation, Samotlor deposit

For citation

Zolnikov D.N. Modeling of flooding foci using synthetic hydrodynamic models using the example of object АВ1(3)–АВ2-3 of the Samotlor deposit. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 88–93. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-88-93

Received: 24.07.2026

Введение

Очаговое заводнение применяют как дополнение к другим видам заводнения с целью вовлечения зон пласта, ранее не тронутых водой от системы поддержания пластового давления (ППД) или отстающих по интенсивности выработки запасов нефти [1]. Наиболее эффективно применять данный вид заводнения на заключительной стадии разработки [2]. Метод заключается в запуске нагнетательных скважин в недренируемых или слабо дренируемых участках пласта и перераспределении фильтрационных потоков в направлении добывающих скважин. За счет заводнения увеличивается коэффициент охвата и конечный коэффициент извлечения нефти.

Пример реализации очага заводнения приведен на рисунке 1. При запуске нагнетательной скважины Inj2 (ранее высокообводненной транзитной на другой пласт) остаточные запасы нефти мигрируют к добывающим скважинам.

В целях упрощения моделирования в работе предположено, что добывающие и нагнетательная скважины расположены в зонах с одинаковой средней нефтенасыщенностью. Такой подход позволяет получить базовый, но упрощенный прогноз изменения технологических параметров разработки при реализации очагов заводнения. Для учета реальной неоднородности в пласте в модели вводятся пространственные вариации ключевых параметров, которые отражают фактическую дисперсию нефтенасыщенности и проницаемости.

Цель и этапы исследования

В связи с отсутствием актуализированных полномасштабных моделей для моделирования очагового заводнения использованы расчеты на синтетической гидродинамической модели (ГДМ).

Синтетическая ГДМ — достаточно простой и менее трудозатратный способ оценить физику процессов при формировании очагов заводнения.

Цель исследования — оценить оптимальное расстояние от нагнетательной скважины при формировании очагов заводнения с помощью гидродинамических расчетов по объекту АВ1(3)–АВ2-3.

Этапы исследования приведены на рисунке 2.



Рис. 2. Этапы исследования
Fig. 2. Stages of the study

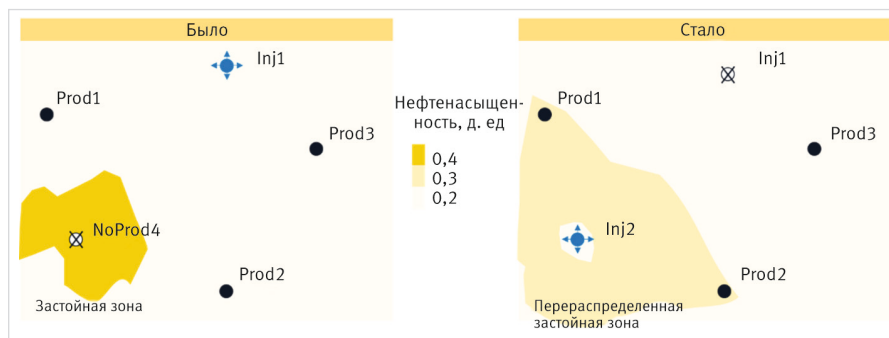


Рис. 1. Пример формирования очага заводнения: Prod1, Prod2, Prod3 — добывающие скважины, Inj1, Inj2 — нагнетательные скважины, NoProd4 — транзитная скважина
Fig. 1. Example of water flooding: Prod1, Prod2, Prod3 — production wells, Inj1, Inj2 — injection wells, NoProd4 — transit well

Табл. 1. Параметры синтетической гидродинамической модели
Tab. 1. Parameters of the synthetic hydrodynamic model

Параметры	Значение
Глубина кровли, м	1 623
Размерность по латерали, м	50
Количество ячеек по латерали, шт	57
Размерность по вертикали, м	0,5
Количество слоев, шт	120
Общая толщина, м	60
Эффективная толщина, м	30
Проницаемость по латерали, мД	500, 750, 1 000
Проницаемость по вертикали, мД	50, 75, 100
Пористость, д. ед.	0,27
Песчанистость, д. ед.	0,50
Текущая нефтенасыщенность при обводненности 95 % (проницаемость 500 мД), д. ед.	0,231
Приемистость, м³/сут	700, 1 050, 1 400
Средний дебит жидкости при обводненности 95 % (проницаемость 500 мД), м³/сут	281, 422, 563
Средний дебит нефти при обводненности 95 % (проницаемость 500 мД), м³/сут	12, 17, 23
Заканчивание скважин	ННС
Степень вскрытия перфораций, %	30

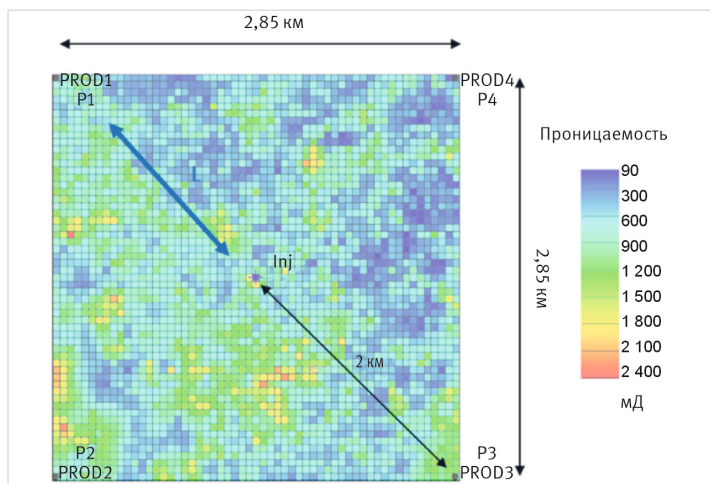


Рис. 3. Куб проницаемости (среднее 750 мД) синтетической ГДМ, вид сверху: P1, P2, P3, P4 — добывающие скважины, Inj — нагнетательная скважина, L — расстояние от Inj до P1
Fig. 3. Permeability cube (average 750 mD) of synthetic HDM, top view: P1, P2, P3, P4 are production wells, Inj is an injection well, and L is the distance from Inj to P1

Описание синтетической ГДМ

Моделирование производилось на синтетической ГДМ, включающей 4 добывающих скважины на углах модели и 1 нагнетательная скважина, расположение которой до целевой добывающей скважины Р1 варьировалось в ходе расчетов по диагонали модели (рис. 3). Реагирующей принята только скважина Р1, скважины Р2, Р3, Р4 были добавлены в модель для воспроизведения граничных условий и снижения эффективности закачки при удалении нагнетательной скважины. Параметры работы всех добывающих скважин заданы с учетом граничных условий, показатели по скважинам соответствуют средним по пласту для заданного расстояния. ГДМ построена на основе средних геолого-технологических параметров объекта исследования (табл. 1).

Неоднородность по вертикали задана в виде геолого-статистических разрезов (ГСР) в соответствии со средними значениями из полномасштабной ГДМ (рис. 4). В модели задано снижение начального нефтенасыщения до текущего путем понижающих коэффициентов, но не ниже остаточной нефтенасыщенности (рис. 5).

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) заданы с учетом исследований керна, модифицированы под принятую гидродинамическую сетку — 50×50 м для достижения необходимой характеристики вытеснения (ХВ) (рис. 6). Концевые точки ОФП рассчитывались по зависимостям для пласта.

Было рассмотрено 5 вариаций неоднородности абсолютной проницаемости по латерали для проницаемости (рис. 7). С помощью Python скрипта значения по контурам были сконвертированы под формат сетки ГДМ.

В модель корректно заданы все необходимые параметры для прогноза [3]. Расчеты проводились на 10 лет.

Матрица расчетов

В ходе расчетов варьируются влияющие параметры, которые выбраны в ходе предварительных тестовых расчетов: расстояние до нагнетательной скважины, нефтенасыщенность, проницаемость пласта, неоднородность проницаемости по латерали (рис. 8). Рассмотрено: 7 вариаций расстояний до нагнетательной скважины

(300, 500, 800, 1000, 1200, 1 500 м) и базовый вариант без ППД; 3 вариации средней проницаемости по объекту (500, 750, 1 000 мД), при этом изменялись приемистости по нагнетательной скважине (700, 1050, 1 400 м³/сут); 11 вариаций текущей нефтенасыщенности (0,21–0,31 д.ед.), для получения входной обводненности по реагирующей скважине в диапазоне 80–100 %; 5 вариаций неоднородности проницаемости по латерали и 1 вариация однородной модели по латерали. Суммарно было рассчитано 1 584 варианта расчетов.

Определение оптимального расстояния для очага

Оптимальное расстояние определялось по максимуму дополнительной добычи нефти (ДДН) относительно базового варианта без ППД для каждой из серий расчетов (рис. 9). Показатели выгружались по добывающей скважине Р1. Экономических расчетов в ходе исследования не было произведено. Эффект от очагового заводнения был рассмотрен через разные промежутки времени: 1 год, 5 лет, 10 лет.

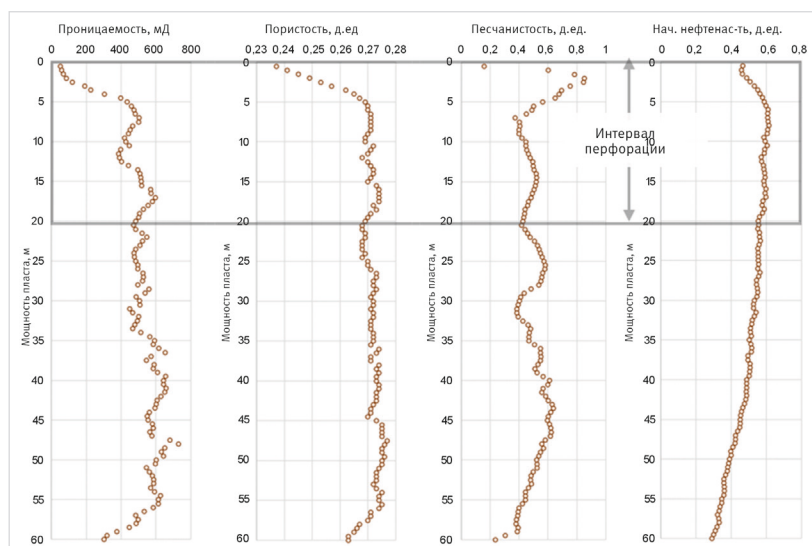


Рис. 4. ГСР свойств по вертикали модели: проницаемость, пористость, песчаность, начальная нефтенасыщенность

Fig. 4. Vertical properties of the model: permeability, porosity, sand content, initial oil saturation

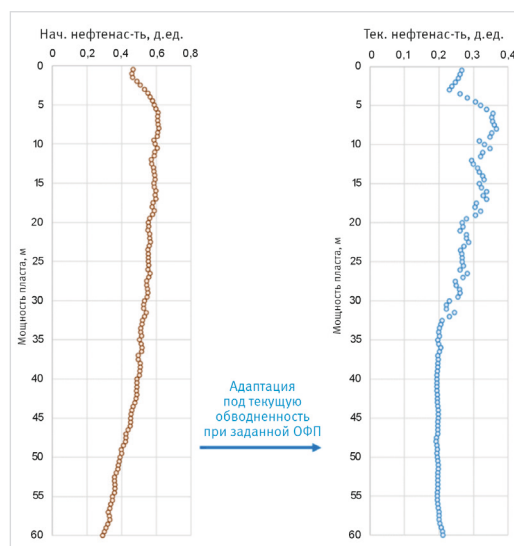


Рис. 5. Пример адаптации модели под текущее нефтенасыщение. Входная обводненность по целевой скважине 88,7 %

Fig. 5. Example of model adaptation to current oil saturation. Input water cut for the target well is 88,7 %

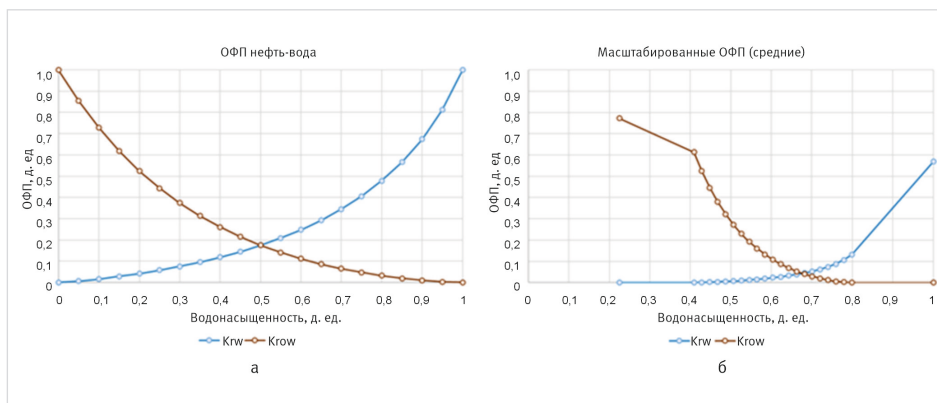


Рис. 6. ОФП нефть-вода — а и средние масштабированные ОФП — б

Fig. 6. Relative phase permeabilities oil water — а and average scaled relative phase permeabilities — б

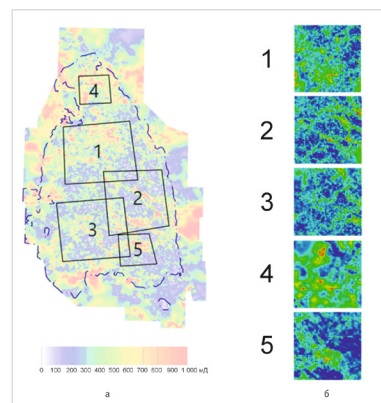


Рис. 7. Карты неоднородности проницаемости по латерали для проницаемости модели

Fig. 7. Maps of lateral permeability heterogeneity for model permeability

Средняя проницаемость объекта, мД	500	750	1 000								
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,212	0,217	0,223	0,231	0,239	0,248	0,258	0,269	0,282	0,295	0,308
Вх. обводненность на примере 500 мД, однородная модель, %	75,6	80,8	85,1	88,7	91,6	93,8	95,6	97,0	98,0	98,8	99,3
Расстояния до нагнетательной скважины, м	База	300	500	800	1 200	1 200	1 500	2 000			
Неоднородность абсолютной проницаемости по латерали, вариации	Однор.	1	2	3	4	5					

Рис. 8. Матрица расчетов с вариацией влияющих параметров
Fig. 8. Calculation matrix with variation of influencing parameters

Результаты многовариантных расчетов

Итоговые результаты представлены в виде графиков «оптимальное расстояние от ППД — входная обводненность» для разных проницаемостей (рис. 10–12). Входная обводненность по скважине Р1 отражает среднюю обводненность продукции добывающих скважин, для которых запланировано очаговое заводнение.

При проницаемости 500 мД оптимальные расстояния от нагнетательной скважины для входной обводненности 80–100 % по реагирующей скважине составили:

- через 1 год — 300 м для однородной модели, 300–500 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали;
- через 5 лет — 500–800 м для однородной модели, 300–800 м для моделей

с неоднородностью проницаемости по латерали;

- через 10 лет — 500–1 000 м для однородной модели, 500–1 000 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали.

Через 10 лет при проницаемости 500 мД для текущей ХВ наибольший эффект по ДДН может быть достигнут при расстоянии от ППД 500–800 м.

Диапазон значений оптимальных расстояний от ППД рекомендательный, точное значение определяет инженер на основе геолого-промыслового анализа объекта исследования.

При проницаемости 750 мД оптимальные расстояния от нагнетательной скважины для входной обводненности 80–100 % по реагирующей скважине составили:

- через 1 год — 300–500 м для однородной модели, 300–500 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали;
- через 5 лет — 500–800 м для однородной модели, 500–800 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали;
- через 10 лет — 500–1200 м для однородной модели, 500–1 500 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали.

Через 10 лет при проницаемости 750 мД для текущей ХВ наибольший эффект по ДДН может быть достигнут при расстоянии от ППД 500–1 000 м.

При проницаемости 1 000 мД оптимальные расстояния от нагнетательной скважины для входной обводненности 80–100 % по реагирующей скважине составили:

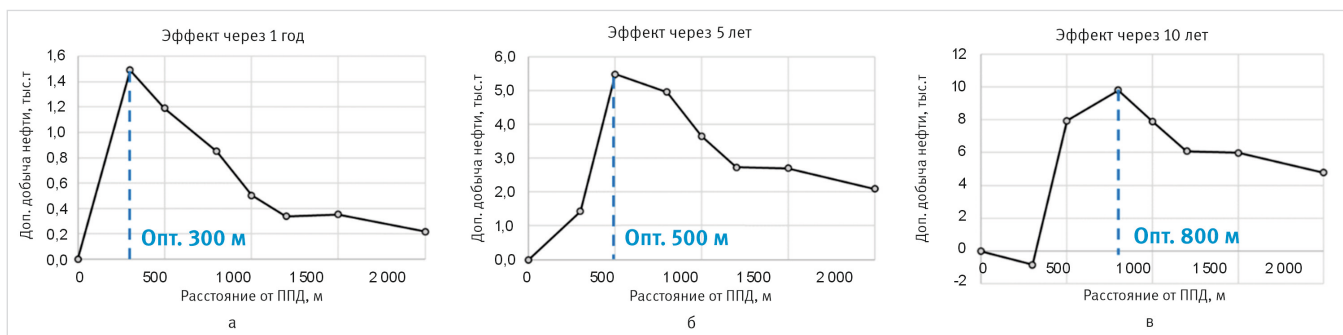


Рис. 9. Пример определения оптимального расстояния от ППД. Средняя проницаемость объекта 500 мД, нефтенасыщенность 0,231 д.ед., 2 вариация неоднородности проницаемости по латерали

Fig. 9. Example of determining the optimal distance from the PPD. The average permeability of the object is 500 mD, the oil saturation is 0,231 units, and there is a 2 variation in the heterogeneity of permeability along the lateral direction

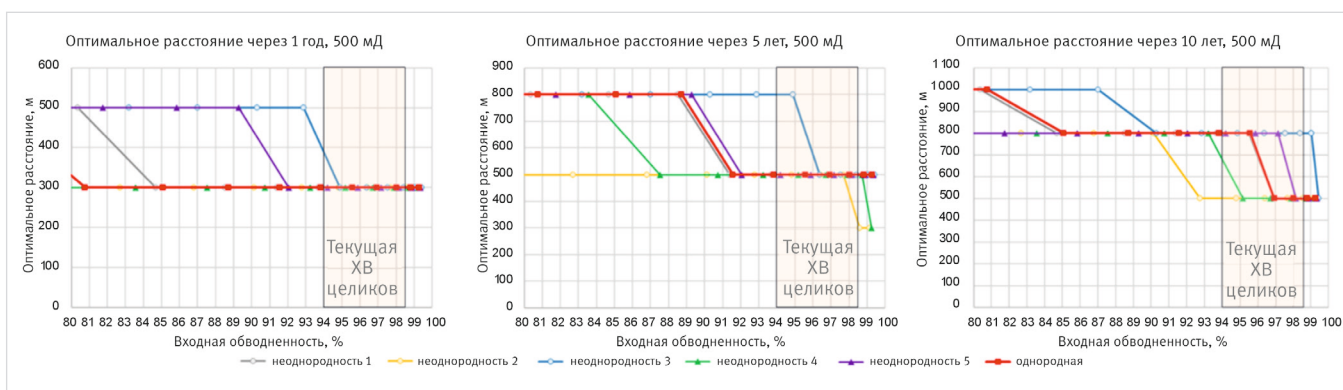


Рис. 10. Результаты по определению оптимального расстояния от ППД. 500 мД
Fig. 10. Results of determining the optimal distance from the PPD. 500 mD

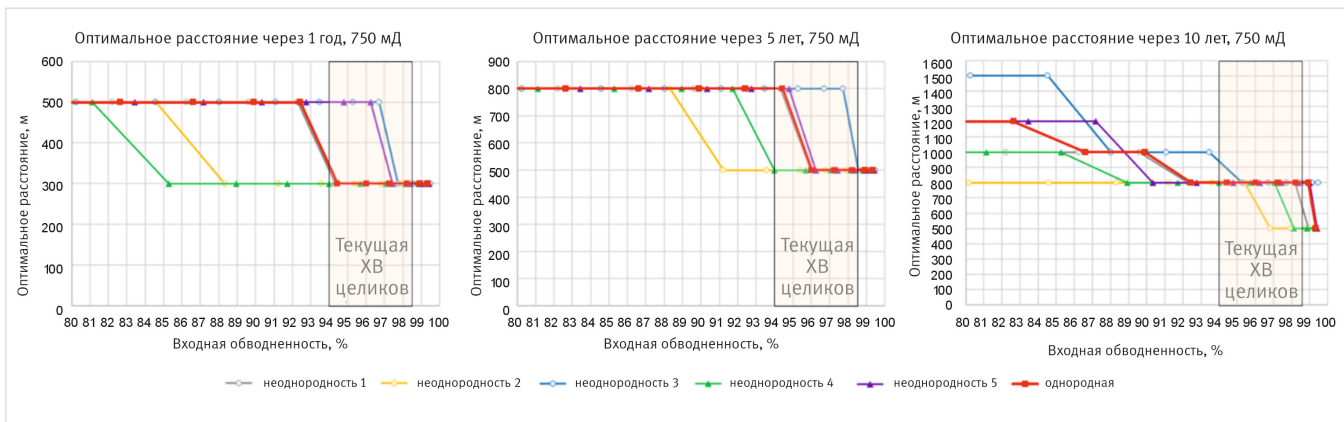


Рис. 11. Результаты по определению оптимального расстояния от ППД. 750 мД
Fig. 11. Results of determining the optimal distance from the PPD. 750 mD

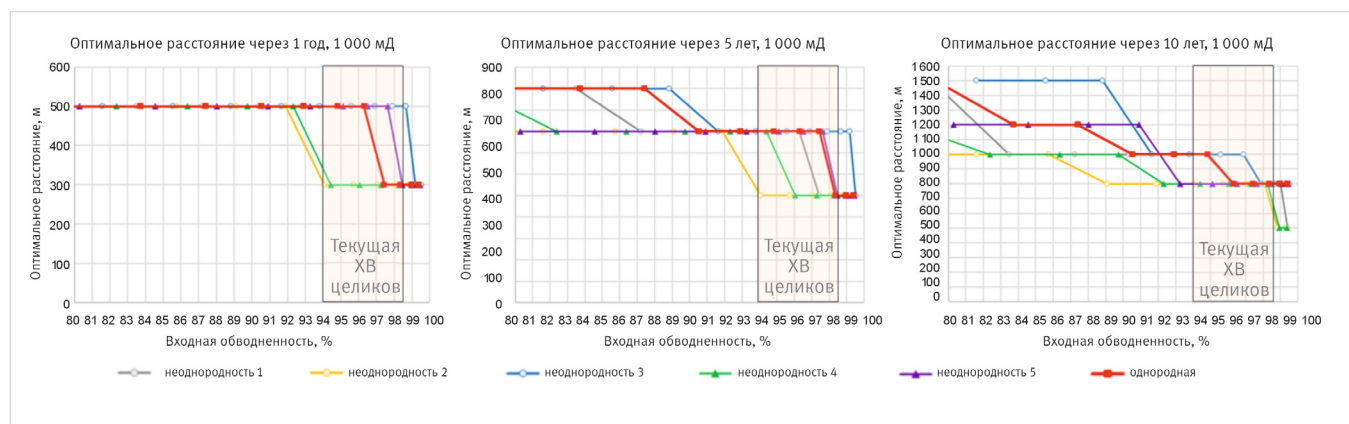


Рис. 12. Результаты по определению оптимального расстояния от ППД. 1000 мД
Fig. 12. Results of determining the optimal distance from the PPD. 1000 mD

- через 1 год — 300–500 м для однородной модели, 300–500 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали.
- через 5 лет — 500–1000 м для однородной модели, 500–1 000 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали.
- через 10 лет—800–1500 м для однородной модели, 500–1 500 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали.

Через 10 лет при проницаемости 1000 мД для текущей ХВ наибольший эффект по ДДН может быть достигнут при расстоянии от ППД 800–1000 м.

Неоднородность оказывает влияние на распространение фильтрационных потоков. В случае однородного пласта потоки перераспределяются равномерно во все стороны с учетом поля давлений. Нагнетательная и добывающие скважины в данном случае расположены в зонах с сопоставимой проницаемости и связаны между собой фильтрационными каналами схожей проводимости.

Неоднородное поле проницаемости № 1 (рис. 7, б) имеет эффекты от очагового заводнения, схожие с однородной моделью. Несмотря на неоднородность по площади, в зонах нагнетательной и добывающих скважин, межскважинных пространствах, соединяющих скважины, проницаемость сопоставима и непрерывна. Это обеспечивает одинаковое влияние нагнетательной скважины на добывающие.

В случае низкой проницаемости в межскважинных пространствах

в распространении к отдельным скважинам, прорывы воды и перераспределение давлений происходят медленнее, что обеспечивает большую нефтеотдачу. Исходя из этого, расстояние до добывающих скважин, имеющих менее фильтрационные каналы, необходимо уменьшать, расстояние до добывающих скважин, имеющих более высокие фильтрационные каналы, стоит увеличивать. Таким образом, следует учитывать неоднородность пласта, так как она влияет на поведение фильтрационных потоков.

В случае неоднородного поля насыщения, расстояния от очагов заводнения необходимо уменьшать до добывающих скважин, имеющих фильтрационные каналы с меньшей нефтенасыщенностью, увеличивать — до добывающих скважин, имеющих фильтрационные каналы с большей нефтенасыщенностью.

Итоги

Оптимальное расстояние от ППД зависит от нефтенасыщенности и средней проницаемости участка пласта. Через 10 лет для текущей ХВ оптимальные расстояния от ППД при реализации очагов заводнения по объекту исследования составили 500–1 000 м в зависимости от проницаемости (500–1 000 м). Точное значение определяется на основе геолого-промыслового анализа. Чем выше средняя проницаемость участка пласта, тем удаленнее может быть сформирован очаг заводнения. Чем выше обводненность продукции реагирующих скважин, тем ближе нужно формировать очаг заводнения. При планировании очагового заводнения следует

учитывать распределение поля проницаемости и насыщения по площади. Увеличивать расстояния от очагов заводнения необходимо до добывающих скважин с высокопроницаемыми и высоко нефтенасыщенными фильтрационными каналами и уменьшать расстояния до скважин с низкопроницаемыми и низко нефтенасыщенными фильтрационными каналами.

Выводы

При моделировании очагов заводнения были использованы синтетические модели участков объекта АВ1(3)-АВ2-3. При реализации очагового заводнения наибольший эффект по добыче нефти достигается при расположении нагнетательных скважин на расстоянии 500–1 000 м в зависимости от проницаемости пласта (500–1 000 м).

Литература

1. Коротенко В.А., Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи. Тюмень: ТИУ, 2014. 104 с.
2. Ягафаров А. К., Клещенко И.И., Зозуля Г.П. и др. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. 396 с.
3. Практическое руководство по созданию гидродинамических моделей / ТНК-ВР. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 246 с.

Results

The optimal distance from injection wells depends on the oil saturation and average permeability of the reservoir section. After 10 years, for the current displacement characteristic, the optimal distances from injection wells during focal waterflooding implementation for the study object were 500–1 000 m depending on permeability (500–1 000 m). The exact value is determined based on geological and field analysis. The higher the average permeability of the reservoir section, the more distant the focal waterflooding pattern can be formed. The higher the watercut of the responding wells' production, the closer the focal waterflooding pattern should be formed. When planning focal waterflooding, the distribution of permeability and saturation fields

over the area should be taken into account. It is necessary to increase the distances from focal waterflooding patterns to production wells with high-permeability and high-oil-saturation flow channels and to decrease the distances to wells with low-permeability and low-oil-saturation flow channels.

Conclusions

When modeling focal waterflooding, synthetic models of the sections of object AB1(3)-AB2-3 were used. When implementing focal waterflooding, the greatest effect on oil production is achieved when injection wells are located at a distance of 500–1 000 m depending on reservoir permeability (500–1 000 m).

References

1. Korotenko V.A., Kryakvin A.B., Grachev S.I. Physical foundations of oil field development and methods of increasing oil recovery. Tyumen: Tyumen Industrial University, 2014, 104 p. (In Russ).
2. Yagafarov A.K., Kleshchenko I.I., Zozulya G.P. et al. Development of oil and gas fields. Tyumen: Tyumen State University, 2010, 396 p. (In Russ).
3. Practical guide to the creation of hydrodynamic models / TNK-BP. Moscow: Izhevsk: Institute of Computer Research, 2012, 246 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ | INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Зольников Даниил Николаевич, главный специалист, УГРМ Самотлорнефтегаз, ООО «РН-Геология Исследования Разработки», Тюмень, Россия; ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Для контактов: dn_zolnikov2@rn-gir.rosneft.ru

Zolnikov Daniil Nikolaevich, chief specialist, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia; Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
Corresponding author: dn_zolnikov2@rn-gir.rosneft.ru



Межрегиональная специализированная выставка **СахаПромЭкспо.** **Недра Якутии.** **Нефть и Газ.**

Логистика. Спецтехника. Экология

СИБЭКС SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск
Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vk ses@yandex.ru, www.ses.net.ru

03–04
декабря

г.Якутск
2026

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

Генеральный информационный партнер

