

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.133-141>

EDN NRPMCХ

УДК 622.276.21

Способ разработки нефтяного месторождения с активным аквифером

Васильев В.В., Салимов О.В., Выдыш И.В.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка» (ООО «РН-ГИР»), Тюмень, Россия

Method for developing an oil field with an active aquifer

V.V. Vasiliev, O.V. Salimov, I.V. Vydysh

RN-Geology Research Development LLC, Tyumen, Russia

E-mail: ovsalimov@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация. В статье представлен экспериментальный способ разработки пластовых сводовых залежей нефти при жестко водонапорном режиме с активным аквифером. Ключевой технологической особенностью разработки таких залежей является раннее и стремительное обводнение фонда скважин, так как зачастую из-за небольших размеров залежи и сильной подпитки водой прорыв к скважинам происходит быстрее, чем на крупных объектах разработки. Особенно это актуально для залежей с подстилающей водой – при повышенной депрессии вода быстро подтягивается к интервалу перфорации и, соответственно, возникает риск неконтролируемого обводнения скважин и, как следствие, их вывода из эксплуатации. Основным подходом к решению подобной проблемы для небольших залежей является применение более редких сеток размещения скважин, однако это не позволяет достичь планового коэффициента извлечения нефти.

Ключевые слова: *аквифер, разработка нефтяного месторождения, гидродинамическое моделирование*

Для цитирования: Васильев В.В., Салимов О.В., Выдыш И.В. Способ разработки нефтяного месторождения с активным аквифером // Нефтяная провинция.-2026.-№3(47).-С. 133-141. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.133-141>. - EDN NRPMCХ

Abstract. The article presents an experimental method for developing layered arch oil deposits under a strictly water-drive regime with an active aquifer. The key technological features of developing such deposits are the early and rapid water influx into the well stock, since, often due to the small size of the deposit and strong water recharge, breakthrough to the wells occurs faster than in large development projects. This is especially relevant for deposits with

underlying water – at elevated depression, water quickly migrates to the perforation interval, and consequently, there is a risk of uncontrolled water influx into the wells, which may lead to their decommissioning. The main approaches to solving this problem for small deposits involve using sparser well spacing patterns; however, this does not allow achieving the planned oil recovery factor.

Key words: *aquifer, oil field development, hydrodynamic modeling*

For citation: V.V. Vasiliev, O.V. Salimov, I.V. Vidysh Sposob razrabotki nefryanogo mestorozhdeniya s aktivnym akviferom [Method for developing an oil field with an active aquifer]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(47), 2026. pp. 133-141. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.3.133-141>. EDN NRPMCX (in Russian)

Введение

Актуальность разработки нефтяных месторождений с активным аквифером обусловлена растущей потребностью в эффективных методах эксплуатации мелких и средних залежей, характеризующихся жестко водонапорным режимом. Традиционные подходы, такие как пятиточечная система, не обеспечивают оптимального извлечения нефти из-за неравномерного вытеснения и быстрого обводнения продукции. Цель данной работы – предложить способ, направленный на повышение эффективности, снижение эксплуатационных расходов и увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) за счет учета гидродинамических особенностей аквифера. Решение задачи базируется на комбинации детальной геологической съемки, структуризации сетки скважин и динамического контроля процесса разработки.

Материалы и методы

Для проверки работоспособности предлагаемого способа и оценки достигаемого технологического эффекта при помощи математическо-гидродинамического моделирования было проведено сравнение двух вариантов разработки залежи правильной эллипсоидной формы (Рис. 1).

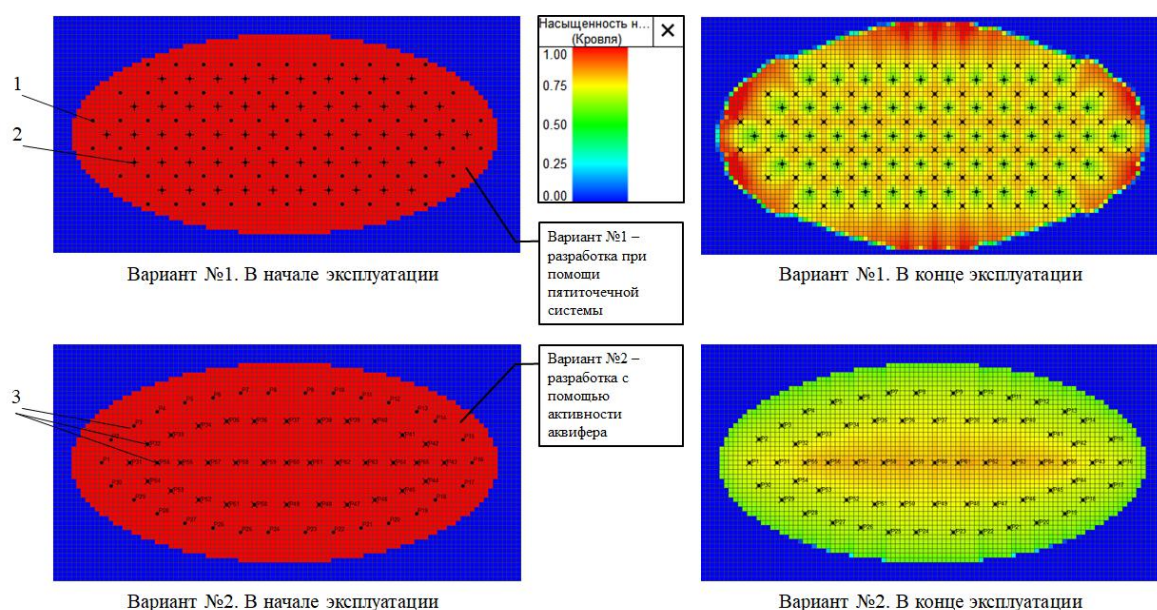


Рис. 1. Сравнение систем разработки нефтяного месторождения

Вариант №1 – моделирование выработки залежи при помощи обычной пятиточечной системы разработки, включающей добывающие 1 и нагнетательные 2 скважины, причем расстояние между скважинами в сетке составляло 400 метров. Вариант №2 – предлагаемый способ, с использованием активности аквифера и последовательным вводом в работу замкнутых рядов эксплуатационных добывающих скважин 3 начиная от периферии в направлении к центру нефтяного месторождения. Граничным условием прекращения математическо-гидродинамического моделирования эксплуатации залежи для обоих вариантов являлось достижение совокупной обводненности добываемой продукции 97 % и более из всех без исключения добывающих скважин, участвующих в разработке залежи.

Принятые для моделирования размеры нефтяного месторождения в обоих вариантах имели следующие геометрические габариты: малая ось эллипса – 2550 метров, большая ось эллипса – 5050 метров, толщина – 5 метров. Моделировалось двухфазное течение – нефть-вода, плотность нефти 880 кг/м³, плотность воды 1000 кг/м³, динамическая вязкость нефти и воды 2 и 1 сП соответственно. Рассматриваемые элементы разработки ап-

проксимировались сеточными областями с размерами ячеек по латерали 50×50 метров, по вертикали – 1 метр. Фильтрационно-емкостные параметры обоих вариантов были идентичными. Начальное пластовое давление составляло 15 МПа. Остаточная водонасыщенность 20 %, остаточная нефтенасыщенность 20 %. Проницаемость нефтенасыщенного пласта составляла 30 мД. Проницаемость аквифера 600 мД. Пористость пласта и аквифера 20 %. Технологические режимы эксплуатации скважин в обоих вариантах также были одинаковыми, работа нагнетательных скважин моделировалась с постоянным забойным давлением 30 МПа, работа добывающих скважин – с постоянным забойным давлением 0,5 МПа.

Оба варианта модельных расчетов сравнивались по следующим технологическим показателям: время эксплуатации нефтяного месторождения, накопленная добыча жидкости, накопленная добыча нефти, коэффициент извлечения нефти, количество добывающих скважин. Результаты математическо-гидродинамического моделирования представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты математическо-гидродинамического моделирования

Сопоставление результатов математическо-гидродинамического моделирования					
Вариант	Время эксплуатации (годы)	Накопленная добыча жидкости (млн. м ³)	Накопленная добыча нефти (млн. м ³)	Коэффициент извлечения нефти (%)	Количество скважин (штук)
Вариант №1	12	7,0	3,1	58	136
Вариант №2	110	16,5	3,6	65	65

Из табл. 1 следует, что реализация предлагаемого способа обеспечивает преимущества по сравнению с обычной пятиточечной системой разработки. Несмотря на более длительный срок эксплуатации нефтяного месторождения (увеличение срока эксплуатации составляет 98 лет), накопленная добыча жидкости по варианту №2 превышает накопленную добычу жидкости по варианту №1 в 2,4 раза. При этом коэффициент извлечения нефти по

варианту №2 выше коэффициента извлечения нефти по варианту №1 на 12,1 %, а необходимое количество скважин меньше на 47,8 %.

В качестве графического критерия оценки рассматриваемых вариантов, был построен график (Рис. 2), показывающий отношение объема добытой нефти к величине отношения объема добытой жидкости к объему пор пласта.

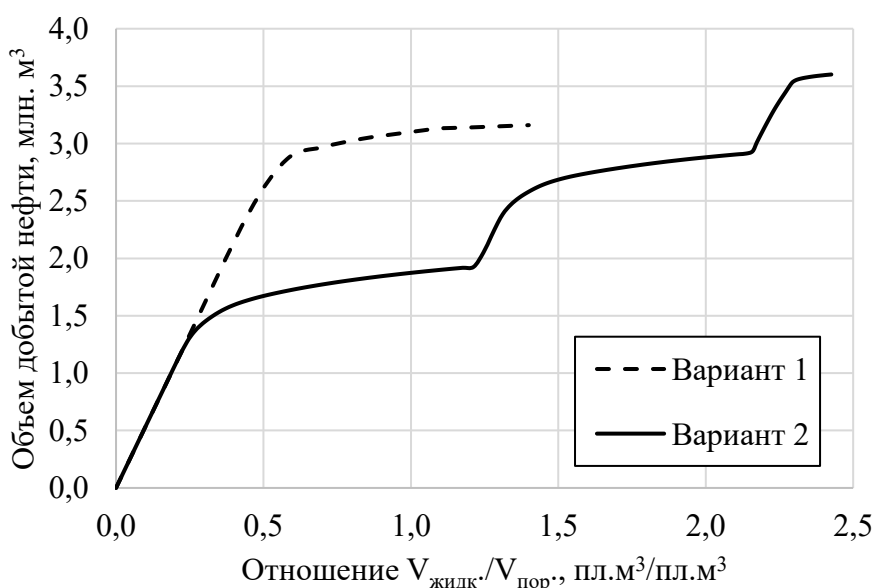


Рис. 2. График сравнения накопленной добычи для вариантов №1 и №2

Данный график показывает какое количество нефти будет добыто на единицу прокачанного объема вытесняющего агента (воды) через весь объем пор пласта, также он дополнительно характеризует эффективность вытеснения нефти и может служить косвенной экономической оценкой для сравнения рассматриваемых вариантов. В соответствии с данным графиком вариант №2 превосходит вариант №1 на 16 %.

Результаты и их обсуждение

Результаты проведенного гидродинамического моделирования подтверждают эффективность метода, направленного на упрощение, удешевление и повышение продуктивности разработки мелких и средних месторож-

дений. Предложенный подход включает последовательное введение замкнутых рядов эксплуатационных скважин, переход на закачку вытесняющего агента при достижении критических показателей обводненности и использование структурной съемки для точного оконтуривания залежи. Сравнительный анализ с традиционной пятиточечной системой показал повышение коэффициента извлечения нефти на 12,1 % и снижение количества скважин на 47,8 %.

Обобщенные результаты гидродинамического моделирования, представленные в табл. 2, демонстрируют значимые преимущества предложенного метода:

Таблица 1

Обобщенные результаты гидродинамического моделирования

Показатель	Вариант №1 (пятиточечная система)	Вариант №2 (предложенный способ)	Разница
Время эксплуатации (годы)	12	110	+98 лет
Накопленная добыча нефти (млн м ³)	3,1	3,6	+16,1 %
Коэффициент извлечения нефти (%)	58	65	+12,1 %
Количество скважин (шт.)	136	65	-47,8 %

На рис. 3 представлены характеристики вытеснения, показывающие зависимость обводненности добываемой продукции от коэффициента извлечения нефти (выработки запасов нефти).

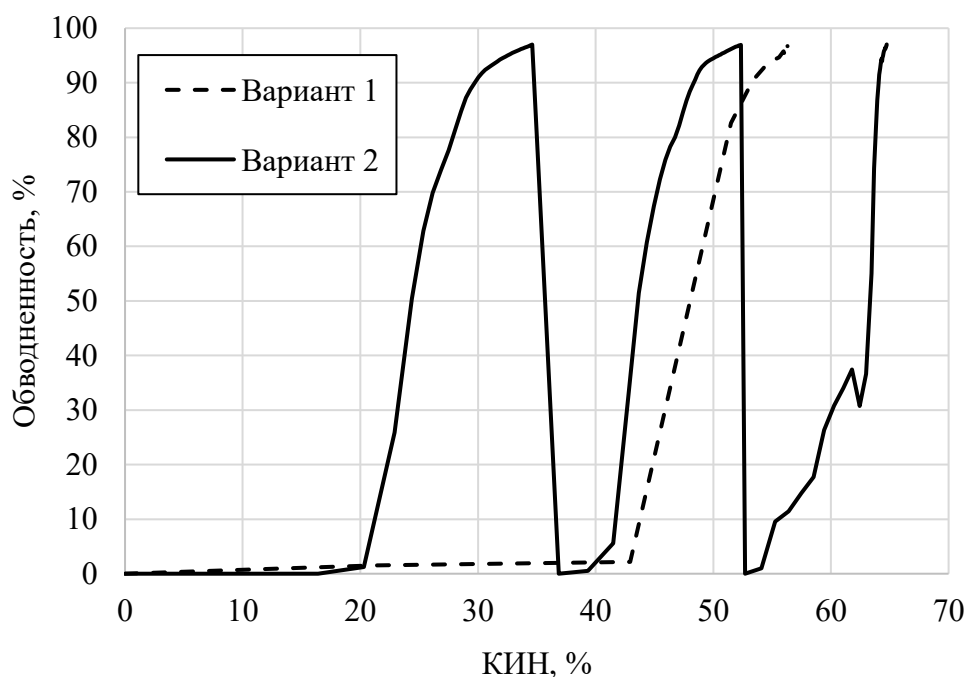


Рис. 3. График сравнения характеристик вытеснения

Анализ графиков №2 и №3 показывает, что наиболее эффективная выработка запасов происходит при разработке месторождения последовательным вводом в работу замкнутых рядов эксплуатационных добывающих скважин (вариант №2). При разработке месторождения при помощи обычной пятиточечной системы разработки (вариант №1) происходит быстрый рост обводненности добывающего фонда.

Ключевые выводы:

1. Несмотря на увеличение срока эксплуатации на 98 лет, коэффициент извлечения нефти вырос на 12,1 %, что связано с оптимальным распределением нагрузки на скважины и более равномерным вытеснением нефти за счет активности аквифера.
2. Снижение количества скважин на 47,8 % (с 136 до 65) позволяет сократить капитальные вложения и эксплуатационные расходы.
3. График (Рис. 2), отражающий отношение объема добытой нефти к объему пор пласта, показывает, что вариант №2 обеспечивает на 16 % бо-

лее эффективное вытеснение нефти. Это подтверждает экономический эффект метода за счет меньшего расхода вытесняющего агента на единицу добычи.

Анализ подтверждает, что последовательное введение замкнутых рядов скважин и переход на закачку вытесняющего агента позволяют минимизировать преждевременное обводнение и повысить конечное значение коэффициента извлечения нефти.

Заключение

Предложенный способ разработки нефтяного месторождения с активным аквифером подтверждает свою эффективность в условиях жестко водонапорного режима. Практическая значимость метода заключается в возможности:

- Увеличения коэффициента извлечения нефти на 12,1 % при снижении количества скважин на 47,8 %;
- Снижения эксплуатационных расходов за счет оптимизации сетки и динамического контроля процесса;
- Применения для мелких и средних месторождений, где традиционные методы демонстрируют низкую рентабельность.

Разработанный подход рекомендуется к внедрению в проекты, где активный аквифер является ключевым фактором продуктивности. Дальнейшие исследования могут быть направлены на адаптацию метода для месторождений с неоднородной структурой коллектора.

Сведения об авторах

Васильев Владимир Васильевич, кандидат технических наук, старший менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка» (ООО «РН-ГИР»)
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: VVVasilev@rn-gir.rosneft.ru

Салимов Олег Вячеславович, доктор технических наук, менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка» (ООО «РН-ГИР»)
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: ovsalimov@rn-gir.rosneft.ru

Выдыш Иван Владимирович, ведущий специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка» (ООО «РН-ГИР»)
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: ivvydysh@rn-gir.rosneft.ru

Authors

V.V. Vasiliev, Candidate of Technical Sciences, Senior Manager, RN-Geology Research Development LLC
42 Maxim Gorky St., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: VVVasilev@rn-gir.rosneft.ru

O.V. Salimov, Doctor of Technical Sciences, Manager, RN-Geology Research Development LLC
42 Maxim Gorky St., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: ovsalimov@rn-gir.rosneft.ru

I.V. Vydysh, Leading Specialist, RN-Geology Research Development LLC
42 Maxim Gorky St., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: ivvydysh@rn-gir.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 03.08.2026
Принята к публикации 21.09.2026
Опубликована 30.09.2026