

Подход к оценке эффективности закачки азота с целью блокирования воды и увеличения добычи нефти

В.К. Деревянко¹, И.Ф. Минханов¹, К.И. Максаков², А.В. Пенигин³, А.А. Коноваленко⁴, О.В. Аникин^{1*},
Г.Д. Сергеев¹, В.А. Кадышева¹, М.А. Варфоломеев¹

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия

³ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

⁴ООО «Меретояханефтегаз», Тюмень, Россия

В нефтегазовой отрасли, где эффективность и экологическая безопасность играют ключевую роль, технологии, направленные на оптимизацию добычи и минимизацию воздействия на окружающую среду, приобретают особое значение. Одной из таких технологий является метод блокирования прорыва воды азотом с целью увеличения нефтеотдачи, основанный на технологии AWACT (Anti-Water Coning Technology). В настоящей работе рассмотрены основные принципы, механизмы и способы ее эффективного применения на объектах нефтяного промысла. По результатам проведенных лабораторных фильтрационных исследований с использованием рекомбинированной пробы нефти подтверждено, что закачка азота может не только эффективно бороться с прорывами воды, но и способствует увеличению добычи нефти за счет изменения направления фильтрации воды и выравнивания профиля притока. Разработан способ гидродинамического моделирования технологии AWACT, который настроен на результаты лабораторных исследований, что позволило определить оптимальный объем закачки для горизонтальных скважин – 300 тысяч м³ азота. Этот объем является достаточным для получения значительного эффекта без избыточных экономических затрат.

Ключевые слова: газоблокирование, циклическая закачка газа, азот, обводненность, увеличение нефтедобычи

Для цитирования: Деревянко В.К., Минханов И.Ф., Максаков К.И., Пенигин А.В., Коноваленко А.А., Аникин О.В., Сергеев Г.Д., Кадышева В.А., Варфоломеев М.А. (2026). Подход к оценке эффективности закачки азота с целью блокирования воды и увеличения добычи нефти. *Георесурсы*, 28(3), с. 131–141. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.2>

Введение

Значительная часть мировых запасов нефти залегает в пластах с активной подошвенной или краевой водой. На начальных этапах разработки месторождения работа водоносной области не несет серьезных осложнений. Со временем добыча нефти в таких условиях часто осложняется обводнением скважин. Под воздействием градиента давления вода начинает подниматься от водонефтяного контакта к скважине, формируя конусообразный фронт. Усугубляет данную проблему наличие высокопроницаемых каналов и высокая разность вязкостей между нефтью и водой, что приводит к ускорению прорыва воды к скважине. Если процесс не контролировать, происходит резкое обводнение продукции и значительное снижение добычи нефти.

Одним из перспективных методов ограничения водопитока и повышения нефтеотдачи пласта в настоящий момент считается закачка газовых агентов в пласт (Jiang et al., 2020; Anikin et al., 2025; Derevyanko et al., 2023; Sorokin et al., 2022). В частности, закачка азота позволяет не только ограничить прорыв воды, но и выравнивать профиль притока, способствуя увеличению дебита нефти и, следовательно, повышению общей продуктивности скважин и замедлению их обводнения (рис. 1) (Wang et al., 2018).

Позиции (рис. 1а–в) отражают процесс формирования водяного конуса и прорыв воды к стволу скважины, позиции (рис. 1г–е) – механизм работы азота в пласте после его закачки (блокирование водонасыщенных каналов и перенаправление фильтрационных потоков). Таким образом, приток воды по заблокированным каналам существенно снижен, а вклад нефти из недренлируемых ранее интервалов возрастает.

По сравнению с другими мерами по борьбе с проникновением воды в продуктивный пласт, процесс закачки азота является наиболее экономичным, поскольку он является составной частью воздуха, а его ресурсы

* Ответственный автор: Олег Викторович Аникин
e-mail: OIVAnikin@kpfu.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

изобильны и относительно дешевы (Meena et al., 2024). Огромные запасы азота присутствуют в атмосферном воздухе, а методы его получения достаточно просты и хорошо изучены. Кроме того, азот обладает низкой коррозионной активностью, что очень важно для бесперебойной работы скважинного оборудования. При промышленном применении этой технологии соотношение экономических затрат и производительности относительно невелико, что позволяет эффективно снижать обводненность и оказывать влияние на прирост нефти.

Механизм блокирования воды азотом объясняется эффектом Жамена и гистерезисом относительных фазовых проницаемостей. Как отмечают исследователи в своем обзоре методов контроля конусообразования (Tileuberdi et al., 2023), наличие заземленного газа в поровом пространстве создает дополнительное сопротивление для фильтрации воды, заставляя ее искать обходные пути и оставляя нефтенасыщенные поры доступными для дренирования. Эксперименты авторов работы (Lee et al., 2023) на керновых моделях подтвердили, что азот способен блокировать высокопроницаемые каналы (трещины и каверны), перенаправляя потоки флюидов в низкопроницаемые зоны, что особенно актуально для сложнопостроенных коллекторов.

Компания Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA), компания Alberta Energy Company Ltd. (AEC) и компания Westcoast Petroleum Ltd. совместно разработали простой и понятный способ решения проблемы чрезмерной добычи воды из-за образования водяного конуса в нефтедобывающих скважинах – технологию Anti-Water Coning Technology (AWACT). Суть технологии заключается в закачке несмешивающегося газа (например, азота) в пласт с целью закупоривания каналов, по которым прорывавшаяся подошвенная вода проходит к забою скважины. Преимущества AWACT заключаются в простоте, дешевизне и безопасности.

Эффективность AWACT была успешно продемонстрирована на месторождении South Jenner (Альберта, Канада). Отмечается увеличение добычи нефти после закачки газа. Из 35 обработанных 21 скважина показала значительное увеличение суммарной нефтеотдачи (на ~25% относительно запасов на скважину), 7 скважин продемонстрировали снижение накопленной добычи нефти (около 5,5%), а 5 скважин не дали заметного эффекта (Lai, Wardlaw, 1999; Zheng et al., 2022).

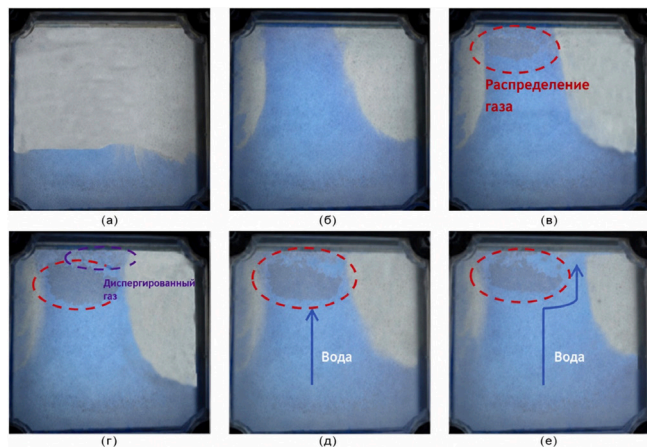


Рис. 1. Механизм работы закачанного азота в пласте

В последние годы география применения расширилась. Примером успешного применения технологии AWACT является месторождение Мехсана – крупнейшее месторождение компании Oil and Natural Gas Corporation Ltd., расположенное в штате Гуджарат, Индия. В результате с помощью закачки азота удалось снизить обводненность с 92 до 58%, а общий объем дополнительной тяжелой нефти составил 12,1 тыс. м³ (Meena et al., 2024).

Для успешного применения технологии AWACT на месторождении необходимо провести комплекс лабораторных исследований, направленных на более детальное изучение процесса поведения азота в пористой среде и подтверждающих его эффективность.

Исследования, проведенные государственной лабораторией нефтяных ресурсов и разведки при Китайском университете нефти (Пекин, Китай) совместно с кафедрой нефтяной и химической инженерии при университете Калгари (Калгари, Канада), показали, что в лабораторных экспериментах закачиваемый газ блокирует установившиеся пути продвижения воды и способствует дополнительной добыче нефти, перенаправляя продвигающуюся воду и улучшая охват (Wang et al., 2018).

Таким образом, эффективность технологии подтверждена как лабораторными исследованиями, так и практическими результатами на месторождениях в разных регионах.

Основная цель настоящей работы заключалась в доказательстве эффективности технологии и подборе оптимального режима закачки азота для месторождения с высоковязкой нефтью и наличием высокопроницаемых каналов, по которым прорывается вода. Приведено последовательное изучение оценки способности азота блокировать фильтрацию воды на примере одного из объектов путем проведения физического и гидродинамического моделирования (ГДМ).

Материалы и методы

Комплекс исследований по оценке эффективности технологии AWACT был проведен с использованием фильтрационной установки, представленной на рис. 2.

Более подробное описание использованного в исследованиях оборудования и его технических характеристик представлено в работе (Деревянко и др., 2024). Для проведения комплекса исследований по физическому моделированию процесса вытеснения нефти в работе были использованы подготовленные флюиды: рекомбинированная проба нефти, пластовая вода и азот. Свойства пластовой и рекомбинированной пробы нефти представлены в табл. 1.

Результаты и обсуждение

Фильтрационные исследования технологии AWACT

Для определения эффективности технологии AWACT одного из нефтяных месторождений были проведены фильтрационные исследования с использованием составных керновых моделей, которые компоновались из отдельных цилиндрических образцов (30×30 мм) с ненарушенной структурой. Для того чтобы определить наиболее эффективную степень блокирования воды газом авторами проведено четыре фильтрационных эксперимента по следующему дизайну: 1) создание термобарических условий

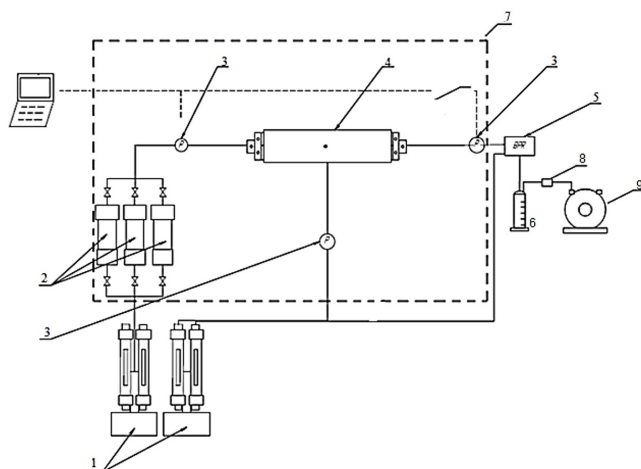


Рис. 2. Схема фильтрационной установки. 1 – плунжерный насос высокого давления марки ЛН-400 (АО «Геологика», Россия); 2 – поршневые контейнеры с пластовой нефтью, пластовой водой и газом вытеснения, керосином; 3 – датчики давления; 4 – кернодержатель типа Хасслера; 5 – регулятор обратного давления; 6 – цилиндр со шлифом 50 мл; 7 – сушильный шкаф; 8 – узел отбора проб газа; 9 – газовый счетчик.

пласта; 2) насыщение рекомбинированной пробой нефти с последующей выдержкой в течение 24 часов; 3) закачка пластовой воды (моделирование процесса прорыва воды); 4) закачка азота в керновую модель (моделирование процесса закачки азота в пласт); 5) закачка пластовой воды (моделирование процесса блокирования фильтрации воды после закачки азота). Визуальное представление процессов, описанных на этапах 3–5, показано на рис. 3.

Фильтрационные эксперименты были проведены с различными расходами азота и на моделях пласта с различными проницаемостями. Расход азота и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) керновых образцов представлены в табл. 2. Результаты проведенных исследований представлены на рис. 4–7.

На рис. 8 представлены сводные результаты по четырем фильтрационным экспериментам. Результаты экспериментов показали, что среднее снижение фазовой

проницаемости по воде после закачки азота составляет 2,65 раза. Наблюдается незначительное влияние скорости фильтрации азота на эффективность предложенной технологии, при этом влияние расхода азота на снижение фазовой проницаемости по воде неоднозначно и требует учета начальной насыщенности модели и изучения структуры порового пространства. Блокирование воды в керновой модели путем закачки азота одинаково эффективно при различных проницаемостях.

Дополнительно авторами был проведен эксперимент №5 с циклической прокачкой азота. В результате чего установлено, что после каждого нового цикла снижение фазовой проницаемости воды увеличивалось и после трех циклов в совокупности составило 5,5 раз (рис. 9, 10). Следует отметить, что после закачки каждой оторочки азота наблюдается прирост коэффициента вытеснения, что говорит об эффективности довытеснения нефти и увеличении охвата. Данный эксперимент демонстрирует потенциальную эффективность технологии при повторных прокачках азота в одну и ту же скважину.

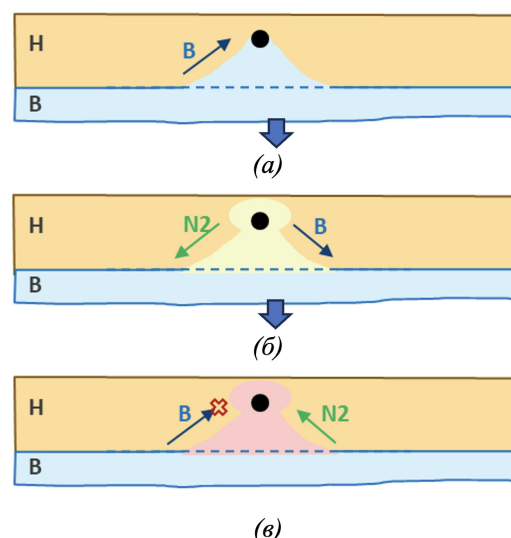


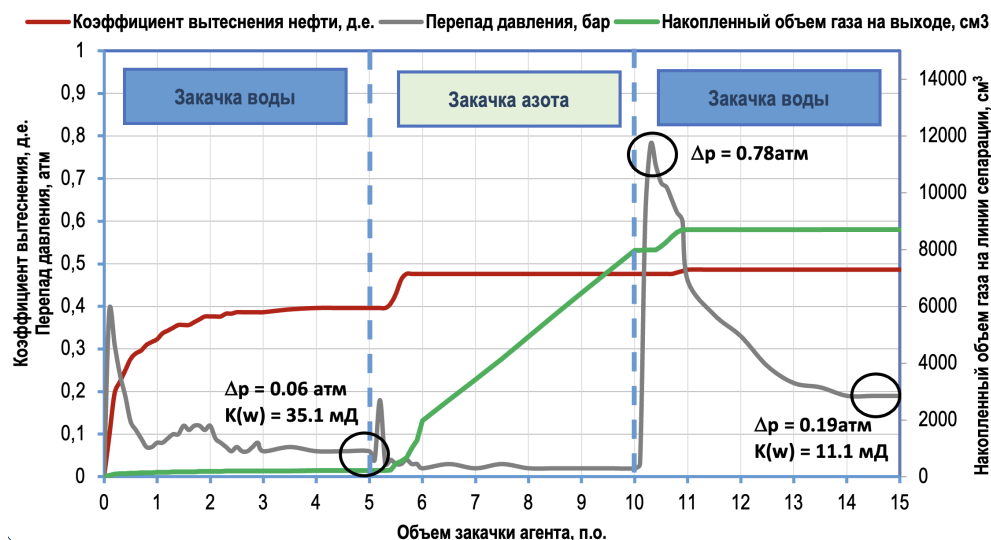
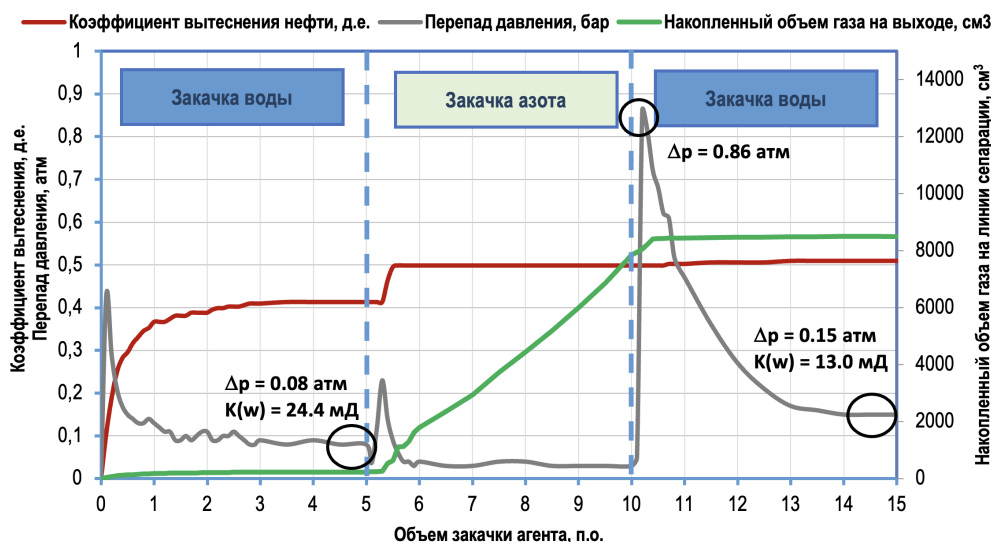
Рис. 3. Демонстрация процессов, происходящих в пласте на этапах 3–5: Н – нефть, В – вода

№ п/п	Параметр	Пластовая проба нефти	Рекомбинированная проба нефти	Рекомбинированная проба (приведенная к текущим пластовым условиям)
Свойства пластовой нефти				
1	Давление пластовое, МПа	11,4	11,4	9,0
2	Температура пластовая, °С	26	26	26
3	Давление насыщения пластовой нефти, МПа	11,4	11,4	9,0
4	Газосодержание (стандартная сепарация), м ³ /т	41,3	38,17	31,55
5	Объемный коэффициент при пластовом давлении	1,073	1,07	1,054
6	Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	0,869	0,905	0,913
7	Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	66,5	64,218	87,540
Свойства дегазированной нефти				
8	Плотность дегазированной нефти при стандартных условиях, г/см ³	-	0,918	0,920
9	Вязкость дегазированной нефти при стандартных условиях, мПа·с	-	257,1	257,1

Табл. 1. Свойства пластовой и рекомбинированной нефти

№ эксперимента	Пористость, %	Абсолютная проницаемость по газу, мД	Начальная водонасыщенность, %	Расход азота, мл/мин
1	31,6	816	14,65	0,05
2	32,6	813	17,19	0,1
3	32,5	814	14,79	0,025
4	34,1	1625	7,45	0,025

Табл. 2. ФЕС керновых колонок и расход азота

Рис. 4. Результаты эксперимента №1 (абс. проницаемость $k = 816$ мД, расход азота $V_N = 0,05$ мл/мин, $K(w)$ – проницаемость по воде; Δp – перепад давления; V – объем газа, см^3)Рис. 5. Результаты эксперимента №2 ($k = 813$ мД, $V_N = 0,1$ мл/мин)

Гидродинамическое моделирование технологии AWAST

Для оценки эффективности технологии блокирования прорыва воды с помощью закачки газа в масштабе участка опытно-промышленных работ (ОПР) предварительно необходимо воспроизведение результатов лабораторных исследований в гидродинамической модели.

Для этого была подготовлена модель в программном комплексе тНавигатор, состоящая из 100 ячеек, имитирующая керновую колонку как по размерам, так и по фильтрационным параметрам. Для адаптации эксперимента применялся функционал симулятора, связанный с появлением гистерезиса при смене фильтрации

воды и газа. Данный подход позволяет влиять на относительную фазовую проницаемость и концевые точки насыщенности для фазы из-за появления защемленного газа, а также учесть эффекты трехфазной фильтрации с разнонаправленными изменениями насыщенностей. При использовании такого функционала добавляется ОФП воды при наличии в системе всех 3-х фаз, в т.ч. максимально возможной насыщенности газа. При появлении в системе газа происходит интерполяция значений между кривыми ОФП воды в двухфазной и трехфазной системах. Теоретический пример работы функционала с ОФП воды представлен на рис. 11.

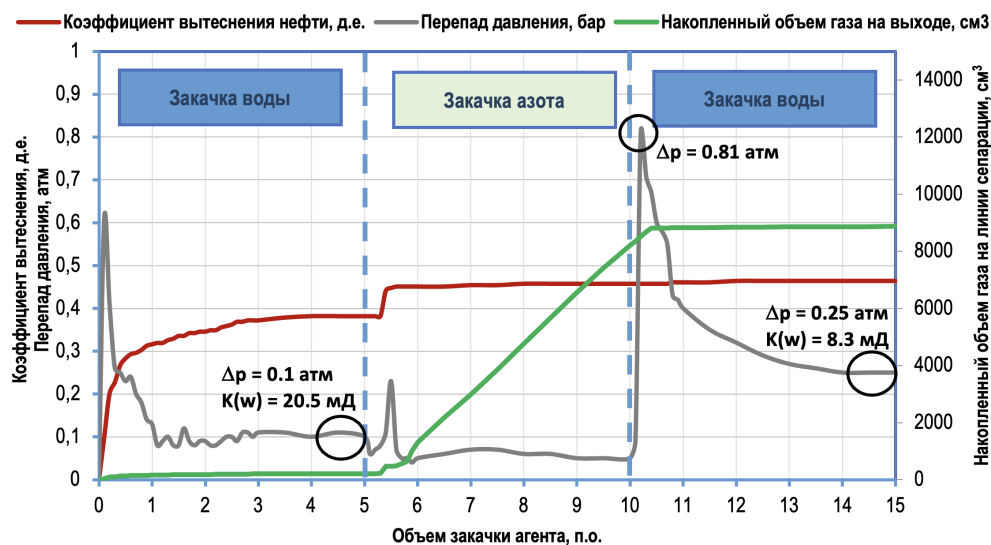
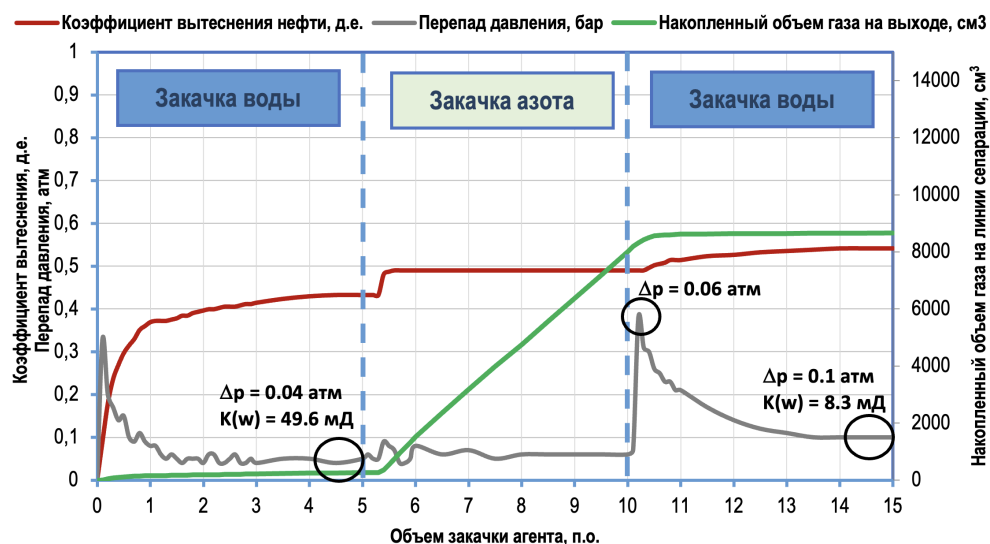
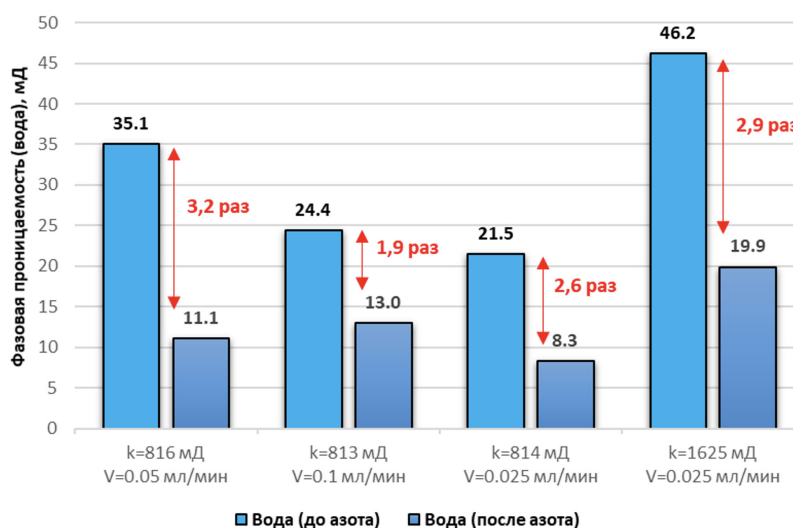
Рис. 6. Результаты эксперимента №3 ($k = 814$ мД, $V_N^2 = 0,025$ мл/мин)Рис. 7. Результаты эксперимента №4 ($k = 1625$ мД, $V_N^2 = 0,025$ мл/мин)

Рис. 8. Сводные результаты экспериментов

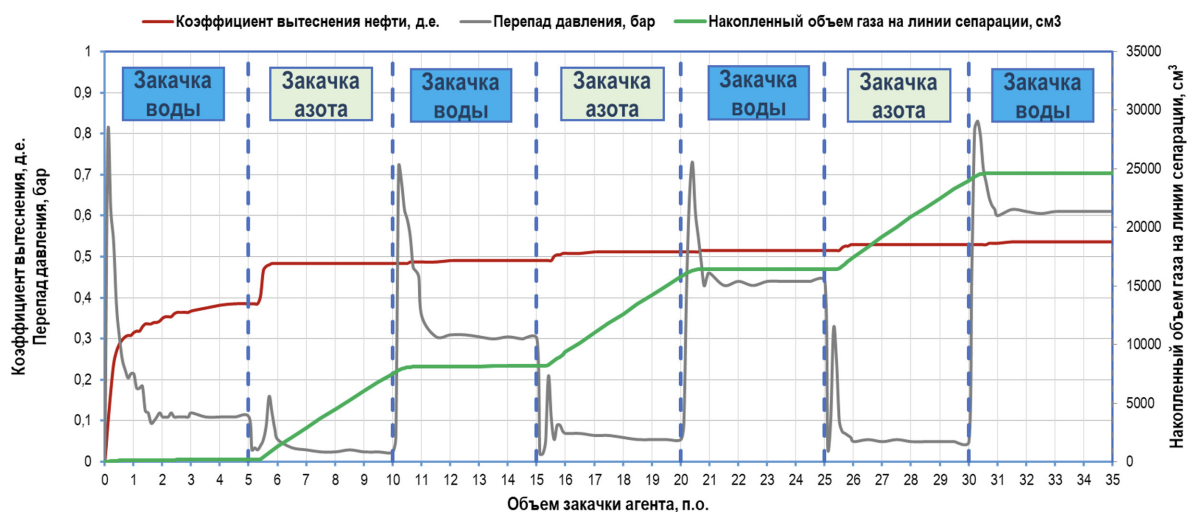


Рис. 9. Динамика показателей в эксперименте №5 с циклической прокачкой азота

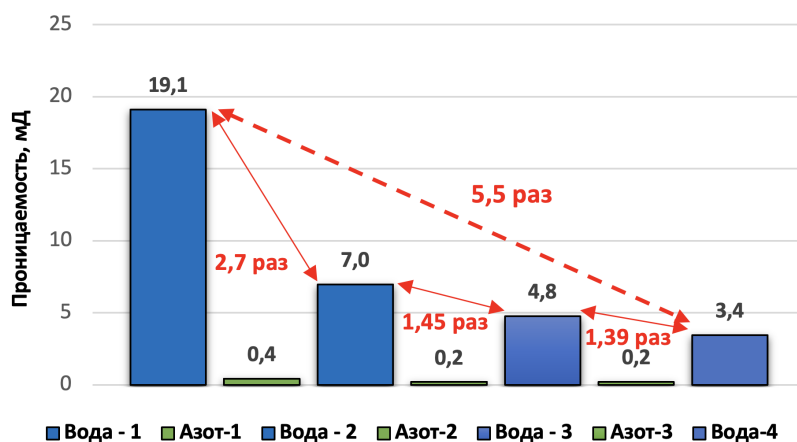


Рис. 10. Результаты эксперимента №5 с циклической прокачкой азота

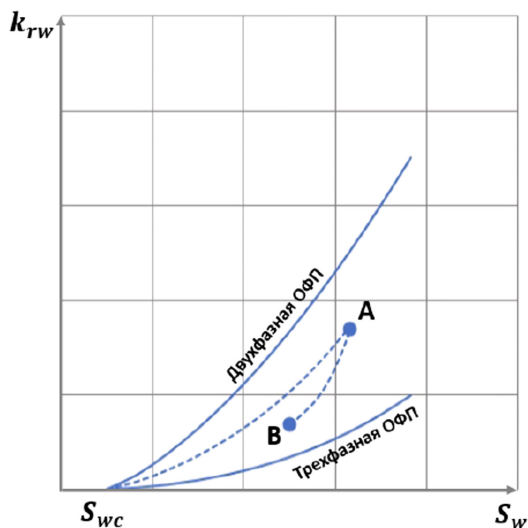


Рис. 11. Пример работы функционала гистерезиса при смене фильтрации газа и воды

До точки А происходит увеличение насыщенности водой и, соответственно, увеличение ее ОФП (пропитка). Далее при повторной закачке газа происходит вторичный дренаж и ОФП по воде снижается до точки В. Стоит отметить, что моделирование гистерезиса ОФП отражено во многих литературных источниках, в том числе в (Кадет, Галечян, 2013).

Основными настроечными параметрами для адаптации модели на результат эксперимента являются параметры трехфазной кривой ОФП воды и параметр Лэнда, влияющий на насыщенность заземленного газа. В итоге, были подобраны следующие параметры для максимально точного воспроизведения результатов эксперимента:

- снижение конечной точки KRWR (ОФП для воды при остаточной нефти) кривой ОФП воды для трехфазной системы согласно результатам лабораторных исследований: $IKRWR$ ($KRWR$ при пропитке) = $0,412 \cdot KRWR$;
- параметр Лэнда: $C = 10,425$;
- параметры формы кривой ОФП воды для трехфазной системы для корреляции LET: $L_w = 8,689$ (задает нижнюю часть кривой ОФП для воды), $T_w = 6,35$ (задает верхнюю часть кривой ОФП для воды), $E_w = 6,16$ (задает положение наклонной части кривой ОФП для воды).

Результаты адаптации и динамика ОФП воды в одной из ячеек модели представлены на рис. 12, где т.1 – окончание первой промывки керна водой, т.2 – начало фильтрации воды после прокачки газа, т.3 – окончание повторной промывки водой.

Далее представленный подход был перенесен на секторную модель (рис. 13), которая была создана в программном комплексе tНавигатор, для ее настройки на накопленный эффект, полученный при пробной закачке 100 тыс. м³ азота в скв. №1. Секторная модель включает в себя 12 основных скважин вокруг скв. №1, параметры секторной модели представлены в табл. 3.

Предварительно выполнялась адаптация модели на историю работы скважины. Получено достаточно точное совпадение факта и расчета (отклонение 0,5%). На рис. 14 представлен результат настройки модели на эффект, полученный при закачке азота. На рис. 15 представлено изменение в модели распределения притока воды по стволу скважины после закачки азота.

После настройки модели отбирались дополнительные три скважины-кандидата, параметры которых приведены в табл. 4. Важно, что эти скважины имеют:

- высокую обводненность (согласно (Wang et al., 2018), чем выше обводненность, тем больше эффект);
- высокий коэффициент эксплуатации за последние 3 месяца, что указывает на отсутствие проблем в работе скважины.

Все скважины горизонтальные, в качестве заканчивания используется фильтр-хвостовик.

На этих скважинах была рассчитана дополнительная добыча нефти для разных объемов закачки азота, а именно: 100, 200, 300 и 400 тыс. м³ с целью определения оптимального согласно эффективному отношению (дополнительная добыча нефти, приходящаяся на 1 тыс. м³ азота). Сначала был рассмотрен период оценки эффекта в один год из-за потенциальных неопределенностей, возникающих ежегодно на производстве. Результаты представлены в табл. 5.

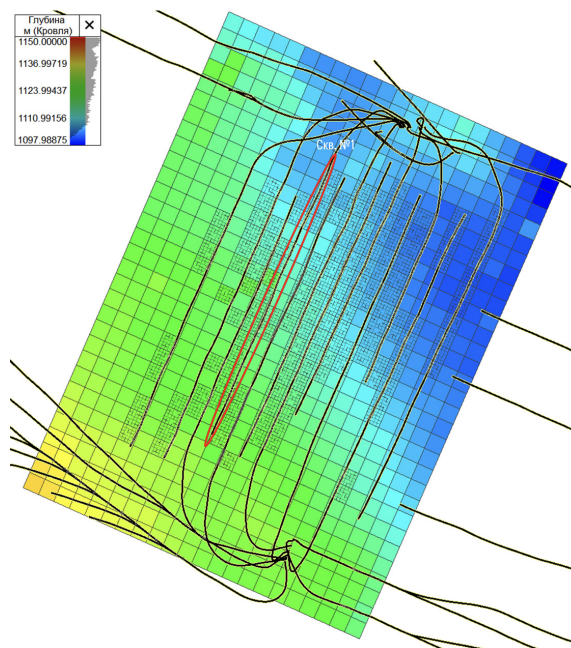


Рис. 13. Секторная модель

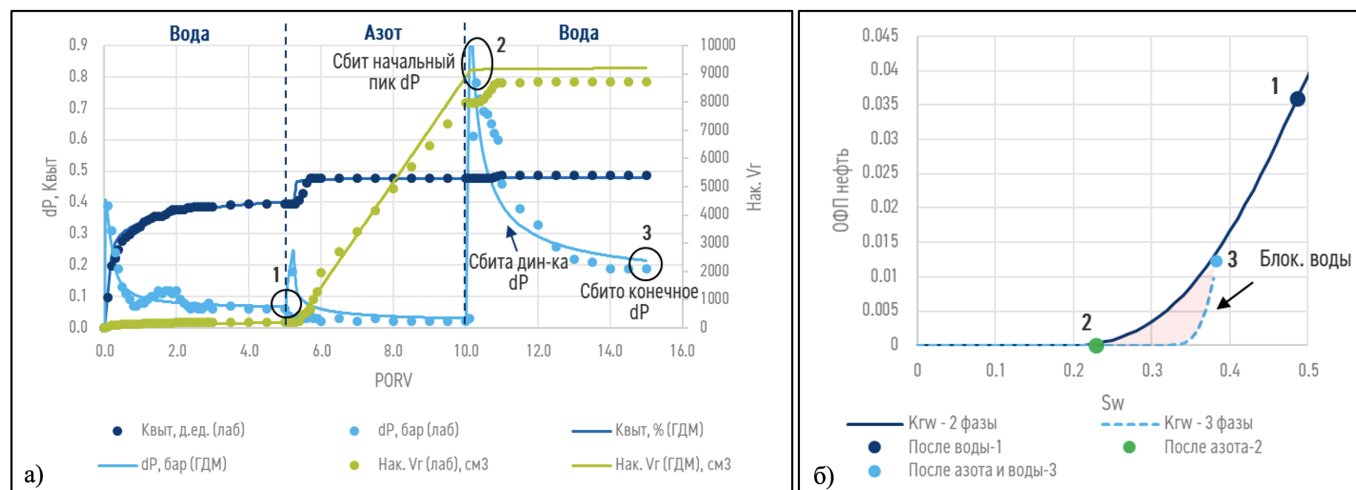


Рис. 12. а) Результаты адаптации лабораторных исследований (dP – перепад давления, Kвыт – коэффициент вытеснения, Vг – объем газа); б) Динамика ОФП воды (Sw – водонасыщенность, Kgw – ОФП для воды)

Средние параметры		Значение
Размер ячейки (X x Y x Z), м	Основной размер	100x100x1,5
	Размер в зоне измельчения (возле скважин)	20x20x1,5
Пористость, %		29
Проницаемость, мД		513
Нефтенасыщенная толщина, м		14

Табл. 3. Параметры секторной модели

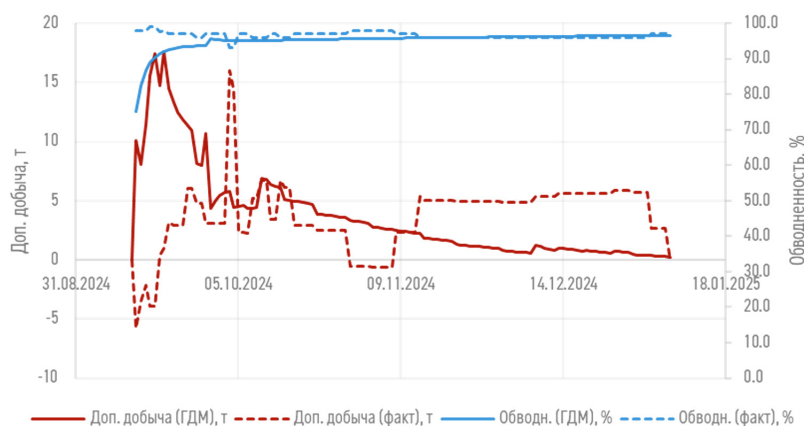


Рис. 14. Результаты настройки модели на доп. эффект, полученный на скв. №1

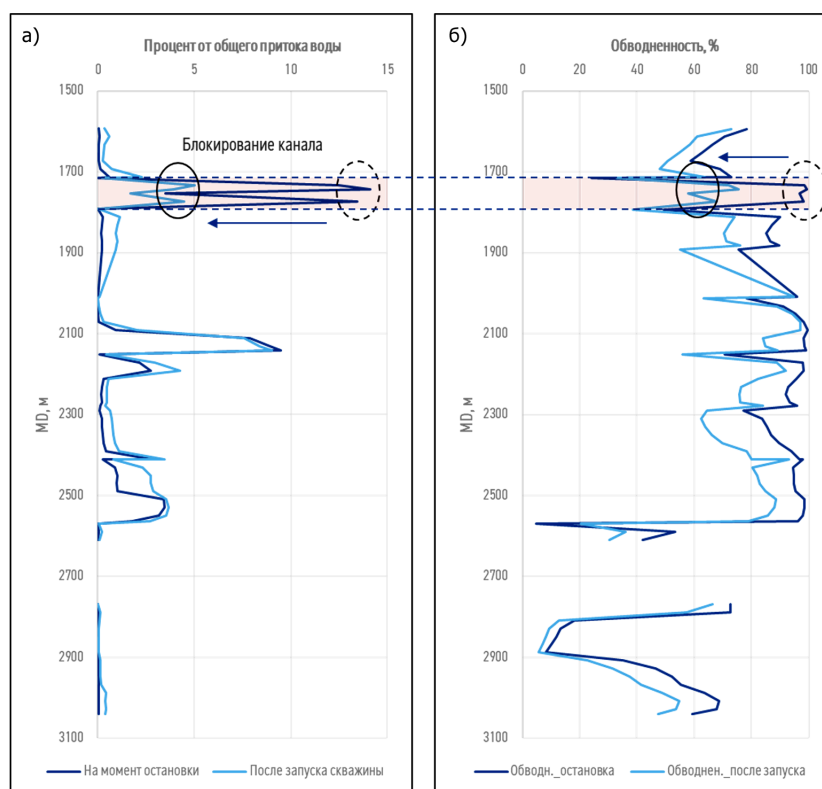


Рис. 15. Распределение притока воды до и после закачки азота: а) распределение притока воды по стволу скважины, б) распределение обводненности в притоке по стволу скважины

	Перфорир. мощность, м	Диапазон $K_{пр}$ по стволу, мД	Q_n , т/сут	$Q_{ж}$, м ³ /сут	Обв-ть, %	ГФ, м ³ /т	Коэффициент эксплуатации	Наработка насоса, сут
Скв. №2	1166,07	61 – 5368	4,28	44,33	89,67	88,35	1	492
Скв. №3	1684,99	34 – 3105	5,68	42,33	85,67	55,46	1	829
Скв. №4	1752,39	63 – 3220	2,91	34	90,67	26,17	1	254

Табл. 4. Параметры отобранных скважин-кандидатов ($K_{пр}$ – проницаемость, Q_n – дебит нефти, $Q_{ж}$ – дебит жидкости, ГФ – газовый фактор)

V (азот), тыс. м ³	Скв. №2		Скв. №3		Скв. №4	
	Доп. добыча, т	Эфф. отн-е, т/тыс. м ³	Доп. добыча	Эфф. отн-е, т/тыс. м ³	Доп. добыча	Эфф. отн-е, т/тыс. м ³
100	499,77	5,00	479,22	4,79	573,48	5,73
200	900,66	4,50	801,88	4,01	1022,53	5,11
300	1188,49	3,96	905,99	3,02	1328,74	4,43
400	1368,12	3,42	920,82	2,30	1478,88	3,70

Табл. 5. Результаты расчета для разных объемов закачки азота

Из трех скважин-кандидатов была исключена скв. №3 по следующим причинам:

1) самые низкие показатели дополнительной добычи нефти и эффективного отношения;

2) самый высокий показатель наработки насоса, что увеличивает вероятность столкновения с рисками осложнения работы погружного оборудования.

В силу того, что при большеобъемных закачках длительность эффекта увеличивается, для скв. №2 и скв. №4 был рассмотрен более длительный период оценки в 3 года. Такая продолжительность получения эффекта подтверждается в том числе мировым опытом (Lai, Wardlaw, 1999). На рис. 16 продемонстрирована зависимость эффективного отношения от объема закачки для двух скважин.

Видно, что наибольшее эффективное отношение за три года наблюдается для объемов закачки 200 и 300 тыс. м³ с близкими друг к другу значениями эффективного отношения. Согласно (Luhning et al., 1990; Freeborn, 1990), закачка газа в вертикальные скважины в рамках технологии AWACT достигала 200–300 тыс. м³, а с учетом того, что эффективная проходка горизонтальной

скважины гораздо больше вертикальной, объем 300 тыс. м³ выглядит наиболее предпочтительным для проведения следующего опытно-промышленного испытания (ОПИ) на скважинах-кандидатах.

Заключение

На основании проведенного комплекса лабораторных исследований и анализа результатов гидродинамического моделирования можно сделать следующие выводы об эффективности технологии AWACT.

- Лабораторные эксперименты доказали высокую эффективность азота как блокирующего агента. Установлено снижение фазовой проницаемости по воде в среднем в 2,65 раза после закачки азота.

- Эксперимент №5 с циклической прокачкой азота выявил ключевую закономерность: эффективность блокирования воды имеет кумулятивный характер. Снижение фазовой проницаемости для воды после трех циклов достигло 5,5 раз, что более чем вдвое превышает эффект от однократной закачки. Такой эффект можно объяснить гистерезисом фазовых проницаемостей. С каждым циклом увеличивается объем заземленного газа в тупиковых и высокопроницаемых порах, формируя более устойчивый барьер для воды.

- По результатам ГДМ определен оптимальный объем закачки для скважин-кандидатов, который согласуется с мировым опытом.

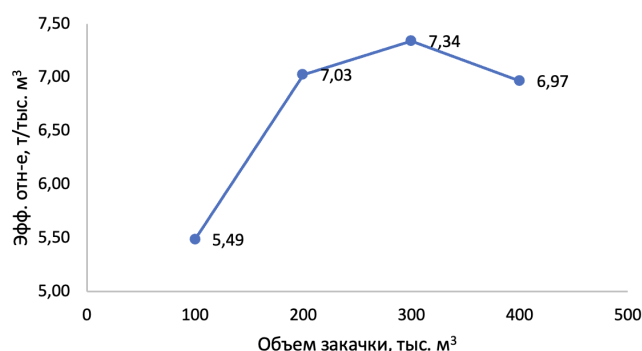
Таким образом, авторами выполнена оценка возможности блокирования прорыва воды за счет обработки скважин азотом в условиях резкой неоднородности коллектора, а также подобран оптимальный объем закачки азота для скважин опытного участка, обеспечивающий снижение обводненности и получение дополнительной добычи нефти.

Благодарности

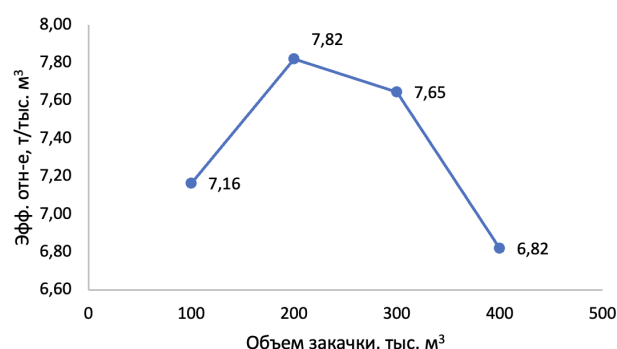
Выражается благодарность Фонду науки и технологий Республики Татарстан за предоставление гранта на осуществление фундаментальных и поисковых исследований в научных и образовательных организациях, предприятиях и организациях реального сектора экономики Республики Татарстан.

Литература

Деревянко В.К., Сергеев Г.Д., Болотов А.В., Минханов И.Ф., Варфоломеев М.А., Чалин В.В., Коваленко В.А., Кушней А.Ю., Ваганов А.В., Мукминов И.Р. (2024). Оценка эффективности вытеснения нефти газом путём проведения комплексных фильтрационных исследований на модели тонкой трубки с различными газами закачки для ачимовских отложений Западной Сибири. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, 9(4), pp. 73–85. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-73-85>



а)



б)

Рис. 16. Зависимость среднего эффективного отношения от объема закачки для а) Скв. №2 и б) Скв. №4

Кадет В.В., Галечян А.М. (2013). Перколяционная модель гистерезиса относительных фазовых проницаемостей. *Прикладная механика и техническая физика*, 54(3). <https://www.sibran.ru/upload/iblock/149/149d2e8610d514c77eca90191566c722.pdf>

Afzali, S., Rezaei, N., Zendejboudi, S. (2018). A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection. *Fuel*, 227, pp. 218–246. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.015>

Anikin, O.V., Derevyanko, V.K., Bolotov, A.V., Minkhanov, I.F., Varfolomeev, M.A., Konstantinovich, E.A., Kadysheva, V.A. (2025). Gas enhanced oil recovery methods for offshore oilfields: Features, implementation, operational status. *Petroleum Research*, 10(2), pp. 404–415. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.12.003>

Derevyanko, V.K., Bolotov, A.V., Minkhanov, I.F., Varfolomeev, M.A., Usmanov, S.A., Saifullin, E.R., Egorov, A.N., Sudakov, V.A., Zhanbossynova, S., Sagirov, R.N. (2023). Feasibility of Foam-Enhanced Water-Gas Flooding for a Low-Permeability High-Fractured Carbonate Reservoir. Screening of Foaming Agent and Flooding Simulation. *SPE Caspian Technical Conference and Exhibition*, SPE-217637-MS. <https://doi.org/10.2118/217637-MS>

Freeborn, W.R., Skoreyko, F.A., Luhnig, R.W. (1990). AWACT: Anti-Water Coning Technology. Oil Sands 2000, Energy, Environment, Enterprise: AOSTRA Conference, Edmonton, AB. Paper 6-18.

Jiang, Q., Jindong, C., Zhigang, W., Jia, N., Chuixian, K., Tianquan, C., Kai, L., Lipeng, H., Tong, L. (2020). Visualized Experimental Study of Nitrogen Injection Suppression of Bottom Water Coning. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 56(3), pp. 453–464. <https://doi.org/10.1007/s10553-020-01156-0>

Lai, S., Wardlaw, N. (1999). Factors Affecting the Application of Anti-Water Coning Technology (AWACT) At the South Jenner Oil Field, Southeast Alberta. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38(03). <https://doi.org/10.2118/99-03-02>

Lee, P., Tang, H., Yan, X., Zhang, S., Zhang, Z., Liu, H. (2023). Laboratory Evaluation on the Water Flooding Characteristics in Bottom Water Reservoir Containing Interbeds. *ACS Omega*, 8(45), pp. 42409–42416. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c04873>

Luhnig, R., Chmilar, M., Anderson, B. (1990). The AOSTRA Anti Water Coning Technology (AWACT) Process - From Invention To Commercial Application. *Annual Technical Meeting, PETSOC-90-132*. <https://doi.org/10.2118/90-132>

Meena, M., Chanchlani, K., Kumar, A., Chouhan, V. (2024). Nitrogen Huff and Puff: Novel Method for Enhancing Liquid Production in the Brown Fields of the Mehana. *SPE Conference at Oman Petroleum, Energy Show*, D021S019R002. <https://doi.org/10.2118/218508-MS>

Sorokin, A.S., Bolotov, A.V., Nuriev, D.R., Derevyanko, V.K., Minkhanov, I.F., Varfolomeev, M.A. (2022). Dynamic Criteria for Physical Modeling of Oil Displacement by Gas Injection. *Processes*, 10(12), 2620. <https://doi.org/10.3390/pr10122620>

Tileuberdi, N., Mashrapova, M., Toktarbay, Z. (2023). A Review on Nitrogen Flooding for Enhanced Oil Recovery. *ES Materials, Manufacturing*. <https://doi.org/10.30919/esmm968>

Wang, Y., Liu, H., Chen, Z., Wu, Z., Pang, Z., Dong, X., Chen, F. (2018). A visualized investigation on the mechanisms of anti-water coning process using nitrogen injection in horizontal wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166, pp. 636–649. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.083>

Zheng, W., Feng, Y., Tan, X., Yang, R., Liu, H., Xie, H., Wang, T. (2022). Feasibility Investigation on the N₂ Injection Process to Control Water Coning in Edge Water Heavy Oil Reservoirs. *Frontiers in Earth Science*, 9, 825253. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.825253>

Сведения об авторах

Вадим Константинович Деревянко – ассистент, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
e-mail: vadimk1998@mail.ru

Ильгиз Фаильевич Минханов – кандидат тех. наук, доцент, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
e-mail: IIFMinhanov@kpfu.ru

Кирилл Игоревич Максаков – главный инженер проекта, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Россия
Maksakov.KI@contractor.gazprom-neft.ru

Артем Витальевич Пенигин – руководитель программы по технике и технологиям процессинга газа, ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия
e-mail: Penigin.AV@gazprom-neft.ru

Алексей Алексеевич Коноваленко – руководитель направления по формированию БК ГТМ, ООО «Меретояханефтегаз», Тюмень, Россия
e-mail: Konovalenko.AA@gazprom-neft.ru

Олег Викторович Аникин – кандидат хим. наук, доцент, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
e-mail: OIVAnikin@kpfu.ru

Георгий Дмитриевич Сергеев – младший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
e-mail: GeDSergeev@kpfu.ru

Валерия Александровна Кадышева – магистрант, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
e-mail: VaAKadysheva@kpfu.ru

Михаил Алексеевич Варфоломеев – кандидат хим. наук, директор центра, Технологический парк «Малотоннажные химические технологии», Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
e-mail: mikhail.varfolomeev@kpfu.ru

Статья поступила в редакцию 23.03.2026;

Принята к публикации 02.06.2026; Опубликована 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

An Approach to Assessing the Effectiveness of Nitrogen Injection for Water Blocking and Enhanced Oil Recovery

V.K. Derevyanko¹, I.F. Minkhanov¹, K.I. Maksakov², A.V. Penigin³, A.A. Konovalenko⁴, O.V. Anikin^{1*}, G.D. Sergeev¹, V.A. Kadysheva¹, M.A. Varfolomeev¹

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

²Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russian Federation

³Gazpromneft NTC LLC, St. Petersburg, Russian Federation

⁴Meretoyahaneftgaz LLC, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Oleg V. Anikin, e-mail: OIVAnikin@kpfu.ru

Abstract. In the modern oil and gas industry, where efficiency and environmental safety play a key role, technologies aimed at optimizing production and minimizing environmental impact are particularly important. One such technology is a method for blocking water breakthrough with nitrogen to enhance oil recovery, based on AWACT (Anti-Water Coning Technology). This paper examines the basic principles, mechanisms, and methods for its effective application at oil field facilities. Laboratory filtration studies using a recombined oil sample confirmed that nitrogen injection can not only effectively combat water breakthrough but also contribute to increased oil production by changing the direction of water filtration and smoothing the inflow profile. The paper also developed a method for hydrodynamic modeling of AWACT technology, which was adjusted to the laboratory test results, allowing the optimal injection volume for horizontal wells to be determined: 300,000 m³ of nitrogen. This volume is sufficient to achieve significant results without excessive economic costs.

Keywords: gas blocking, cyclic gas injection, nitrogen, water cut, increased oil production

Recommended citation: Derevyanko V.K., Minkhanov I.F., Maksakov K.I., Penigin A.V., Konovalenko A.A., Anikin O.V., Sergeev G.D., Kadyшева V.A., Varfolomeev M.A. (2026). An Approach to Assessing the Effectiveness of Nitrogen Injection for Water Blocking and Enhanced Oil Recovery. *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 131–141. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.2>

Acknowledgments

We express our gratitude to the Science and Technology Foundation of the Republic of Tatarstan for providing a grant to support fundamental and exploratory research in scientific and educational organizations, enterprises, and organizations in the real sector of the economy of the Republic of Tatarstan.

References

- Afzali, S., Rezaei, N., Zendejboudi, S. (2018). A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection. *Fuel*, 227, pp. 218–246. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.015>
- Anikin, O.V., Derevyanko, V.K., Bolotov, A.V., Minkhanov, I.F., Varfolomeev, M.A., Konstantinovich, E.A., Kadyшева, V.A. (2025). Gas enhanced oil recovery methods for offshore oilfields: Features, implementation, operational status. *Petroleum Research*, 10(2), pp. 404–415. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.12.003>
- Derevyanko, V.K., Bolotov, A.V., Minkhanov, I.F., Varfolomeev, M.A., Usmanov, S.A., Saifullin, E.R., Egorov, A.N., Sudakov, V.A., Zhanbossynova, S., Sagirov, R.N. (2023). Feasibility of Foam-Enhanced Water-Gas Flooding for a Low-Permeability High-Fractured Carbonate Reservoir. Screening of Foaming Agent and Flooding Simulation. *SPE Caspian Technical Conference and Exhibition*, SPE-217637-MS. <https://doi.org/10.2118/217637-MS>
- Derevyanko V.K., Sergeev G.D., Bolotov A.V., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Chalin V.V., Kovalenko V.A., Kushney A.Yu., Vaganov A.V., Mukminov I.R. (2024). Evaluation of the efficiency of oil displacement by gas using complex filtration studies on a slim tube model with different injection gases for the Achimov deposits of Western Siberia. *PRONEFT. Professionally about oil*, 9(4), pp. 73–85. (In Russ.)
- Freeborn, W.R., Skoreyko, F.A., Lunning, R.W. (1990). AWACT: Anti-Water Coning Technology. Oil Sands 2000, Energy, Environment, Enterprise: AOSTRA Conference, Edmonton, AB, Paper 6-18.
- Jiang, Q., Jindong, C., Zhigang, W., Jia, N., Chuixian, K., Tianquan, C., Kai, L., Lipeng, H., Tong, L. (2020). Visualized Experimental Study of Nitrogen Injection Suppression of Bottom Water Coning. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 56(3), pp. 453–464. <https://doi.org/10.1007/s10553-020-01156-0>
- Kadet, V.V., Galechyan, A.M. (2013). Percolation model of relative permeability hysteresis. *J Appl Mech Tech Phy*, 54, pp. 423–432. <https://doi.org/10.1134/S0021894413030115>

Lai, S., Wardlaw, N. (1999). Factors Affecting the Application of Anti-Water Coning Technology (AWACT) At the South Jenner Oil Field, Southeast Alberta. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38(03). <https://doi.org/10.2118/99-03-02>

Lee, P., Tang, H., Yan, X., Zhang, S., Zhang, Z., Liu, H. (2023). Laboratory Evaluation on the Water Flooding Characteristics in Bottom Water Reservoir Containing Interbeds. *ACS Omega*, 8(45), pp. 42409–42416. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c04873>

Luhning, R., Chmilar, M., Anderson, B. (1990). The AOSTRA Anti Water Coning Technology (AWACT) Process - From Invention To Commercial Application. *Annual Technical Meeting, PETSOC-90-132*. <https://doi.org/10.2118/90-132>

Meena, M., Chanchlani, K., Kumar, A., Chouhan, V. (2024). Nitrogen Huff and Puff: Novel Method for Enhancing Liquid Production in the Brown Fields of the Mehsana. *SPE Conference at Oman Petroleum, Energy Show*, D021S019R002. <https://doi.org/10.2118/218508-MS>

Sorokin, A.S., Bolotov, A.V., Nuriev, D.R., Derevyanko, V.K., Minkhanov, I.F., Varfolomeev, M.A. (2022). Dynamic Criteria for Physical Modeling of Oil Displacement by Gas Injection. *Processes*, 10(12), 2620. <https://doi.org/10.3390/pr10122620>

Tileuberdi, N., Mashrapova, M., Toktarbay, Z. (2023). A Review on Nitrogen Flooding for Enhanced Oil Recovery. *ES Materials, Manufacturing*. <https://doi.org/10.30919/esmm968>

Wang, Y., Liu, H., Chen, Z., Wu, Z., Pang, Z., Dong, X., Chen, F. (2018). A visualized investigation on the mechanisms of anti-water coning process using nitrogen injection in horizontal wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166, pp. 636–649. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.083>

Zheng, W., Feng, Y., Tan, X., Yang, R., Liu, H., Xie, H., Wang, T. (2022). Feasibility Investigation on the N₂ Injection Process to Control Water Coning in Edge Water Heavy Oil Reservoirs. *Frontiers in Earth Science*, 9, 825253. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.825253>

About the Authors

Vadim K. Derevyanko – Assistant, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Ilgiz F. Minkhanov – Cand. Sci. (Technical), Associate Professor, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Kirill I. Maksakov – Chief Project Engineer, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, St. Petersburg, Russian Federation

Artem V. Penigin – Program Manager for Gas Processing Engineering and Technologies, Gazpromneft NTC LLC, St. Petersburg, Russian Federation

Aleksey A. Konovalenko – Head of the Department for the Formation of the GTM BC, Meretoyahaneftgaz LLC, Tyumen, Russian Federation

Oleg V. Anikin – Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation
e-mail: OIVAnikin@kpfu.ru

Georgy D. Sergeev – Junior Researcher, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Valeria A. Kadyшева – Master, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Mikhail A. Varfolomeev – Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor, Head of the Department of Petroleum Engineering, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

*Manuscript received 23 March 2026;
Accepted 2 June 2026; Published 30 September 2026*

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)