

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2021, №6, Том 13 / 2021, No 6, Vol 13 <https://esj.today/issue-6-2021.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/20SAVN621.pdf>

**Ссылка для цитирования этой статьи:**

Калинников, В. Н. Сравнение результатов фильтрационных экспериментов и гидродинамического моделирования для оценки эффективности водогазового воздействия / В. Н. Калинников // Вестник евразийской науки. — 2021. — Т. 13. — № 6. — URL: <https://esj.today/PDF/20SAVN621.pdf>

**For citation:**

Kalinnikov V.N. Comparison of the results of filtration experiments and hydrodynamic modeling to assess the effectiveness of water-gas treatment. *The Eurasian Scientific Journal*, 13(6): 20SAVN621. Available at: <https://esj.today/PDF/20SAVN621.pdf>. (In Russ., abstract in Eng.).

УДК 622.276.8

**Калинников Владимир Николаевич**

ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

СП «Татнефть — Добыча»

Департамент разработки месторождений

Отдел операционной деятельности

Руководитель группы по оптимизации производственных процессов

E-mail: [kalinnikov@tatneft.ru](mailto:kalinnikov@tatneft.ru)

## Сравнение результатов фильтрационных экспериментов и гидродинамического моделирования для оценки эффективности водогазового воздействия

**Аннотация.** Статья представляет собой сравнение результатов фильтрационных экспериментов на керне с результатами гидродинамического моделирования для оценки эффективности нефтеизвлечения в зависимости от газосодержания водогазовой смеси.

Для реализации пилотного проекта по водогазовому воздействию на опытном участке кыновского горизонта Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения разработана технологическая схема закачки, тонкие настройки в части подбора оборудования которой требуют определения газосодержания водогазовой смеси. В качестве газа, применяемого в составе водогазовой смеси, планируется использование попутного нефтяного газа, отбираемого с затрубных пространств добывающих скважин, расположенных на одном кусте с целевой нагнетательной, в смеси с азотом, вырабатываемым азотной компрессорной установкой.

По результатам фильтрационных экспериментов на кернах значимых изменений коэффициента вытеснения при различном содержании азота в водогазовой смеси не выявлено. Керновые исследования по причине их небольшого размера не позволяют в полной мере корректно охарактеризовать фильтрационные процессы, происходящие в неоднородном пласте.

С целью комплексной оценки влияния газосодержания на добычу нефти произведено построение и адаптация гидродинамической модели пилотного участка, а также выполнен расчёт показателей добычи в зависимости от газосодержания водогазовой смеси. Смоделирован процесс закачки в нагнетательную скважину № 20, эксплуатирующей кыновский горизонт верхнего девона Ромашкинского месторождения, обладающей приёмистостью 160 м<sup>3</sup>/сут. С целью оценки эффективности закачки водогазовой смеси на пилотном участке рассмотрены различные варианты закачки для прогнозирования

технологических показателей разработки. Установлено, что наибольший прирост добычи нефти достигается при 25 % газосодержании водогазовой смеси.

**Ключевые слова:** водогазовое воздействие; водогазовая смесь; моделирование водогазового воздействия; гидродинамическое моделирование; газосодержание водогазовой смеси; закачка попутного нефтяного газа; эффективность водогазового воздействия

### Введение

Газовые методы увеличения нефтеотдачи как инструмент интенсификации притока в коллекторах со сложным геологическим строением, классическое заводнение которых не позволяет достичь требуемой технологической эффективности, в настоящее время являются одним из ключевых направлений исследований инженеров-нефтяников со всего мира. Различные комбинации этой технологии применяются нефтяных и газоконденсатных месторождениях: попеременная закачка газа и воды, непрерывная закачка водогазовых смесей, создание водогазовых оторочек, закачка пен на основе газа и воды, закачка диспергированных пенообразователей в газовый поток для получения пены внутри пласта и другие методы увеличения нефтеотдачи на основе газа нашли широкое распространение в Соединенных Штатах Америки уже на протяжении нескольких десятилетий [2; 3; 8–10]. В России же газовые методы привлекают пристальное внимание инженеров-нефтяников в последние годы в связи с тем, что запасы «лёгкой нефти» подходят к концу, и на их место приходят тяжелые запасы, добыча которых связана с технологическими вызовами, решение которых всё чаще требует научного подхода.

Внедрение технологии в различных её вариациях на пилотных участках требует детального изучения его эффективности. В частности, в различных научных источниках оптимальным содержанием газа в водогазовой смеси, при котором в лабораторных условиях достигается наибольший прирост коэффициента извлечения нефти (КИН), является содержание газа от 20 до 70 процентов<sup>1</sup> [4–7].

Для реализации пилотного проекта по водогазовому воздействию на опытном участке кыновского горизонта Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения разработана технологическая схема закачки, тонкие настройки в части подбора оборудования которой требуют определения газосодержания водогазовой смеси. В качестве газа, применяемого в составе водогазовой смеси, планируется использование попутного нефтяного газа, отбираемого с затрубных пространств добывающих скважин, расположенных на одном кусте с целевой нагнетательной, в смеси с азотом, вырабатываемым азотной компрессорной установкой.

### Теоретическое понимание коэффициента нефтеизвлечения

Одним из важнейших показателей технологической эффективности принятой системы и методов разработки является коэффициент нефтеизвлечения, определяющийся соотношением извлекаемых и геологических запасов нефти [1].

---

<sup>1</sup> Дроздов Н.А., Исследование фильтрационных характеристик при вытеснении нефти водогазовыми смесями и разработка технологических схем насосноэжекторных систем для водогазового воздействия на пласт: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 — Москва, 2012, 24 с.

Академик А.П. Крылов был одним из первых, кто предложил свести все факторы, влияющие на величину нефтеотдачи в два коэффициента — коэффициент вытеснения и коэффициент охвата:

$$K_{ин} = K_v \cdot K_{охв} \quad (1)$$

где  $K_{ин}$ ,  $K_v$  — коэффициенты, соответственно, нефтеизвлечения и вытеснения.

Известно, что коэффициент вытеснения включает в себе факторы, связанные с механизмом извлечения нефти из пласта, а коэффициент охвата учитывает факторы, влияющие на полноту вовлечения пласта в разработку.

Коэффициент вытеснения по определению вычисляется следующим образом:

$$K_v = \frac{V_{н.выт}}{V_{н.вовл}}, \quad (2)$$

где  $V_{н.выт}$  — это объем извлеченной (вытесненной, в случае заводнения) из пласта (чаще модели пласта) нефти;  $V_{н.вовл}$  — запасы нефти, первоначально находившиеся в объеме пласта, вовлеченного в разработку.

Коэффициент охвата по определению вычисляется следующим образом:

$$K_{охв} = \frac{V_{пл.вовл}}{V_{пл}}, \quad (3)$$

где  $V_{пл.вовл}$  — объем пласта, вовлеченного в процесс разработки;  $V_{пл}$  — суммарный объем пласта (с учетом застойных зон, изолированных пропластков, линз и т. д.).

В компьютерных пакетах гидродинамического моделирования предполагается при бесконечной промывке достижение коэффициента охвата  $\eta_{охв} = 1$ . Таким образом, никакого модельного эксперимента по определению коэффициента охвата не может быть проведено. Единственный способ определения реальной величины  $\eta_{охв}$  — это статистика. Модели настраиваются по истории разработки, поэтому в настроенной модели функции фазовых проницаемостей определяют продвижение вытесняющей и вытесняемой жидкостей по пласту в соответствии с распределением проницаемостей<sup>2</sup>.

### Проведение фильтрационных исследований

Фильтрационные эксперименты проводились на установке УИК-4 (8) (ООО «Гло-Бел лаборатория», г. Москва), которая позволяет создавать в кернодержателе давление обжима образца до 60 МПа, внутриворонное (пластовое) давление до 40 МПа, температуру до 150 °С. Водонасыщенный керн монтировался в кернодержатель установки, в которой создавались пластовые условия ( $P_{пл} = 12$  МПа,  $P_{гор} = 18$  МПа, температура 36 °С).

Фильтрационные эксперименты проводились в следующей последовательности:

- фильтрация через керн нефти с объемной скоростью фильтрации 1 см<sup>3</sup>/мин в количестве 10 поровых объемов, определение начальной нефтенасыщенности. Начальная нефтенасыщенность определялась по формуле (1):

$$n = \frac{V_n \cdot 100 \%}{V_{пор}}, \quad (1)$$

<sup>2</sup> Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. — 304 с.

где  $n$  — начальная нефтенасыщенность, %;  $V_n$  — объем нефти в керне после насыщения нефтью, равен объему вытесненной воды,  $\text{см}^3$ ;

- первичное вытеснение нефти пластовой водой с объемной скоростью фильтрации  $1 \text{ см}^3/\text{мин}$  до полного обводнения жидкости на выходе, но не менее пяти поровых объемов, определение коэффициента вытеснения нефти. Коэффициент вытеснения нефти определяется по формуле (2):

$$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{выт.н.}} \cdot 100 \%}{V_n}, \quad (2)$$

где  $K_{\text{выт}}$  — коэффициент вытеснения нефти, %;  $V_{\text{выт.н.}}$  — объем нефти, вытесненной из керна,  $\text{см}^3$ ;

- фильтрация водогазовой композиции с объемной скоростью фильтрации  $1 \text{ см}^3/\text{мин}$  в количестве одного порового объема с последующим возобновлением фильтрации пластовой воды с объемной скоростью фильтрации  $1 \text{ см}^3/\text{мин}$  в количестве пяти поровых объемов. Водогазовая или пенная композиция создавались путем одновременной подачи на вход кернодержателя воды (воды с ПАВ) и азота, сжатого до пластового давления.

- фильтрация керосина с объемной скоростью фильтрации  $1 \text{ см}^3/\text{мин}$  в количестве  $100 \text{ см}^3$ , определение конечного коэффициента вытеснения нефти.

Водогазовая композиция представляла собой смесь пластовой воды и азота с объемным соотношением воды к сжатому азоту от 4:1 до 1:4. Проведенные фильтрационные эксперименты показали, что после первичного вытеснения нефти водой с коэффициентом вытеснения от 53,4 до 60,6 % закачка в керн водогазовой смеси с последующим возобновлением фильтрации воды приводит к приросту коэффициента вытеснения нефти от 1,9 до 5,9 %.

Основные фильтрационно-емкостные свойства кернов и результаты фильтрационных исследований приведены в таблице 1.

**Таблица 1**

**Результаты фильтрационных исследований на керне**

Образец	Абсолютная проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Объем пор, $\text{см}^3$	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность, %	Коэффициент вытеснения нефти при первичном вытеснении водой, %	Вид фильтруемой композиции	Конечный коэффициент вытеснения, %	Прирост коэффициента вытеснения, %
1	458	5,71	20,6	77	60,6	ВГВ (1:1)	62,5	1,9
2	195	4,76	19,1	86	53,6	ВГВ (1:4)	59,5	5,9
3	357	6,01	21,5	79,8	54,2	ВГВ (4:1)	56,1	1,9
4	264	5,37	19,3	76,3	53,4	ВГВ (4:1)	56,8	3,4
5	323	6,14	21,9	78,2	Не выполнялось	Азот (5 пор)	48,2	-
6	292	5,9	21,1	81,4	Не выполнялось	Азот (5 пор)	49,1	-

*Составлено автором*

Важно подчеркнуть, что керновые исследования ввиду ограниченного размера образца не во всех случаях корректно позволяют охарактеризовать фильтрационные процессы, происходящие в пласте, имеющим зачастую высокую неоднородность. Частично эта задача решается наработкой статистики за счёт проведения большого количества фильтрационных исследований на различных кернах с исследуемого участка, однако ограничением для таких исследований служит небольшое количество имеющихся керновых образцов.

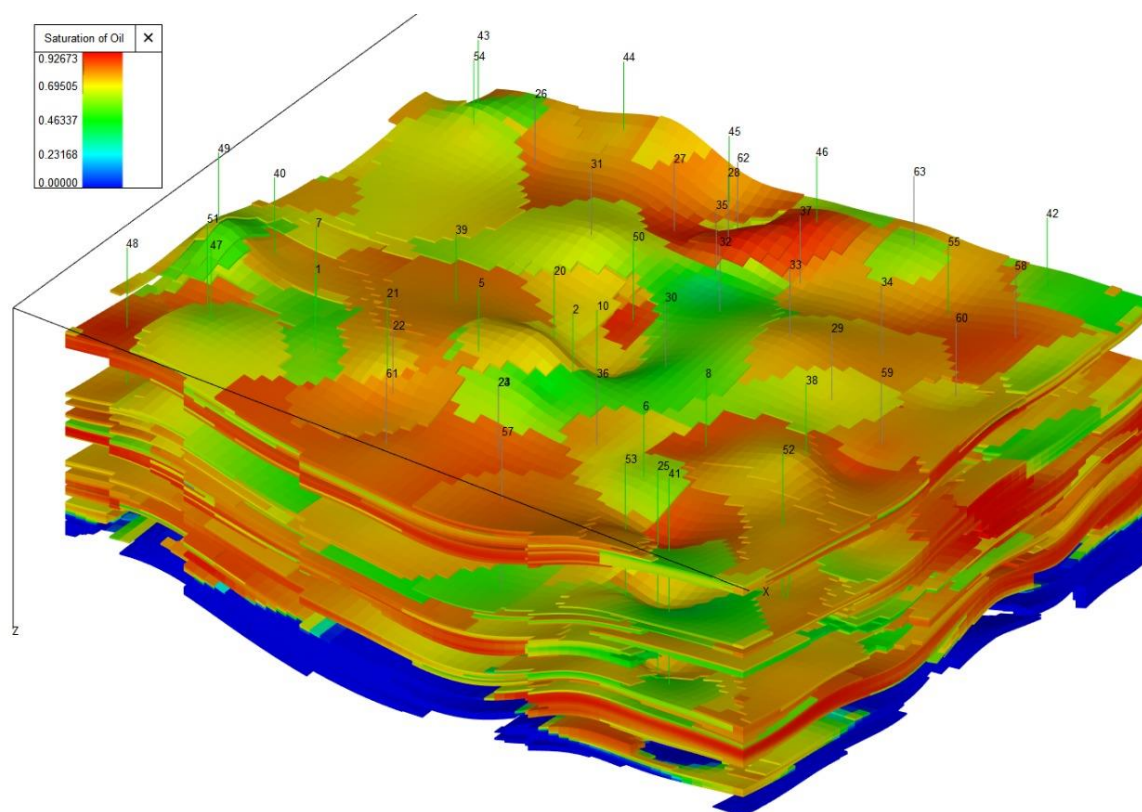
### Гидродинамическое моделирование пилотного участка

Как уже было сказано ранее, оценка коэффициента нефтеизвлечения с применением гидродинамического моделирования возможна лишь с точки зрения коэффициента вытеснения в связи с тем, что в модели предполагается при бесконечной промывке достижение коэффициента охвата  $\eta_{\text{охв}} = 1$ .

Реализация водогазового воздействия путем закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) с добавлением азота в пласт предусматривает необходимость моделирования таких пластовых процессов, как изменение свойств нефти в зависимости от растворения ПНГ в ней, в том числе изменение газосодержания нефти, вязкости нефти и объемного коэффициента.

Описание этих процессов в моделировании становится возможным при использовании трехфазной композиционной модели, учитывающая фазовые переходы компонентов и их взаимное растворение в друг друга. Исходя из этого, с целью моделирования закачки водогазовой смеси принято решение построить PVT-модель из смеси 14 компонентов, после чего на ее основе выгрузить необходимые табличные зависимости для трехфазной модели.

Для построения модели использована сетка геологической модели с высокой степенью детальности без проведения процедуры апскейлинга. Модель построена с размером ячеек  $50 \times 50 \times 0,5$  м. Размеры секторной модели составляют  $67 \times 55 \times 110$  ячеек. Таким образом, общее количество ячеек составляет 405 350 ед., общее количество скважин — 52 ед., тип пласта — одинарная пористость. Гидродинамическое моделирование выполнялось с помощью расчетных программ, реализующих численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов с учетом их взаимодействия с горной породой. Гидродинамическая модель была построена с использованием программы tNavigator (рис. 1).



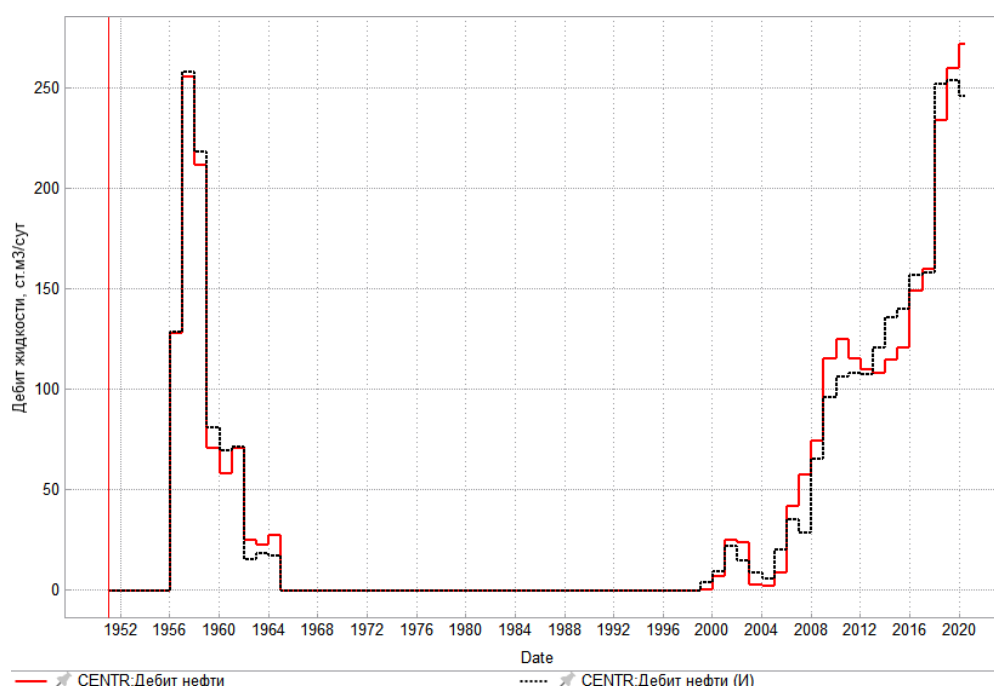
*Рисунок 1. Гидродинамическая модель участка целевой скважины № 20 на примере куба нефтенасыщенности (составлено автором)*

В гидродинамическую модель месторождения для воспроизведения истории разработки были заложены следующие исходные данные по скважинам:

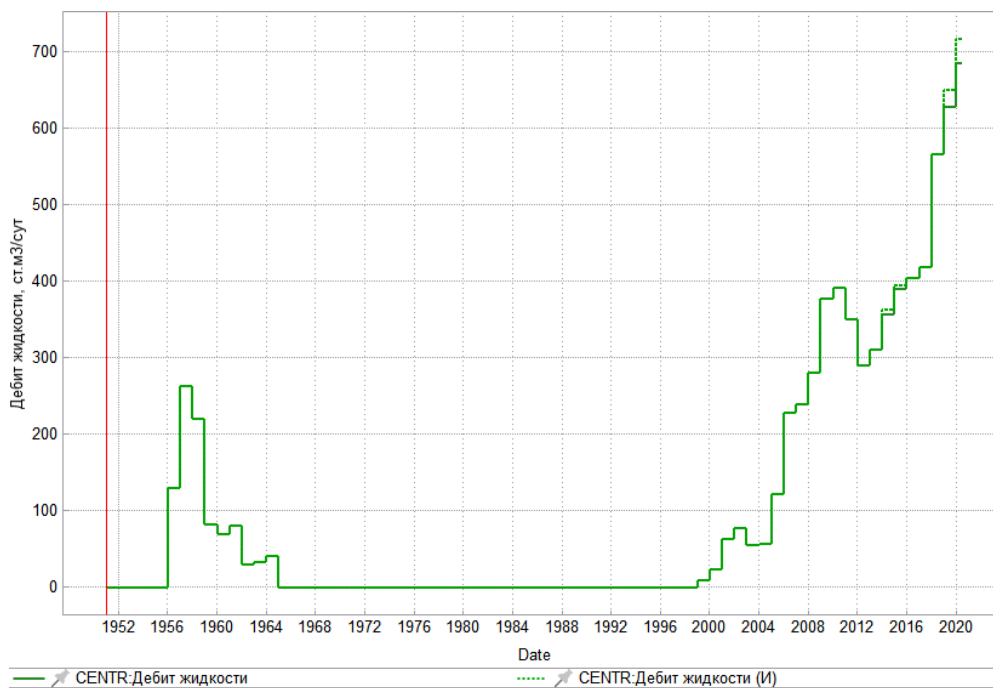
- траектории скважин, координаты забоев и пластопересечений в соответствии с данными геологической модели месторождения;
- динамика дебитов нефти, воды, жидкости из базы данных с начала разработки по состоянию на 01.01.2021 г.;
- результаты промыслово-геофизических исследований добывающих скважин;
- результаты лабораторных исследований объекта разработки по составу нефтяного газа, а также относительные фазовые проницаемости по воде и по газу.

Далее произведена адаптация гидродинамической модели для достижения приемлемого совпадения расчетных и фактических показателей дебитов нефти и обводненности, а также динамики забойных давлений скважин. При адаптации модели производилось согласование расчетных дебитов нефти и воды с фактическими методом последовательных итераций, управление скважинами производилось по дебиту жидкости.

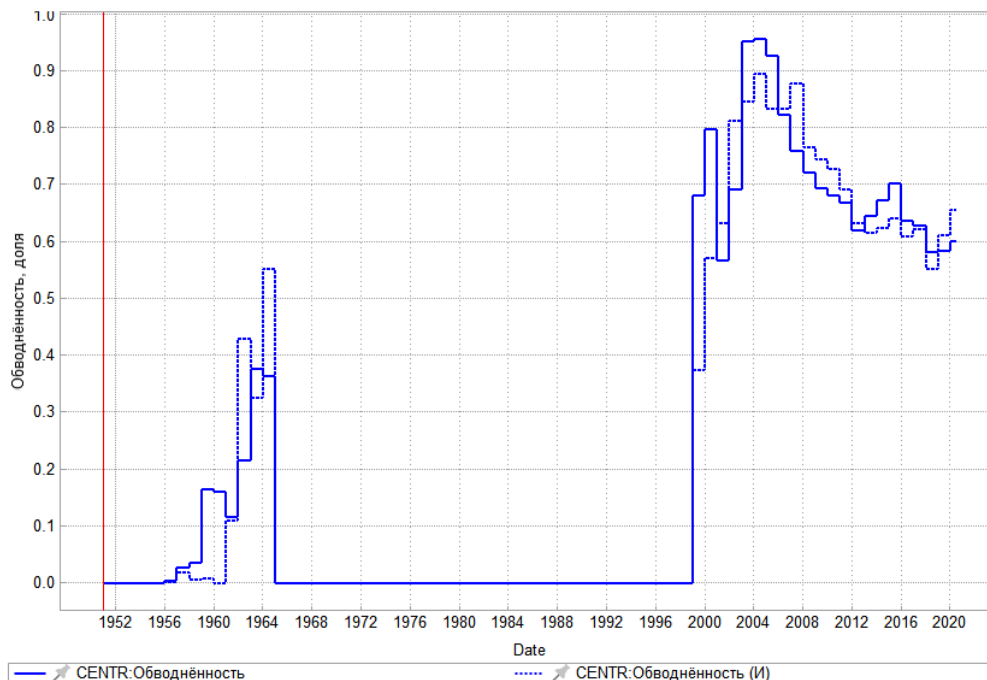
В процессе разработки участка Ромашкинского месторождения на фонде добывающих скважин выполнялось определение забойных и пластовых давлений, результаты которых использовались для оценки энергетического состояния водоносного горизонта в районе залежи. На рисунках 2–6 представлено сопоставление дебитов нефти и жидкости, накопленной добычи нефти и жидкости, динамики обводненности по участку Ромашкинского месторождения: сплошные линии отражают фактические данные по участку, пунктирные — модельные значения. Отсутствие добычи нефти в период с 1965 до 1999 год связано с остановкой и переводом действующих скважин на участке в пьезометрический и ликвидационный фонд в связи экологическими требованиями эксплуатации скважин в населенных пунктах (скважины пробурены на территории г. Альметьевск). Добыча на участке возобновлена лишь с 1999, когда на благодаря освоению технологии наклонно-направленного бурения продуктивные пласты вновь были охвачены системой разработки месторождения.



**Рисунок 2. Сопоставление дебитов нефти участка Ромашкинского месторождения (составлено автором)**

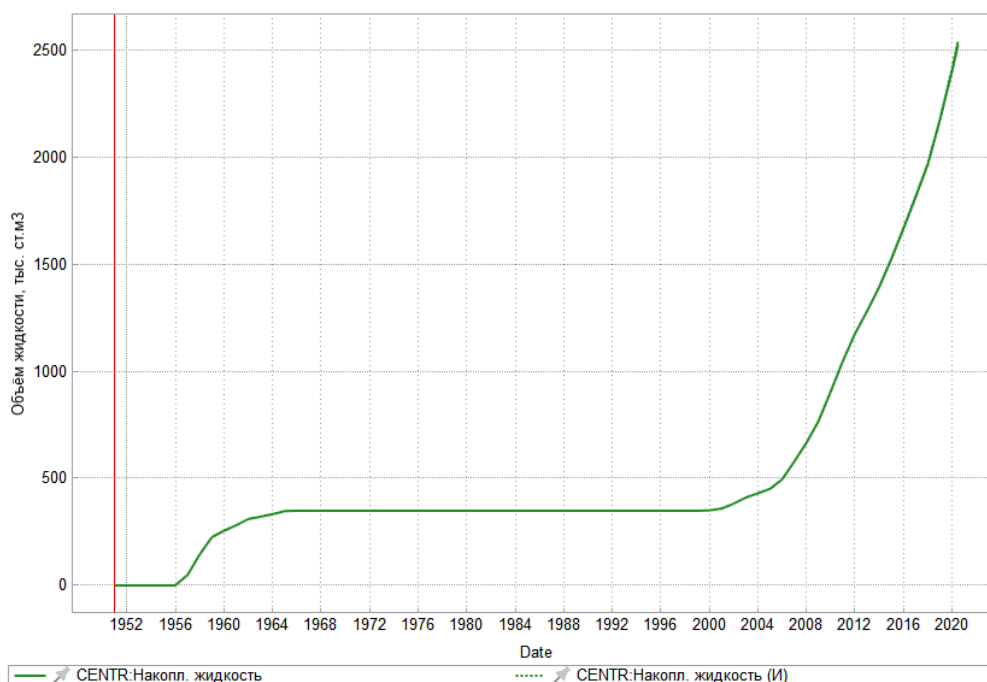


**Рисунок 3.** Сопоставление дебитов жидкости участка Ромашкинского месторождения (составлено автором)

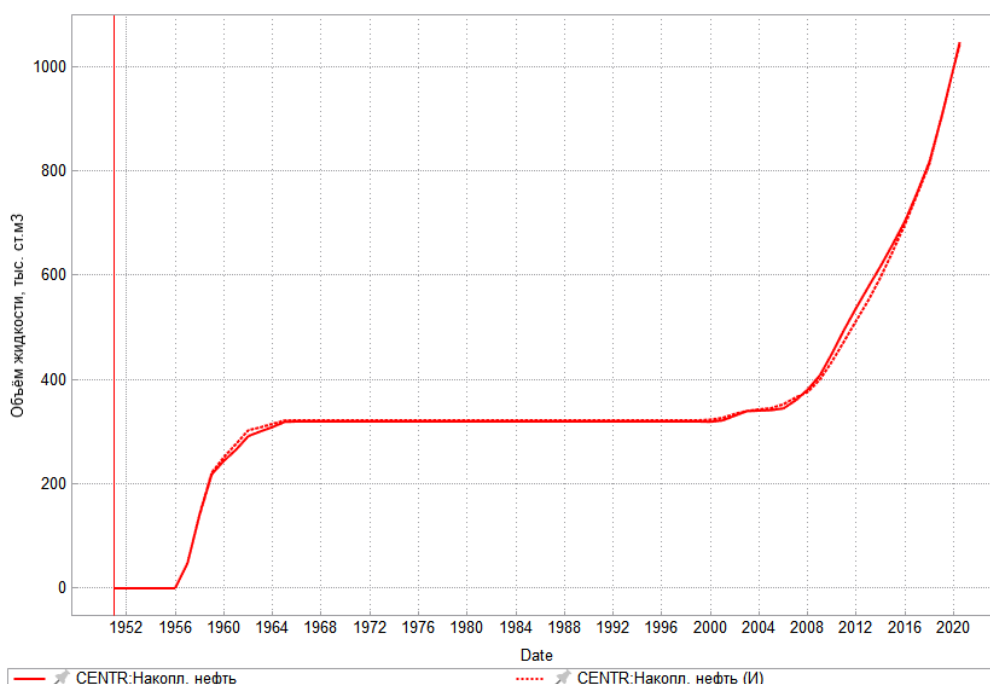


**Рисунок 4.** Сопоставление динамики обводненности участка Ромашкинского месторождения (составлено автором)

Таким образом, в результате выполнения адаптации уточнены параметры модели и подготовлена гидродинамическая модель пригодная для расчетов прогнозных вариантов разработки участка Ромашкинского месторождения.



**Рисунок 5.** Сопоставление накопленной добычи жидкости участка Ромашкинского месторождения (составлено автором)



**Рисунок 6.** Сопоставление накопленной добычи нефти участка Ромашкинского месторождения (составлено автором)

Смоделирован процесс закачки в нагнетательную скважину № 20, эксплуатирующей кыновский горизонт верхнего девона Ромашкинского месторождения, обладающей приёмистостью 160 м<sup>3</sup>/сут. С целью оценки эффективности закачки водогазовой смеси на пилотном участке рассмотрены следующие варианты закачки для прогнозирования технологических показателей разработки.



Таблица 2

**Варианты закачки для прогнозирования  
технологических показателей разработки участка скважины № 20**

№ варианта	Сценарий
Вариант 1	Отключение нагнетательной скважины № 20
Вариант 2	Существующая система разработки участка (закачка воды)
Вариант 3	Закачка водогазовой смеси в скв. № 20 с содержанием газа 10 %
Вариант 4	Закачка водогазовой смеси в скв. № 20 с содержанием газа 20 %
Вариант 5	Закачка водогазовой смеси в скв. № 20 с содержанием газа 25 %
Вариант 6	Закачка водогазовой смеси в скв. № 20 с содержанием газа 30 %
Вариант 7	Закачка водогазовой смеси в скв. № 20 с содержанием газа 40 %
Вариант 8	Закачка водогазовой смеси в скв. № 20 с содержанием газа 50 %
Вариант 9	Закачка водогазовой смеси в скв. № 20 с содержанием газа 60 %
Вариант 10	Закачка водогазовой смеси в скв. № 20 с содержанием газа 70 %
Вариант 11	Закачка водогазовой смеси в скв. № 20 с содержанием газа 80 %
Вариант 12	Закачка водогазовой смеси в скв. № 20 с содержанием газа 90 %
Вариант 13	Закачка водогазовой смеси в скв. № 20 (содержание газа 100 %)

Составлено автором

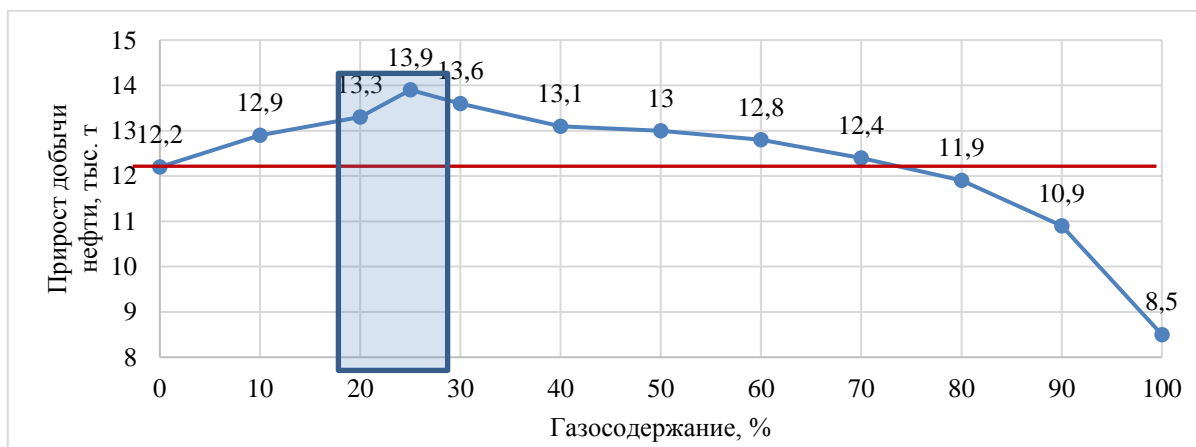
Все прогнозные варианты построены по следующему сценарию. До 01.06.2022 г. участок разрабатывается по текущей системе разработки. 01.06.2022 г. происходят изменения в соответствии с таблицей 2. Под газом понимается попутный нефтяной газ с добавлением азота, что соответствует планам по реализации технологии водогазового воздействия на участке. Содержание газа в процентах отражает отношение газа к воде в закачиваемом потоке, рассчитанного в пластовых условиях. Расчет прогноза проводится на 10 лет — до 01.06.2032 г. За базовый вариант добычи принимается вариант № 1 с целью количественного сравнения эффекта от классического заводнения с газовыми методами поддержания пластового давления. Строка «Доп. добыча нефти» в таблице № 3 отражает значение прироста дополнительной добычи к базовому варианту.

Таблица 3

**Результаты прогнозных расчетов с водогазовым воздействием**

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Газосодержание, %	-	0	10	20	25	30	40	50	60	70	80	90	100
Доп. добыча нефти, тыс. т	0	12,2	12,9	13,3	13,9	13,6	13,1	13,0	12,8	12,4	11,9	10,9	8,5
Накоп. закачка газа, тыс. пласт м <sup>3</sup>	0	0	77	105	142	185	229	267	353	402	474	518	572
Накоп. закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	0	572	509	458	429	398	343	286	226	171	101	55	0

Составлено автором



**Рисунок 7. Эффект от закачки воды, водогазовой смеси с различным газосодержанием и газа (разработано автором)**

Как видно из рисунка 7, наибольший эффект достигается при 25 % газосодержании, однако эффект от закачки водогазовой смеси превышает эффект от классического заводнения, применяемого на участке в настоящий момент, в диапазоне газосодержания 70 %, что не соответствует керновым исследованиям, где при соотношении воды к газу 1:4 (80 %) прирост коэффициента вытеснения достигал максимального значения.

### Выводы

По результатам гидродинамического моделирования наиболее эффективное объемное газосодержание водогазовой смеси с точки зрения увеличения нефтеизвлечения находится в диапазоне 20–30 %, однако эффективность закачки водогазовой смеси превышает эффект от закачки воды до 70 %-го газосодержания.

Прирост дополнительной добычи нефти от водогазового воздействия при 25 % газосодержании водогазовой смеси в сравнении с текущим способом поддержания пластового давления составляет 1700 т нефти за 10 лет (+13,9 %).

Расхождение в результатах лабораторных исследований и моделировании может быть связано с различным составом газа, однако общий тренд результатов расчёта на гидродинамической модели и фильтрационных исследований сохраняется: закачка воды эффективнее закачки чистого газа.

Реализация технологии водогазового воздействия на пилотном участке технологически оправдана, однако требует дополнительного анализа с точки зрения экономической эффективности.

### ЛИТЕРАТУРА

1. A. Ocampo, A. Restrepo, J. Clavijo, J. Mejía Sede Medellín Successful Foams EOR Field Pilot in a Naturally Fractured Reservoir by the Injection of the Foaming Agent Dispersed in the Gas Stream. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Virtual, August 2020.
2. Gbadamosi, A.O., Kiwalabye, J., Junin, R. et al. A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea. *J. Petrol Explor Prod Technol* 8, 1373–1387 (2018).
3. Abdullah, N., Hasan, N. The implementation of Water Alternating (WAG) injection to obtain optimum recovery in Cornea Field, Australia. *J. Petrol Explor Prod Technol* 11, 1475–1485 (2021).
4. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Часть 2. Исследование довытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения // Территория НЕФТЕГАЗ. 2006. № 3. С. 48–51.
5. Дроздов А.Н., Телков В.П., Вербицкий В.С. и др. Исследование эффективности вытеснения высоковязкой нефти водогазовыми смесями // Нефтяное хозяйство, 2007, № 1. С. 58–59.
6. A. Skauge, M.G. Aarra, L. Surguchev, H.A. Martinsen, L. Rasmussen Foam-Assisted WAG: Experience from the Snorre Field. Paper presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, April 2002.
7. Katiyar, Amit, and Quoc Nguyen. "A Numerically Optimized WAG Injection Strategy for Successful Implementation of Foam Assisted Gas EOR". Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, October 2020.
8. Байков Н.М. Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи. — Нефтяное хозяйство, 2008, № 12 с. 101–103.

**Kalinnikov Vladimir Nikolaevich**

PJSC «Tatneft» named after V.D. Shashina, Almet'yevsk, Russia  
E-mail: kalinnikov@tatneft.ru

## **Comparison of the results of filtration experiments and hydrodynamic modeling to assess the effectiveness of water-gas treatment**

**Abstract.** The article is a comparison of the results of filtration experiments on the core with the results of hydrodynamic modeling to assess the efficiency of oil recovery depending on the gas content of the water-gas mixture.

For the implementation of a pilot project on water-gas impact on the pilot site of the Kynovsky horizon of the Severo-Almet'yevskaya area of the Romashkinskoye field, an injection flow chart has been developed, fine-tuning in terms of the selection of equipment for which requires the determination of the gas content of the water-gas mixture. As a gas used in the water-gas mixture, it is planned to use associated petroleum gas taken from the annular spaces of production wells located on the same pad with the target injection well, mixed with nitrogen produced by a nitrogen compressor unit.

According to the results of filtration experiments on cores, no significant changes in the displacement coefficient at various nitrogen contents in the water-gas mixture were revealed. Due to their small size, core studies do not allow to fully correctly characterize the filtration processes occurring in a heterogeneous reservoir.

In order to comprehensively assess the impact of gas content on oil production, a hydrodynamic model of the pilot area was built and adapted, and production indicators were calculated depending on the gas content of the water-gas mixture. The process of injection into injection well No. 20 was modeled, which exploits the Kynovsky horizon of the Upper Devonian of the Romashkinskoye field, with an injectivity of 160 m<sup>3</sup>/day. In order to assess the efficiency of injection of a water-gas mixture at the pilot site, various injection options were considered to predict the technological indicators of development. It was found that the greatest increase in oil production is achieved at 25 % gas content of the water-gas mixture.

**Keywords:** water-gas impact; water-gas mixture; modeling of water-gas impact; hydrodynamic modeling; gas content of the water-gas mixture; injection of associated petroleum gas; efficiency of water-gas treatment