

УДК 622.276.6  
МРНТИ 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108623>

Получена: 14.10.2022.

Одобрена: 28.04.2023.

Опубликована: 30.06.2023.

## Оригинальное исследование

# Эффективность внедрения чередующегося водогазового воздействия на примере карбонатного месторождения Казахстана

И.А. Аскарлова<sup>1</sup>, Р.Н. Утеев<sup>2</sup>, А.С. Марданов<sup>2</sup>, Т.С. Джаксылыков<sup>2</sup>,  
А.У. Джунусбаева<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ТОО «Тенгизшевройл», г. Атырау, Казахстан

<sup>2</sup>Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

### АННОТАЦИЯ

**Обоснование.** Чередующееся водогазовое воздействие (далее – ВГВ) считается подходящим аналогом газовой закачки и заводнения, которые способствуют повышению эффективности вытеснения. При непрерывной закачке газа фронт вытеснения нестабилен из-за низкой вязкости газа, что ведёт к образованию «языков» газа в связи со значительным различием в подвижности газа и нефти. Попеременная закачка воды и газа считается подходящим вариантом в устранении данной проблемы и в стабилизации фронта вытеснения.

**Цель.** Целью данной работы являлось обобщение основных факторов, влияющих на эффективность процесса, на основе мирового опыта применения технологии водогазового воздействия на пласт. Также рассмотрена эффективность применения данной технологии на карбонатном месторождении.

**Материалы и методы.** В данной статье проанализирована эффективность вытеснения нефти с помощью метода ВГВ на карбонатном месторождении Казахстана. С целью исследования предлагаемой технологии нефтедобычи была смоделирована попеременная закачка воды и газа в продуктивный пласт на симуляторе ECLIPSE 100. В первую очередь был осуществлён процесс оптимизации параметров на основе двух нагнетательных скважин. В результате было выявлено, что для изучаемого месторождения продолжительность циклов воды и газа в 3 месяца и последовательность «газ – вода» являются оптимальными условиями для наблюдения наибольшего эффекта от ВГВ. Далее на основе выбранных параметров было проведено масштабирование ВГВ на всё месторождение, для реализации которого были разработаны несколько вариантов с 3, 5, 6 и 12 нагнетательными скважинами.

**Результаты.** В результате проведенных исследований подобран оптимальный вариант вытеснения нефти, в котором задействованы 5 нагнетательных скважин с высокой приемистостью и большим объёмом закачанного газа.

**Заключение.** В связи с гидрофильностью коллектора эффект от чередующегося ВГВ оказался не столь значительным, как этого можно было ожидать, по причине эффекта гистерезиса относительных фазовых проницаемостей, что может служить темой для будущих исследований.

**Ключевые слова:** чередующееся водогазовое воздействие, моделирование, оптимизация, продолжительность цикла, приемистость скважины по газу, гидрофильный коллектор.

### Как цитировать:

Аскарлова И.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С., Джаксылыков Т.С., Джунусбаева А.У. Эффективность внедрения чередующегося водогазового воздействия на примере карбонатного месторождения Казахстана // *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*. 2023. Том 5, №2. С. 42–53.  
DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108623>.

UDC 622.276.6  
CSCSTI 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108623>

Received: 14.10.2022.

Accepted: 28.04.2023.

Published: 30.06.2023.

## Original article

# The Effectiveness of the Introduction of the Water-Alternated-Gas Injection on the example of a Carbonate Field in Kazakhstan

Ingkar A. Askarova<sup>1</sup>, Rakhim N. Uteyev<sup>2</sup>, Altynbek S. Mardanov<sup>2</sup>,  
Talgat S. Jaxylykov<sup>2</sup>, Ainura U. Junusbayeva<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tengizchevroil, Atyrau, Kazakhstan

<sup>2</sup>Atyrau branch of KMG Engineering, Atyrau, Kazakhstan

## ABSTRACT

**Background:** Water-Alternated-Gas Injection (hereinafter referred to as WAG) is considered to be a suitable analogue of gas injection and waterflooding, which increase the efficiency of displacement. With continuous gas injection, the displacement front is unstable due to the low viscosity of the gas, which leads to the formation of gas “tongues” due to a significant difference in the mobility of gas and oil. Alternate injection of water and gas is considered a suitable option in eliminating this problem and in stabilizing the displacement front.

**Aim:** The purpose of this work was to generalize the main factors affecting the efficiency of the process, based on the world experience in applying the WAG technology. The effectiveness of this technology application in a carbonate field was also considered.

**Materials and methods:** This article analyzes the efficiency of oil displacement using the WAG method in a carbonate field in Kazakhstan. In order to study the proposed oil production technology, the alternate injection of water and gas into the reservoir was simulated on the ECLIPSE 100 simulator. First of all, the process of optimizing the parameters was carried out based on two injection wells. As a result, it was found that for the studied field, the duration of water and gas cycles of 3 months and the sequence of “gas – water” are the optimal conditions for observing the greatest effect from WAG. Further, based on the selected parameters, WAG was scaled to the entire field, for the implementation of which several options were developed with 3, 5, 6 and 12 injection wells.

**Results:** As a result of the research, the optimal oil displacement option was selected, which involves 5 injection wells with high injectivity and a large volume of injected gas.

**Conclusion:** Due to the hydrophilicity of the reservoir, the effect of alternating WAG turned out to be not as significant as it could be expected, due to the effect of hysteresis of relative phase permeabilities, which can be a topic for future research.

**Keywords:** *water-alternated-gas injection, modeling, optimization, cycle duration, well gas injectivity, hydrophilic reservoir.*

## To cite this article:

Askarova IA, Uteyev RN, Mardanov AS, Jaxylykov TS, Junusbayeva AU. The effectiveness of the introduction of the water-alternated-gas injection on the example of a carbonate field in Kazakhstan. *Kazakhstan journal for oil & gas industry.* 2023;5(2):42–53. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108623>.

ӨОЖ 622.276.6

ГТАХР 52.47.19

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108623>

Қабылданды: 14.10.2022.

Мақұлданды: 28.04.2023.

Жарияланды: 30.06.2023.

## Түпұнса зерттеу

### Қазақстанның карбонатты кен орны мысалында ауыспалы су-газды ынталандыруды енгізудің тиімділігі

І.А. Асқарова<sup>1</sup>, Р.Н. Утеев<sup>2</sup>, А.С. Марданов<sup>2</sup>, Т.С. Джақсылықов<sup>2</sup>,  
А.У. Жүнісбаева<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Тенгизшевройл, Атырау қаласы, Қазақстан

<sup>2</sup>«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Атыраулық филиалы, Атырау қаласы, Қазақстан

#### АННОТАЦИЯ

**Негіздеу.** Ауыспалы су-газды ынталандыру (бұдан әрі – СГЫ) газ айдау мен су басудың қолайлы аналогы болып саналады, бұл ығысу тиімділігін арттыруға ықпал етеді. Газды үздіксіз айдау кезінде газдың тұтқырлығы төмен болғандықтан орын ауыстыру фронты тұрақсыз болады, бұл газ бен мұнайдың қозғалғыштығының айтарлықтай айырмашылығына байланысты газдың «тілдерінің» пайда болуына әкеледі. Су мен газды кезек-кезек айдау бұл мәселені шешуде және ығысу фронтын тұрақтандыруда қолайлы нұсқа болып саналады.

**Мақсаты.** Бұл жұмыстың мақсаты су-газды ынталандыру технологиясын қолданудың әлемдік тәжірибесіне сүйене отырып, процестің тиімділігіне әсер ететін негізгі факторларға жалпылама түрде баға беру болды. Бұл технологияны карбонатты кен орнында қолданудың тиімділігі де қарастырылды.

**Материалдар мен әдістер.** Бұл мақалада Қазақстанның карбонатты кен орнында СГЫ әдісімен мұнайды ығыстыру тиімділігі талданды. Ұсынылған мұнай өндіру технологиясын зерттеу мақсатында ECLIPSE 100 симуляторында қабатқа су мен газды кезектесіп айдау үлгісі жасалды. Ең алдымен екі айдау ұңғымасы негізінде параметрлерді оңтайландыру процесі жүргізілді. Зерттелетін кен орны үшін 3 айлық су және газ айналымдарының ұзақтығы және «газ – су» реттілігі СГЫ-дан ең үлкен әсерді байқаудың оңтайлы шарттары болып табылатыны анықталды. Әрі қарай таңдалған параметрлер негізінде СГЫ бүкіл кен орнына масштабталды, оны жүзеге асыру үшін 3, 5, 6 және 12 айдау ұңғымалары бар бірнеше нұсқалар әзірленді.

**Нәтижелері.** Жүргізілген зерттеулер нәтижесінде, мұнайды ығыстырудың оптималды нұсқасы таңдалды. Бұл нұсқаға жоғары айдау қабілеті бар және газдың үлкен көлемі айдалатын 5 айдау ұңғымасы кірді.

**Қорытынды.** Коллектордың гидрофильділігіне байланысты ауыспалы СГЫ әсері салыстырмалы фазалық өткізгіштіктің гистерезис әсеріне байланысты күткендей маңызды болмады, бұл болашақ зерттеулер үшін тақырып бола алады.

**Негізгі сөздер:** су және газды кезекпен айдау тәсілі, модельдеу, айналым ұзақтылығы, оңтайландыру, газ қабылдағыштығы, гидрофильді коллектор.

#### Дәйексөз келтіру үшін :

Асқарова І.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С., Джақсылықов Т.С., Жүнісбаева А.У. Қазақстанның карбонатты коллекторіне су және газды кезекпен айдау әдісінің тиімділігі // *Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы*. 2023. 5 том, №2, 42–53 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108623>.

## Введение

При газовых методах увеличения нефтедобычи (далее – МУН) значительный объем нефти остаётся в поровом пространстве породы-коллектора. Это объясняется низкой вязкостью газа и существенной разницей между плотностями газа и нефти, что приводит к нестабильности фронта вытеснения, образованию «язычков» и раннему прорыву газа. Для контроля подвижностей флюидов была предложена попеременная закачка воды и газа, или чередующееся водогазовое воздействие (далее – ВГВ). ВГВ комбинирует эффективность макроскопического охвата пласта водой и микроскопического охвата газом [1]. К тому же одним из преимуществ чередующегося ВГВ является обмен компонентов между газом и нефтью, что может дать дополнительную добычу нефти [2]. С точки зрения капитальных расходов ВГВ может оказаться выгоднее непрерывной газовой закачки, т.к. снижается требуемый объем газа для закачки. Метод ВГВ впервые применили в 1957 г. на терригенном месторождении в Альберте, Канада [3]. В настоящее время ВГВ пользуется широким спросом при наличии цели увеличить нефтедобычу путём утилизации попутного нефтяного газа.

Основными факторами, определяющими эффективность ВГВ, являются продолжительность цикла, последовательность закачки, свойства пластовых и закачиваемых флюидов, смачиваемость коллектора, условия смешиваемости, объем закачиваемых флюидов и др.

## Третичный и вторичный метод

Лабораторные исследования, направленные на сравнение чередующегося ВГВ при вторичном и третичном методах, отметили некоторую зависимость эффективности ВГВ от смачиваемости породы-коллектора. Вторичные методы увеличения нефтеотдачи применяются при неспособности пластовой энергии создать необходимые условия для вытеснения флюидов из пласта. Третичные же методы используются при возникшей неспособности вторичными методами мобилизовать и вытеснить нефть. Эти методы технологически сложные и часто влекут за собой физико-химические изменения пластовых флюидов.

В работе [4] заметили отличие в добытом объеме нефти при вторичном и третичном ВГВ при разной смачиваемости. Для гидрофильной породы при применении чередующегося ВГВ вторичным методом коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) был выше, чем при третичной реализации. Обратное же наблюдается для гидрофобной среды, где ВГВ вторичным методом вытеснило на 4% меньше нефти, по сравнению с третичным применением (рис. 1).

## Смешиваемость

В практике выделяют два механизма вытеснения нефти газом – смешивающийся и несмешивающийся. При смешивающемся режиме ожидается растворимость газа в нефти, при которой исчезают силы поверхностного натяжения между этими двумя фазами. Эффект от закачки газа в нефтяной пласт

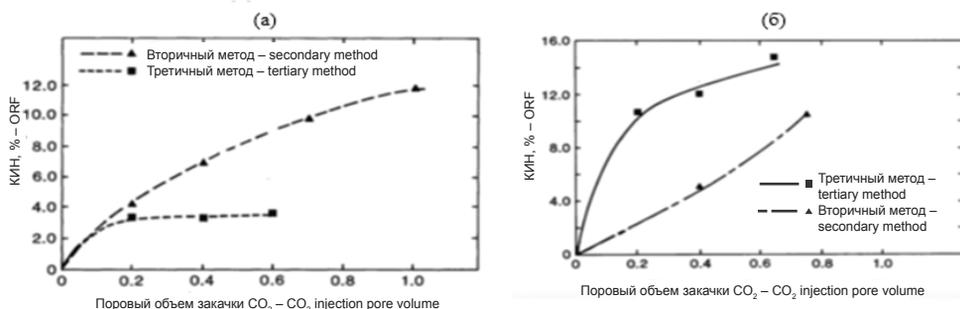


Рисунок 1. КИН при вторичном и третичном ВГВ [4]

Figure 1. ORF in secondary and tertiary WAG [4]

а) гидрофильная среда / hydrophilic environment.; б) гидрофобная среда / hydrophobic environment

наибольший, когда достигается смешивающееся вытеснение. Смешиваемость флюидов зависит от их компонентного состава, температуры и давления в пласте. Смешивающееся вытеснение реализуется при достижении в пласте минимального давления смесимости (далее – МДС) [2].

### **Газ для закачки**

Применяемый газ для закачки при реализации чередующегося ВГВ подразделяется на три типа: углеводородный газ, углекислый газ и газ, не имеющий углеводородных компонентов. Углекислый газ сам по себе дорогой, но он в основном используется для достижения смешивающегося режима. Тем не менее стоит отметить, что применение углекислого газа будет сопровождаться коррозионными проблемами на газопроводах. Углеводородные газы привлекают своей доступностью и постоянным наличием, а также сопутствующими минимальными затратами. Из категории газов, не содержащих углеводородов, широко используемым при ВГВ является азот [3].

### **Объём закачиваемых жидкостей**

Существует определенная зависимость: чем больше объём закачиваемого газа, тем выше добываемый объём нефти при чередующемся ВГВ. Некоторые исследования показывают, что минимальный объём газа для закачивания составляет 1–5% нефтенасыщенного порового объёма. Однако стоит учесть, что при увеличении требуемого объёма закачки газа, в особенности углекислого, понижается окупаемость проекта [5].

### **Соотношение объёмов воды и газа**

Влияние соотношения объёмов закачиваемой воды и газа на конечный результат зависит от смачиваемости породы-коллектора. Значение смачиваемости особенно заметно при высоких соотношениях объёмов закачиваемой воды и газа. Так, при таких условиях в гидрофильной среде прирост добычи нефти незначителен. Однако при смешанной смачиваемости в гидрофобной среде при высоких соотношениях воды и газа отмечается наибольший прирост добычи нефти [6].

Многочисленные экспериментальные исследования привели к выводам, что наг-

нетание равных объёмов воды и газа (в соотношении 1:1) является оптимальным и способствует максимизации добычи нефти. В связи с высокой эффективностью данное соотношение выполняется при промысловых реализациях чередующегося ВГВ. Однако стоит учитывать индивидуальные характеристики пласта и находящихся в нём флюидов, что говорит о существовании разного оптимального соотношения объёмов закачиваемых агентов для каждого месторождения [7].

### **Продолжительность цикла**

Прежде чем реализовать чередующееся ВГВ на месторождении, необходимо определить такой важный параметр, как продолжительность циклов воды и газа. Результаты множества анализов чувствительности выявили, что короткие циклы закачки газа способствуют извлечению большего объёма нефти. При небольшой длительности закачки газа и воды их мобильность выше, что улучшает коэффициент охвата по объёму коллектора при вытеснении нефти [8].

### **Система размещения скважин**

При проектировании чередующегося ВГВ в промысловых условиях подбор скважин представляет собой критический этап. Примеры реализации ВГВ показывают, что пятиточечная система размещения скважин считается наиболее подходящей при водогазовом воздействии. Наиболее вероятно, что данное расположение скважин способствует большему и частому контакту воды и газа с пластовой нефтью. К тому же уменьшение расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами в пятиточечной системе положительно сказывается на финальном КИН, особенно в смешивающемся режиме вытеснения [3, 5].

### **Материалы и методы**

Исследуемое месторождение расположено в западной части Казахстана. Месторождение в тектоническом отношении находится в восточной части Прикаспийской впадины и представлено обломочными карбонатными породами каменноугольного возраста. Тектонические разломы делают месторождение на несколько блоков, а также они поспособствовали развитию трещиноватости пород. В разрезе месторождения

было выделено два продуктивных пласта, эффективная толщина которых находится в пределах от 102 до 119 м, и отделяются они друг от друга непроницаемым пропластком. В верхнем пласте были установлены газовые шапки.

По лабораторным данным керна средняя пористость пород составляет 10%, а средняя проницаемость нефтяной части варьируется от 0,48 до  $0,55 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Пластовая нефть по плотности является лёгкой, сернистой, парафинистой, малосмолистой.

На месторождении ведётся нагнетание воды для поддержания пластового давления (далее – ППД), однако в связи с низкой приемистостью нагнетательных скважин данная система оказалась неэффективной. Перед нефтепользователем стояла задача утилизировать излишки газа на данном месторождении. Было предложено внедрение чередующегося ВГВ как один из вариантов решения задачи. Моделирование ВГВ было проведено на коммерческом симуляторе ECLIPSE 100. Объёмы газа для закачки в нефтяной пласт рассчитывались в модели по газовому балансу, который определяет объём излишек газа после экспорта, ожидаемых технологических потерь и распределения на собственные нужды.

Из-за сложности в получении относительных фазовых проницаемостей (далее – ОФП) при трёхфазной системе в лабораторных условиях разработанные модели используются для вычисления ОФП. В данной работе была использована модель Стоуна 1, которая более точна в определении значений проницаемостей

в трёхфазной среде [9]. Стоит отметить, что из-за отсутствия значения насыщенности захваченного газа в трёхфазной среде не рассматривалось влияние гистерезиса ОФП на финальный результат. Гистерезис считается распространённым феноменом при ВГВ из-за попеременного повышения и падения насыщенности смачивающейся фазы. При возможности не стоит игнорировать данное явление при моделировании чередующегося ВГВ.

При симуляции вода и газ попеременно закачивались в две нефтенасыщенные толщи одновременно, т.к. ВГВ результативней в залежах с высокой эффективной толщиной [10]. Для определения подходящих параметров чередующегося ВГВ была выполнена оптимизация на двух нагнетательных скважинах. Эффективность ВГВ была оценена путём сравнения полученных дополнительных объёмов нефти с результатами заводнения.

### Результаты и обсуждение

Прежде всего была изучена и оценена возможность смешиваемости закачиваемого попутного нефтяного газа и газа в текущих пластовых условиях. Из-за отсутствия лабораторных исследований МДС был рассчитан эмпирическим путём по корреляции Маклавани [11]. Табл. 1 указывает на то, что достижение смешиваемости флюидов при закачке газа в существующих условиях в пласте невозможно, т.к. МДС выше пластового давления.

Зная, что успех чередующегося ВГВ зависит от ряда вышеперечисленных факторов, было проведено определение

**Таблица 1. Рассчитанные минимальные давления смесимости по Маклавани для разрабатываемых блоков месторождения**  
**Table 1. Calculated minimum miscibility pressures according to Maklavani for the developed blocks of the field**

Месторождение Oil field	Состав нефти Petroleum composition			Состав закачиваемого газа Injected gas composition		Вычисленное мин. давление смесимости, МПа Calculated min. mixing pressure, MPa
	$X_{C_{2-6}}$ мол.% / mol.%	$X_{C_1}$ мол.% / mol.%	$M_{C_{7+}}$ г/моль / g/mol	$Y_{C_{2+}}$ мол.% / mol.%	$M_{C_{2+}}$ г/моль / g/mol	
Блок А Block A	26,59	40,74	264	11,96	44,1	39,1
Блок Б Block B	26,59	40,74	264	12,44	44,1	38,9

**Таблица 2. Результаты расчётов чередующегося ВГВ с разными продолжительностями циклов**  
**Table 2. Calculation results for alternating WAG with different cycle durations**

Метод Method	Доп. добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup> Add. oil production, thousand m <sup>3</sup>	Накопл. закачка газа, млн м <sup>3</sup> Accum. gas injection, mln m <sup>3</sup>	Обводнённость, % Water cut, %	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> GOR, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Заводнение Flooding	-	0,0	7,9	2866,1
ВГВ (3&3) WAG (3&3)	31	240,1	7,8	3066,8
ВГВ (6&6) WAG (6&6)	30	241,2	7,8	3073,3
ВГВ (12&12) WAG(12&12)	28	240,4	7,8	3072,6

оптимальных параметров ВГВ для изучаемого месторождения. Для этого в регионе с высокой плотностью скважин были выбраны две близко расположенные нагнетательные скважины, находящиеся на примерно одинаковом гипсометрическом уровне.

#### **Определение оптимальной продолжительности цикла**

При выявлении оптимальной продолжительности циклов закачки воды и газа были рассмотрены три периода закачки: 3, 6, 12 мес. Суточный объём закачиваемого газа одной скважины составлял 70000 м<sup>3</sup>, воды – 200 м<sup>3</sup>. Излишний газ закачивался при условии, что забойное давление не превышает 60 Мпа. Промежуток исследования составил 10 лет, начиная с 2023 г.

Табл. 2 демонстрирует сравнение результатов расчётов с различными периодами закачки. Очевидно, что при увеличении продолжительности циклов закачки газа и воды уменьшается прирост добычи нефти относительно заводнения. Это – следствие значительного увеличения водонасыщенности и уменьшения непрерывности нефти в пласте. Также, если сравнить с заводнением, в добывающих скважинах, расположенных в районе изучения ВГВ, отмечается рост дебита нефти и падение обводнённости. Хотя разница в полученной добыче небольшая при разных продолжительностях цикла, стоит помнить, что ВГВ на данном этапе осуществлялось только на двух скважинах, а эффект наблюдался на всём месторождении. В конечном счёте

ВГВ длительностью закачки воды и газа в 3 мес. оказалось оптимальным вариантом для данного месторождения.

#### **Определение оптимальной последовательности**

Следующим шагом было определение оптимальной последовательности закачки воды и газа. На этапе оптимизации продолжительности циклов, вода закачивалась в первую очередь, за которой последовал газ. Табл. 3 приводит результаты расчётов при обратной последовательности. При данных условиях продолжительность цикла в 3 мес. остаётся оптимальной. Также наглядно видно, что при последовательности «газ – вода» дополнительная добыча выше, чем в обратном случае. Чем раньше закачать газ, тем лучше финальный результат, т.к. изначально в пласте будет больше нефти для контакта с газом. Газ эффективнее мобилизует нефть за счёт низкого межфазного натяжения на границе «газ – нефть», и последующий цикл воды вытесняет эту нефть.

#### **Эффект от увеличения объёма газа**

Далее был оценен эффект от увеличения объёма закачиваемого газа на конечную нефтедобычу. Табл. 4 свидетельствует о наличии зависимости нефтеотдачи пласта от закачиваемого объёма газа – чем выше последнее, тем положительнее эффект от ВГВ. Тем не менее, при реализации ВГВ стоит исходить от наличия доступного газа для закачки.

**Таблица 3. Результаты расчётов чередующегося ВГВ с разными продолжительностями циклов и при последовательности «газ – вода»**  
**Table 3. The results of calculations of alternating WAG with different cycle durations and with the "gas – water" sequence**

Метод Method	Доп. добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup> Add. oil production, thousand m <sup>3</sup>	Накопл. закачка газа, млн м <sup>3</sup> Accum. gas injection, mln m <sup>3</sup>	Обводнённость, % Water cut, %	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> GOR, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Заводнение Flooding	-	0,0	7,9	2866,1
ВГВ (3&3) WAG(3&3)	32	236,2	7,7	3063,7
ВГВ (6&6) WAG(6&6)	31	237,3	7,7	3068,9
ВГВ (12&12) WAG (12&12)	30	240,6	7,8	3086,2

**Таблица 4. Эффект влияния увеличения объёма закачиваемого газа на добычу нефти при ВГВ с продолжительностью цикла в 3 месяца и при последовательности «газ – вода»**  
**Table 4. The effect of an increase in the volume of injected gas on oil production during WAG with a cycle duration of 3 months and with the "gas-water" sequence**

Метод Method	Доп. добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup> Add. oil production, thousand m <sup>3</sup>	Накопл. закачка газа, млн м <sup>3</sup> Accum. gas injection, mln m <sup>3</sup>	Обводнённость, % Water cut, %	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> GOR, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Заводнение Flooding	-	0,0	7,9	2866,1
70000 м <sup>3</sup> /сут / m <sup>3</sup> /day	32	236,2	7,7	3063,7
90000 м <sup>3</sup> /сут / m <sup>3</sup> /day	52	299,7	7,6	3026,0
110000 м <sup>3</sup> /сут / m <sup>3</sup> /day	73	359,4	7,4	2985,7

### Масштабирование ВГВ

На основе оптимальных параметров планировалось масштабирование ВГВ на всё месторождение. Количество скважин, перешедших на ВГВ, постоянно увеличивалось для охвата всё большей территории месторождения. С данной целью несколько скважин были переведены из добывающего фонда в нагнетательный. Остальные нагнетательные скважины продолжили работать по изначальной системе ППД. Таким образом, было разработано четыре варианта ВГВ с разным количеством газонагнетательных скважин, с последовательностью «газ – вода» и периодом закачки по 3 мес. (табл. 5). Расчёты велись до 2041 г. Табл. 6 показывает дополнительный, по сравнению с заводнением, объём добычи нефти, накопленный объём закачиваемого газа, газовый фактор, обводнённость при различных вариантах ВГВ.

**Таблица 5. Варианты чередующегося ВГВ и количество скважин**  
**Table 5. Alternating WAG options and number of wells**

№ варианта Option number	Блок месторождения Oil field block	Кол-во нагн. скважин при ВГВ, ед. Number of injection wells for WAG, units
1	Блок А Block A	3
2	Блок Б Block B	5
3	Северная часть блока А + блок Б Northern part of block A + block B	6
4	Блок А + блок Б Block A+ Block B	12

Таблица 6. Результаты расчётов разных вариантов ВГВ  
Table 6. Calculation results for different WAG options

№ варианта Number of option	Доп. добыча нефти, тыс. м <sup>3</sup> Add. oil production, thousand m <sup>3</sup>	Накопл. закачка газа, млн м <sup>3</sup> Accum. gas injection, MM m <sup>3</sup>	Обводнённость, % Water cut, %	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> GOR, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Заводнение Flooding	-	0	2866	20
1	443	1 887	3 645	12
2	518	2 453	3 672	11
3	113	1 370	3 485	19
4	117	2 393	4 004	14

Рис. 2 иллюстрирует темпы падения пластового давления во всех вариантах. Степень ППД наилучшая у варианта 3. Соответственно, в данном варианте скорость роста газового фактора медленнее, чем у остальных (рис. 3). Тем не менее стоит отметить, что закачанный объём газа меньше всех при варианте 3 (табл. 6), т.к. именно тут три скважины были переведены из добывающего фонда в нагнетательный, и, соответственно, объём добычи газа меньше, по сравнению с другими. Как было

указано, объём для закачки исчисляется от объёма добытого газа. Наблюдаемое поведение пластового давления и тенденция роста газового фактора в этом варианте могут обуславливаться тем, что нагнетательные скважины расположены в блоке с низкой проницаемостью. Это создает условия, при котором газ медленнее прорывается и поддерживает давление. В варианте 4 использованы все скважины из предыдущих вариантов. Как видим, и этот вариант эффективен в ППД (рис. 2).

Пластовое давление - Reservoir pressure profile



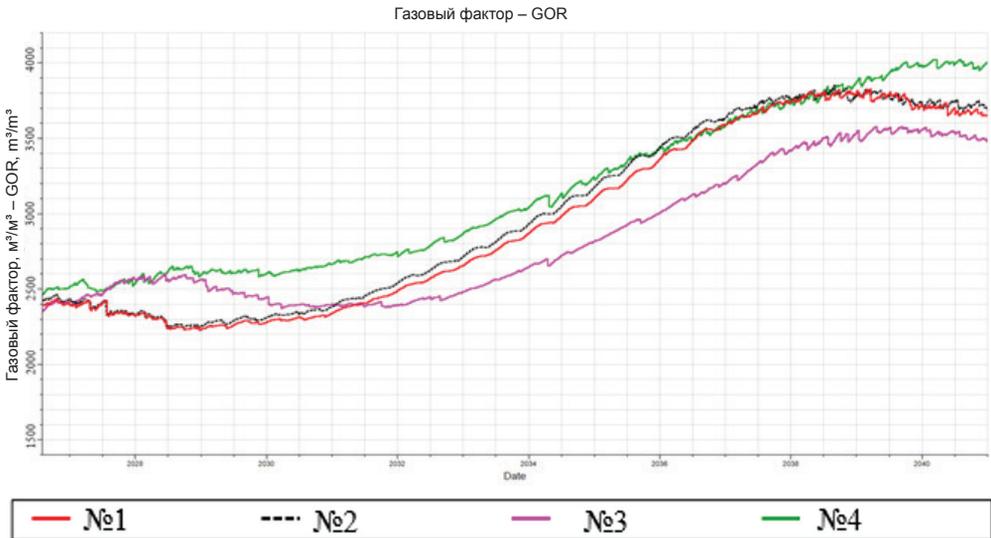
Рисунок 2. Профиль пластового давления по месторождению по всем вариантам ВГВ  
Figure 2. Reservoir pressure profile for the field for all WAG options

Наибольший прирост в добыче нефти наблюдается в вариантах 1 и 2, что может происходить по причине хорошей приемистости скважин и нали-

чия большого объёма газа для закачки (табл. 6). У вариантов 2 и 4 разница в объёмах закачанного газа незначительная, но объём добытой нефти

при варианте 2 в 4 раза больше. Причиной этому может служить то, что модель распределяет доступный газ по всем скважинам и закачивает его согласно потенциалу каждой скважины. В связи с тем, что в варианте 4 скважин больше, объем закачиваемого газа в одну скважину

будет меньше, нежели в варианте 2. Скважины находятся на достаточном расстоянии друг от друга, соответственно, закачанный газ в одну скважину охватывает менее значительную площадь при варианте 4.



**Рисунок 3. Профиль газового фактора по месторождению по всем вариантам**  
**Figure 3. Field GOR profile for all options**

В целом на рассматриваемом месторождении отмечается эффект от чередующегося ВГВ в виде повышенной нефтеотдачи. Однако, как было упомянуто выше, степень реагирования пласта на ВГВ определяется смачиваемостью породы-коллектора. Применение метода чередующегося ВГВ на данном месторождении дало положительный эффект, однако прирост добычи нефти оказался несущественным из-за применения в гидрофильном коллекторе третичного метода ВГВ.

#### Заключение и рекомендации

1. При ограниченном объеме используемого газа рациональнее будет распределить его в небольших количествах скважин с высокой приемистостью с тем, чтобы каждая скважина принимала максимально допустимый объем газа.

2. Чередующееся ВГВ на данном месторождении эффективное, однако прирост добычи нефти несущественен из-за того, что ВГВ применялся как третичный метод в гидрофильном коллекторе.

3. Прежде чем применять чередующееся ВГВ на само месторождение, необходимо оценить экономическую эффективность. Если реализация ВГВ экономически нецелесообразна, рациональнее будет утилизировать доступный газ иным способом.

4. При оценке эффективности метода рекомендуется учесть эффект гистерезиса относительных фазовых проницаемостей при чередующемся ВГВ, а также определить эффективное соотношение объемов воды и газа для получения более точных результатов.

5. Рекомендуется оценить влияние состава применяемого газа на увеличение дополнительной добычи, т.к. согласно результатам лабораторных исследований, при содержании метана в газе на уровне 85% вытеснение лучше на 12%, чем при содержании метана 95%. Оценить данный эффект в этой работе не представилось возможным в связи с использованием симулятора Eclipse 100 (Black oil).

**ДОПОЛНИТЕЛЬНО**

**Источник финансирования.** Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

**Конфликт интересов.** Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

**Вклад авторов.** Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующий образом: Аскарлова И.А. – проведение исследования, написание рукописи, Джунусбаева А.У. – концепция исследования, Марданов А.С., Джаксылыков Т.С. – сбор, анализ, интерпретация данных исследования,

Утеев Р.Н. – проверка результатов, редактирование рукописи.

**ADDITIONAL INFORMATION**

**Funding source.** This study was not supported by any external sources of funding.

**Competing interests.** The authors declare that they have no competing interests.

**Authors' contribution.** All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The largest contribution is distributed as follows: Inqkar A. Askarova – conducting a research, writing a manuscript; Ainura U. Junusbayeva – the concept of the research; Altynbek S. Mardanov, Talgat S. Jaxylykov – collection, analysis, interpretation of the research data; Rakhim N. Uteyev – checking the results, editing the manuscript.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. *Kulkarni M.M., Rao D.N.* Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2005. Vol. 48. N 1–2. P. 1–20. doi:10.1016/j.petrol.2005.05.001.
2. *Телков В.П., Любимов Н.Н.* Определение условий смешиваемости нефти и газа в различных условиях при газовом и водогазовом воздействии на пласт // *Бурение и нефть*. 2012. Том 12. С. 38–42.
3. *Christensen J.R., Stenby E.H., Skauge A.* Review of WAG Field Experience. *SPE Res Eval & Eng* 4. 2001. P. 97–106.
4. *Jackson D.D., Andrews G.L., Claridge E.L.* Optimum WAG Ratio vs. Rock Wettability in CO<sub>2</sub> Flooding. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*; 1985 Sept; Las Vegas, Nevada. Paper Number: SPE-14303-MS.
5. *Sanchez N.L.* Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects. *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*; 1999 Apr 21–23; Caracas, Venezuela. Paper Number: SPE-53714-MS.
6. *Afzali S., Rezaei N., Zendejboudi S.* A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection // *Fuel*. 2018. Vol. 227. P. 218–246. doi:10.1016/j.fuel.2018.04.015.
7. *Samba M, Elsharafi M.* Literature Review of Water Alternation Gas Injection // *Journal of Earth Energy and Engineering*. 2018. Vol. 6(1). P. 33–45. doi:10.25299/jeee.2018.vol7(2).2117.
8. *Belazreg L., Mahmood S.M., Aulia A.* Novel approach for predicting water alternating gas injection recovery factor // *J Petrol Explor Prod Technol*. 2019. Vol. 9. P. 2893–2910. doi:10.1007/s13202-019-0673-2.
9. *Spiteri E., Juanes R.* Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2006. Vol. 50(2). P. 115–139. doi: 10.1016/j.petrol.2005.09.004.
10. *Казаков К.В., Бравичев К.А., Лесной А.Н.* Определение оптимальных условий для размещения нагнетательных скважин при закачке газа и водогазовом воздействии // *Экспозиция. Нефть и Газ*. 2016. № 1(47). С. 37–41.

11. Maklavani A.M., Vatani A., Moradi B., Tangsirifard J. New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections // *Braz J Petrol Gas*. 2010. Vol. 4. P. 011–018.

## REFERENCES

1. Kulkarni MM, Rao DN. Experimental investigation of miscible and immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) process performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2005;48(1–2):1-20. doi:10.1016/j.petrol.2005.05.001.
2. Telkov V, Lubimov N. Determining of oil and gas miscibility conditions in various conditions during gas and water-gas influence on layer. *Drilling and Oil*. 2012;12:38–42.
3. Christensen JR, Stenby EH, Skauge A. Review of WAG Field Experience. *SPE Res Eval & Eng* 4. 2001;97–106.
4. Jackson DD, Andrews GL, Claridge EL. Optimum WAG Ratio vs. Rock Wettability in CO<sub>2</sub> Flooding. SPE Annual Technical Conference and Exhibition; 1985 Sept; Las Vegas, Nevada. Paper Number: SPE-14303-MS.
5. Sanchez NL. Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference; 1999 Apr 21–23; Caracas, Venezuela. Paper Number: SPE- 53714 -MS.
6. Afzali S, Rezaei N, Zendejboudi S. A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection. *Fuel*. 2018;227:218–246. doi:10.1016/j.fuel.2018.04.015.
7. Samba M, Elsharafi M. Literature Review of Water Alternation Gas Injection. *Journal of Earth Energy and Engineering*. 2018;6(1):33–45. doi:10.25299/jeee.2018.vol7(2).2117.
8. Belazreg L, Mahmood SM, Aulia A. Novel approach for predicting water alternating gas injection recovery factor. *J Petrol Explor Prod Technol*. 2019;9:2893–2910. doi:10.1007/s13202-019-0673-2.
9. Spiteri E, Juanes R. Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2006;50(2):115–139. doi:10.1016/j.petrol.2005.09.004.
10. Kazakov KV, Bravichev KA, Lesnoy AN. Search of optimal conditions for placement of injection wells for gas injection and WAG. *Exposition. Oil&Gas*. 2016;1(47):37–41.
11. Maklavani AM, Vatani A, Moradi B, Tangsirifard J. New minimum miscibility pressure (MMP) correlation for hydrocarbon miscible injections. *Braz J Petrol Gas*. 2010;4:011–018.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

**\*Асқарова Іңкәр Асқарқызы**  
e-mail: [inkar.askarova11@gmail.com](mailto:inkar.askarova11@gmail.com).  
**Утеев Рахим Наганғалиұлы**  
e-mail: [r.uteyev@kmge.kz](mailto:r.uteyev@kmge.kz).  
**Марданов Алтынбек Сүлейменұлы**  
e-mail: [a.mardanov@kmge.kz](mailto:a.mardanov@kmge.kz).  
**Джаксылықов Талғат Сайнович**  
e-mail: [t.jaxylykov@kmge.kz](mailto:t.jaxylykov@kmge.kz).  
**Джунусбаева Айнура Утетлеуовна**  
e-mail: [a.junusbayeva@kmge.kz](mailto:a.junusbayeva@kmge.kz).

## AUTHORS' INFO

**\*Ingkar A. Askarova**  
e-mail: [inkar.askarova11@gmail.com](mailto:inkar.askarova11@gmail.com).  
**Rakhim N. Uteyev**  
e-mail: [r.uteyev@kmge.kz](mailto:r.uteyev@kmge.kz).  
**Altynbek S. Mardanov**  
e-mail: [a.mardanov@kmge.kz](mailto:a.mardanov@kmge.kz).  
**Talgat S. Jaxylykov**  
e-mail: [t.jaxylykov@kmge.kz](mailto:t.jaxylykov@kmge.kz).  
**Ainura U. Junusbayeva**  
e-mail: [a.junusbayeva@kmge.kz](mailto:a.junusbayeva@kmge.kz).

\*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author