

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.94-108>

УДК 622.276.344

Анализ применимости водогазового воздействия на объектах Тюменской свиты

Цицер П.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Analysis of the applicability of WAG at the facilities of the Tyumen sweet

P.A. Tsitser

LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

E-mail: patsitser@tnnc.rosneft.ru

Аннотация: Данная статья посвящена оценке применимости водогазового воздействия (ВГВ) в условиях объектов Тюменской свиты. Для оценки применимости водогазового воздействия рассмотрен различный опыт применения данной технологии на низкопроницаемых объектах. Промысловый опыт показывает, что эффективность использования ВГВ зависит в первую очередь от проницаемости коллектора. Моделирование различных методов воздействия (заводнение, закачка газа, ВГВ) на объектах с низкой проницаемостью указывает, что газовые и водогазовые методы эффективнее классического заводнения. Промысловый опыт и результаты моделирования подкрепляются исследованиями на керне, показывающими высокую эффективность газовых методов воздействия. Автором разработана автоматизированная утилита для определения эффективности реализации различных методов на основе геолого-физических характеристик пласта. Результаты работы утилиты подтверждают высокую потенциальную эффективность газовых и водогазовых методов на объектах Тюменской свиты.

Ключевые слова: водогазовое воздействие, Тюменская свита, заводнение, низкопроницаемые пласты

Для цитирования: Цицер П.А. Анализ применимости водогазового воздействия на объектах Тюменской свиты//Нефтяная провинция.-2021.-№4(28).-Часть 1.-Спецвыпуск.-С.94-108. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4.94-108>

Abstract. This article is devoted to the assessment of the applicability of water alternating gas (WAG) in the conditions of the objects of the Tyumen sweet. To assess the ap-

plicability of water-gas exposure, various experiences of using this technology on low-permeability objects are considered. Field experience shows that the efficiency of WAG use depends primarily on the reservoir permeability. Simulation of various methods of stimulation (waterflooding, gas injection, WAG) on objects with low permeability indicates that gas and water-gas methods are more effective than classical waterflooding. Field experience and simulation results are supported by core studies showing high efficiency of gas stimulation techniques. The author has developed an automated utility for determining the effectiveness of the implementation of various methods based on the geological and physical characteristics of the reservoir. The results of the utility's work confirm the high potential efficiency of gas and water-gas methods at the facilities of the Tyumen sweet.

Key words: *water alternating gass, Tyumen sweet, waterflooding, low-permeability reservoir*

For citation: P.A. Tsitser Analiz primenimosti vodogazovogo vozdejstviya na ob#ektah Tjumenskoj svity [Analysis of the applicability of WAG at the facilities of the Tyumen sweet]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(28), Part 1, Special issue, 2021. pp. 94-108. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.4. 94-108> (in Russian)

Актуальность освоения ТРИЗ связана с необходимостью наращивания добычи нефти в условиях истощения традиционных запасов. Данное обстоятельство принуждает нефтяные компании все больше обращать внимание на разработку низкопроницаемых пластов, к которым относятся объекты Тюменской свиты.

Тюменская свита имеет значительное площадное распространение и является основной для добычи полезного углеводородного сырья на множестве месторождений.

Основные проблемы при разработке низкопроницаемых пластов Тюменской свиты.

Специалистам нефтегазовых и сервисных компаний хорошо известны сложности, возникающие при разработке залежей Тюменской свиты. Характерными особенностями являются:

- высокая расчлененность;
- сверхнизкая проницаемость < 2 мД;
- низкая продуктивность скважин;

- высокие темпы падения;
- слабая гидродинамическая связь между добывающими и нагнетательными скважинами.

Попытки улучшить экономические показатели вынуждают компании обращаться к более сложным, высокотехнологичным подходам, включающим бурение горизонтальных скважин (ГС) и многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП). Однако получаемые сегодня результаты показывают, что само по себе привлечение этих технологий еще не способно гарантировать решение указанных проблем. Высокая стоимость совместно со значительными геологическими и технологическими рисками обуславливают существенное повышение экономических рисков при реализации подобных схем разработки.

Опыт показывает, что преимущество системы ГС+МГРП перед традиционной системой плотной сетки ННС по входным дебитам и значениям извлекаемых запасов значительно увеличивается по мере ухудшения коллекторских свойств объекта, что является актуальным для подобных объектов.

Таблица 1

Сравнительные характеристики ГС и ННС на объектах Тюменской свиты

Значение	Входные дебиты по нефти, т/сут		Входная W, %		Дренируемые запасы на скважину, тыс. т	
	ГС	ННС	ГС	ННС	ГС	ННС
Среднее	31,3	20,9	24,8	35,9	52,5	33,2
Мин.	4,0	3,7	2,3	11,2	4,9	16,0
Макс.	122,2	51,2	66,2	90,2	191,1	80,9

Выявлено, что увеличение темпов отборов при бурении горизонтальных скважин требует адекватного усиления системы поддержания пластового давления, что может быть достигнуто путем проведения ГРП или бурения горизонтальных стволов в нагнетательных скважинах [1].

Известно, что условие компенсации пластовых объемов добываемого флюида закачиваемыми объемами воды обеспечивает постоянство пласто-

вого давления. Как следствие, сохраняются относительно стабильные дебиты добывающих скважин по нефти, а по мере их обводнения – по жидкости. Однако при заводнении низкопроницаемых коллекторов данное условие часто не выполняется по следующим причинам:

- недостаточно эффективная передача воздействия от зоны нагнетания к зоне отбора приводит к снижению пластового давления в области дренирования, даже при формальном соблюдении условия компенсации;
- низкопроницаемые западносибирские отложения характеризуются низкими значениями фазовой проницаемости для нагнетаемой воды, снижением приемистости.

Таким образом, именно для низкопроницаемых коллекторов заводнение часто реализуется в условиях недостаточно эффективного поддержания пластового давления. Эту особенность иллюстрирует рис. 1.

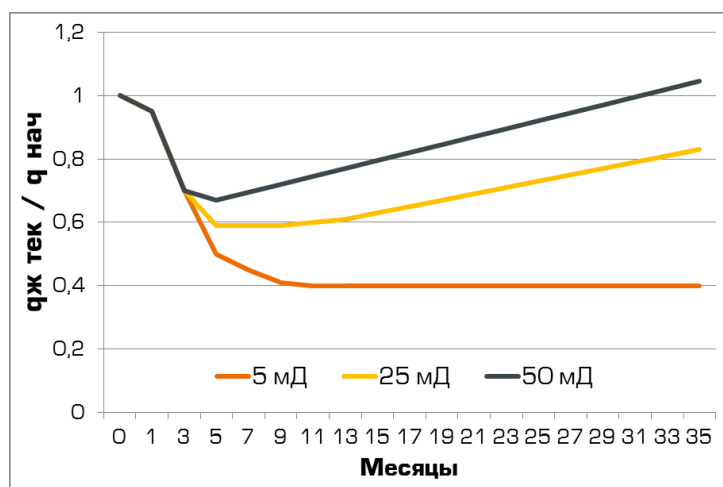


Рис. 1. Динамики дебита добывающей скважины по жидкости для пластов различной проницаемости

Согласно рис. 1, при проницаемости пласта 50 мД дебит в течение полугода снижается, но затем система ППД обеспечивает его рост до начального уровня. Аналогичная тенденция сохраняется и при проницаемости 25 мД. Однако за 3 года дебит восстанавливается только до 0,83 от начального. В случае же пласта со средней проницаемостью 5 мД дебит по выполаживающейся зависимости снижается до 0,4 от начального. Это го-

ворит о том, что стабилизированный уровень добычи определяется не потенциальной продуктивностью скважин, а возможностями системы ППД.

В работе [2] на ГДМ были рассмотрены различные варианты реализации ППД в низкопроницаемом пласте.

Были рассчитаны следующие варианты:

- разработка на истощении;
- разработка с заводнением;
- ППД через закачку азота;
- ППД через закачку CO_2 .

Было определено, как средняя проницаемость пласта и выбор варианта реализации ППД влияет на КИН и NPV (Рис. 2).

По влиянию на КИН. Средняя проницаемость пластов Тюменской свиты лежит в диапазоне 0,1-2 мД. Согласно рис. 2, при данной проницаемости закачка CO_2 демонстрирует лучшие показатели по выработке запасов нефти, значительно опережая заводнение и закачку азота (Рис. 2а).

По влиянию на NPV. При проницаемости от 0,1 до 0,5 мД более предпочтительна закачка азота, а при проницаемостях от 0,5 до 2 мД – закачка CO_2 (Рис. 2б).

Большой интерес составляют результаты работы [4], в которой была определена эффективность применения технологии газового воздействия на пласт ЮК₂₋₉ (Тюменская свита) Ем-Еговского Красноленинского НГКМ.

Было выполнено четыре эксперимента по вытеснению нефти различными газами;

- смесью азота с углекислым газом (84% Азот, остальное CO_2);
- метаном;
- моделью попутного нефтяного газа (смесь метана, пропана, бутана, CO_2);
- атмосферным воздухом.

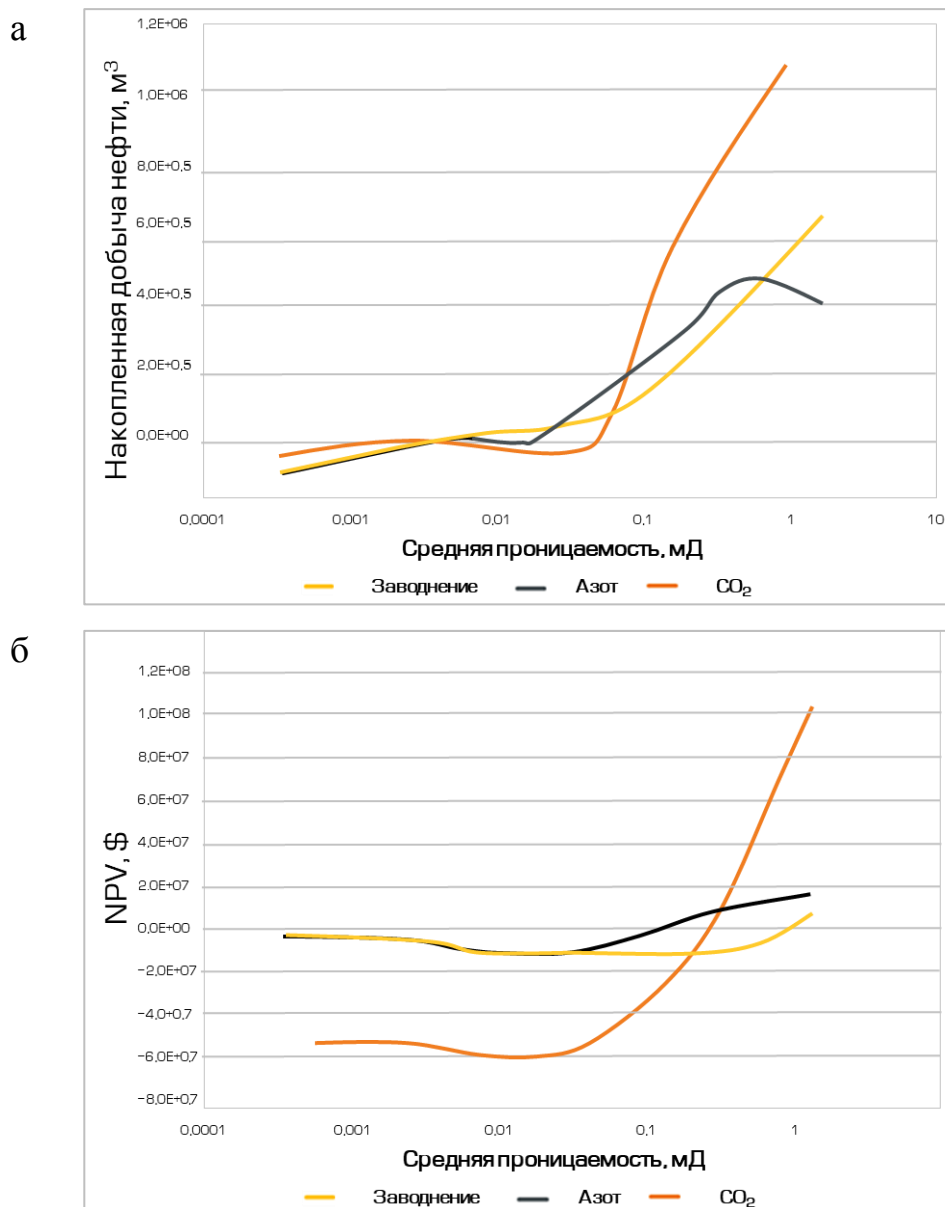


Рис. 2. Влияние средней проницаемости на накопленную добычу нефти (а) и NPV (б) при разных агентах закачки

Эксперименты по закачке агента с азота с добавлением CO₂ определили принципиальную возможность использования агентов с N+CO₂ для вытеснения нефти и показали самый высокий коэффициент вытеснения нефти – 47,5% по сравнению с использованием газов – метана, попутного газа и воздуха.

Данные результаты коррелируются с выводами, полученными в работе [3], где проводится анализ характера взаимодействия метана, азота и углекислого газа с нефтью в пластовых условиях. Согласно данному ана-

лизу можно заключить, что диоксид углерода предпочтительнее других рассматриваемых агентов для увеличения извлечения нефти. Он обладает лучшей способностью к растворению при невысоких термобарических условиях, а значение минимального давления смесимости диоксида углерода намного меньше, чем метана, азота или ПНГ [4-5]. Это является важным аргументом в большей рентабельности процесса с применением CO_2 .

Но ввиду того, что пласты Тюменской свиты характеризуются высокой неоднородностью, а CO_2 характеризуется высокой подвижностью, охват данным агентом будет значительно уступать закачке воды. К низкому охвату прибавляются возможные ранние прорыва газа [13]. В данном случае, более предпочтительным видится применение водогазового воздействия, сочетающие в себе как преимущества закачки воды, так и закачки газа [5].

Опыт применения ВГВ на низкопроницаемых пластах

Успешным направлением усовершенствования технологии нагнетания в пласт воды является внедрение водогазового воздействия, позволяющее повысить нефтеотдачу пласта до 15 %. Повышенный интерес к водогазовому методу связан с вовлечением в разработку запасов нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых коллекторах, в которых при классическом заводнении величина коэффициента извлечения составляет не более 30 % [5].

Результаты применения технологий водогазового воздействия показывают, что эффективность использования ВГВ зависит в первую очередь от проницаемости коллектора (Рис. 3). Из графика на рис. 3 можно видеть, что наибольший технологический эффект достигается в области низких проницаемостей (менее 10 мД). Исходя из этого, можно сделать вывод: Тюменская свита по показателю проницаемости находится в пределах возможного прироста $K_{\text{выт}}$ при реализации ВГВ сравнении с заводнением.

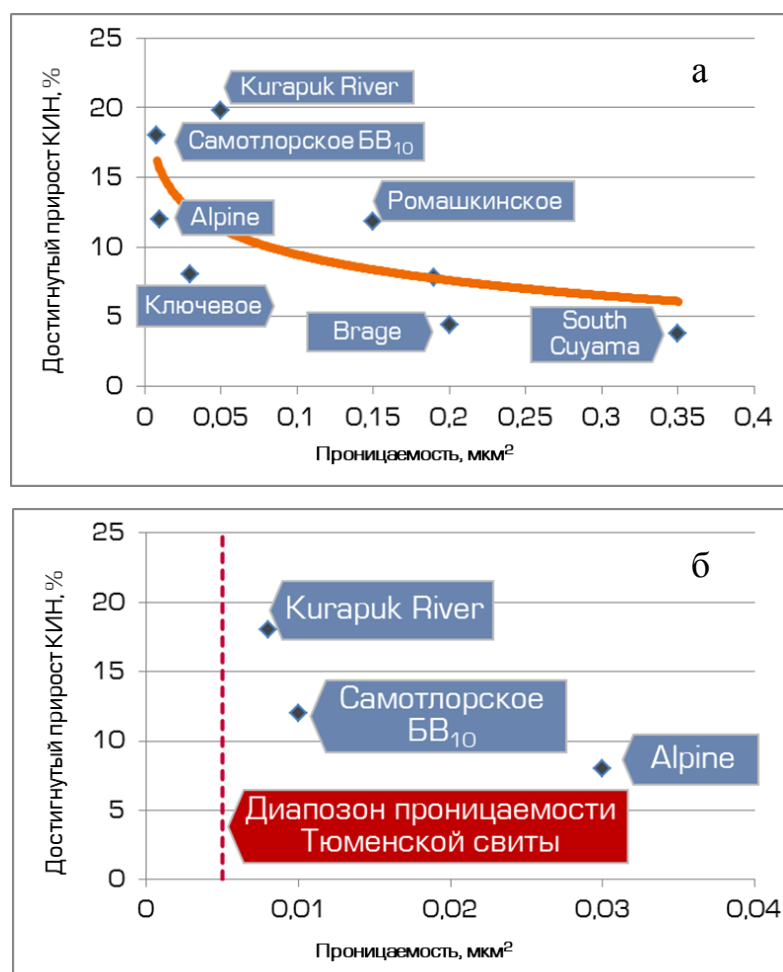


Рис. 3. Зависимость прироста КИН при ВГВ от проницаемости (а) и укрупнённая в диапазоне проницаемости Тюменской свиты зависимость прироста КИН (б)

Анализ возможности реализации ВГВ на пласты Тюменской свиты

Критерии применимости газового и водогазового воздействия на пласт определены следующими нормативными документами:

Руководство по проектированию и применению метода заводнения с газоводяными смесями РД 39-9-151-79; Руководство по применению технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты РД 39Р-05753520-1125-94.

Таким образом, исходя из данных источников, геолого-физические критерии являются наиболее существенными для оценки эффективности технологий ВГВ.

Перечислим их:

1. Глубина залегания пласта: более 1800 м;
2. Плотность нефти: менее 870 кг/м³
3. Эффективная нефтенасыщенная толщина: не более 20м.
4. Пластовое давление: не ниже 15-18 МПа;
5. Пластовая температура: более 50 °С;
6. Тип смачиваемости породы: предпочтительно гидрофобный.

Как видно из табл. 2, по средним ГФХ объекты Тюменской свиты соответствуют 5 из 6 критериев.

Таблица 2

Средние ГФХ по объектам Тюменской свиты

Показатель	Значение
Глубина залегания, м	3000
Плотность, кг/м ³	846
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	15
Пластовое давление, МПа	25
Температура, °С	91
Тип смачиваемости	гидрофильный

Что касается типа смачиваемости, то экспериментально доказано, что в условиях гидрофильного коллектора применение ВГВ как третичного метода имеет низкую эффективность [3]. Пласты Тюменской свиты являются гидрофильными. На первый взгляд это вносит ограничения по применимости ВГВ, но производительность ВГВ может быть улучшена за счет контроля подвижности, изменения смачиваемости и управления межфазным натяжением [5].

Добавление ПАВ, низкоминерализованной воды и наножидкостей могут способствовать улучшению характеристик ВГВ [6-8].

Добавки поверхностно-активных веществ снижают межфазное натяжение и увеличивают число капилляров, по которым может происходить фильтрация. Вода с низкой минерализацией или с добавлением наночастиц вызывают изменение смачиваемости [6-8]

На рис. 4-5 приведено сравнение ВГВ (WAG – water alternating gas) с ВГВ с добавлением полимеров (SAG – surfacants alternating gas) и ВГВ с добавлением наножидкостей (NAG – nanofluid alternating gas) соответственно [7].

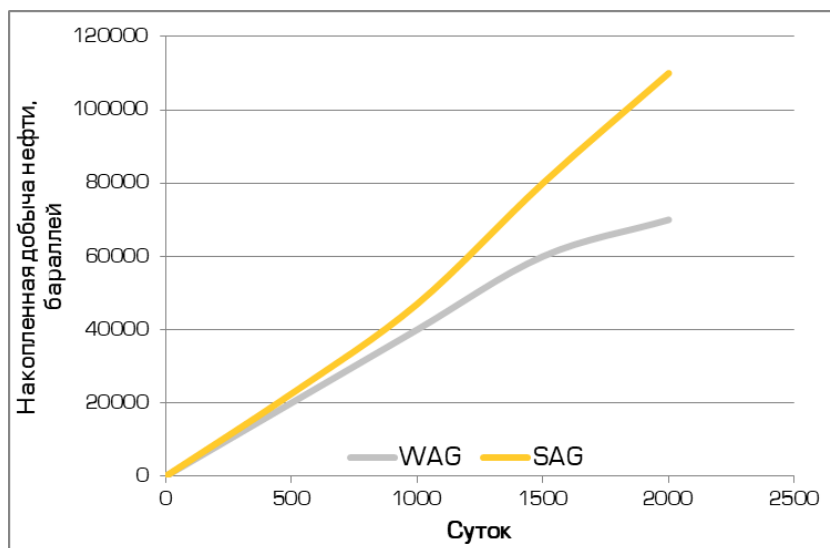


Рис. 4. Сравнение по накопленной добычи нефти WAG и SAG.

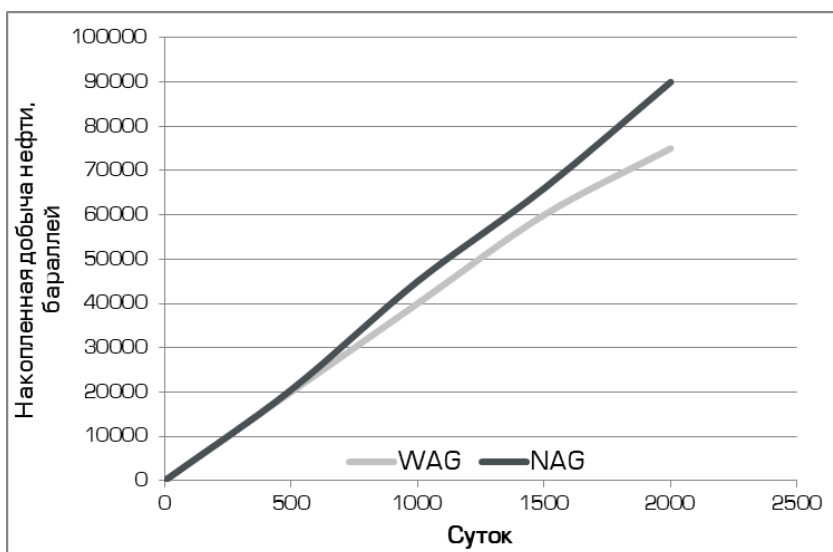


Рис. 5. Сравнение по накопленной добычи нефти WAG и NAG

Из рис. 4 видно, что добавление полимерных добавок является эффективным решением. Связано это с тем, что закачка полимеров имеет ряд положительных моментов: повышение коэффициента охвата, уменьшение образования языков прорыва воды, улучшение профиля закачки в неоднородных коллекторах, что является крайне важным для геологических осо-

бенностей пластов Тюменской свиты.

Добавление наножидкости по эффективности опережает WAG, но уступает SAG.

Технология добавки наножидкостей видится крайне перспективной для низкпроницаемых пластов. Добавление в воду наночастиц (например, оксида кремния средним размером 5 нанометров), значительно повышает коэффициент извлечения. Происходит это за счёт улучшения смачивания горной породы и выравнивания фронта вытеснения. Агент закачки с добавлением наночастиц движется по пористой среде однородным фронтом, в то время как вода движется отдельными «струйками» [6].

Автоматизированная утилита для определения применимости газовых методов

Для автоматизированной оценки успешности газовых технологий была создана утилита в среде разработки Visual Basic for Excel.

Логика утилиты следующая:

- ввод данных (геолого-физические характеристики, описанные ранее в статье);
- определение для каждой газовой технологии соответствия критериям применимости. Критерии применимости и веса критичности критериев составлены по обобщенным данным [9-11]. Если отдельно взятый параметр находится в пределах допустимого, то данный критерий принимался равным $Cr_i = 1$, в ином случае $Cr_i = 0$.

Возможность реализации конкретной технологии:

$$Rating = \frac{Cr_1 * W_1 + Cr_2 * W_2 + \dots Cr_i * W_i}{\sum w}$$

Где W_i – вес критерия для конкретной газовой технологии;

$\sum W$ – сумма весов.

- Формирование итогового рейтинга успешности:

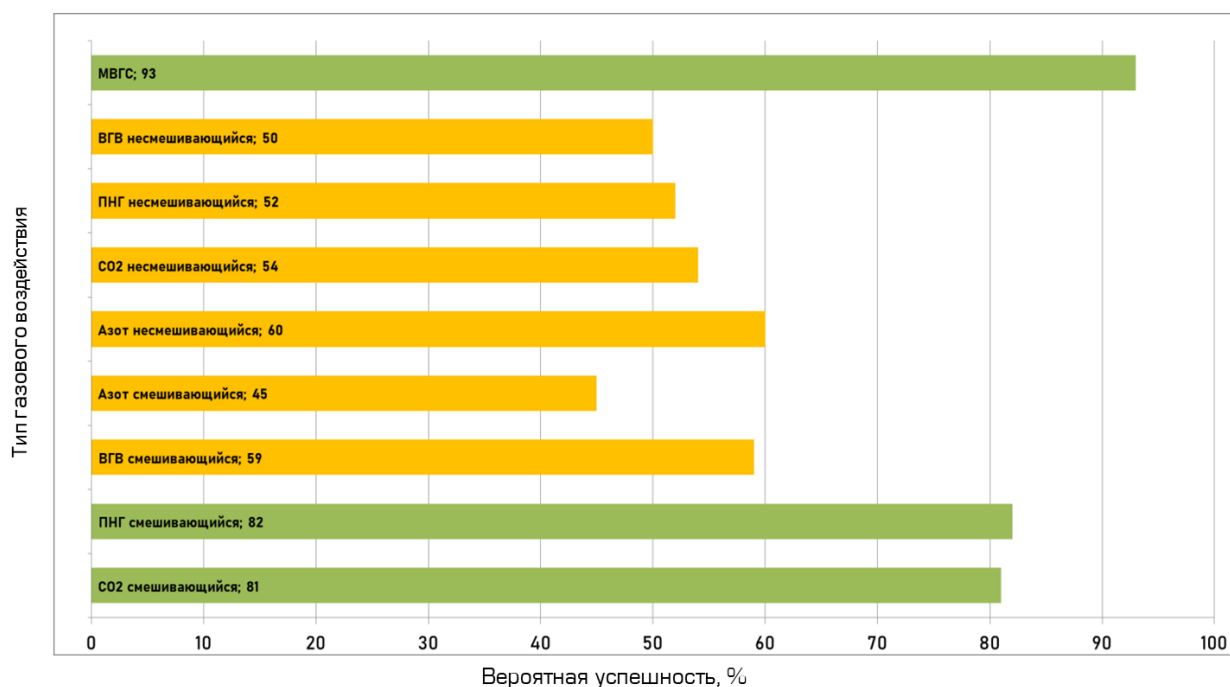


Рис. 6. Рассчитанная успешность газовых методов на объектах Тюменской свиты

По итогам работы утилиты определено, что на основе геолого-физических характеристик перспективными (вероятная успешность технологии более 80%) видится: закачка СО₂ в смешивающемся режиме, закачка ПНГ в смешивающемся режиме, закачка водогазовой смеси. Полученные результаты, коррелируются с выводами авторов, описанными выше, о том, что методы газового и водогазового воздействия видятся эффективными в условиях низкопроницаемых пластов.

Выводы

По полученным результатам [2] для средней проницаемости объектов Тюменской свиты, газовые и водогазовые методы могут быть эффективнее заводнения. Более того, объекты Тюменской свиты видятся перспективными для реализации технологии газовых методов: по критерию средней проницаемости данные объекты находятся в зоне возможного высокого прироста $K_{\text{выт}}$. Перспективность газового воздействия доказывают исследования на керне, приведенные в работе [4].

Но ввиду того, что пласты Тюменской свиты характеризуются высокой неоднородностью, а газ в свободном состоянии обладает высокой по-

движностью, охват при чисто газовом воздействии будет значительно уступать закачке воды. Поэтому более предпочтительным видится применение водогазового воздействия, сочетающие в себе как преимущества закачки воды, так и закачки газа.

Крайне интересным являются модификации водогазового воздействия: SAG и NWAG. Оба подхода, в целом, приводят к повышению эффективности ВГВ даже в гидрофильных коллекторах.

Автором была разработана утилита для подбора метода газового воздействия на основе ГФХ. В результате оценки определено, что перспективными для объектов Тюменской свиты, видятся: закачка ПНГ или CO₂ в смешивающемся режиме и закачка водогазовых смесей.

Список литературы

1. Черевко, М.А. Оптимизация системы горизонтальных скважин и трещин при разработке ультранизкопроницаемых коллекторов: диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.17 / Черевко Михаил Александрович; [Место защиты: Тюмен. гос. нефтегаз. ун-т]. - Тюмень, 2015. - 156 с
2. K. Joslin, S.G. Ghedan EOR in Tight Reservoirs, Technical and Economical Feasibility. SPE-185037-MS.
3. Зацепин, В.В. Технологические основы водогазового воздействия на пласты с трудноизвлекаемыми запасами нефти в низкопроницаемых коллекторах : автореферат дис. ... доктора технических наук : 25.00.17 / Зацепин Владислав Вячеславович; [Место защиты: Татар. науч.-исслед. и проек. ин-т нефти]. - Бугульма, 2017. - 47 с.
4. Семенов, П. В. Эффективность применения технологии газового воздействия на пласт ЮК2-9 Ем-Ёговского ЛУ Краснотеннинского НГКМ, Электронный сборник статей по материалам XI студенческой международной научно-практической конференции. 2018г.
5. Дроздов А.Н., Егоров Ю.А., Телков В.П., Вербицкий В.С., Деньгаев А.В., Ламбин Д.Н Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты. Часть 2. Исследование довытеснения модели нефти водогазовыми смесями после заводнения//Территория Нефтегаз.-2006г.-№ 3.- С.48-51.
6. Hassan Aziz, A review on nanofluid water alternating gas (N-WAG), Arabian Journal of Geosciences volume 14, 2021
7. Xiao Sun, On the application of surfactant and water alternating gas (SAG/WAG) injection to improve oil recovery in tight reservoirs, Energy Reports Volume 7, November 2021, Pages 2452-2459
8. Tadesse Weldu Teklu, Low-salinity water-alternating-CO2 EOR, Journal of Petroleum Science and Engineering, № 142, 2016
9. РД-39-9-151-79. Руководство по проектированию и применению метода заводнения с газоводяными смесями

10. J.J. Taber; F.D. Martin; R.S: Seright EOR Screening Criteria Revisited, SPE-35385-PA
11. A.D Hartono: EOR Screening, Predictive Model, and Optimisation, SPE-186884-MS
12. Федоров К., Поспелова А., Кобяшев А., Гужиков П., Васильев А. Дизайн водогазового воздействия: пути достижения смешиваемости, инструменты и методы анализа, оценка эффективности. SPE-196758-RU.

References

1. Cherevko, M.A. *Optimizatsiya sistemy gorizontalnykh skvazhin i treshchin pri razrabotke ultranizkopronicaemykh kollektorov* [Optimization of horizontal well and fracture systems in the development of ultra-low-permeability reservoirs], PhD thesis, Tyumen, 2015, 156 p. (in Russian)
2. K. Joslin, S.G. Ghedan EOR in Tight Reservoirs, Technical and Economical Feasibility. SPE-185037-MS. (in English)
3. Zatsepin, V.V. *Tekhnologicheskie osnovy vodogazovogo vozdeystviya na plasty s trudnoizvlekaemyimi zapasami nefti v nizkopronicaemykh kollektorakh* [Technological basis of water-alternating-gas injection in low-permeability reservoirs with hard-to-recover oil reserves], Dr.Sc. thesis, Bugulma, 2017. (in Russian)
4. Semenov, P.V. *Effektivnost primeneniya tekhnologii gazovogo vozdeystviya na plast YUK2-9 Em-Yogovskogo LU Krasnoleninskogo NGKM* [Efficiency of water-alternating-gas injection in YuK2-9 reservoir of Em-Yogovvskoye and LU reservoir of Krasnoleninskoye oil-gas-condensate fields]. Collection of articles of XI International Research and Practice Conference for students, 2018 (in Russian)
5. Drozdov A.N., Egorov Yu.A., Telkov V.P., Verbickiy V.S., Dengaev A.V., Lambin D.N. *Tekhnologiya i tekhnika vodogazovogo vozdeystviya na neftnyye plasty. Chast 2. Issledovanie dovytesneniya modeli nefti vodogazovymi smesiyami posle zavodneniya* [Technology and techniques of water-alternated-gas injection in oil reservoirs. Part 2 The study of ultimate oil displacement using water-alternated-gas injection after waterflooding.]. *Territoriya Neftegaz* [Oil and Gas Territory], 2006, No. 3, pp. 48-51. (in Russian)
6. Hassan Aziz, A review on nanofluid water alternating gas (N-WAG), *Arabian Journal of Geosciences* volume 14, 2021 (in English)
7. Xiao Sun, On the application of surfactant and water alternating gas (SAG/WAG) injection to improve oil recovery in tight reservoirs, *Energy Reports* Volume 7, November 2021, Pages 2452-2459 (in English)
8. Tadesse Weldu Teklu, Low-salinity water-alternating-CO₂ EOR, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, № 142, 2016 (in English)
9. RD-39-9-151-79. Guidelines for design and application of flooding technique using water-gas mixtures (in Russian)
10. J.J. Taber; F.D. Martin; R.S: Seright EOR Screening Criteria Revisited, SPE-35385-PA
11. A.D Hartono: EOR Screening, Predictive Model, and Optimisation, SPE-186884-MS (in English)
12. Fedorov K., Pospelova A., Kobyashev A., Guzhikov P., Vasilev A. *Dizayn vodogazovogo vozdeystviya: puti dostizheniya smeshivaemosti, instrumenty i metody analiza, otsenka effektivnosti* [Wag Design: Miscibility Challenge, Tools and Techniques for Analysis, Efficiency Assessment] SPE-196758-RU. (in Russian and English)

Сведения об авторах

Цицер Павел Александрович, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625003, Тюмень, ул. Перекопская, 19
E-mail: patsitser@tnnc.rosneft.ru

Authors

P.A. Tsitser, LLC «Tyumen Petroleum Research Center»
19, Perekopskaya st., Tyumen, 625003, Russian Federation
E-mail: patsitser@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 22.11.2021

Принята к публикации 09.12.2021

Опубликована 30.12.2021