

Программная реализация экспресс-оценки технологических показателей водогазового воздействия на основе корреляций и аналитических зависимостей

Афонин Д.Г., Ручкин А.А., Зимин П.В.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
pvzimin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Разработана методика и создан программный модуль для оценки технологических показателей водогазового воздействия на основе корреляционных зависимостей прироста коэффициента извлечения нефти от закачиваемого газа и геолого-физических свойств пласта, а также аналитических зависимостей, полученных по результатам секторного гидродинамического моделирования. Представлен подход к определению геологических, технологических и инфраструктурных рисков применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи.

Материалы и методы

Определение давления смесимости, режима вытеснения нефти газом и прироста коэффициента извлечения нефти по корреляционным зависимостям, прогнозирование динамики технологических показателей водогазового воздействия на основе модифицированного темпа падения жидкости для циклов закачки газа и воды, характеристики вытеснения и зависимости

нормированного прироста коэффициента извлечения нефти от прокачки пласта газом.

Ключевые слова

водогазовое воздействие, метод увеличения нефтеотдачи, корреляция, аналитическая зависимость, экспресс-оценка, программный модуль

Для цитирования

Афонин Д.Г., Ручкин А.А., Зимин П.В. Программная реализация экспресс-оценки технологических показателей водогазового воздействия на основе корреляций и аналитических зависимостей // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 82–87. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-82-87

Поступила в редакцию: 17.11.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.6 | Original Paper

Software-assisted express-assessment of WAG process parameters based on correlations and analytical functions

Afonin D.G., Ruchkin A.A., Zimin P.V.
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
pvzimin@tnnc.rosneft.ru

Abstract

A methodology has been developed and a software module has been created to evaluate the technological indicators of water alternating gas based on the correlation dependencies of the increase in the oil recovery coefficient from the injected gas and the geological and physical properties of the formation, as well as analytical dependencies obtained from the results of sectoral hydrodynamic modeling. An approach to determining the geological, technological and infrastructural risks of using water-gas methods to increase oil recovery is presented.

Materials and methods

Determination of the mixing pressure, the regime of oil displacement by gas and the increase in the oil recovery coefficient according to correlation dependencies, forecasting the dynamics of technological indicators of water alternating gas based on the modified rate of liquid drop for gas and water injection cycles, the characteristics of

displacement and the dependence of the normalized increase in the oil recovery coefficient on gas pumping.

Keywords

water alternating gas (WAG), method of increasing oil recovery, correlation, analytical dependence, express assessment, software module

For citation

Afonin D.G., Ruchkin A.A., Zimin P.V. Software-assisted express-assessment of WAG process parameters based on correlations and analytical functions. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 82–87. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-82-87

Received: 17.11.2023

Введение

В настоящей работе дано описание программной реализации прогнозирования водогазового воздействия на основе авторских аналитических зависимостей. Разработанный специалистами ООО «ТННЦ» программный модуль «РН-МУН ГАЗ» [1] является дополнительным инструментом инженера-проектировщика при использовании классических 3D гидродинамических симуляторов (ГДМ).

Программный модуль (ПМ) предназначен для оценки эффективности газовых методов увеличения нефтеотдачи (ГМУН) на базе аналитических подходов и обеспечивает возможность расчета как базовой добычи, так и дополнительной добычи от закачки углекислого (CO_2) или углеводородного (УВ) газа. ПМ позволяет определить давление смеси, режим вытеснения нефти газом и прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) в зависимости от закачиваемого газа и геолого-физических характеристик (ГФХ) нефтяного объекта. Также с использованием модуля рассчитываются все необходимые технологические показатели, включая добычу нефти, жидкости, газа (в том числе возвратного). Дополнительно ПМ позволяет экспертно оценить геологические, технологические и инфраструктурные риски применения ГМУН, а также выполнить оценку экономических данных. Обладая основным набором инструментов для анализа технико-экономических показателей вариантов разработки, ПМ может применяться при подготовке проектных технологических документов и для решения других задач разработки нефтяных месторождений.

Постановка задачи

Постановка задачи предполагает прогнозный расчет добычи технологических параметров объекта разработки — жидкости, нефти и газа, а также закачки газа и воды. Отправной точкой при постановке задачи является экспресс-анализ эффективности ГМУН перед проведением детальных расчетов на ГДМ. Такой подход позволяет минимизировать набор исходных входных данных, что дает возможность гибко формировать варианты разработки. Расчетная часть подразумевает эволюционный явный метод расчета показателей разработки.

Факторы, влияющие на эффективность использования газовых методов

Анализ мирового опыта применения газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов показывает, что определяющее влияние на эффективность процессов оказывает режим вытеснения нефти газом или смесью газа и воды (ВГВ). Пластовое давление, глубина залегания целевых пластов, состав нефти и газа характеризуют наличие или близость явления смеси пластовой нефти и закачиваемого газа. Максимальную эффективность процесса закачки газа в пласт показывает смешивающийся режим вытеснения, в котором исчезает поверхность раздела между нефтью и газом или коэффициент поверхностного натяжения между фазами становится равным нулю. Фазовое поведение углеводородных систем и смеси углеводородов с CO_2 определяется термобарическими условиями (давлением и температурой) и составом фаз, а именно наличием достаточного количества промежуточных углеводородов (C_2 – C_4) в нефти и газе. В условиях, когда смесь нефти и газа не достигается, говорят о несмешивающемся режиме вытеснения.

Если для условий смешивающегося режима вытеснения прирост коэффициента извлечения нефти исчисляется десятками процентов, то для несмешивающегося режима добавка равна единичным процентам.

Определение режима вытеснения осуществляется путем экспериментальных исследований по расчету коэффициента поверхностного натяжения при различных давлениях и температуре пласта для заданного состава нефти и газа. По результатам эксперимента строится зависимость коэффициента поверхностного натяжения от давления, которая экстраполируется до нулевого значения. Принимается, что экстраполяционная зависимость имеет линейный тренд. Значение давления, при котором линейный тренд достигает нулевого значения коэффициента поверхностного натяжения, считается минимальным давлением смеси (МДС).

Более точным, но более длительным и дорогим по выполнению, является экспериментальное лабораторное исследование процесса вытеснения нефти газом на тонких трубках значительной длины (десятки метров), заполненных песком определенной фракции. Такие эксперименты обычно именуются slim tube tests. МДС в данных экспериментах определяется по излому зависимости коэффициента вытеснения нефти (Квыт) от давления закачки или достижению 90 % значения Кыт. Такие исследования, как для углеводородного, так и для углекислого газа, являются уже рутинными для больших лабораторных центров.

Для более оперативных оценок используются корреляционные зависимости, построенные на основе интерполяции экспериментов по определению МДС. Некоторые зависимости по минимальному набору характеристик (термобарические параметры, молярная концентрация промежуточных компонентов в нефти и метана в углеводородном газе и т.п.) позволяют получить достаточно удовлетворительные оценки МДС. Экспериментальные и промысловые данные показывают, что достижение смешивающегося режима вытеснения или близость пластовых условий к этому режиму (многоконтакное смешивающееся вытеснение) играет определяющую роль в эффективности применения газа.

Неоднородность пласта является вторым по значимости параметром, определяющим эффективность газовых МУН. Анализ литературы дает лишь общие рекомендации по влиянию неоднородности выбранной залежи на дополнительную добычу при применении газовых методов. Но ввиду значительного различия плотностей фаз жидкости и газа, участвующих в процессе, их сегрегация и стремление более легких фракций к всплыванию к кровле пласта, принципиальное значение имеет тренд проницаемостей пропластков по разрезу и их относительное различие вблизи кровли и подошвы, выраженные через соотношение высоко- и низкопроницаемых частей разреза. Благоприятными для применения газовых методов считаются пласты, у которых проницаемость по разрезу увеличивается к подошве, и чем значительнее эти различия, тем благоприятнее для получения более существенного эффекта. Вертикальная анизотропия, соответственно, также влияет на охват, распределение и эффективность использования газовой фазы ВГВ.

Эффективность процессов в гидрофильных и гидрофобных пластах различна, и это заключение показывает значимость влияния

смачиваемости породы водой и нефтью (газ по своей природе по сравнению с этими жидкостями является несмачивающим). Смачиваемость породы определяется характерным видом относительных фазовых проницаемостей. В первом приближении характер смачиваемости можно представить значением фазовой проницаемости воды при остаточной нефтенасыщенности.

На эффективность ГМУН влияет и текущая обводненность продукции как аналог выработки запасов.

Экспресс-оценка прироста КИН от газовых МУН

Широкое применение крупномасштабных ГМУН в нефтегазовой компании начинается с разработки политики их внедрения на месторождениях. В основу такой политики заложены оценки масштабов применения тех или иных технологий. В отсутствие собственного опыта применения ГМУН основу оценок и разрабатываемой политики составляют анализ мирового опыта и применение метода аналогий. Этот метод состоит из укрупненных оценок эффекта от внедрения ГМУН на объектах по сформулированным критериям (экономическим, технологическим и другим).

Такой подход требует наличия инструментов для простых имитационных расчетов: оценки прироста КИН, динамики дополнительной добычи, аналитических расчетов других технологических показателей. Эти инструменты позволяют получить укрупненную технологическую и экономическую оценку. Одним из таких инструментов является реализованный на языке программирования Visual Basic ПМ «РН МУН-ГАЗ» [1].

Для оценки показателей разработки при применении ГМУН первым этапом является оценка прироста КИН и дополнительной добычи. Для этого в ПМ рассчитывается базовый вариант разработки с оценкой достигаемого КИН. Далее на основе наиболее значимых ГФХ и свойств флюидов определяется прирост КИН от ГМУН, динамика дополнительной добычи и суммарные показатели разработки участка.

В основе модуля оценки прироста КИН при ВГВ лежит его зависимость от геологических параметров пласта, PVT-свойств флюидов и их взаимодействия с закачиваемыми газами. Более подробно принципы расчета приведены в авторской работе [2]. Отметим, что в работе [2] для обоснования зависимостей выполнены многовариантные расчеты на ГДМ в коммерческом композиционном симуляторе (860 моделей, различных по геологии, объему и темпам закачки флюидов и газа, выработки запасов и давлению растворимости газов). Это позволило построить не только корреляционные зависимости прироста КИН от свойств пластов, но и в зависимости от типовой геологии иметь палетки динамики дополнительной добычи нефти. Оценка корректности полученных зависимостей проводилась по данным фактических проектов газовых МУН, опубликованных в открытом доступе путем сопоставления расчетной и фактической эффективности процесса. Результаты анализа подтвердили высокую сходимость расчетов, и в результате полученные зависимости были заложены в основу программного модуля «РН-МУН ГАЗ».

Последовательность экспресс-оценки прироста КИН заключается в обосновании исходных свойств пластов и флюидов, оценки ряда безразмерных параметров.

В качестве определяющих параметров выбран режим вытеснения или близость процесса по термобарическим параметрам к смешиваемости нефти и газа, при котором капиллярные силы исчезают, а поверхностное натяжение на границе нефть-газ становится равным нулю. Как было отмечено, условия смешиваемости определяются по экспериментальным исследованиям slim-tube, VPI и др. Однако проведение таких экспериментальных исследований требует значительных временных и финансовых затрат. Поэтому на этапе предварительных оценок возможно воспользоваться корреляционными зависимостями определения МДС, наиболее приемлемыми из которых для месторождений являются формулы Maklavani для углеводородного газа и Yellig&Metcalfе для углекислого газа.

Для описания геологической неоднородности необходимо построить геолого-статистический разрез (ГСР) залежи или участка и определить тренд изменения проницаемости с глубиной и распределение проницаемости по степени дифференциации значений, а также определить анизотропию пласта.

Стадия разработки при начале процесса ГМУН и смачиваемость коллектора также влияют на его эффективность. Для учета этих данных необходимо определить среднюю обводненность добывающих скважин и найти данные по значению относительной фазовой проницаемости воды при остаточной нефтенасыщенности.

Затем рассчитываются безразмерные параметры, описанные ранее: отношение пластового давления к расчетному

значению МДС; характер и степень неоднородности пласта; анизотропия пласта, обводненность и ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности.

Далее рассчитывается прирост КИН по формулам (табл. 1) [2] в процентных пунктах по сравнению с базовым вариантом заводнения.

Функциональные блоки ПМ, аналитический расчет динамики показателей

Учет критериев применимости ВГВ

Для предоценки применимости водогазовых методов создан чек-лист, содержащий 15 критериев оценки геологических, технологических и инфраструктурных рисков [3]. Для каждого критерия доступны три значения, соответствующие низкому, среднему

Табл. 1. Универсальные корреляционные зависимости эффективности ВГВ
Tab. 1. Universal correlations of the effectiveness of water and gas exposure

Распределение проницаемости	Формулы*
Увеличение к кровле	$\Delta\text{КИН}(\%) = (1,802 - 0,105X_0 + 0,004X_1 - 7,935X_2 - 0,093X_3 + 0,375X_2X_3 + 0,804X_0X_2)e^{1,796P_{пл}/P_{мдс}}$
Увеличение к подошве	$\Delta\text{КИН}(\%) = (4,076 + 0,008X_0 - 0,006X_1 + 3,975X_2 - 0,836X_3 + 5,848X_2X_3 - 0,657X_0X_2)e^{2,109P_{пл}/P_{мдс}}$
Неравномерное	$\Delta\text{КИН}(\%) = (2,374 - 0,009X_0 - 0,001X_1 - 13,022X_2 - 0,224X_3 + 29,755X_2X_3 + 0,242X_0X_2)e^{2,201P_{пл}/P_{мдс}}$
Равномерное	$\Delta\text{КИН}(\%) = (1,141 - 0,002X_1 - 0,014X_2 + 1,796X_3 - 0,31X_2X_3)e^{1,858P_{пл}/P_{мдс}}$

X₀ — степень неоднородности по проницаемости, ед., X₁ — обводненность, %, X₂ — вертикальная анизотропия K_z/K_х, д. ед., X₃ — относительная фазовая проницаемость по воде при остаточной нефти, д. ед., P_{пл}/P_{мдс} — соотношения пластового давления и МДС

Табл. 2. Риски применения водогазовых МУН
Tab. 2. The risks of using water-gas methods to increase oil recovery

№	Критерий	Риск		
		низкий	средний	высокий
1. Геологические риски				
1.1	Достоверность PVT-свойств газа и флюидов	достоверно, проб достаточно	проб недостаточно	нет проб, взято по аналогии
1.2	Контактность запасов	без ГШ или незначительное ее влияние	частично подгазовый	преимущественно подгазовый (стоп-параметр)
1.3	Тип коллектора	традиционный	—	сланец, бажен, доманик, абалак, трещиноватый
1.4	Вязкость нефти, сПз	менее 10	10–100	более 100
1.5	Проницаемость, мД	более 5	2–5	менее либо равно 2
2. Технологические риски				
2.1	Обводненность, %	менее 30	30–90	более 90 (стоп-параметр)
2.2	Эффективность системы ППД	вероятен активный отклик при закачке (в т.ч. по аналогии)	отклик есть, вероятен прорыв по трещинам и высокопроницаемым каналам	отклик плохой/слабый, в т.ч. из-за несвязанности и низкой проницаемости (включая опыт аналогов) (стоп-параметр)
2.3	Многослабовость ЭО (количество пластов в ЭО), шт.	1 пласт	2–3 пласта	более 3 пластов
2.4	Возраст фонда/техническое состояние скважин, лет	менее 10	10–20	более 20
3. Инфраструктурные риски				
3.1	Пути сообщения и транспорта, удаленность	промысел обустроен	промысел частично обустроен	пути отсутствуют
3.2	Фактический опыт закачки ПНГ	да	—	нет
3.3	Фактическое наличие компрессора	да	—	нет
3.4	Теоретическое наличие компрессора для соответствующих условий	да	возможно в перспективе	нет
3.5	Текущий уровень утилизации ПНГ (при закачке ПНГ), %	утилизация менее 50	Утилизация 50–90	утилизация более или равно 90
3.6	Близость покупного источника CO ₂ (при закачке CO ₂), км	менее 200	—	более 200 (стоп-параметр)

Расчет
Проверить данные

(редактировать желтые ячейки)

Начало расчета	год	2022
Окончание расчета	год	2050

Данные для всех скважин месторождения (по умолчанию):

Граничный дебит нефти	т/сут	0,5
Граничная обводненность	% (т/т)	98
Кэфф. эксплуатации доб.	д.ед.	0,975
Кэфф. эксплуатации нагн.	д.ед.	0,975

Параметры разрабатываемого объекта (пласта)			Ач2
Профиль добычи	Газосодержание нефти	м ³ /т	63,6
	Газоконденсатный фактор	г/м ³	0
	Плотность нефти	т/м ³	0,852
	Плотность воды	т/м ³	1,012
	Объемный коэффициент нефти	б/р	1,181
	Объемный коэффициент воды	б/р	1,001
	Пересчетный коэффициент газа	б/р	278
	Коэффициент компенсации	%	100
Запасы	Геологические запасы нефти	тыс. т	30 000
	Извлекаемые запасы нефти	тыс. т	10 000
	Геологические запасы свободного газа	млн м ³	
Давление смесиности	Пластовое давление	Мпа	27,8
	Закачиваемый газ		CO ₂
	Температура пласта	°С	86
	XC1 — мольная доля компонента C1 в нефти	% моль	22,81
	XC2–C6 — мольная доля компонентов C ₂ –C ₆ , CO ₂ , H ₂ S в нефти	% моль	27,48
	MC7+ — молекулярная масса компонентов нефти C7+	г/моль	230,1
	YC2+ — мольная доля содержания в закачиваемом газе компонентов C2+	% моль	42,65
	MC2+ — молекулярная масса компонентов C2+ в закачиваемом газе	г/моль	46,489
	Давление смесиности (Рмдс)	Мпа	16,04
	Отношение давлений		1,73
Режим вытеснения нефти газом		полной смесиности	
Прирост КИН	Характер распределения проницаемости по размеру		случайное распределение Kпр
	X0 — степень неоднородности по проницаемости	ед.	0,3
	X1 — обводненность	%	75,7
	X2 — вертикальная анизотропия Kz/Kx	д.ед.	0,1
	X3 — ОФП по воде при остаточной нефти	д.ед.	0,14
	Прирост КИН	д.ед.	0,13

+
–

Расчитать давление смесиности

Расчитать прирост КИН

Рис. 1. Расчет давления смесиности и прироста КИН
 Fig. 1. Calculation of the mixing pressure and the increase in the oil recovery coefficient

и высокому риску (табл. 2). Отдельно выделяются стоп-параметры, при наличии которых внедрение газовых МУН невозможно.

Определение минимального давления смесиности

Минимальное давление смесиности рассчитывается для углеводородного газа по корреляциям Maklavani, для углекислого газа — по корреляциям Yellig&Metcalf. По соотношению пластового давления и МДС определяется режим вытеснения нефти газом (рис. 1).

Определение прироста КИН

Оценка прироста КИН водогазового воздействия относительно заводнения производится по регрессионным формулам, приведенным в таблице 1 (рис. 1).

Расчет базового варианта

Расчет реализован на основе модели «средней скважины» — групп скважин с учетом начальных и граничных условий. Для

каждой группы скважин задаются начальные извлекаемые запасы нефти, дебиты и накопленная добыча нефти и жидкости, газовый фактор, приемистость и накопленная закачка нагнетательных скважин, коэффициенты эксплуатации скважин на момент запуска расчета.

Динамические характеристики задаются в виде темпа падения жидкости как функции дебита от времени и характеристики вытеснения как функции обводненности от отбора начальных извлекаемых запасов (НИЗ) [4]. Результатом расчета могут быть средние (динамические) и суммарные (накопленные) величины. Вычисления проводятся ежемесячно, с последующей конвертацией результатов с шагом год.

Расчет варианта ВГВ

Динамика технологических показателей ВГВ рассчитывается на основе модифицированного темпа падения жидкости для

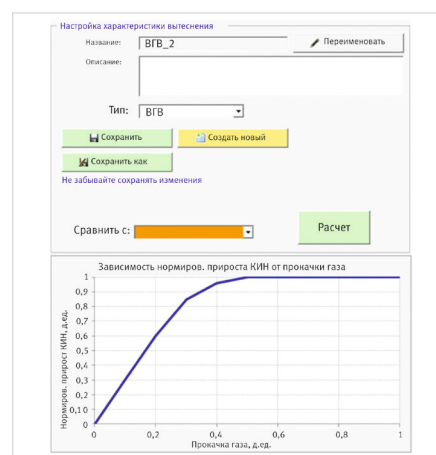


Рис. 2. Задание предпосылок расчета
 Fig. 2. Setting the calculation prerequisites

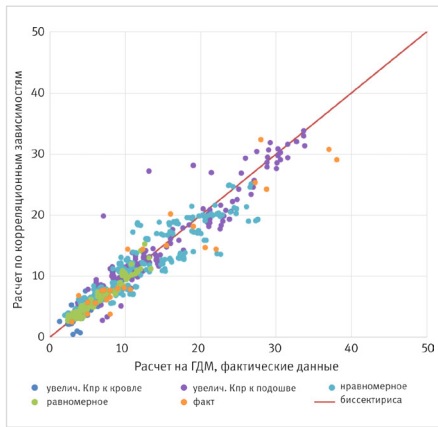


Рис. 4. Сопоставление прироста КИН по корреляционным зависимостям с расчетами на ГДМ и фактическими данными из литературы [2]
Fig. 4. Comparison of the increase in the oil recovery coefficient by correlation with calculations based on the hydrodynamic model and actual data from the literature [2]

циклов закачки газа и воды, характеристики вытеснения и зависимости нормированного прироста КИН от прокачки пласта газом (рис. 2). Объем закачки определяется заданным уровнем компенсации и параметрами циклов закачки.

Дополнительными параметрами расчета выступают длительность периода ВГВ, время движения фронта газа до добывающей скважины и степень рециркуляции закачиваемого газа.

Результатом расчета являются профили добычи нефти, жидкости и газа, динамика обводненности и газового фактора, а также профили закачки газа и воды.

Расчет экономических показателей

Расчет экономики выполняется как для базового варианта, так и для варианта ВГВ. Входными параметрами расчета, дополнительно к профилям добычи и закачки, могут выступать капитальные затраты на бурение газонагнетательных скважин, строительство газокompрессорной станции и газосборной сети, а также операционные затраты, например, на закупку CO₂ и обработку скважин ингибиторами.

Анализ результатов

Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки производится в графическом и табличном виде (рис. 3).

Обсуждение результатов

Поскольку универсальные уравнения/регрессии базируются на данных моделирования, одним из важных моментов является оценка корректности работы алгоритма в реальных геологических и технологических условиях. В этой связи оценка корректности работы алгоритма проводилась по данным фактических проектов ГМУН, опубликованных в открытом доступе путем сопоставления расчетной и фактической эффективности процесса. В работе [2] приведены результаты расчетов по таблице 1, которые хорошо коррелируют с фактическими данными по мировым проектам, включая Россию (рис. 4). Следует отметить, что сравнение проводилось в том числе и с результатами ВГВ на Самотлорском месторождении 1984–1993 гг.

Очевидно, что существует доверительный интервал расчетов, поскольку

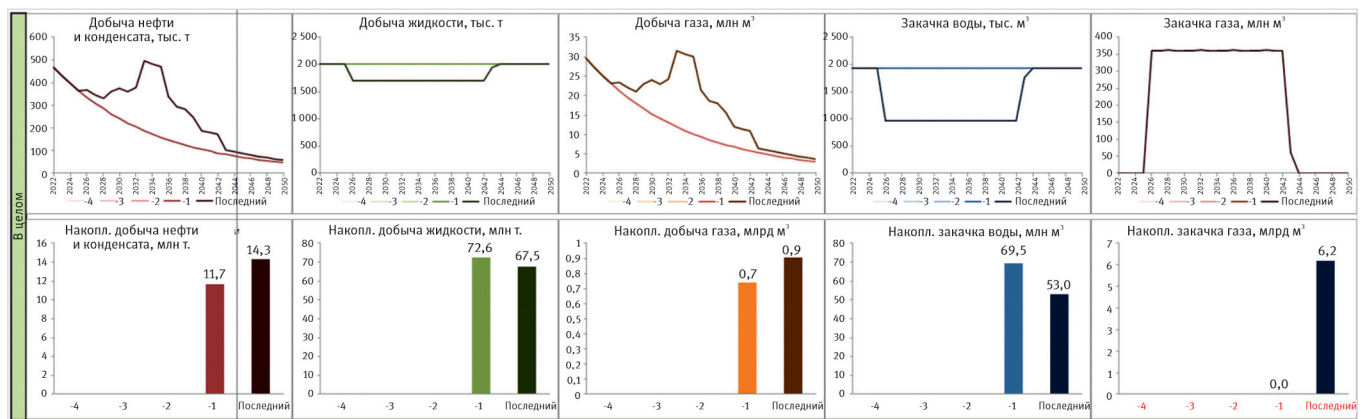


Рис. 3. Сопоставление базового варианта и варианта с ВГВ (пример расчета)
Fig. 3. Comparison of the basic option and the option of water and gas exposure (calculation example)

Табл. 3. Сопоставление результатов расчета эффективности ВГВ в ПМ «РН-МУН ГАЗ» и секторных ГДМ
Tab. 3. Comparison of the results of calculating the effectiveness of water and gas exposure in the “RN-MUN GAS” software module and sector hydrodynamic models

Объект разработки	Способ оценки	ВГВ CO ₂		ВГВ УВ газ	
		Удельная доп. добыча нефти	Прирост КИН	Удельная доп. добыча нефти	Прирост КИН
		т/1 000 м ³ газа	доли ед.	т/1 000 м ³ газа	доли ед.
1	Секторная ГДМ, прокачка газом 0,5 НСРВ	0,92	0,109	0,19	0,022
	РН-МУН ГАЗ	0,86	0,103	0,29	0,034
2	Секторная ГДМ, прокачка газом 0,5 НСРВ	0,44	0,059	0,18	0,024
	РН-МУН ГАЗ	0,54	0,060	0,19	0,021
3	Секторная ГДМ, прокачка газом 0,5 НСРВ	0,63	0,072	0,34	0,039
	РН-МУН ГАЗ	0,62	0,069	0,30	0,033
4	Секторная ГДМ, прокачка газом 0,5 НСРВ	0,67	0,140	0,22	0,034
	РН-МУН ГАЗ	0,71	0,132	0,25	0,041
5	Секторная ГДМ, прокачка газом 0,5 НСРВ	0,52	0,109	0,23	0,036
	РН-МУН ГАЗ	0,65	0,103	0,26	0,040
6	Секторная ГДМ, прокачка газом 0,5 НСРВ	0,72	0,150	0,45	0,070
	РН-МУН ГАЗ	0,80	0,159	0,51	0,063

применяются упрощенные формулы, которые не могут в полной мере учесть нюансы гидродинамического моделирования. Этот интервал оценивается на уровне 10 %, что вполне приемлемо для упрощенных моделей. Также необходимо учитывать, что модельные или экспресс-расчеты по формулам должны быть обрискованы с учетом реально возможных отклонений от проектных режимов закачки и динамики фонда скважин при промышленном применении.

Инструмент был опробован для прогнозирования эффективности применения водогазового воздействия на объектах уникального месторождения ПАО «НК «Роснефть». Сравнение результатов расчетов в ПМ «РН-МУН ГАЗ» и результатов расчетов на секторных ГДМ показывает высокую степень сходимости (табл. 3). В отличие от работы [2], где расчеты оценки прироста КИН проводились на ГДМ элемента разработки с единичными скважинами, в таблице 3 приведены результаты по участкам с достаточным фондом скважин и уникальной геологией пластов, что дополнительно подтверждает возможность расчетов показателей разработки при ГМУН с использованием аналитических зависимостей для расчета профилей и корреляций при первичном расчете прироста КИН.

Заключение

Таким образом, использование реализованной в ПМ «РН МУН-ГАЗ» методики в полной

мере подтверждается результатами фактического применения ВГВ на месторождениях и характеризуется высокой степенью сходимости с расчетами на детальных ГДМ. Это позволяет применять созданный ПМ для экспресс-оценки методов ВГВ на месторождениях, в том числе на поздней стадии разработки.

Программная реализация обеспечила высокую скорость расчета в сравнении с ГДМ, прозрачность предпосылок расчета и удобный интерфейс анализа результатов. В дальнейшем планируется перенос разработанных алгоритмов в линейку корпоративного программного обеспечения. Следующим шагом развития программы авторы ставят задачу реализации экспертного расчета технологии Huff and Puff.

Итоги

Созданный программный модуль был опробован для прогнозирования эффективности применения водогазового воздействия на объектах уникального месторождения ПАО «НК «Роснефть». Сравнение результатов расчетов программного модуля с результатами расчетов на гидродинамических моделях показывает высокую степень сходимости.

Выводы

Реализованный подход показал возможность применения аналитических методов для технико-экономической оценки потенциальной возможности закачки газа на объекте

с минимально необходимым количеством входных данных.

Литература

1. Афонин Д.Г., Ручкин А.А., Зимин П.В., Кобяшев А.В., Морозовский Н.А., Торопов К.В., Савенков С.А. Модуль «РН-МУН ГАЗ». Свидетельство № RU 2022681411. Государственная регистрация программы для ЭВМ. Правообладатель: ООО «ТННЦ». 2022, 1 с.
2. Аржиловский А.В., Афонин Д.Г., Ручкин А.А., Кобяшев А.В., Морозовский Н.А., Торопов К.В. Экспресс-оценка прироста коэффициента извлечения нефти в результате применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9. С. 63–67.
3. Афонин Д.Г., Левагин С.А., Морозовский Н.А., Ручкин А.А., Торопов К.В., Федоров К.М. Системный подход к ранжированию потенциальных объектов для применения газовых методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2021. № 10. С. 69–75.
4. Степанов А.В., Поспелова Т.А., Зимин П.В. Разработка аналитических алгоритмов для оценки показателей разработки и оптимизации программы бурения с учетом целевых уровней добычи и геолого-технических мероприятий // Нефтепромысловое дело. 2020. № 2. С. 25–31.

ENGLISH

Results

The created software module was tested to predict the effectiveness of the use of water and gas exposure at the facilities of the unique field of Rosneft Oil Company. A comparison of the calculation results of the software module with the results of calculations based on hydrodynamic models shows a high degree of convergence.

References

1. Afonin D.G., Ruchkin A.A., Zimin P.V., Kobyashev A.V., Morozovsky N.A., Toropov K.V., Savenkov S.A. Module “RN-MUN GAS”. № RU2022681411 Russian Federation. State registration of a program for electronic computers or a database. Copyright holder of “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia. Publ., 2022, 1 p. (In Russ).
2. Arzhilovsky A.V., Afonin D.G., Ruchkin A.A.,

- Kobyashev A.V., Morozovsky N.A., Toropov K.V. Express assessment of the increase in the oil recovery as a result of water-alternating-gas technology application. Oil industry, 2022, issue 9, P. 63–67. (In Russ).
3. Afonin D.G., Levagin S.A., Morozovsky N.A., Ruchkin A.A., Toropov K.V., Fedorov K.M. System approach to ranking potential objects for applying gas methods of enhanced oil recovery. Oil industry, 2021,

issue 10, P. 69–75. (In Russ).

4. Stepanov A.V., Pospelova T.A., Zimin P.V. Development of analytical algorithms for evaluating indicators of development and optimization of a drilling program taking into account target levels of production and geological technical measures. Oilfield Engineering, 2020, issue 2, P. 25–31. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Афонин Денис Геннадьевич, к.т.н., старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ручкин Александр Альфредович, к.т.н., старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Зимин Петр Валерьевич, к.т.н., главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: pvzimin@tnnc.rosneft.ru

Afonin Denis Gennadievich, ph.d. of engineering sciences, senior expert, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Ruchkin Alexander Alfredovich, ph.d. of engineering sciences, senior expert, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Zimin Peter Valerievich, ph.d. of engineering sciences, chief engineer of the project, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: pvzimin@tnnc.rosneft.ru