

Компьютерное моделирование процесса водогазового воздействия на опытном участке пласта $Aч_3$ Восточно-Перевального месторождения

В.И. Дарищев

к.т.н., заместитель генерального директора по науке и инновационной деятельности¹

И.А. Ахмадейшин

руководитель группы мониторинга проектов по разработке трудноизвлекаемых запасов¹
iakhmadeishin@ritek.ru

В.А. Дедечко

специалист отдела научно-исследовательских, опытно-конструкторских и опытно-промышленных работ¹, аспирант²,
vdedechko@ritek.ru

С.А. Власов

к.т.н., директор³

Д.Т. Миронов

с.н.с.³

Dmitri.Mironov@TNS-Simcor.com

А.М. Полищук

к.т.н., заместитель директора³

alexanderpol@yandex.ru

¹ОАО «РИТЭК», Москва, Россия

²РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

³АНО НТО «ИТИН», Москва, Россия

В предлагаемой работе представлены результаты математического моделирования закачки углеводородного газа на Восточно-Перевальном нефтяном месторождении (восточный купол) Западной Сибири, где с декабря 2008 года ОАО «РИТЭК» проводило опытно-промышленные работы по водогазовому воздействию (ВГВ). Целью данной работы являлось создание цифровой гидродинамической модели и выбор оптимальных вариантов разработки для опытного участка Восточно-Перевального месторождения с использованием результатов исследований ядра, с учетом возникающих эффектов гистерезиса относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и роли заземленного газа [1].

Запасы нефти Восточно-Перевального месторождения из-за сложного геологического строения отнесены к трудноизвлекаемым. Залежь $Aч_3$ Восточно-Перевального месторождения массивная, сводовая, водоплавающая, литологически-экранированная. Эффективные нефтенасыщенные толщины по площади залежи составляют в среднем 10,2 м.

Для математического моделирования был выбран опытный участок нагнетательной скважины № 480. Данная скважина была введена в эксплуатацию в августе 2006 г. и до августа 2008 г. находилась в добывающем фонде. С декабря 2008 по февраль 2010 гг. в скважину №480 осуществлялась закачка углеводородного газа (природный газ+ПНГ), а с февраля по июнь 2010 г. — закачка воды. Далее в июле 2010 г. скважину вновь перевели под нагнетание газа, которое продолжалось до конца июня 2013 г.

Эта дата была взята в качестве исходной точки для проведения расчетов.

Для моделирования процесса закачки газа в пласт $Aч_3$ Восточно-Перевального месторождения в районе скважины №480 была создана изотермическая композиционная секторная гидродинамическая модель в симуляторе E300 ECLIPSE Schlumberger [2].

Внутри общей модели выделена область, включающая только один элемент обращенной девятиточечной системы разработки с нагнетательной скважиной №480 в центре,

по которому подготовлена секторная модель. Расположение скважин на карте эффективных нефтенасыщенных толщин представлено на рис. 1.

Выбранный участок является характерным по геолого-физическим параметрам пласта. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) по гидродинамической модели пласта $Aч_3$ в пределах водонефтяного контакта (ВНК) представлены в таб. 1.

Начальная пластовая температура пласта составляет 92,2°C, начальное пластовое давление — 255 атм. Вязкость нефти — 0,62 сПз, плотность нефти — 847 кг/м³. Давление насыщения нефти газом — 9,8 МПа, растворимость газа в нефти — 87 м³/м³.

За основу секторной модели была взята адаптированная гидродинамическая модель с исходным размером ячеек (как в геологической, так и в гидродинамической моделях) 100x100 м. Для моделирования процесса закачки ВГС размеры ячеек сетки были уменьшены и составили 50x50 м с локальным измельчением ячеек в районе между нагнетательной и добывающими скважинами в зоне влияния закачки ВГС.

В расчетах принималось, что скважины участка работают в режиме с заданными отборами по жидкости, соответствующими фактическим средним историческим отборам. Ограничение по забойному давлению ($P_{заб}$) принималось равным на нагнетательных скважинах — 39 МПа, на добывающих скважинах — 10 МПа. Во всех вариантах критериями отключения интервалов перфораций добывающих скважин выступали превышение обводненности продукции с данного интервала до 98% и газового фактора до 5000 нм³/м³.

В качестве основного регулируемого параметра воздействия было выбрано — водогазовое отношение (ВГО). Рассматривались следующие варианты:

Вариант 1

С учетом гистерезиса ОФП (по модели Джаргона) предполагает закачку ВГС в нагнетательную скважину №480 с ВГО 0,005 (газосодержание (ГС) 36%) при постоянном $P_{заб} = 39,0$ МПа и без ограничения объема закачки смеси. Отбор нефти по скважинам участка ОПР также ведется с исторически сложившимися забойными давлениями.

Для оценки влияния гистерезиса ОФП закачка ВГС ведется циклами

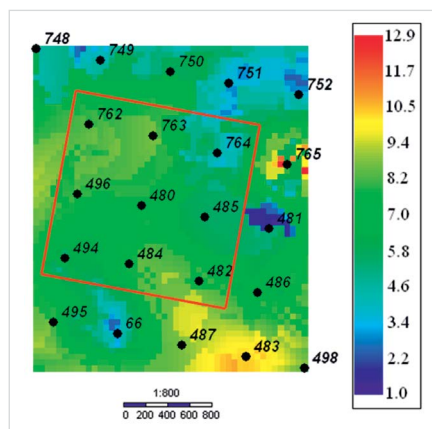


Рис. 1 — Участок ВГВ на карте эффективных нефтенасыщенных толщин по гидродинамической модели

Параметр	min	max	Среднее	Стандартное отклонение
Проницаемость, мД	2	508	62	85
Пористость, д.ед.	0,01	0,21	0,17	0,02
Доля коллектора, д.ед.	0,03	1,00	0,65	0,22
Начальная нефтенасыщенность, д.ед.	0,00	0,70	0,52	0,11

Таб. 1 — ФЕС по гидродинамической модели пласта $Aч_3$ в пределах ВНК

В данной работе приводится обоснование применения метода закачки водогазовой смеси (далее – ВГС) для повышения нефтеотдачи пластов и утилизации добываемого попутного нефтяного газа.

Материалы и методы

Математическое моделирование, результаты опытно-промышленных работ.

Ключевые слова

водогазовое воздействие, повышение нефтеотдачи, водогазовая смесь, гидродинамическая модель

продолжительностью в один год, в течение периода до 2030 г., когда поровый объем закачки агентов составит 35% порового объема участка воздействия, затем переход на закачку воды до 2052 г. Чередование закачки смеси и воды в цикле — 1 год ВГС +1 год вода, всего 9 циклов закачки.

Вариант 2

Вариант без учета гистерезиса ОФП предполагает закачку ВГС в нагнетательную скважину №480 с ВГО 0,005 (ГС 36%). Параметры закачки аналогичны варианту с гистерезисом для их сравнения.

Вариант 3

С учетом гистерезиса ОФП (по модели Киллоу) предполагает закачку ВГС в нагнетательную скважину №480 с ВГО 0,005 (ГС 36%). Параметры закачки аналогичны вариантам 1 и 2.

Вариант 4 (базовый — закачка воды)

В нагнетательную скважину №480 прекращается закачка газа и в течение всего расчетного периода (до 2052 г.) закачивается вода при $P_{заб} = 39,0$ МПа.

Вариант 5 (закачка газа)

Предполагает продолжение разработки участка ОПР с закачкой газа в нагнетательную скважину №480 при постоянном

$P_{заб} = 39,0$ МПа и с ограничением по максимальному объему закачки газа 100 тыс. м³/сут. Закачка газа ведется в течении всего расчетного периода до 2052 г., когда поровый объем закачки агентов составит 130% порового объема (PV) участка воздействия.

Вариант 6–11

При проведении этой серии расчетов рассматривались различные варианты закачки ВГС с различным ВГО и без ограничения объема закачки газа. Забойное давление закачки во всех вариантах было постоянным и составляло $P_{заб} = 39,0$ МПа. Расчетный период во всех вариантах составлял 2013–2030 гг. Параметры вариантов представлены в таб. 2.

Вариант 12

С учетом гистерезиса ОФП предполагает переход с закачки газа на циклическую закачку ВГС с ВГО 0,005 (ГС 36%) при постоянном $P_{заб} = 39,0$ МПа и без ограничения объема закачки газа. Для оценки влияния различных циклов закачки ВГС с учетом гистерезиса ОФП закачка ведется циклами продолжительностью в 3+1 год, в течение периода до 2030 г., когда поровый объем закачки агентов составит 37% порового объема участка воздействия, затем переход на закачку воды до 2052 г. Чередование закачки ВГС и воды в цикле — 3 года ВГС +1 год вода, всего 5 циклов закачки.

Вариант 13

С учетом гистерезиса ОФП предполагает переход с закачки газа на постоянную закачку ВГС с ВГО 0,005 (газосодержание 36%) при постоянном $P_{заб} = 39,0$ МПа и без ограничения объема закачки газа. Закачка ВГС ведется в течение периода до 2030 г., когда поровый объем закачки агентов составит 39% порового объема участка воздействия, затем переход на закачку воды до 2052 г.

На этапе 1 (расчетные варианты 1 и 2) проведены сравнительные расчеты с учетом и без учета гистерезиса ОФП для варианта с одинаковым ВГО.

Как видно на рис. 2, накопленная добыча нефти в варианте с гистерезисом превышает на конец расчетного периода добычу по базовому варианту с заводнением более чем на 20 тыс. м³, что соответствует приросту КИН за расчетный период 40 лет на 1,6 п.п. (с 36,2% до 37,8%). За первые 18 лет закачки ВГС (конец закачки смеси — 2030 г. и переход на заводнение) прирост составил 2,5%.

Учет гистерезиса и наличие защемленного газа в коллекторе, приводит к тому, что продвижение фронта смеси происходит более равномерно, при более высоких фильтрационных сопротивлениях, и, следовательно, коэффициент охвата пласта более высокий. Это в значительной мере проявляется для более однородного и проницаемого коллектора.

В условиях высокой неоднородности пласта Ач₃ Восточно-Перевального месторождения, расчеты показали на существенную роль защемленного газа, наличие которого вызывает отключение от разработки преимущественно низкопроницаемых участков пласта. Вследствие этого фильтрация происходит в основном по высокопроницаемым каналам (зонам) хотя и с лучшим охватом, но только для части коллектора.

Таким образом, учет реальной неоднородности коллектора является важным критерием при учете процессов, происходящих в пласте, и необходим при выборе участков

№ варианта	ВГО	Газосодержание, %	Объем закачки, в % от порового объема участка	Период закачки ВГС, лет (кол-во циклов)
1 (гистерезис)	0,005	36	35	1+1 (9 циклов)
2	0,005	36	35	1+1 (9 циклов)
3 (гистерезис)	0,005	36	30	1+1 (9 циклов)
4 (вода)	1,0	0	30	0
5 (газ)	0,0	100	130	40
6	0,0005	85	62	18
7	0,001	74	48	18
8	0,005	36	35	18
9	0,01	22	32	18
10	0,05	5	31	18
11	0,1	3	30	18
12 (гистерезис)	0,005	36	37	3+1 (5 циклов)
13 (гистерезис)	0,005	36	39	постоянная закачка

Таб. 2 — Рассчитанные варианты по закачке ВГС

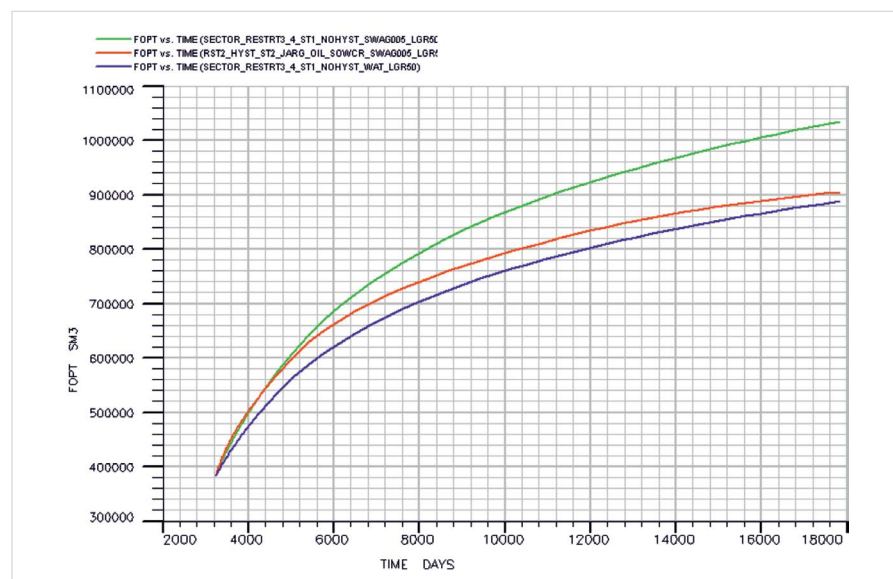


Рис. 2 — Динамика накопленной добычи нефти по вариантам с учетом (красная кривая) и без учета гистерезиса ОФП (зеленая кривая) при закачке ВГС и при заводнении (синяя кривая)

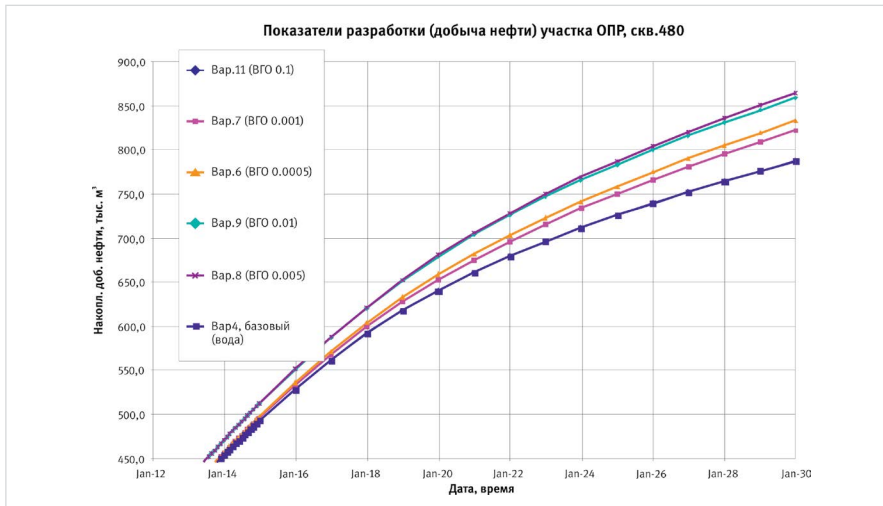


Рис. 3 — Динамика накопленной добычи нефти по вариантам с различным газосодержанием ВГС

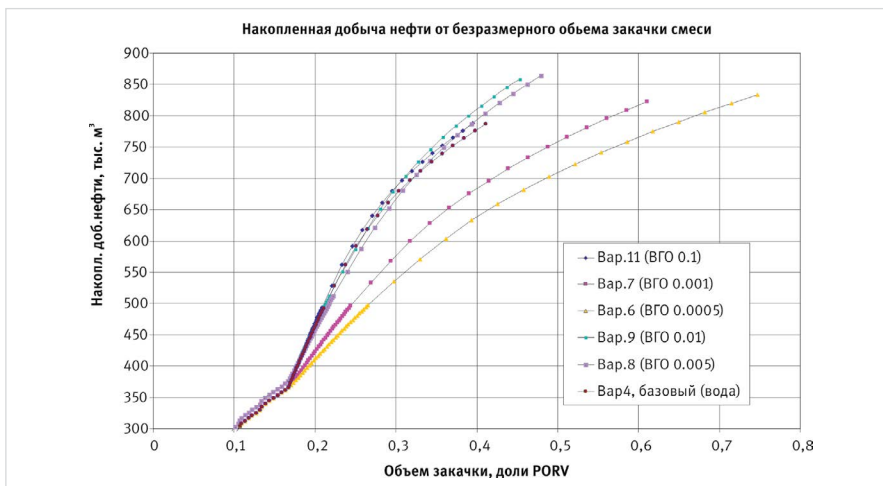


Рис. 4 — Зависимость накопленной добычи нефти от безразмерного в пластовых условиях объема закачки ВГС

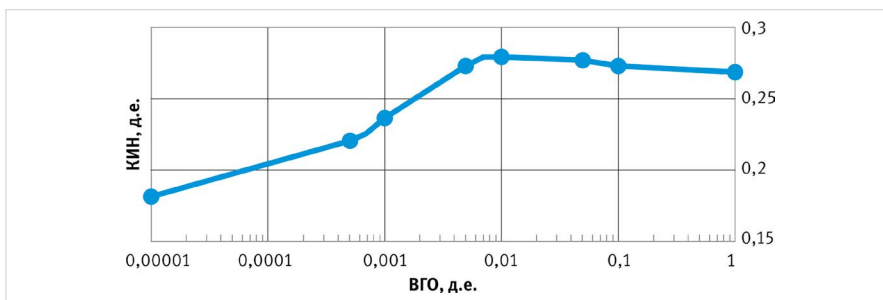


Рис. 5 — Изменение КИН при равных PV объемах закачки смеси от ВГО

Варианты (ВГО при норм. усл.)	5 (газ)	6 (0,0005)	7 (0,001)	8 (0,005)	9 (0,01)	10 (0,05)	11 (0,1)	4 (база вода)
Газосодержание смеси (пл. усл), %	100	85	74	36	22	5	3	0
Накопленная добыча нефти, тыс.м ³	883	833	822	865	859	811	788	787
PV закачки на конец расчета, д.ед.	1,30	0,62	0,48	0,35	0,32	0,31	0,30	0,30
Накопленная добыча нефти при равных пор. объемах закачки, тыс. м ³	528	638	684	794	810	801	792	778
Прирост КИН при равных объемах закачки смеси, %	-32,1	-18,0	-12,1	2,1	4,2	3,0	1,3	0,0
Прирост КИН на конец расчетного периода, %	12,2	5,9	4,5	9,8	9,1	3,0	0,1	0,0%
Накопленная добыча газа, млн м ³	381	180	133	78	64	49	46	46
Накопленная закачка газа, млн м ³	460	197	135	52	31	7	3	0
Накопленная добыча воды, тыс.м ³	928,7	947,7	990,0	970	977	1009	1025	1018
Обводненность на конец закачки, %	77,7	81,2	82,2	81,1	81,8	83,8	84,6	84,7
КИН при равных PV закачки смеси, д.ед.	0,183	0,220	0,236	0,274	0,280	0,277	0,274	0,269

Таб. 3 — Основные технологические показатели вариантов разработки участка ВГВ

воздействия для проведения ВГВ или других закачек с разнонаправленным изменением насыщенностей.

Проведенные сравнительные расчеты вариантов с учетом гистерезиса по моделям Киллоу (вариант 3) и Джаргона (вариант 1) показали, что при практически равных объемах закачки газа по модели Джаргона добывается всего на 2,5% больше нефти (КИН больше на 0,6% п.п.). В целом разница по моделям незначительна и определяется в основном несколько более высокой добычей по модели Джаргона, в которой за счет ввода нормализованного коэффициента, отвечающего за переход между дренажем и пропиткой, расчет величин ОФП имеет несколько лучшую сходимость.

На рис. 3–5 приведены технологические показатели разработки шести вариантов с различными ВГО от 0,0005 до 0,1 (газосодержание от 85% до 3%) и базового варианта с закачкой воды. Из приведенных данных видно, что варианты с максимальной добычей 8 (ВГО 0,005) и 9 (ВГО 0,01) значительно превышают по накопленной добыче базовый вариант с заводнением (вариант 4) более чем на 70 тыс. м³, что соответствует приросту КИН за расчетный период на 9 п.п. (рис.3). Зависимость накопленной добычи нефти от безразмерного в пластовых условиях объема закачки ВГС приведена на рис. 4.

Данная характеристика при воздействии с закачкой ВГС является определяющей для экономических оценок процесса, поэтому рассмотрим ее более детально. Видно, что лучшие по данному показателю варианты 8 (ВГО 0,005, ГС 36%) и 9 (ВГО 0,01, ГС 22%) значительно превышают по накопленной добыче, на одинаковый объем закачки смеси, варианты с газосодержанием более 50%. Разница в добыче нефти на одинаковый объем закачки смеси PV=0,3, составляет более 150 тыс. м³, что показывает эффективность вариантов 8 и 9.

Основные сводные технологические показатели вариантов разработки опытного участка на конец расчетного периода приведены в таб. 3.

Изменение КИН по вариантам с различными ВГО показана на рис. 5. Видно, что максимальная величина нефтеотдачи за расчетный период соответствует вариантам с ВГО от 0,005 до 0,05. Увеличение КИН по сравнению с закачкой только газа (ВГО=0) составляет в абсолютных величинах 10 п.п. или около 50%. По сравнению с закачкой воды увеличение КИН составляет около 9,1% на конец расчетного

периода и 4,2% на равные поровые объемы закачки смеси, составившие 0,4 порового объема участка воздействия ВГС.

Ниже на рисунках показано распределение различных параметров процесса закачки ВГС на характерные моменты времени.

На поперечном срезе секторной модели, проходящим через нагнетательную скважину №480, приведено распределение исходных характеристик коллектора по проницаемости (рис. 6), изменение нефтенасыщенности на начало закачки ВГС (рис. 7) и на 1 января 2024 (рис. 8) для варианта с ВГО 0,001.

Из приведенных рисунков видно, что при закачке ВГС выработка запасов проходит равномерно и охватывает значительную часть зоны воздействия.

По результатам расчетов на 2-м этапе определены оптимальные ВГО и газосодержание смеси, и в дальнейших вариантах № 12 и № 13 проводилась закачка уже при одном ВГО=0,005 (ГС=36%) определенными циклами (1 год, 3 года и постоянно) соответствующими 0,18, 0,20 и 0,22 поровых объема (PV) пласта участка воздействия.

На 3-м этапе проводились расчеты вариантов по определению оптимальных циклов закачки ВГС для получения максимальной величины КИН на участке ВГВ после проведения предварительной закачки газа. Варианты рассчитывались с учетом гистерезиса ОФП. Проведено чередование закачки смеси и воды за период 18 лет (затем переход на закачку воды): 1 год ВГС +1 год вода (вариант 1), 3 года ВГС +1 год вода (вариант 12), постоянная закачка ВГС (вариант 13) и затем переход на закачку воды.

При оценке общего объема оторочки необходимо учитывать предварительно закачанный в пласт газ в объеме 55,7 млн м³, составляющий 17% порового объема (PV) участка воздействия, который затем продвигается по пласту оторочкой ВГС, тогда поровые объемы по вариантам составят соответственно 0,35, 0,37 и 0,39 поровых объемов (PV) участка ВГВ.

На рис. 10 и 11 приведены технологические показатели разработки трех вариантов с циклами 1 год, 3 года и при постоянной закачке ВГС до 2030 г. с ВГО 0,005 (ГС 36%). Из рисунков видно, что разница в добыче нефти по вариантам за расчетный период до 2052 г., незначительная, и составляет около 10 тыс. м³. Общий объем закачки ВГС сохраняется на близком уровне, пластовое давление также остается постоянным. Различия

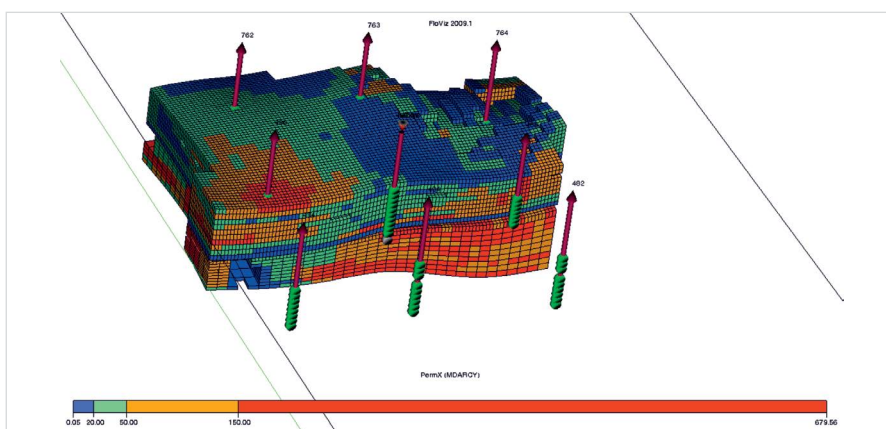


Рис. 6 – Распределение проницаемости на участке закачки ВГС

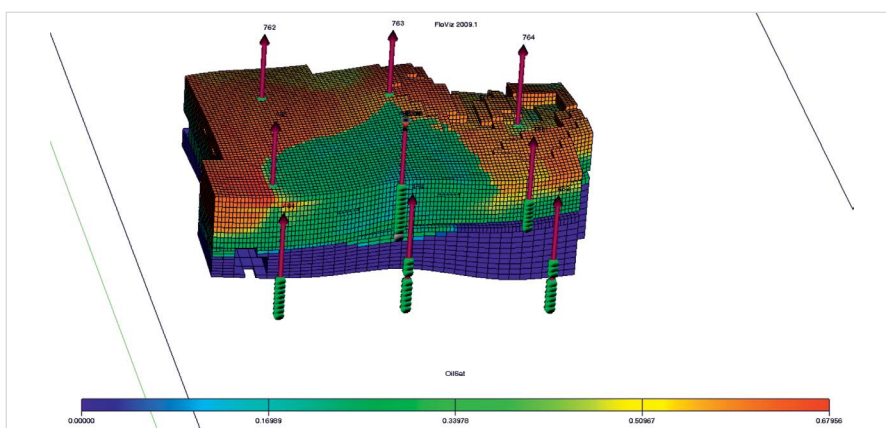


Рис. 7 – Распределение нефтенасыщенности на начало закачки ВГС

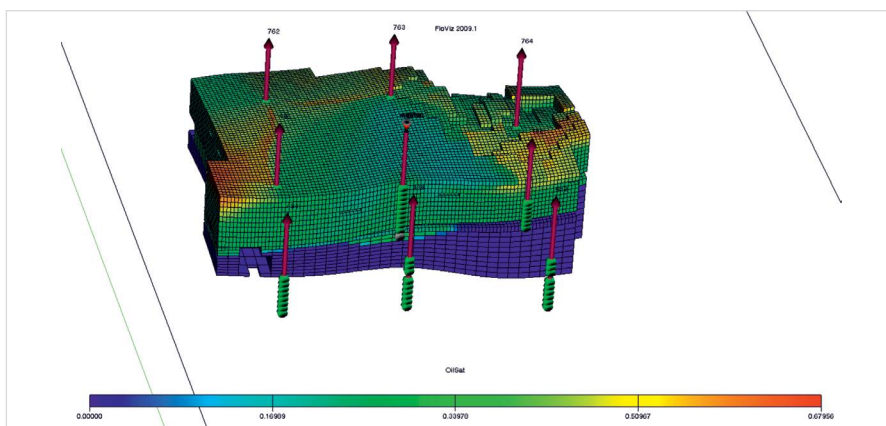


Рис. 8 – Распределение нефтенасыщенности в завершении закачки ВГС

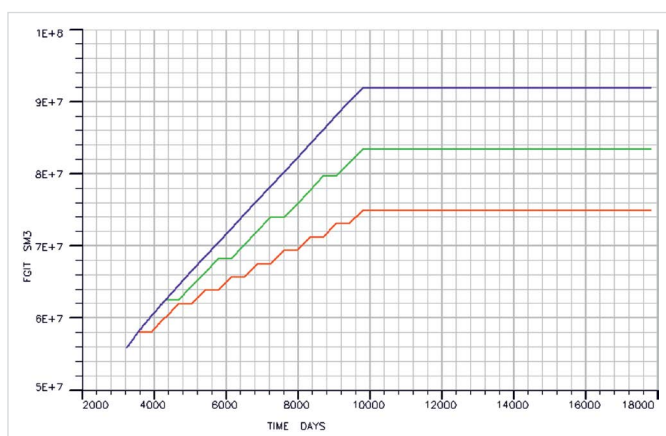


Рис. 10 – Динамика накопленной закачки газа по вариантам с циклами закачки ВГС-1 год (красный цвет), 3 года (зеленый), постоянная закачка (синий)

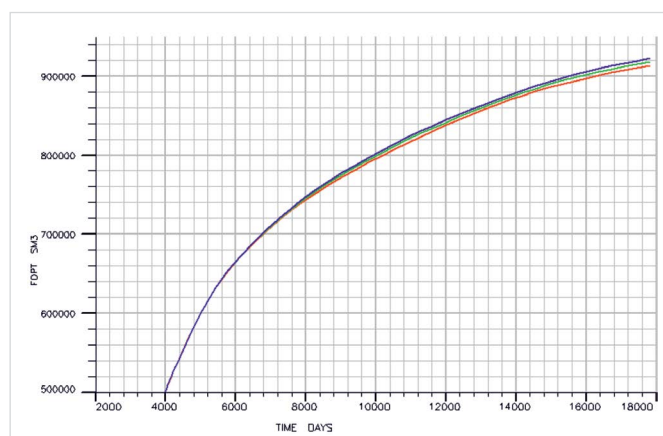


Рис. 11 – Динамика накопленной добычи нефти по вариантам с циклами закачки ВГС-1 год (красный цвет), 3 года (зеленый цвет), постоянная закачка (синий)

наблюдается только в накопленной закачке газа — рост при постоянной закачке составил более 20%.

Таким образом, при определении оптимального варианта по максимальной нефтеотдачи, вариант с закачкой ВГС с циклом 3 года (соответствует 0,2 поровых объема пласта участка воздействия) наиболее эффективный, так как имеет меньший объем закачки смеси и близкий к максимальному объем добычи нефти, что отразится на лучших экономических показателях варианта.

Отсутствие большего прироста добычи нефти при большей закачке ВГС определяется тем фактом, что сформированный в пласте объем смеси (включая предварительно закачанный газ в объеме 55,7 млн м³) и закачанный после начала ВГВ объем ВГС (18–22% PV) достаточен для формирования устойчивой оторочки (при данном ВГО соотношении), которая продвигается равномерно (проталкивается смесью и, или просто водой) и позволяет сохранить высокий охват пласта воздействием до окончания расчетного периода.

Итоги

В результате были подобраны наиболее оптимальные варианты закачки водогазовой смеси (ВГС) для получения максимальной

нефтеотдачи при реализации водогазового воздействия

Выводы

1. Установлено, что наиболее оптимальными вариантами для закачки являются ВГС со следующими параметрами: водогазовое отношение (ВГО) = 0,005 при газосодержании (ГС) = 36% и ВГО = 0,01 при ГС = 22%.
2. Достигнутая в этих вариантах расчетная дополнительная добыча нефти (по сравнению с заводнением) составила более 70 тыс. м³.
3. Прирост КИН в варианте с закачкой ВГС и учетом гистерезиса ОФП за расчетный период составил 2,5 % по сравнению с заводнением.
4. Показано, что с учетом гистерезиса ОФП и при наличии заземленного газа в коллекторе, продвижение фронта происходит более равномерно, и при более высоких фильтрационных сопротивлениях для смеси. Для более однородного и проницаемого коллектора учет гистерезиса ОФП, приводит в итоге к росту КИН на 3–4 п.п. за счет увеличения охвата пласта.
5. В полномасштабной модели пласта за счет высокой неоднородности часть пор

(преимущественно низкопроницаемая) часть коллектора отключается из выработки из-за заземления газа, и ускоренная фильтрация происходит в основном по высокопроницаемым пропласткам, хотя и с лучшим охватом, но только по части коллектора.

6. Расчеты, проведенные без учета гистерезиса ОФП, приводят к некорректному увеличению относительной фазовой проницаемости для газа после циклов закачки воды.
7. Анализ расчетов с циклами закачки показал, что при определении оптимального варианта о по максимальной нефтеотдачи, вариант с закачкой ВГС с циклом 3 года имеет меньший объем закачки и близкий к максимальному объем добычи нефти.

Список используемой литературы

1. Кокорев В., Карпов В., Дарищев В., Ахмадейшин И., Бугаев К., Дедечко В., Щеколдин К., Полищук А., Шеляго Е., Язынина И. Гистерезис фазовых проницаемостей при водогазовом воздействии на нефтяной пласт. SPE-171224-RU, Москва, 2014.
2. ECLIPSE Technical Description, Schlumberger, 2009. С. 519–538.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

WAG simulation on Ach₃ test area Vostochno-Perevalny oilfield

UDC 622.276

Authors:

Victor I. Darishchev — Ph.D., deputy general director for science and innovation¹

Ildar A. Akhmadeishin — head of group for monitoring of HTR reserves development projects¹; iakhmadeishin@ritek.ru

Vasily A. Dedechko — specialist of research and development and pilot work department¹, postgraduate²; vdedechko@ritek.ru

Sergey A. Vlasov — Ph.D., director³

Dmitry T. Mironov — lead researcher³

Alexander M. Polishchuk — Ph.D., deputy director³

¹RITEK, Moscow, Russian Federation

²Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation

³Rusnanonet, Moscow, Russian Federation

Abstract

In this paper presented results of mathematical simulation of WAG on Vostochno-Perevalny oilfield (East dome) of Western Siberia, where were conducted field WAG trials by Ritek since December 2008. The aim of this work is creation the digital and hydrodynamic model and choice an option to development a test area of Vostochno-Perevalny oilfield with application results of core research and taking into account hysteresis effects of relative permeability and role of occluded gas. It were added the arguments to application the WAG method to increasing oil recovery and APG utilization.

Materials and methods

Simulation, industrial experiment works.

Results

It was chosen more optimal variants of WAG to obtaining maximum oil recovery during WAG.

Conclusions

1. It was found that the best option for injection is water-gas mixture with the following parameters: water and gas ratio = 0.005 at the gas content = 36% and water gas ratio = 0.01 at gas content = 22%.
2. Achieved precalculated extra oil recovery (comparison on water flooding) is more than 70000 m³.
3. Incremental of oil recovery rate is 2,5% in WAG taking into account hysteresis of relative permeability on base period with comparison on water flooding.
4. It is shown that taking into account hysteresis effects of relative permeability and occluded gas in reservoir, the frontal advance is more uniform, also if is there more filtration resistance of mixture. For more uniform and permeable collector accounting the hysteresis of relative permeability leads eventually to an increase in oil recovery by 3–4 percentage points by

increasing the sweep.

5. The full-scale model of the reservoir due to the high inhomogeneity of the pores (mainly low permeability) the part of reservoir is disconnected from the development because of occluded gas, and express filtering occurs mainly in highly permeable streaks, albeit with the best coverage, but only on the part of the collector.
6. Calculation, conducted without taking into account hysteresis of relative permeability, leads to incorrect increasing the hysteresis effects of relative permeability for gas after water injections.
7. Analysis of calculations with water injection periods shown, that the option with WAG and 3 years period has smaller injection volume and maximum oil recovery rate.

Keywords

WAG, increase oil recovery, water-gas mixture, hydrodynamic water

References

1. Kokorev V., Karpov V., Darishchev V., Akhmadeyshin I., Bugaev K., Dedechko V., Shchekoldin K., Polishchuk A., Shelyago

E., Yazygina I. *Gisterezis fazovykh pronitsaemostey pri vodogazovom vozdeystvii na neftyanoy plast* [Hysteresis of relative permeabilities in water-gas

- stimulation of oil reservoirs]. Proceedings SPE-171224-RU, Moscow, 2014.
2. ECLIPSE Technical Description, Schlumberger, 2009, pp. 519–538.