



УДК 622.276.652(470.13)

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН ВЕРХНЕПЕРМСКОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

М.Б. Савчик, Д.В. Ганеева, А.В. Распов

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614015, Россия, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

IMPROVEMENT OF THE EFFICIENCY OF CYCLIC STEAM STIMULATION OF WELLS IN THE UPPER PERMIAN DEPOSIT OF THE USINSKOYE FIELD BASED ON THE HYDRODYNAMIC MODEL

Maksim B. Savchik, Daria V. Ganeeva, Aleksei V. Raspopov

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 17.02.2020. Принята / Accepted: 15.04.2020. Опубликовано / Published: 15.06.2020

Ключевые слова:

повышение эффективности, нефтяная залежь, высоковязкая нефть, гидродинамическая модель, моделирование, симулятор, пароциклическая обработка, термические методы, тепловое воздействие, оптимальные технологические параметры, закачка пара, выдержка, добыча, прогрев, оптимизация, нефтеотдача пласта, рентабельность.

Key words:

efficiency improvement, oil deposit, high-viscosity oil, hydrodynamic model, simulation, cyclic steam stimulation, thermal methods, thermal treatment, optimal process parameters, steam injection, soaking, production, heating, optimisation, reservoir oil recovery, profitability.

Разработка верхнепермской залежи высоковязкой нефти планируется с применением термических методов увеличения нефтеотдачи – пароциклических обработок скважин.

При моделировании залежи должен использоваться симулятор, который позволяет рассчитывать изменения тепловых свойств флюидов породы, а также решать уравнения тепломассопереноса. Моделирование пароциклических обработок производилось в CMG STARS – это численный симулятор обширного спектра применения, в том числе он может использоваться и для моделирования тепловых процессов.

Пароциклическая обработка проходит в три основных стадии: период закачки пара; период выдержки; период добычи.

Расчетным путем осуществлен подбор количества циклов на основе оптимальной работы скважины. Для определения оптимального количества проведены расчеты с 7, 5 и 3 циклами. Также выполнен прогнозный расчет работы скважины без пароциклических обработок. По результатам расчета выявлен режим с наибольшей накопленной добычей нефти.

При оценке эффективности пароциклических обработок скважин при помощи гидродинамического моделирования получены зависимости от ряда геолого-физических параметров, таких как степень сухости пара, толщина пласта, темп закачки пара, продолжительность пропитки.

По результатам численных экспериментов сделаны выводы и даны рекомендации по индивидуальным подходам к выбору оптимальных параметров пароциклических обработок для каждой отдельной скважины, с учетом ее строения и особенностей.

С помощью факторного анализа выбраны наиболее оптимальные параметры для пароциклической обработки скважин верхнепермской залежи Усинского месторождения. В качестве сравнения рассчитано три прогнозных варианта работы скважины.

Выполнена оценка технико-экономических показателей эффективности вариантов эксплуатации скважин верхнепермской залежи Усинского месторождения, предусматривающих работу скважин в условиях естественного режима и проведение многократных пароциклических обработок при базовом и рекомендуемом вариантах.

The development of Upper Permian deposit of high-viscosity oils is planned with the use of thermal methods of oil recovery enhancement: cyclic steam stimulation of wells.

A simulator allowing to calculate changes in thermal properties of rock fluids, as well as to solve the equations of heat and mass transfer should be used for reservoir simulation. Cyclic steam treatment was simulated using CMG STARS, a numerical simulator with a wide range of applications, including simulation of thermal processes.

The cyclic steam stimulation takes place in three main stages: the steam injection phase; the soak phase; and the production phase.

The number of cycles were selected by calculation based on the optimal operation of a well. Calculations with 7, 5 and 3 cycles were conducted to determine the optimal number of cycles. Prediction calculations of the well operation without steam cycling stimulations were conducted, as well. The calculation results revealed the operation mode with the highest cumulative oil production.

When estimating the efficiency of cyclic steam stimulation of wells using hydrodynamic simulation, dependencies on a number of geological and physical parameters, including steam dryness, formation thickness, steam injection rate, and impregnation duration, were obtained.

By the results of numerical experiments, conclusions have been made and recommendations have been given on individual approaches to selection of optimal parameters of cyclic steam stimulation for each individual well, subject to its structure and features.

Using factor analysis, the most optimal parameters for cyclic steam stimulation of wells of Upper Permian deposit of Usinskoye field were selected. For reference, three predicted options of well operation were calculated.

Technical and economic indicators of the efficiency of the well operation options in Upper Permian deposit of Usinskoye field, which provide for the well operation in natural conditions and multiple CSS jobs at the basic and recommended options, were estimated.

Савчик Максим Брониславович – ведущий инженер отдела создания и мониторинга гидродинамических моделей (тел.: +007 342 235 31 05, e-mail: maksim.savchik@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Ганеева Дарья Владимировна – инженер 1-й категории отдела создания и мониторинга гидродинамических моделей (тел.: +007 342 233 78 86, e-mail: Darya.Ganeeva@pnn.lukoil.com).

Распов Алексей Владимирович – кандидат технических наук, заместитель директора филиала по научной работе в области разработки месторождений (тел.: +007 342 219 82 92, e-mail: aleksey.raspovov@pnn.lukoil.com).

Maksim B. Savchik (Scopus ID 49964275000) – Lead Engineer of the Division for the Creation and Monitoring of Hydrodynamic models (tel.: +007 342 235 31 05, e-mail: maksim.savchik@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Daria V. Ganeeva – 1st category Engineer of the Division for the Creation and Monitoring of hydrodynamic models (tel.: +007 342 233 78 86, e-mail: Darya.Ganeeva@pnn.lukoil.com).

Aleksei V. Raspopov (Scopus ID 30267829600) – PhD in Engineering, Deputy Director of the Branch for Scientific Work in the Area of Field Development (tel.: +007 342 219 82 92, e-mail: aleksey.raspovov@pnn.lukoil.com).

Введение

Значительная доля геологических запасов месторождений Республики Коми представлена высоковязкой нефтью. Эффективная выработка этих запасов возможна при реализации термических методов повышения нефтеотдачи. Из общего количества известных методов, целью которых является тепловое воздействие на продуктивные пласты, эффективной является пароциклическая обработка (ПЦО). Метод успешно опробован на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения и на залежи ассельско-сакмарского яруса Осваньюрского месторождения. Однако в условиях высокой стоимости данного мероприятия (цена стационарных парогенераторов (ПГ), стоимость их монтажа и обвязки, обвязки устьев нагнетательных скважин, а также строительства проектных скважин) актуальным представляется его грамотное планирование, включающее не только обоснованный выбор скважин-кандидатов для воздействия, но и оптимизацию технологических параметров проведения самой операции (количество циклов обработки, степень сухости пара, темп закачки пара, продолжительность пропитки и т.д.). Решение указанной задачи может быть выполнено с использованием геолого-гидродинамической модели.

Приведены результаты исследования, целью которого являлось обоснованное планирование пароциклических обработок скважин верхнепермской залежи (P2u-IV) Усинского месторождения насыщенной высоковязкой нефтью с использованием геолого-гидродинамической модели.

Исходные данные

Процесс создания трехмерной цифровой гидродинамической модели состоит из ряда последовательных этапов с характерными методами, процедурами и промежуточными результатами.

Трехмерное геологическое моделирование залежей нефти Усинского месторождения проводилось в программном комплексе IRAP RMS (компания ROXAR). Исходными данными для моделирования петрофизических параметров являлись результаты поплавковой интерпретации данных геоинформационных систем (ГИС) – кривые пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. Определение значений коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности проведено только в коллекторах. Моделирование в непроницаемой части разреза не осуществлялось.

С целью сохранения геологической неоднородности верхнепермских отложений Усинского месторождения процедура перехода от подробной геологической модели к укрупненной гидродинамической (ремасштабирование) не проводилась.

Для гидродинамической модели объекта P2u-IV выбрана изотермическая модель двухфазной трехкомпонентной фильтрации «мертвой» нефти. На обоснование выбора оказали влияние следующие факторы: отсутствие свободного газа, отсутствие закачки газа, условие, что разработка за весь период адаптации велась при пластовом давлении выше давления насыщения.

При моделировании разработки залежи P2u-IV создана изотермическая модель «нелетучей» нефти Black-Oil в формате симулятора IMEXCMG. При разработке залежи планируется проведение термических методов повышения нефтеотдачи пласта. Таким образом, в качестве расчетного модуля должен использоваться симулятор, который позволяет рассчитать изменения тепловых свойства флюидов породы, а также решать уравнения тепломассопереноса. Данным требованиям полностью удовлетворяет симулятор тепловых (неизотермических) и специальных процессов CMG STARS.

При моделировании проводилась нормировка базовых зависимостей относительных фазовых проницаемостей (ОФП), а также модификация формы кривой ОФП, исходя из фактической динамики обводнения добывающих скважин. Кривые капиллярного давления не модифицировались.

В гидродинамической модели адаптация истории производилась с учетом результатов эксплуатации девяти скважины. Задача настройки модели заключалась в воспроизведении истории разработки с 1986 г. (32 года).

Исходными данными служили [1]:

- траектории скважин, координаты забоев и пластопересечений в соответствии с геологической моделью месторождения;

- динамика дебитов нефти, воды и жидкости из базы данных в соответствии с месячной и годовой отчетностью с начала разработки по состоянию на 01.01.2019 г.;

- динамика интервалов перфораций и изоляций скважин, а также геолого-технологические мероприятия по скважинам;

- результаты промыслово-геофизических исследований добывающих скважин;

- динамика пластовых и забойных давлений по скважинам, полученных по результатам гидродинамических исследований скважин.

Внешний вид и разрез гидродинамической модели пласта P2u-IV на примере куба нефтенасыщенности представлен на рис. 1.

Для гидродинамической модели объекта P2u-IV зависимость вязкости от температуры, тепловые свойства пласта, нефти, воды использовались по аналогии с таковыми пермокарбоневой залежи Усинского месторождения. Зависимость вязкости от температуры представлена на рис. 2.

Исходные данные для моделирования ПЦО скважин в программном модуле CMG STARS приведены в табл. 1.

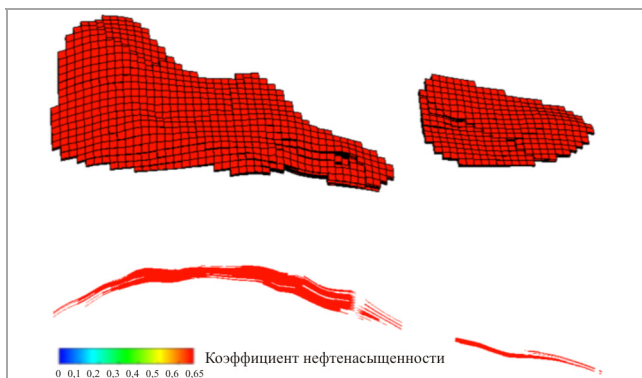


Рис. 1. Внешний вид и разрез гидродинамической модели пласта P2u-IV на примере куба нефтенасыщенности

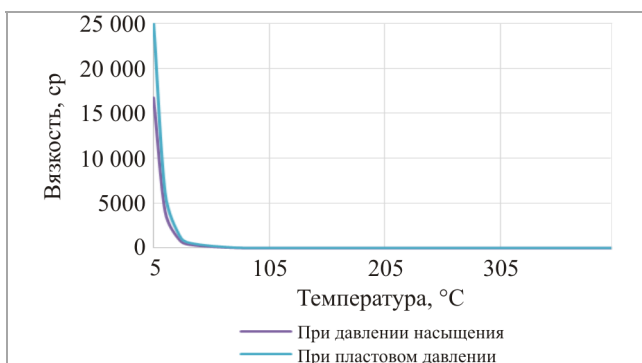


Рис. 2. Зависимость вязкости нефти от температуры

Таблица 1

Исходные данные для моделирования ПЦО

Параметр	Показатель
Свойства пласта	
Толщина, м	12 (9–14)
Горизонтальная проницаемость, мкм ²	0,760
Пористость, %	25,6
Объемная упругость, 1/кПа	$5,8 \cdot 10^{-3}$
Теплопроводность, Дж/(м·сут·°C)	$2,16 \cdot 10^5$
Теплоемкость, Дж/(м ³ ·°C)	$3,35 \cdot 10^6$
Свойства вмещающих пород	
Теплопроводность, Дж/(м·сут·°C)	$2,16 \cdot 10^5$
Теплоемкость, Дж/(м ³ ·°C)	$3,35 \cdot 10^6$
Свойства нефти	
Тип модели	«Мертвая» нефть
Молекулярная масса, кг/гмоль	0,455
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	913,0
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	242,3
Давление насыщения, МПа	3,6
Газосодержание, м ³ /т	12
Объемный коэффициент	1,031
Объемная упругость, 1/кПа	$5,8 \cdot 10^{-7}$
Термическое расширение, 1/°C	$6,84 \cdot 10^{-4}$
Теплопроводность, Дж/(м·сут·°C)	$1,495 \cdot 10^5$
Теплоемкость, Дж/(м ³ ·°C)	1,15
Пластовые условия	
Давление, МПа	11,6
Температура, °C	20
Нефтенасыщенность	0,61

Моделирование процесса ПЦО скважины

Для моделирования ПЦО использован программный модуль CMG STARS, который позволяет моделировать композиционные, тепловые, геомеханические (трещинообразование, уплотнение, обрушение породы) процессы в присутствии дисперсных компонентов (полимеров, гелей, частиц породы, эмульсий, пен) или без них, а также процесса внутрипластового горения.

Разработка верхнепермской залежи высоковязкой нефти планируется с применением термических методов увеличения нефтеотдачи – ПЦО. Моделирование ПЦО проводилось на 9 скважинах, из них 4 – действующие добывающие (обработки с 2022 г.), вывод из консервации одной скважины в 2022 г., переводы с нижележащего объекта по одной скважине с 2022–2024 гг., одна проектная добывающая – в 2024 г., согласно действующему проектному документу [2].

Пароциклическая обработка проходит в три основных стадии:

- период закачки пара;
- период выдержки;
- период добычи.

Подбор количества циклов осуществлялся расчетным путем на основе оптимальной работы скважины. Для определения оптимального количества проведены расчеты с 7, 5 и 3 циклами. Также выполнен прогнозный расчет работы скважины без пароциклических обработок. По результатам расчета выявлена наибольшая накопленная добыча нефти при проведении 5 циклов ПЦО (рис. 3).

При большей периодичности обработок закачиваемый в скважину пар не успевает пропитать и прогреть призабойную зону. При последующем этапе добычи в скважине добывают сконденсировавшуюся воду и только затем получают небольшой прирост по дебиту нефти.

Дебит работы скважины принят за минимальный рентабельной дебит, при достижении которого предполагается проведение цикла закачки (рис. 4).

На рис. 5 представлены стадии ПЦО, а также степень изменения вязкости нефти в зависимости от увеличения пластовой температуры в районе скважины № 1000.

Факторный анализ эффективности ПЦО

При оценке эффективности ПЦО скважин при помощи гидродинамического моделирования получены зависимости от ряда геолого-физических параметров, таких как степень сухости пара, толщина пласта, темп закачки пара, продолжительность пропитки [3–8].

Влияние степени сухости пара. Рассматривались четыре значения степени сухости пара (50, 70, 90 % и 0 % – горячая вода) при одинаковом темпе закачки пара. Результаты расчета показаны на рис. 6 (а).

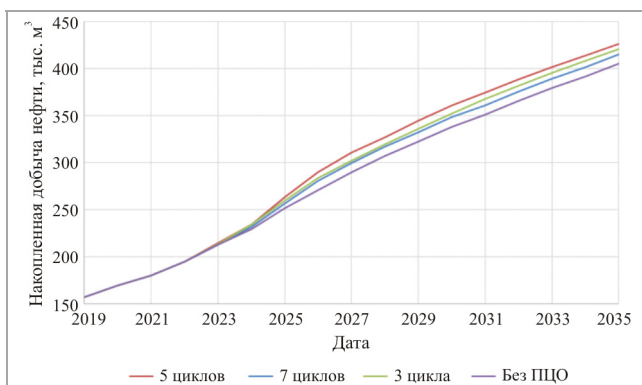


Рис. 3. Накопленная добыча нефти при расчетах с 3, 5, 7 циклами и без пароциклической обработки

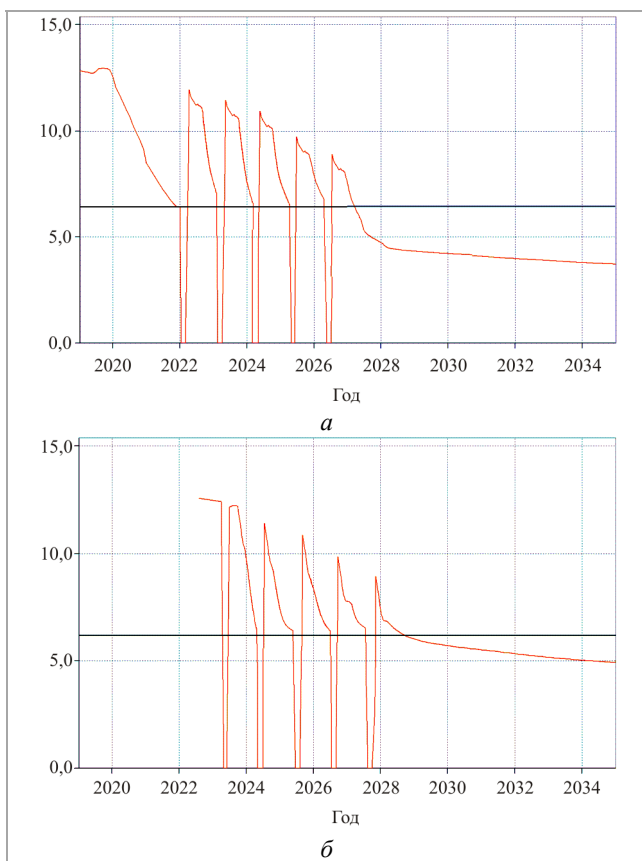


Рис. 4. График отборов нефти при 5 циклах: действующая скв. № 1000 (а) и проектная скв. № 43 (б)

Из полученных данных следует, что при увеличении сухости пара добыча нефти возрастает. Это обусловлено тем, что при увеличении степени сухости пара при постоянном темпе его закачки общее количество закачанного в пласт тепла становится больше, что приводит к увеличению объема прогретой зоны пласта и количества нагретой нефти.

Средняя температура пласта повышается в процессе стадии закачки и затем снижается по аналогичному тренду на стадии пропитки и добычи для всех рассматриваемых значений степени

сухости пара. Различие температуры обусловлено постепенным вводом скважин в эксплуатацию и проведением на них ПЦО.

Водяной пар благодаря скрытой теплоте парообразования обладает значительно большим теплосодержанием, чем горячая вода [9–12].

Влияние толщины пласта. Рассматривались три варианта толщины пласта (9, 12 и 14 м) при сохранении неизменными остальных параметров. Результаты расчета представлены на рис. 6, б.

По мере увеличения толщины пласта накопленная добыча нефти и воды снижается, поскольку уменьшается отношение прогретого объема пласта к его общему объему.

Забойная температура снижается быстрее для пластов с меньшей толщиной. Это обусловлено тем, что чем меньше пласт, тем больше величина теплопотерь в вышележащие вмещающие породы и значительней температурный градиент [13, 14].

Влияние темпа закачки пара. Было рассмотрено три варианта удельного темпа закачки пара – 30, 50 и 75 м³/сут. Из представленных на рис. 6, в, данных следует, что с увеличением темпа закачки пара добыча нефти значительно возрастает, поскольку больше тепла и пароконденсата закачивается в пласт, что также приводит к увеличению объема прогретой зоны пласта [15–20].

С увеличением темпа закачки пара снижение температуры за цикл оказывается меньше. Такая динамика отражает тот факт, что более высокий темп закачки пара способствует нагнетанию в пласт большего количества термической энергии, которая затем медленно рассеивается по пласту и во вмещающие породы [11, 12].

Влияние давления нагнетания пара. Оценивались три варианта давления нагнетания (13, 16,5 и 20 МПа). Результаты расчетов представлены на рис. 6, г.

Как видно из полученных данных, с увеличением давления нагнетания возрастала и температура закачиваемого пара при постоянном темпе закачки и степени сухости. Было отмечено некоторое увеличение накопленной добычи нефти и воды при росте давления нагнетания пара. Однако обнаруженный эффект оказался незначительным по причине стабильности остальных влияющих факторов. По мере роста забойного давления снижалась скрытая теплота парообразования, что привело к уменьшению общего количества тепла, закачанного в пласт, также возросли теплопотери во вмещающие породы, которые зависят в большей степени от температуры, чем от количества закачанного тепла; более высокая температура пласта способствовала большему вступительному дебиту скважины по нефти, из-за этого больше тепла терялось с добываемой жидкостью на начальном этапе стадии добычи [21–26].

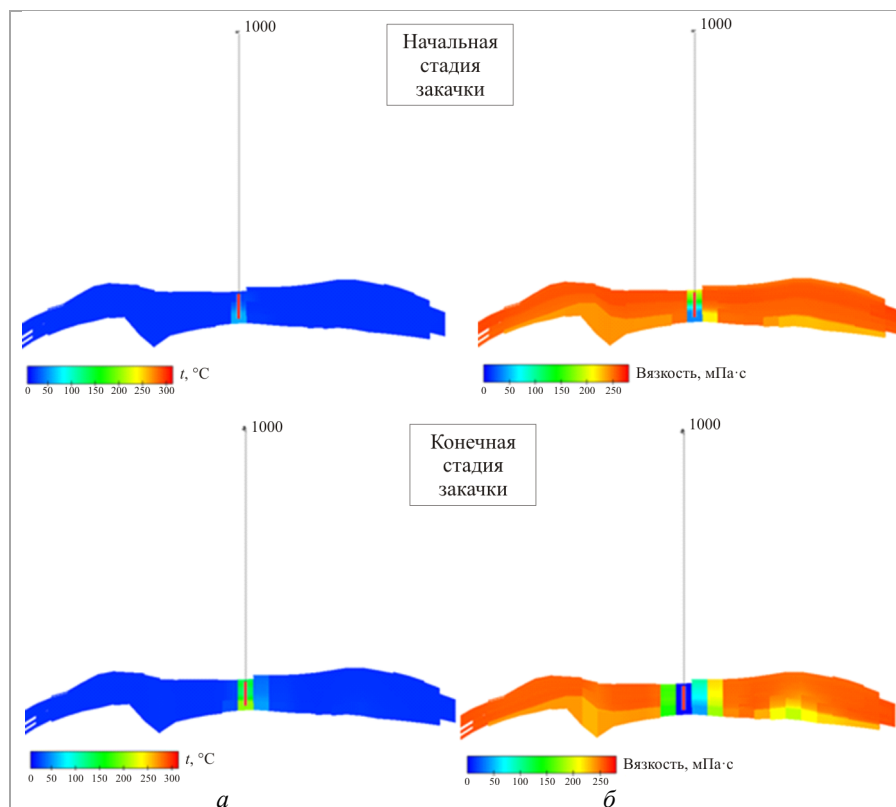


Рис. 5. Разрез из гидродинамической модели по скважине № 1000 на примере кубов температуры (а) и вязкости (б) нефти

Влияние продолжительности пропитки.

Проанализированы три значения продолжительности интервала пропитки – 20, 30 и 40 сут [27–32]. Полученные результаты представлены на рис. 6, д.

Выводы по результатам численных экспериментов

При обобщении полученных данных сделаны следующие выводы:

- увеличение степени сухости пара приводит к росту добычи нефти, поскольку с этим связано увеличение количества теплоты, приходящейся на единицу объема пласта, так как большая доля термической энергии закачивается в виде скрытой теплоты парообразования. Каждая единица объема закачанного пара содержит больше теплоты по причине наличия тепла в скрытой форме, и поэтому наблюдается более высокий дебит нефти. В связи с этим для увеличения добычи нефти рекомендуется использовать пар с большей степенью сухости [33–35];

- для большей толщины пласта плотность термической энергии снижается. Это связано с тем, что больший объем пласта контактирует с паром. Таким образом, чрезмерно большая толщина пласта может привести к низким приростам дебита нефти, так как плотность теплоты в таком пласте оказывается

чрезвычайно высокой, что ведет к большим теплотерям во вмещающих породах [36–39];

- высокий темп закачки пара способствует доставке в пласт большего количества тепла и увеличивает добычу нефти. Но слишком высокий темп закачки пара может привести к перегреву пласта, что в свою очередь может стать причиной больших теплотерей и снизит термическую эффективность процесса. Оптимальный темп закачки пара способствует меньшим теплотерям и максимальному объему паровой камеры [40, 41];

- увеличение забойного давления оказывает незначительный эффект на добычу нефти, поскольку снижается скрытая теплота парообразования. При этом общее количество теплоты, вносимое паром в пласт, увеличивается также незначительно [42, 43];

- положительное влияние на эффективность ПЦО горизонтальной скважины оказывают сокращение продолжительности периода пропитки, поскольку это способствует повышению термической эффективности процесса многократной ПЦО за счет лучшего использованию закачанного тепла [44].

Необходимо отметить, что наиболее эффективным является индивидуальный подход к выбору оптимальных параметров ПЦО для каждой отдельной скважины с учетом ее строения, особенностей [45, 46].

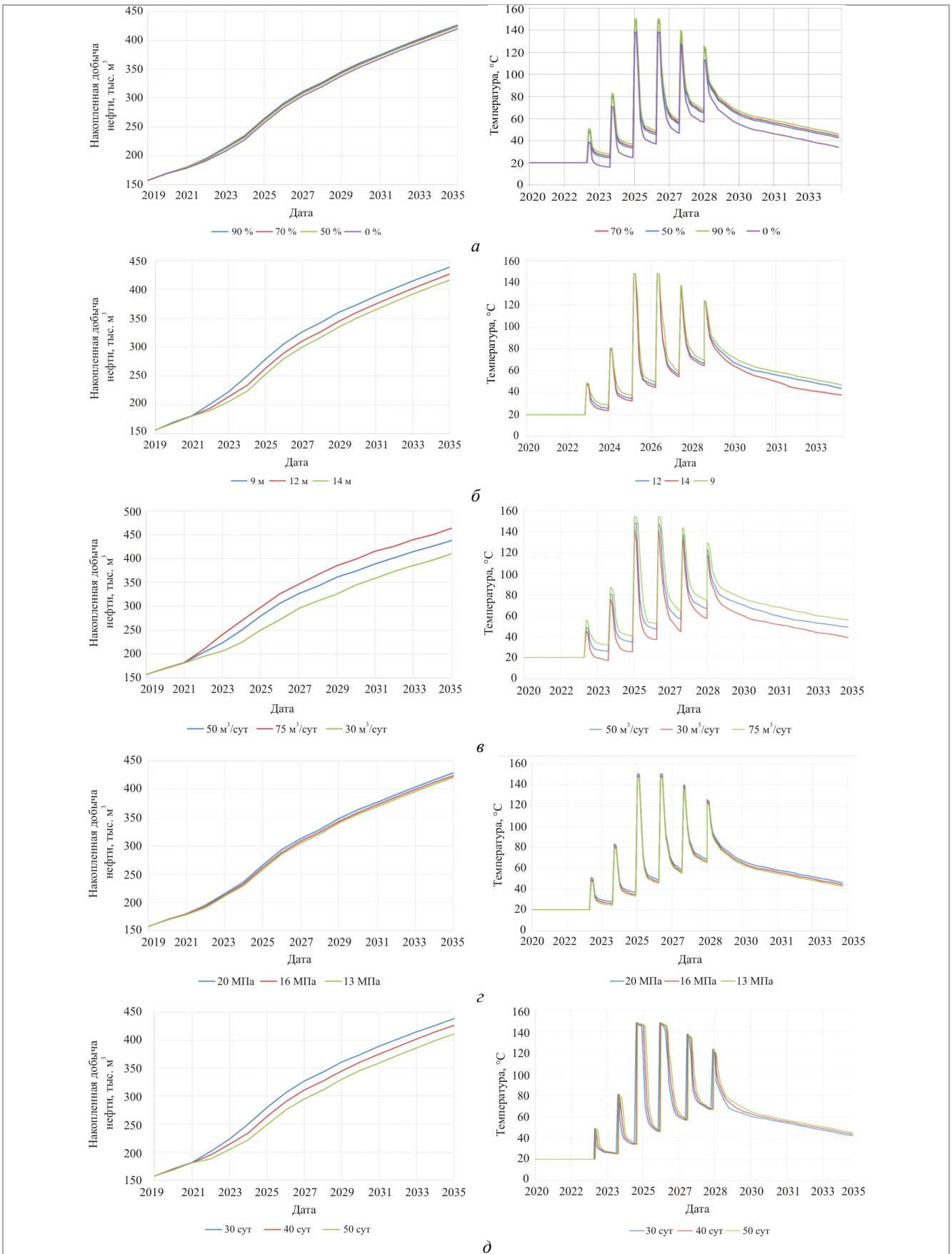


Рис. 6. Зависимость накопленной добычи нефти и температуры пласта: *а* – от степени сухости пара; *б* – от толщины пласта; *в* – от темпа закачки пара; *г* – от давления нагнетания пара; *д* – от продолжительности пропитки

Выполнение прогнозных расчетов

По результатам проведения факторного анализа выбраны наиболее оптимальные параметры для ПЦО. В качестве сравнения рассчитано три прогнозных варианта работы скважины. Вариант 1 включает в себя параметры технологии, предусмотренные в производственно-технической документации и основанные на применении технологии на скважинах месторождений-аналогов. Вариант 2 включает проведение технологии с параметрами, подобранными в предыдущей главе данной работы. Базовый вариант – прогнозирование динамики работы скважин без применения обработки.

Технологические параметры базового и рекомендуемого вариантов ПЦО скважин представлены в табл. 2.

На рис. 7 представлены графики накопленной добычи по каждому варианту, откуда видно, что с подобранными параметрами скважина получает значительный прирост добычи нефти.

Таким образом, согласно выполненным расчетам, на верхнепермской залежи оптимальным является проведение пяти циклов ПЦО с параметрами, представленными в табл. 2.

Сопоставляя полученные результаты в рекомендуемом варианте с базовым вариантом обработки и работой скважины без проведения технологии, можно сделать вывод, что проведение пяти циклов ПЦО скважин в оптимальном режиме позволяет получить прирост накопленной добычи нефти. Относительно варианта с применением ПЦО с базовыми параметрами за 17 лет (2035 г.) прогнозного расчета накопленная добыча выше на 5 %.

Таблица 2

Технологические параметры базового и рекомендуемого вариантов ПЦО скважины

Параметр	Базовый	Рекомендуемый
Число циклов ПЦО	5	
Период закачки		
Рабочий агент	Пар	Пар
Максимальное давление закачки, МПа	15,0	20,0
Максимальный темп закачки, м ³ /сут	40,0	50,0
Степень сухости, %	70,0	90,0
Продолжительность периода закачки, сут	30,0	30,0
Период пропитки		
Продолжительность периода пропитки, сут	30,0	30,0
Период добычи		
Минимальное забойное давление, МПа	3,6	3,6
Максимальный темп отбора жидкости, м ³ /сут	110,0	110,0
Продолжительность периода добычи, сут	330	330

Расчет основных экономических показателей

Основная цель выполненных расчетов заключается в оценке технико-экономических показателей эффективности вариантов эксплуатации скважин верхнепермской залежи Усинского месторождения, предусматривающих работу скважин в условиях естественного режима и проведение многократных ПЦО при базовом и рекомендуемом вариантах.

Затраты на промышленное обустройство для варианта эксплуатации с применением ПЦО включают стоимость стационарных парогенераторов, их монтажа и обвязки, обвязки устьев нагнетательных скважин, а также стоимость строительства проектных скважин.

В эксплуатационных расходах учтены следующие основные статьи прямых затрат: производство и закачка пара (для ПЦО скважин), на электроэнергию, подготовку нефти, сбор и транспорт нефти, заработную плату. На рис. 8 представлен график чистого дисконтированного дохода.

В табл. 3 приведены значения чистого дисконтированного дохода при рекомендуемом варианте ПЦО, варианте с ПЦО с базовыми параметрами и базовом варианте работы скважины на естественном режиме сроком 17 лет.

В табл. 4 представлены основные параметры при экономическом расчете.

Срок окупаемости составил 4 года для рекомендуемого варианта при капитальных вложениях 676,6 млн руб. и эксплуатационных затратах – 546,3 млн руб. Для остальных вариантов срок окупаемости составил около 5 лет.

График чувствительности (рис. 9) показывает зависимость чистой прибыли от основных параметров: цены на нефть, капитальных и текущих затрат. Зависимость учитывает изменение NPV при рекомендуемом прогнозом варианте от двадцатипроцентного отклонения основных экономических показателей. Как видно по графику чувствительности, при изменении цен на нефть, капитальных и текущих затрат на 20 % наиболее значимым параметром является стоимость нефти.

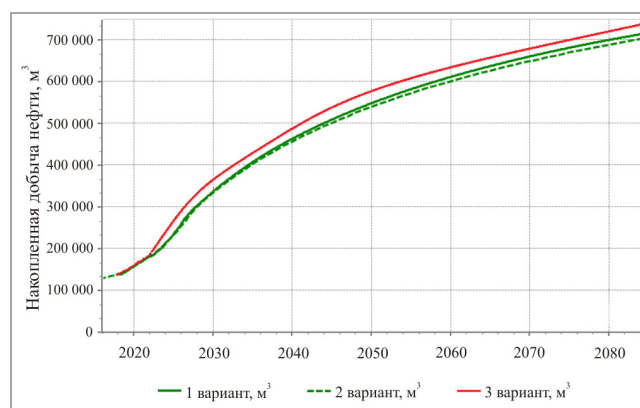


Рис. 7. Сравнение динамики добычи нефти по трем вариантам

Таблица 3

Чистый дисконтированный доход
по трем вариантам

Вариант	<i>NPV</i> , млн руб
1. Базовый без ПЦО	1,14
2. С применением ПЦО с базовыми параметрами	160,01
3. С применением ПЦО с оптимальными параметрами	190,53

Таблица 4

Расчет экономических показателей

Показатель	Значение
Нефть на внутреннем рынке (с НДС), руб./т	14 500
Норма дисконта, %	15
– налог на прибыль, %	20
– НДС, %	20
– налог на добычу нефти, руб./т	9140
– добывающая нефтяная наклонно-направленная скважина, руб./м	71 038,4
– перевод на другой горизонт, тыс.руб./скв.-операт.	5276
Курс доллара, руб./ долл.	65

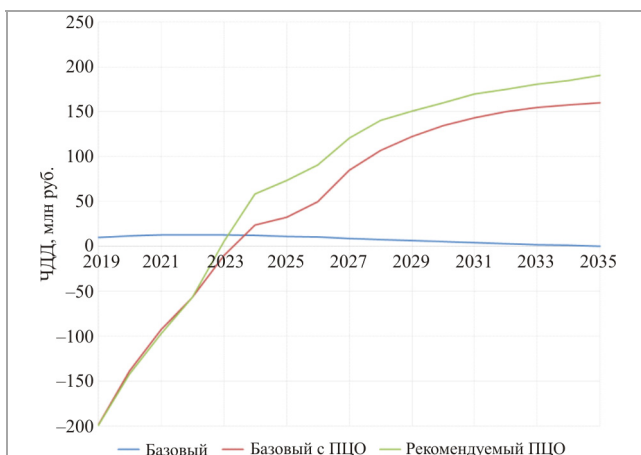


Рис. 8. Чистый дисконтированный доход по трем вариантам прогноза

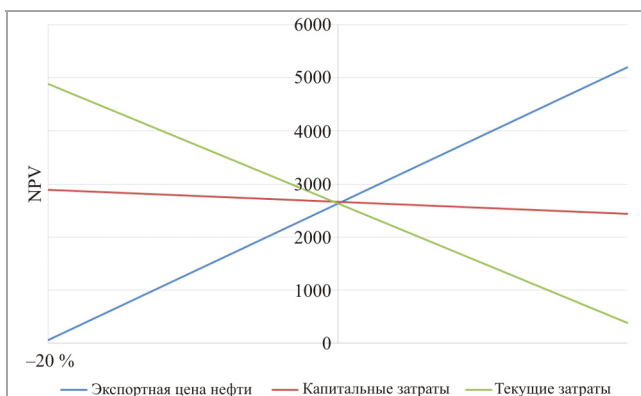


Рис. 9. Анализ чувствительности

Заключение

В исследовании оценивалась эффективность пароциклических обработок скважин на верхнепермской залежи Усинского месторождения с учетом влияния геолого-промысловых и технико-экономических факторов. На основе применения гидродинамической модели установлено, что использование пароциклических обработок скважин позволяеткратно повысить охват и нефтеотдачу пласта. Опираясь на проведенные многовариантные расчеты, были обоснованы наилучшие технологические параметры многократного проведения пароциклических обработок скважин.

Выполнен аналитический обзор исследований в области моделирования и оптимизации ПЦО скважин, рассмотрены существующие модели ПЦО скважин, поиск оптимальных вариантов и особенности проведения.

Также описано геологическое строение месторождения. Приведены общие сведения о месторождении, строение залежи, стратиграфия, тектоника, нефтеносность. Особое внимание уделено свойствам и составу добываемых флюидов.

Проведен анализ состояния разработки верхнепермской залежи Усинского месторождения по состоянию на 2019 г., который содержит сведения об объемах добычи нефти, газа и воды. Приведена оценка эффективности разработки. Представлен анализ геолого-технических мероприятий и причины обводнения скважин. Анализ текущего состояния разработки свидетельствует о том, что следует ожидать дальнейшего роста обводненности продукции и ухудшения технико-экономической эффективности ПЦО скважин, что естественно ставит вопрос о соблюдении определенных рекомендаций для увеличения рентабельности ПЦО скважин.

В последнем разделе представлена оценка технико-экономических показателей эффективности трех вариантов эксплуатации объекта. Как показывают проведенные расчеты, разработка объекта с применением ПЦО скважин оказывается значительно эффективнее, обеспечивая дополнительный прирост накопленной добычи нефти.

Согласно проведенным технико-экономическим расчетам внедрение пароциклических обработок скважин на верхнепермской залежи Усинского месторождения способствует получению большего чистого дисконтированного дохода по сравнению с использованием скважин в условиях естественного режима разработок.

Библиографический список

1. Мониторинг разработки месторождений ТПП «Усинскнефтегаз». – Пермь: Изд-во ПермНИПИнефть, 2019.

2. Дополнение к технологическому проекту разработки Усинского нефтяного месторождения (без пермо-карбоневой залежи) Республики Коми. – Пермь: Изд-во ПермНИПИнефть, 2018.
3. Артеменко А.И., Кашавцев В.Е., Фаткуллин А.А. Пароциклическое воздействие как один из приоритетов добычи высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 113–115.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
5. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин: справочник рабочего. – М.: Недра, 1989. – 215 с.
6. Порываева Э.Р., Емельянов А.В. Совершенствование технологии пароциклического воздействия на призабойную зону пласта // Нефтегазовое дело. – 2010. – № 2. – С. 59–63.
7. Соколюк Л.Н., Филимонова Л.Н. Технология выбора скважин для пароциклической обработки на месторождениях высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 11. – С. 65–68.
8. Малофеев Г.Е. О механизме притока нефти при паротепловой обработке скважин // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 6. – С. 38–40.
9. Чупров И.Ф. Теоретические и технологические основы теплового воздействия на залежи аномально вязких нефтей и битумов: дис. ... д-ра техн. наук. – Ухта, 2009. – С. 67.
10. Шевелев А.П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты: дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Тюмень, 2005. – С. 72–75.
11. К вопросу определения оптимальных параметров парогазовой смеси при парогазовой обработке призабойной зоны пласта / В.И. Дарищев, К.А. Бугаев, Д.А. Волков, Г.А. Блохин // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 10. – С. 15–17.
12. Антониади Д.Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами. – М., 1998. – 304 с.
13. Мухаметшин В.Ш., Гуторов А.Ю. К вопросу о возможности оценки степени риска обоснованного выбора объектов обработки призабойной зоны пласта методом термогазобародействия // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 8. – С. 28–29.
14. Эффективность обработки призабойной зоны пласта комплексными кислотными составами с применением гидровибродействия на месторождениях ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» / А.Ю. Никитин, А.Д. Митрофанов, А.Г. Пасынков, В.С. Комаров, А.В. Бодрягин // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 8. – С. 35–38.
15. Hong K.S., Jonsen R.B. Optimization of multicycle steam stimulation // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1969. – Vol. 9, iss. 03.
16. Дубив И.Б. Исследование и обоснование технологий разработки сложнопостроенных залежей высоковязкой нефти (на примере Тазовского месторождения): автореф. дис. канд. техн. наук. – Тюмень, 2013.
17. Владимиров И.В., Пичугин О.Н., Горшков А.В. Опыт применения технологий нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти месторождения Северные Бузачи // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 7. – С. 35–38.
18. Перспективы увеличения эффективности разработки залежи высоковязкой нефти с применением энергоресурсосберегающих технологий / Р.С. Хисамов, Р.Р. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 45–48.
19. Совершенствование технологии пароциклической обработки скважин с площадным применением растворителя / И.С. Закиров, А.Т. Зарипов, Е.Ф. Захарова, Д.К. Шайхутдинов, А.А. Бисенова, И.Е. Белошапка // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 45–48.
20. Применение пароциклического воздействия на шахтных полях Ярегского месторождения / Ю.П. Коноплев, Л.М. Рузин, Б.А. Тюнькин, К.И. Литовец, Л.Г. Груцкий, В.В. Питиримов, А.А. Пранович // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 1. – С. 14–18.
21. Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Расчет возможности гидравлического разрыва покрышки при пароциклическом воздействии на Ашальчинском месторождении природных битумов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 44–48.
22. Артеменко А.И., Кашавцев В.Е., Фаткуллин А.А. Пароциклическое воздействие как один из приоритетов добычи высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 6. – С. 42–46.
23. Тараскин Е.Н., Захарян А.З., Урсегов С.О. Адаптивный вариант оценки технологической эффективности закачки пара в условиях карбонатного коллектора с высоковязкой нефтью // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 31–35.
24. Комплексные исследования состава и свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / Р.С. Хисамов, Е.Ф. Захарова, Д.М. Гумерова, В.А. Саяхов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 9. – С. 34–38.
25. Результаты опытно-промышленных работ по паротепловому воздействию на трещиноватые карбонатные пласты со сверхвязкой нефтью на месторождении Бока де Харуко / А.В. Осипов, А.О. Есаулов, М.В. Ибрагимова, В.Л. Терентьев, О.В. Петрашов, Т.А. Азимов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 9. – С. 39–42.
26. Кудинов В.И. Новые технологии повышения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкими нефтями // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 5. – С. 31–36.

27. Результаты опытных работ по тепловому воздействию на карбонатный пласт, насыщенный тяжелой нефтью / А.Г. Соломатин, П.А. Гришин, А.В. Осипов, Т.А. Азимов, О.В. Петрашов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 118–121.

28. Тараскин Е.Н., Симаков Я.О. Результаты автоматизированной адаптации гидродинамической модели участка опытно-промышленных работ пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2015 – № 12. – С. 110–114.

29. Рузин Л.М., Морозюк О.А., Дуркин С.М. Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 45–48.

30. Анализ влияния уплотняющего бурения на эффективность разработки месторождений сверхвязкой нефти при парогравитационном воздействии / Р.С. Хисамов, А.Т. Зарипов, С.И. Ибатуллина // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 33–38.

31. Рузин Л.М. Инновационные направления разработки залежей высоковязких нефтей и битумов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 31–36.

32. Базовые принципы, эффективность и основные перспективы разработки пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения / В.В. Шкандратов, С.В. Буракова, С.О. Урсегов, Г.А. Тарасов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8. – С. 56–60.

33. Пробная эксплуатация горизонтальных скважин с паротепловым воздействием на пласт / Р.М. Ахунов, Р.З. Гареев, Р.М. Абдулхаиров, З.А. Янгуразова // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 11. – С. 46–49.

34. Рузин Л.М., Урсегов С.О. Развитие тепловых методов разработки пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 02. – С. 43–47.

35. Namoodi A.N., Abed A.F., Firoozabadi A. Compositional modelling of two-phase hydrocarbon reservoirs / Petroleum Society of Canada. DOI: 0.2118/01-04-03

36. A model for liquid-assisted gas-lift unloading / R. Coutinho, W. Williams, P. Waltrich, P. Mehdizadeh, S. Scott // Conference Paper 18th International Conference on Multiphase Production Technology. – Cannes, 2017. – BHR-2017-345R.

37. Mehana M., Fahes M., Huang L. The density of oil/gas mixtures: insights from molecular simulations // Society of Petroleum Engineers. – 2018. – Vol. 23, № 5. – P. 1798–1808. DOI: 10.2118/187297-PA

38. Enhanced oil recovery / R.E. Bailey [et al.] // Natl. Petroleum Council, Industry Advisory Committee to the U.S. – Washington, 1984.

39. Digital solutions for the mining industry [Электронный ресурс]. – URL: <https://new.siemens.com/global/en/markets/mining-industry/digitalization.html> (дата обращения: 23.04.2019).

40. Dassault systèmes aids coal mining reporting with release of GEOVIA Minex 6.5 [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.mining.com/web/dassault-systemes-aids-coal-mining-reporting-with-release-of-geovia-minex-6-5/> (дата обращения: 23.04.2019).

41. Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, I.V. Kuvshinov, L.A. Stasyeva, M.V. Chertnikov, L.S. Shkrabyuk, D.V. Andreev // Oil Industry Journal. – 2017. – № 07. – С. 26–29. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-26-29

42. Alireza Emadi. Enhanced heavy oil recovery by water and carbon dioxide flood: submitted for the degree of doctoral of philosophy in petroleum engineering. – Edinburgh, 2012. – 340 p.

43. Recharacterizing evolving fluid and PVT properties of weyburn oil-CO₂ system / P. Luo, V. Erl, N. Freitag, S. Huang // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2013. – № 16. – P. 226–235. DOI: 10.1016/j.ijggc.2013.03.001

44. Bryant D.W., Monger T.G. Multiple-contact phase behavior measurement and application with mixtures of CO₂ and highly asphaltic crude // SPE Reservoir Engineering. – 1988. – Vol. 3, № 2. – P. 701–710.

45. Experimental evaluation of CO₂ injection in a heavy oil reservoir / V. Parasiliti Parracello, M. Bartosek, M. De Simoni, C. Mallardo // International Petroleum Technology Conference held in Bangkok, 7–9 February. – Bangkok, 2012.

46. Chung F.T.H., Ray A.J., Hal T.N. Measurements and correlations of the physical properties of CO₂/heavy-crude-oil mixtures // SPE Journal. – 1988. – Vol. 3, № 3. – P. 822–828. DOI: 10.2118/15080-PA.

References

1. Monitoring razrabotki mestorozhdenii TPP “Usinskneftegaz” [Monitoring of development of deposits of TPP “Usinskneftegaz”]. Perm: PermNIPIneft', 2019.

2. Dopolnenie k tekhnologicheskomu projektu razrabotki Usinskogo neftianogo mestorozhdeniia (bez permo-karbonovoi zalezhi) Respubliki Komi [Addition to the technological project for the development of the Usinsky oil field (without perm-carbon deposits) of the Komi Republic]. Perm: PermNIPIneft', 2018.

3. Artemenko A.I., Kashchavtsev V.E., Fatkullin A.A. Parotsiklichesкое vozdeistvie kak odin iz prioritetov dobychi vysokoviazkoi nefti [Steam cycling as one of

priorities of high-viscosity oil recovery]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2005, no. 6, pp. 113-115.

4. Surguchev M.L. Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniia nefteotdachi plastov [Secondary and tertiary reservoir recovery techniques]. Moscow: Nedra, 1985, 308 p.

5. Umetbaev V.G. Geologo-tekhnicheskie meropriiatiia pri ekspluatatsii skvazhin: spravochnik rabocheho [Geological and technical measures for the operation of wells: a reference manual]. Moscow: Nedra, 1989, 215 p.

6. Poryvaeva E.R., Emel'ianov A.V. Sovershenstvovanie tekhnologii parotsiklicheskogo vozdeistviia na prizaboinuiu zonu plasta [Improvement in techniques of "huff-and-puff" of bottomhole formation zone]. *Neftegazovoe delo*, 2010, no. 2, pp. 59-63.

7. Sokoliuk L.N., Filimonova L.N. Tekhnologiya vybora skvazhin dlia parotsiklicheskoi obrabotki na mestorozhdeniakh vysokoviazkoi nefti [Technology of wells selection to be subject to cyclic steam treatment at high-viscous oil fields]. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, no. 11, pp. 65-68.

8. Malofeev G.E. O mekhanizme pritoka nefti pri paroteplovoi obrabotke skvazhin [On the mechanism of oil inflow during steam and heat treatment of wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1986, no. 6, p. 38-40.

9. Chuprov I.F. Teoreticheskie i tekhnologicheskie osnovy teplovogo vozdeistviia na zalezhi anomal'no viazkikh neftei i bitumov [Theoretical and technological foundations of thermal effects on deposits of abnormally viscous oils and bitumen]. Ph. D. thesis. Ukhta, 2009, 67 p.

10. Shevelev A.P. Matematicheskoe modelirovanie tsiklicheskogo teplovogo vozdeistviia na neftiane plasty [Mathematical modeling of the cyclic thermal treatment of oil reservoirs]. Ph. D. thesis. Tiumen', 2005, pp. 72-75.

11. Darishchev V.I., Bugaev K.A., Volkov D.A., Blokhin G.A. K voprosu opredeleniia optimal'nykh parametrov parogazovoi smesi pri parogazovoi obrabotke prizaboinoi zony plasta [Some aspects of determination of optimal parameters of steam-gas mixture during steam-gas treatment of a formation bottom area]. *Neftepromyslovoe delo*, 2012, no. 10, pp. 15-17.

12. Antoniadi D.G. Uvelichenie nefteotdachi plastov gazovymi i parogazovymi metodami [Enhanced oil recovery by gas and gas-vapor methods]. Moscow, 1998, 304 p.

13. Mukhametshin V.Sh., Gutorov A.Iu. K voprosu o vozmozhnosti otsenki stepeni riska obosnovannogo vybora ob"ektov obrabotki prizaboinoi zony plasta metodom termogazobarovozdeistviia [To the question of the possibility of assessing the degree of risk of a reasonable choice of treatment facilities for the bottomhole formation zone by the method of gas and gas]. *Neftepromyslovoe delo*, 2008, no. 8, pp. 28-29.

14. Nikitin A.Iu., Mitrofanov A.D., Pasyukov A.G., Komarov V.S., Bodriagin A.V. Effektivnost' obrabotki prizaboinoi zony plasta kompleksnymi kislotnymi sostavami s primeneniem gidrovibrovozdeistviia na mestorozhdeniakh OOO "RN-IuGANSKNEFTEGAZ" [Efficiency of treatment of the bottom-hole formation zone with complex acid compositions using hydrovibrational action at the fields of RN-YUGANSK-NEFTEGAZ LLC]. *Neftepromyslovoe delo*, 2008, no. 8, pp. 35-38.

15. Hong K.S., Jonsen R.B. Optimization of Multicycle Steam Stimulation. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1969, vol. 9, iss. 03.

16. Dubiv I.B. Issledovanie i obosnovanie tekhnologii razrabotki slozhnopostroennykh zalezhei vysokoviazkoi nefti (na primere Tazovskogo mestorozhdeniia) [Research and justification of technologies for the development of complex deposits of highly viscous oil (on the example of the Tazovsky field)]. Abstract of Ph. D. thesis. Tiumen', 2013.

17. Vladimirov I.V., Pichugin O.N., Gorshkov A.V. Opyt primeneniia tekhnologii nestatsionarnogo zavodneniia na zalezhakh vysokoviazkoi nefti mestorozhdeniia Severnye Buzachi [Experience in the application of non-stationary waterflooding technologies in high-viscosity oil deposits of the North Buzachi field]. *Neftepromyslovoe delo*, 2009, no. 7, pp. 35-38.

18. Khisamov R.S., Khuzin R.R., Andreev V.E., Dubinskii G.S. Perspektivy uvelicheniia effektivnosti razrabotki zalezhi vysokoviazkoi nefti s primeneniem energoresursosberegaiushchikh tekhnologii [Prospects of increase in efficiency of development of reservoirs containing high-viscosity oil with the use of energy-saving and resource-saving technologies]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 9, pp. 45-48.

19. Zakirov I.S., Zaripov A.T., Zakharova E.F., Shaikhutdinov D.K., Bisenova A.A., Beloshapka I.E. Sovershenstvovanie tekhnologii parotsiklicheskoi obrabotki skvazhin s ploschadnym primeneniem rastvoritel'ia [Improving the technology of huff-and-puff well treatment with areal solvent application]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 9, pp. 45-48.

20. Konoplev Iu.P., Ruzin L.M., Tiun'kin B.A., Litovets K.I., Grutskii L.G., Pitirimov V.V., Pranovich A.A. Primenenie parotsiklicheskogo vozdeistviia na shakhtnykh poliakh Iaregskogo mestorozhdeniia [The use of steam cyclic effects in the mine fields of the Yarega field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2001, no. 1, pp. 14-18.

21. Ibatullin R.R., Nasybullin A.V., Salimov O.V. Raschet vozmozhnosti gidravlicheskogo razryva pokryshki pri parotsiklicheskom vozdeistvii na Ashal'chinskom mestorozhdenii prirodnykh bitumov [Evaluating feasibility of cap rock fracturing during cyclic steam stimulation at the Ashalchinskoye

natural bitumen field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 4, pp. 44-48.

22. Artemenko A.I., Kashchavtsev V.E., Fatkullin A.A. Parotsiklichesкое vozdeistvie kak odin iz prioritetrov dobychi vysokoviazkoi nefi [Steam cycling as one of priorities of high-viscosity oil recovery]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no 6, pp. 42-46.

23. Taraskin E.N., Zakharian A.Z., Ursegov S.O. Adaptivnyi variant otsenki tekhnologicheskoi effektivnosti zakachki para v usloviakh karbonatnogo kollektora s vysokoviazkoi nef'iu [Adaptive option of steam injection technological efficiency evaluation for carbonate high-viscosity oil reservoir conditions]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 11, pp. 31-35.

24. Khisamov R.S., Zakharova E.F., Gumerova D.M., Saiakhov V.A. Kompleksnye issledovaniia sostava i svoistv bituminoznoi nefi Ashal'chinskogo mestorozhdeniia [An integrated approach to the research of the composition and properties of bituminous oil at the Ashalchinskoye field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 9, pp. 34-38.

25. Osipov A.V., Esaulov A.O., Ibragimova M.V., Terent'ev V.L., Petrashov O.V., Azimov T.A. Rezul'taty opytно-promyshlennykh rabot po paroteplovomu vozdeistviu na treshchinovatyie karbonatnye plasty s sverkhviazkoi nef'iu na mestorozhdenii Boka de Kharuko [The results of pilot steam stimulations of heavy oil saturated fractured carbonate reservoir, Boca de Haruko field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 9, pp. 39–42.

26. Kudinov V.I. Novye tekhnologii povysheniia nefteotdachi na mestorozhdeniakh s vysokoviazkimi nefiami [New oil recovery enhancement technologies for high-viscosity oil fields]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2002, no. 5, pp. 31-36.

27. Solomatin A.G., Grishin P.A., Osipov A.V., Azimov T.A., Petrashov O.V. Rezul'taty opytных rabot po teplovomu vozdeistviu na karbonatnyi plast, nasyshchennyi tiazheloi nef'iu [The results of pilot works on thermal treatment at carbonate heavy oil reservoir]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2016, no. 12, pp. 118-121.

28. Taraskin E.N., Simakov Ia.O. Rezul'taty avtomatizirovannoi adaptatsii gidrodinamicheskoi modeli uchastka opytно-promyshlennykh rabot permo-karbonovoi zalezhi Usinskogo mestorozhdeniia [The results of the automated history matching of the pilot area thermo-hydrodynamic model of the Permian-Carboniferous reservoir of the Usinskoye field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 12, pp. 110-114.

29. Ruzin L.M., Moroziuk O.A., Durkin S.M. Osobennosti i innovatsionnye napravleniia osvoeniia resursov vysokoviazkikh nefei [Features and innovative ways of highly viscous oil field development]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 8, pp. 45-48.

30. Khisamov R.S., Zaripov A.T., Ibatullina S.I. Analiz vliianiia uplotniaiushchego bureniia na effektivnost' razrabotki mestorozhdenii sverkhviazkoi nefi pri parogravitatsionnom vozdeistvii [Effect of infill drilling on heavy oil reservoir performance in steam-gravity recovery projects]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 7, pp. 33-38.

31. Ruzin L.M. Innovatsionnye napravleniia razrabotki zalezhei vysokoviazkin nefei i bitumov [Innovative lines of high viscosity oil and bitumen deposits development]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 1, pp. 31-36.

32. Shkandratov V.V., Burakova S.V., Ursegov S.O., Tarasov G.A. Bazovye printsipy, effektivnost' i osnovnye perspektivy razrabotki permo-karbonovoi zalezhi Usinskogo mestorozhdeniia [Base principles, efficiency and primary prospects for development of Permian-Carbon pool of Usinskoye oil field]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2007, no. 8, pp. 56-60.

33. Akhunov R.M., Gareev R.Z., Abdulkhairov R.M., Iangurazova Z.A. Probnaiia ekspluatatsiia gorizonta'nykh skvazhin s paroteplovym vozdeistviem na plast [Horizontal wells trial operation with thermal-steam formation treatment]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2005, no. 11, pp. 46-49.

34. Ruzin L.M., Ursegov S.O. Razvitie teplovykh metodov razrabotki permo-karbonovoi zalezhi Usinskogo mestorozhdeniia [Elaboration of thermal methods of developme of Permian-Carbon reservoir of Usinskoye oilfii]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2005, no. 02, pp. 43-47.

35. Hamoodi A.N., Abed A.F., Firoozabadi A. Compositional modelling of two-phase hydrocarbon reservoirs. Petroleum Society of Canada. DOI: 0.2118/01-04-03

36. Coutinho R., Williams W., Waltrich P., Mehdizadeh P., Scott S. A model for liquidassisted gas-lift unloading. *Conference Paper 18th International Conference on Multiphase Production Technology*. Cannes, 2017, BHR-2017-345R.

37. Mehana M., Fahes M., Huang L. The density of oil / gas mixtures: insights from molecular simulations. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/187297-PA

38. Bailey R.E. et al. Enhanced oil recovery. *Natl. Petroleum Council, Industry Advisory Committee to the U.S.* Washington, 1984.

39. Digital solutions for the mining industry, available at: <https://new.siemens.com/global/en/markets/mining-industry/digitalization.html> (accessed 23 April 2019).

40. Dassault Systèmes aids coal mining reporting with release of GEOVIA Minex 6.5, available at: <http://www.mining.com/web/dassault-systemes-aids-coal-mining-reporting-with-release-of-geovia-minex-6-5/> (accessed 23 April 2019).

41. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Chertenkov M.V., Shkrabyuk L.S., Andreev D.V. Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field. *Oil Industry Journal*, 2017, no. 07, pp. 26-29. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-26-29
42. Alireza Emadi. Enhanced heavy oil recovery by water and carbon dioxide flood: Submitted for the Degree of Doctoral of Philosophy in Petroleum Engineering. Edinburgh, 2012, 340 p.
43. Luo P., Erl V., Freitag N., Huang S. Recharacterizing evolving fluid and PVT properties of Weyburn oil-CO₂ system. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2013, no. 16, pp. 226-235. DOI: 10.1016/j.ijggc.2013.03.001
44. Bryant D.W., Monger T.G. Multiple-contact phase behavior measurement and application with mixtures of CO₂ and highly asphaltic crude. *SPE Reservoir Engineering*, 1988, vol. 3, no. 2, pp. 701-710.
45. V. Parasiliti Parracello, Bartosek M., M. De Simoni, Mallardo C. Experimental evaluation of CO₂ injection in a heavy oil reservoir. *International Petroleum Technology Conference held in Bangkok*, 7-9 February. Bangkok, 2012.
46. Chung F.T.H., Ray A.J., Hal T.N. Measurements and correlations of the physical properties of CO₂/heavy-crude-oil mixtures. *SPE Journal*, 1988, vol. 3, no. 3, pp. 822-828. DOI: 10.2118/15080-PA

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Савчик М.Б., Ганеева Д.В., Распопов А.В. Повышение эффективности пароциклических обработок скважин Верхнепермской залежи Усинского месторождения на основе гидродинамической модели // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №2. – С.237–249. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.4

Please cite this article in English as:

Savchik M.B., Ganeeva D.V., Raspopov A.V. Improvement of the efficiency of cyclic steam stimulation of wells in the upper Permian deposit of the Usinskoye field based on the hydrodynamic model. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.2, pp.237-249. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.2.4