

УДК 622.276.43:038

ОБОСНОВАНИЕ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКИ НЕОДНОРОДНОМ ОБЪЕКТЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Илюшин Павел Юрьевич^{1,2},
Pavel.Ilushin@girngm.ru

Балдина Татьяна Рэмовна²,
T.Baldina@girngm.ru

Санникова Надежда Сергеевна²,
N.Sannikova@girngm.ru

Равелев Кирилл Алексеевич^{1,2},
Kirill.Ravelev@pstu.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

² Научно-образовательный центр «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений»
Пермского национального исследовательского политехнического университета,
Россия, 614013, г. Пермь, ул. Академика Королева, 21.

Актуальность научной работы обусловлена существующими проблемами разработки карбонатных продуктивных отложений, характеризующихся сильной степенью геологической неоднородности. Данная особенность непосредственно влияет на процесс разработки, в ходе которого в условиях данных коллекторов наблюдаются неравномерность фильтрации закачиваемого агента и его движение по наиболее промытым зонам. Приведенные факторы свидетельствуют о повышенном содержании воды в добываемой продукции и низком охвате залежи заводнением, поскольку малопроницаемые участки залежи остаются вне зоны дренирования. С целью решения данного ряда проблем, согласно мировому опыту, применяются различные технологии, к одной из которых относится технология циклического заводнения, обладающая высокой эффективностью и не требующая значительных капитальных и операционных затрат.

Цель: оценка эффективности внедрения технологии циклического заводнения в различных вариантах, включающих различную продолжительность полуцикла технологии и комбинирование с рядом геолого-технических мероприятий, в условиях геологического неоднородного объекта разработки.

Объектом исследования является башкирско-серпуховский объект одного из месторождений Пермского края, характеризующийся сильной степенью неоднородности по результатам исследований и находящийся на третьей стадии разработки. Анализ разработки данного объекта демонстрирует ряд проблем, вызванных недоучетом его строения в полной мере при проектировании технологической схемы разработки.

Методы. В рамках настоящей работы в качестве инструмента моделирования использован гидродинамический симулятор Tempest MORE. Для моделирования использована актуальная геолого-гидродинамическая модель и встроенные функциональные возможности симулятора.

Результаты. По итогам гидродинамического моделирования получена высокая эффективность предлагаемой идеи внедрения технологии циклического заводнения на целевом объекте. Результаты расчетов демонстрируют улучшение основных технологических показателей разработки по сравнению с базовым вариантом, за исключением средневзвешенного давления в углеводородной фазе, поскольку при снижении объемов закачки энергетическое состояние залежи незначительно ухудшается. За счет периодической работы нагнетательного фонда скважин возникают знакопеременные перепады давления между высоко- (водонасыщенными) и слабопроницаемыми (нефтенасыщенными) зонами, за счет чего в разработку вовлекаются ранее не охваченные нефтенасыщенные участки залежи. С осуществлением данной технологии прогнозные показатели отражают увеличение уровня добычи нефти и снижение уровня добычи жидкости, что характеризует успешность моделируемой технологии. На основании всех реализованных расчетов авторами проиллюстрирован наиболее эффективный вариант циклического заводнения в комплексе с геолого-техническими мероприятиями на ряде скважин рассматриваемого объекта.

Ключевые слова:

Нефтяная залежь, геологически неоднородный пласт, циклическое заводнение, охват пласта, геолого-гидродинамическая модель.

Введение

В последнее время наблюдается активная тенденция вовлечения в разработку карбонатных продуктивных отложений по всему миру, в том числе и в регионе Перми [1]. Данные объекты характеризуются геологически сложным строением в связи с разнообразием видов пустот (поры, каверны, трещины) и низкими

фильтрационно-емкостными свойствами, а также обладают высокой степенью анизотропии [2–4]. Вследствие этого запасы нефти, залегающие в данных коллекторах, относятся к категории трудноизвлекаемых [5]. Стоит отметить, на текущий момент в Российской Федерации более половины извлекаемых запасов относятся к данной категории, которой характерна

необходимость привлечения значительных финансовых, материальных и трудовых ресурсов, а также применения инновационных и уникальных технологий. В этой связи наблюдается интенсивный научно-технический прогресс в области нефтегазопромышленности, и Пермский край является одним из самых выдающихся и продвинутых центров развития данной области.

Карбонатные отложения практически повсеместно характеризуются геологической неоднородностью [6, 7], выраженной в незакономерной изменчивости коллекторских свойств и беспорядочном пространственном распределении продуктивных и непродуктивных зон (микро- и макронеоднородность) [8]. Данная особенность приводит к массе проблем, связанных с разработкой карбонатных коллекторов. При анализе работы [9] определено, что геологическая неоднородность пласта является причиной низкого охвата залежи системой заводнения, обуславливающего неизвлечение нефти из малопроницаемых или не дренируемых участков залежи. Также преждевременная обводненность добываемой продукции является следствием данной характеристики пласта [10]. Указанные проблемы обосновываются тем фактом, что процесс фильтрации закачиваемой в неоднородный пласт воды происходит неравномерно [11–13], тем самым образуя промытые зоны к добывающим скважинам и не вовлекая в разработку некоторые участки. Вследствие этого большинство стандартных систем поддержания пластового давления, спроектированных на подобных объектах, является неэффективным и требует усовершенствования с учетом данных особенностей строения залежи. Система заводнения нефтеносного объекта представляет собой важнейший элемент в структуре разработки, поскольку именно она отвечает как за энергетическое состояние объекта, так и за процессы вытеснения нефти и охвата залежи заводнением [14].

На сегодняшний день известны технологии, позволяющие решить данные проблемы с высокой эффективностью. Одна из них заключается в нагнетании в пласт полимерных соединений [15, 16], которые имеют серию отличительных преимуществ. За счет увеличения вязкости закачиваемого агента фронт его движения выравнивается, проникая в зоны, не охваченные ранее системой заводнения, при этом повышается и коэффициент вытеснения при фильтрации данного рабочего агента [17]. Также широко известен способ закачки водогазовой смеси [18, 19], которая благодаря наличию пузырьков газа имеет возможность проникать в умельченные каналы породы, тем самым обеспечивая больший охват в условиях сильной степени неоднородности залежи. Однако данные технологии являются крайне дорогостоящими, что накладывает ряд ограничений на их реализацию.

Также при анализе научных работ [20, 21] авторами выявлена не менее эффективная технология, имеющая название «циклическое заводнение». Реализация данного метода не требует значительных капитальных или операционных вложений, что добавляет больше шансов на его осуществление. В работах [22,

23] авторы заявляют об успешном применении технологии нестационарного воздействия на пласт, характеризующийся неоднородностью. Суть рассматриваемой технологии заключается в искусственной генерации знакопеременных перепадов давления между участками залежи при определенных промежутках времени [24]. Это достигается путем попеременной остановки и возобновления работы нагнетательных скважин с заданной продолжительностью цикла. За счет данных перепадов давления отмечается перераспределение насыщающих пласт жидкостей, способствующее выравниванию их насыщенности и уравниванию капиллярных давлений на границе заводненных и нефтенасыщенных зон. В результате данного процесса между зонами разной насыщенности наблюдается ускорение противоточной пропитки водой нефтенасыщенных зон, иначе говоря, происходит внедрение воды из заводненных зон в нефтенасыщенные по каналам меньшего размера поперечного сечения, способствуя извлечению нефти из них.

На сегодняшний день в Пермском крае более 60 % остаточных извлекаемых запасов нефти сосредоточено в карбонатных отложениях [25]. Данные объекты разработки имеют свои индивидуальные особенности, вследствие этого применительно к каждому объекту осуществляется уникальный подход. Как уже отмечалось, карбонатные пласты практически повсеместно обладают высокой степенью неоднородности, которая создает проблемы при разработке. На основании этого авторами настоящей работы предлагается осуществить оценку целесообразности внедрения технологии циклического заводнения на реальном объекте месторождения Пермского края, имеющем ряд серьезных осложнений в области разработки вследствие недоучета геологической неоднородности в полной мере при проектировании.

Объект исследования

В рамках настоящего исследования рассматривается башкирско-серпуховский объект целевого нефтяного месторождения, находящийся на третьей стадии разработки. График разработки данного объекта приведен на рис. 1.

При анализе истории разработки башкирско-серпуховской залежи отмечается неэффективность ее системы в связи с превышением обводненности добываемой продукции над отборами от начальных извлекаемых запасов начиная с 2014 г. Преждевременная обводненность является одной из главных проблем разработки данного объекта. Также необходимо выделить недостижение проектных значений добычи нефти на текущий момент в соответствии с действующим проектным документом. Следует отметить, что внимание авторов рассматриваемый объект привлекает остаточной долей извлекаемых запасов, составляющей более 50 %. Согласно последнему мониторингу объекта отмечается низкий охват залежи системой заводнения, а также выявлена проблема низкой выработки запасов серпуховского горизонта в условиях того, что фонд скважин практически полностью разбурен и введен в эксплуатацию. Помимо этого, сде-

лано заключение о резком росте обводненности продукции при повышении объемов закачки воды в пласт.

Очевидно, что данные проблемы неотъемлемо связаны с геологической неоднородностью объекта.

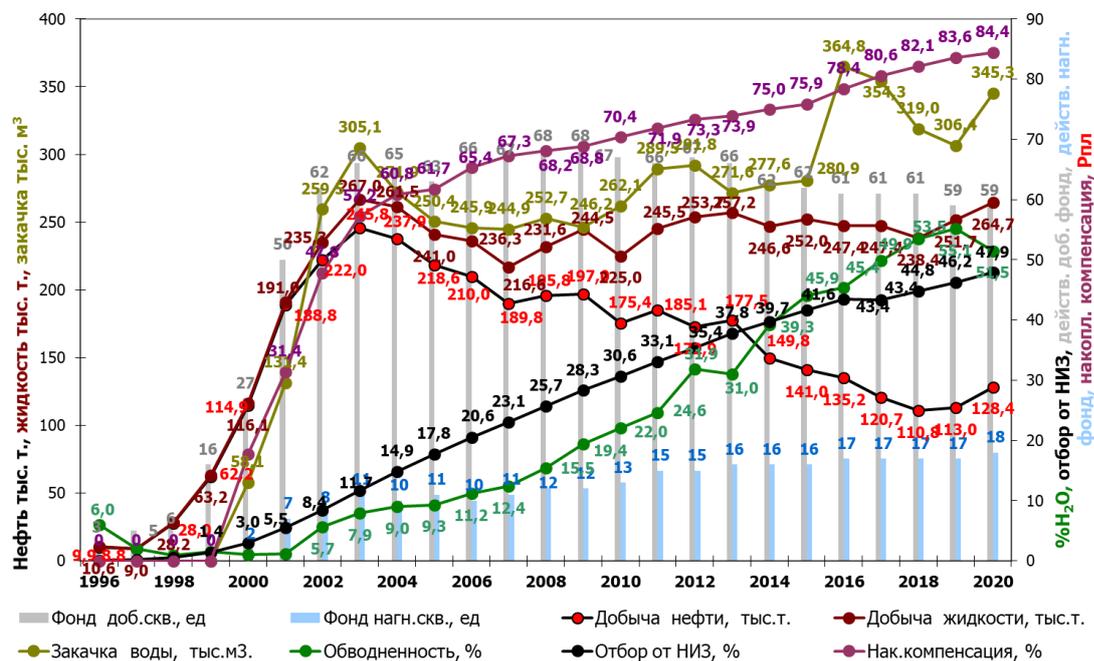


Рис. 1. График разработки башкирско-серпуховского объекта целевого месторождения

Fig. 1. Development schedule of the Bashkir-Serpukhov formation of the target field

В рамках изучения целевой залежи определены основные ее характеристики. По результатам статистической оценки геофизических исследований скважин выделяется асимметричное распределение значений коэффициентов проницаемости, смещенное в область низких значений. Проницаемость менее $25 \cdot 10^{-3}$ мкм² отмечается у более ¼ доли коллектора. При исследовании не менее важного показателя коллекторских свойств – пористости – установлен большой ряд значений, заключенный в пределы 8–17 %. К ярким представителям показателя неоднородности относятся коэффициенты расчлененности и песчанности, значения которых заключены в рамки от 1 до 27 ед. и от 0,40 до 0,55 д. ед., соответственно. Исследования нефтенасыщенности демонстрируют изменение значений данного параметра в диапазоне от 0,63 до 0,75. На рис. 2 отображена диаграмма распределения эффективной нефтенасыщенной толщины, построенная на основании исследований скважин рассматриваемого объекта.

Согласно представленному рисунку отмечается вариация эффективной нефтенасыщенной толщины в широких пределах. Также по данным скважин проведен анализ годовой добычи нефти, по результатам которого сделан вывод об отсутствии зависимости между добычей и нефтенасыщенной толщиной, другими словами, увеличение нефтенасыщенной толщины не влечет за собой повышение добычи нефти. Таким образом, приведенные показатели свидетельствуют о сильной степени геологической неоднородности рассматриваемого карбонатного объекта, которую необходимо было внимательно предусмотреть при проектировании технологической схемы разработки.

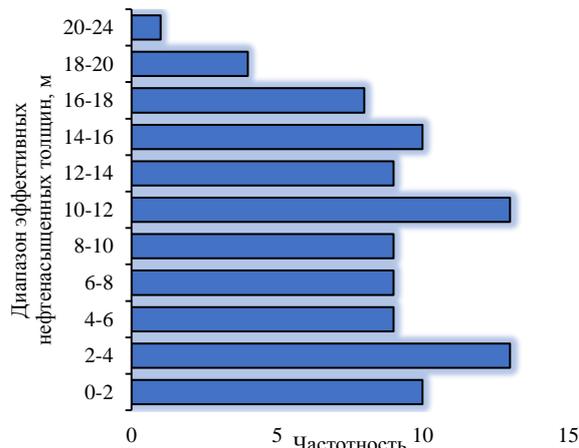


Рис. 2. Диаграмма распределения эффективных нефтенасыщенных толщин по скважинам

Fig. 2. Diagram of the distribution of effective oil-saturated thicknesses by wells

На основании приведенного материала об особенностях характеристик и свойств башкирско-серпуховской залежи целевого месторождения авторами предполагается получение высокой эффективности при внедрении технологии циклического заводнения на рассматриваемом объекте, выраженной в решении существующих проблем. На сегодняшний день при текущей системе поддержания пластового давления наблюдаются неравномерное распределение закачиваемой воды и ее прорывы по наиболее промытым зонам к добывающим скважинам. Этим обусловлено преждевременное обводнение добываемой продукции и низкий охват залежи, последствием которо-

го является недостижение проектных значений добычи нефти. Важно обратить внимание на то, что на сегодняшний день в качестве рабочего агента заводнения используется поверхностная вода с недалеко расположенной реки, что также способствует высокой потенциальности внедрения предлагаемой технологии с точки зрения остановки закачки в период половодья.

Материалы и методы исследования

В рамках настоящего исследования эффективности внедрения технологии циклического заводнения на башкирско-серпуховской залежи целевого месторождения выполнены прогнозные расчеты с использованием такого инструмента моделирования, как гидродинамический симулятор Tempest MORE, имеющий широкое применение во всем мире. Заложенные в данный симулятор функционал и алгоритмы моделирования позволяют осуществить проектирование предлагаемой технологии и прогноз основных технологических параметров. С целью выполнения данных задач задействована актуальная геологическая гидродинамическая модель (ГГДМ), адаптация которой реализована на июль 2021 г. Необходимо отметить, что адаптация данной модели выполнена на высоком уровне, поскольку в пределах рассматриваемого месторождения проведено большое количество исследований, начиная с момента его поиска и разведки и заканчивая текущим этапом разработки, что обеспечивает полноценную имитацию реального объекта при использовании настоящей ГГДМ. Ее внешний вид представлен на рис. 3 на примере куба нефтенасыщенности по состоянию на момент последней адаптации (01.07.2021).

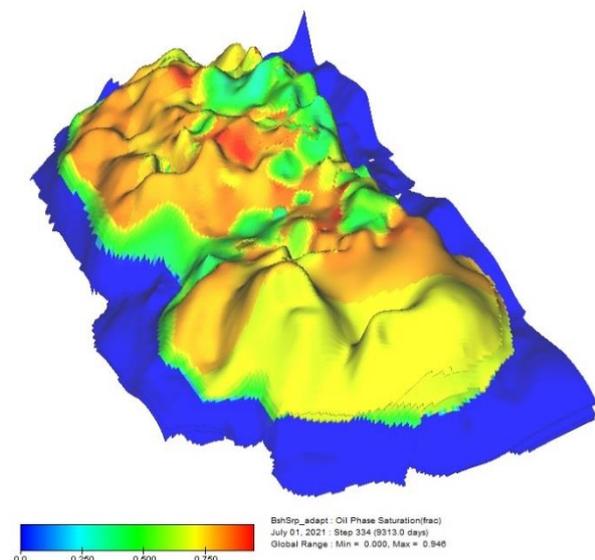


Рис. 3. Внешний вид гидродинамической модели башкирско-серпуховского объекта целевого месторождения на примере куба нефтенасыщенности по состоянию на 01.07.2021

Fig. 3. External view of the hydrodynamic model of the Bashkir-Serpukhov formation of the target field on the example of the oil phase saturation cube as of 01.07.2021

При моделировании технологии циклического заводнения авторами принято решение рассмотреть несколько вариантов, соответствующих различным периодам полуцикла, равным продолжительности остановки действующего нагнетательного фонда скважин или его работы. В итоге прогнозные расчеты выполнены с моделированием предлагаемой технологии с полуциклами, заключенными в пределы от 10 до 60 суток с шагом 5 дней. Такой широкий охват периодов позволит выполнить наиболее достоверный сравнительный анализ и выявить наиболее оптимальную технологию.

Помимо этого, в дополнение к данной работе выполнено моделирование большой серии мероприятий в связи с тем, что в процессе изучения объекта определен ряд скважин из добывающего и нагнетательного фондов, работающих на неэффективном режиме, в соответствии с экспертной оценкой авторов. Таким образом, в ходе исследования определены пять добывающих скважин, дебит по нефти которых составляет менее 0,15 т в сутки. Применительно к данным скважинам реализовано два варианта событий, по первому из которых предполагается перевод их в нагнетательный фонд и дальнейшая их работа в соответствии с технологией циклического заводнения. Согласно второму варианту на основании комплексного анализа строения залежи и расположения скважин принято, что три из пяти скважин нецелесообразно переводить в нагнетательный фонд, поскольку в зоне воздействия данных скважин находятся другие нагнетательные скважины. Вследствие этого решено вывести данный ряд скважин из разработки башкирско-серпуховского объекта целевого месторождения, а две другие перевести в нагнетательный фонд аналогично первому варианту. Важно обратить внимание на то, что предлагаемые решения не противоречат «Правилам разработки месторождений углеводородного сырья». Касательно существующего нагнетательного фонда выявлены проблемы с приемистостью девяти скважин, составляющей менее 20 кубометров в сутки. По результатам их изучения и анализа опыта проведения операций по увеличению приемистости на рассматриваемом объекте и его аналогах запланировано осуществление операций по обработке призабойной зоны пласта кислотными составами, являющейся наиболее распространенным и эффективным методом [26, 27]. Моделирование данных мероприятий реализовано как по отдельности, так и комплексно. А также для корректного высококачественного анализа результатов эффективности внедрения технологии циклической закачки совместно с данным рядом геологических мероприятий (ГТМ) необходимо отметить, что их моделирование выполнено в соответствии с двумя вариантами технологий заводнения (стационарной и нестационарной).

Согласно действующему проектному документу на разработку рассматриваемого объекта отмечается ее окончание в конце 2091 г. На основании данной информации все запланированные прогнозные расчеты выполнены до указанной даты. Началом внедрения предлагаемых решений считается 1 января 2022 г.

Результаты

В результате гидродинамического моделирования предложенных вариантов выполнено 72 расчета, что позволяет рассмотреть большой спектр результатов, на основании которых можно сделать качественный вывод об эффективности предлагаемых мероприятий с целью решения существующих проблем разработки башкирско-серпуховской залежи целевого месторождения. Среди данного количества расчетов рассматривается базовый вариант, соответствующий технологии стационарного заводнения при текущей системе, а также предлагаемые варианты внедрения технологии циклического заводнения с различной продолжительностью полуцикла. Помимо этого, все указанные варианты смоделированы в комплексе с предложенным рядом ГТМ в различной конфигурации.

На первом этапе выполнен анализ результатов эффективности внедрения технологии циклического заводнения с различными периодами полуцикла без

комплексного применения ГТМ. Сравнивая результаты данных расчетов с базовым вариантом, отмечается значительный положительный эффект при всех рассмотренных вариациях периода полуцикла. При анализе их результатов отмечается общая тенденция улучшения всех рассмотренных основных технологических показателей разработки по сравнению с базовым вариантом, за исключением средневзвешенного давления в углеводородной фазе. Данные показатели подробно рассмотрены далее при графическом анализе их графиков на рис. 4 в соответствии с базовым вариантом (BshSpr_baz) и наиболее эффективным (BshSpr_var1), соответствующим технологии циклического заводнения с продолжительностью полуцикла, равной 30 суткам, определенным на основании оценки авторов. На данном рисунке приведена динамика изменения основных технологических показателей разработки в соответствии с указанными вариантами.

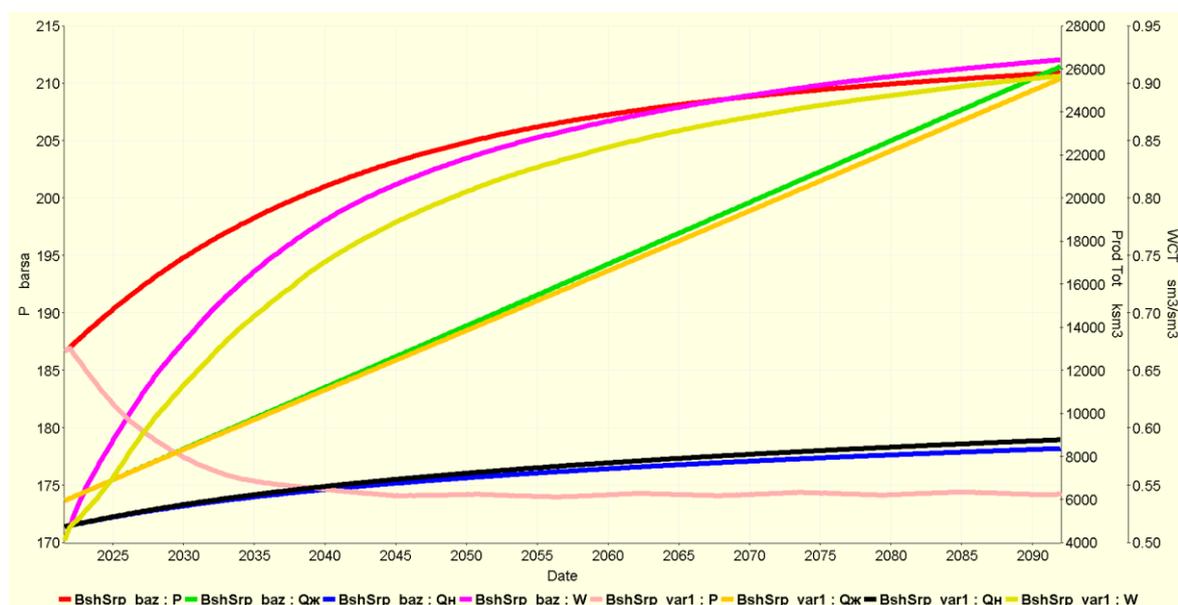


Рис. 4. Динамика изменения основных технологических показателей разработки по базовому (BshSpr_baz) и первому (BshSpr_var1) вариантам (P – средневзвешенное давление в углеводородной фазе, бар; $Q_{ж}$ – накопленная добыча жидкости, тыс. м³; $Q_{н}$ – накопленная добыча нефти, тыс. м³; W – обводненность, д. ед.)

Fig. 4. Dynamics of changes in the main technological indicators of development for the basic (BshSpr_baz) and first (BshSpr_var1) variants (P – Hydrocarbon Average Pressure, barsa; $Q_{ж}$ – Liquid Production Total, ksm³; $Q_{н}$ – Oil Production Total, ksm³; W – Water Cut, sm³/sm³)

При анализе результатов прогноза основных технологических параметров разработки авторами подтверждается эффективность внедрения технологии циклического заводнения. Успешность ее реализации выражена в постепенном увеличении уровня отборов нефти по сравнению с базовым вариантом. На момент окончания разработки при количественной оценке накопленная добыча нефти составит 7077,5 тыс. т в соответствии с предлагаемым вариантом, что транслирует повышение коэффициента извлечения нефти на 1,4 %. Помимо этого, при переходе со стационарной закачки на нестационарную наблюдается снижение добычи жидкости на всем периоде моделирования, что ведет к снижению обводненности добываемой

продукции. Данные показатели служат благоприятным фактором в рамках обоснования реализации рассматриваемой технологии. Также, как уже отмечалось, единственным негативным моментом при предлагаемом варианте является снижение средневзвешенного давления в углеводородной фазе вследствие уменьшения уровня закачки рабочего агента. Однако данное снижение незначительно и не представляет серьезную проблему, поскольку давление уменьшается на 1,29 МПа за весь период нестационарного заводнения. Таким образом, на основании приведенных материалов сравнения сделан вывод, что циклическая закачка в условиях геологической неоднородности целевого объекта обладает высоким преимуществом

при сопоставлении с текущим режимом, способствуя решению существующих проблем разработки, связанных с неравномерностью фильтрации закачиваемой воды, влияющей на обводнение добываемой продукции и невовлечение в разработку малопроницаемых, застойных нефтенасыщенных зон.

На втором этапе гидродинамических расчетов осуществлена оценка показателей разработки при рассмотрении вариантов моделирования существующей системы заводнения в комплексе с проектируемыми ГТМ в различной группировке. Все предложенные варианты обладают эффективностью по сравнению с базовым вариантом, однако данная степень эффективности не так велика при сравнительном анализе с результатами моделирования данных ГТМ комплексно с внедрением технологии циклического заводнения с различной периодичностью полуцикла. Циклическая закачка совместно с реализацией предложенного ряда дополнительных мероприятий,

направленных на повышение эффективности системы разработки, обладают синергетическим эффектом, обуславливающим существенное улучшение текущих технологических показателей разработки.

В результате сравнения прогнозных расчетов авторами данного исследования сделан вывод, что наибольшей эффективностью характеризуется вариант, согласно которому осуществлен дизайн циклического заводнения с продолжительностью полуцикла, равной 30 суткам, совместно с выводом из разработки трех добывающих скважин, переводом двух добывающих скважин в нагнетательный фонд и реализацией обротов призабойных зон на девяти нагнетательных скважинах. Графики основных технологических показателей, рассчитанных согласно данному варианту (BshSrp_var2) до 2092 г. в гидродинамическом симуляторе Tempest MORE, представлены на рис. 5. Также на данном рисунке изображена динамика изменения соответствующих показателей по базовому варианту.

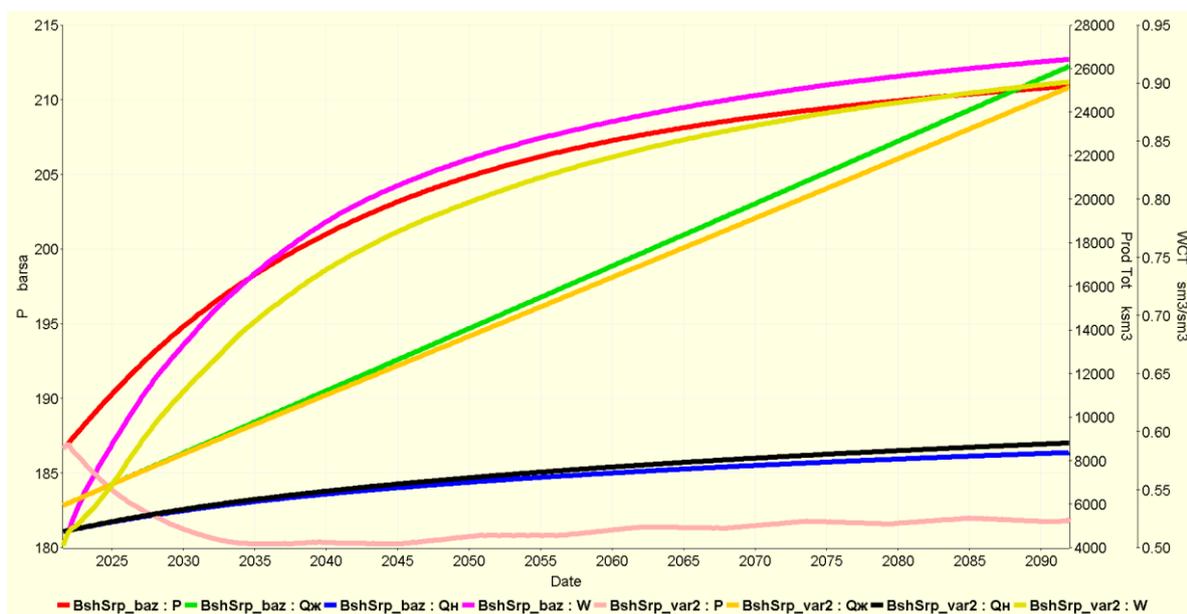


Рис. 5. Динамика изменения основных технологических показателей разработки по базовому (BshSrp_baz) и второму (BshSrp_var2) вариантам (P – средневзвешенное давление в углеводородной фазе, бар; $Q_{ж}$ – накопленная добыча жидкости, тыс. m^3 ; Q_n – накопленная добыча нефти, тыс. m^3 ; W – обводненность, д. ед.)

Fig. 5. Dynamics of changes in the main technological indicators of development for the basic (BshSrp_baz) and second (BshSrp_var2) variants (P – Hydrocarbon Average Pressure, barsa; $Q_{ж}$ – Liquid Production Total, ksm^3 ; Q_n – Oil Production Total, ksm^3 ; W – Water Cut, sm^3/sm^3)

На базе представленных графических данных можно отметить, что тенденция изменения показателей аналогична предыдущему описанию сравнительного анализа базового и первого варианта. Однако в данном случае, как уже было сказано, наблюдается синергетический эффект, весь рассматриваемый ряд показателей улучшен в большей степени по сравнению с вариантом, предполагающим исключительно внедрение циклического заводнения. В комплексе с данной серией ГТМ коэффициент извлечения нефти дополнительно увеличивается на 0,4 %. Следовательно, результаты моделирования предлагаемого варианта отражают высокую эффективность, что является ключевым фактором для обоснованности внедрения

технологии циклического заводнения в комплексе с ГТМ на целевой нефтяной залежи, характеризующейся сильной степенью геологической неоднородности, непосредственно влияющей на существующие осложнения процесса разработки.

Заключение

В заключение данной научно-исследовательской работы по результатам ее выполнения подведен ряд основных выводов, обосновывающих внедрение технологии циклического заводнения на башкирско-серпуховском объекте одного из месторождений Пермского края. Затронута проблема разработки рассматриваемого объекта, обладающего повсеместной

особенностью – геологической неоднородностью. Вследствие данного факта наблюдается неэффективность существующей системы стационарного заводнения технической водой, выраженная в неравномерности ее распределения, вызывающей повышенное содержание воды в добываемой продукции и невозможность вовлечения в разработку малопроницаемых зон. На базе мирового опыта авторами установлено, что технология циклического заводнения имеет преимущества в условиях целевого объекта, вследствие этого выполнена оценка целесообразности ее внедрения с использованием гидродинамического симулятора Tempest MORE. По результатам расчетов на актуальной геолого-гидродинамической модели получена высокая эффективность предлагаемой идеи, способствующей повышению уровня отборов нефти и снижению добычи жидкости до момента окончания разработки объекта, установленного в действующем проектом документе. Также параллельно с данными расчетами

проанализированы текущие режимы работы скважин добывающего и нагнетательного фонда, по результатам чего предложена серия геолого-технических мероприятий. Комплексный дизайн, включающий внедрение технологии циклического заводнения и проведение предложенных геолого-технических мероприятий, обладает значительным эффектом, поскольку с его реализацией ожидается решение существующих проблем разработки, при этом коэффициент извлечения нефти повышается на 1,8 %.

Работа выполнена в организации Головного исполнителя в рамках выполняемой составной части НИОКТР, проводимой при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (соглашение № 075-11-2021-052 от 24 июня 2021 г.) в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 09.04.2010 № 218 (ПРОЕКТ 218). Головной исполнитель НИОКТР – ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мартюшев Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243. – С. 313–318.
2. Influence of geological and technological parameters on effectiveness of hydrochloric acid treatment of carbonate reservoirs / S.N. Krivoshechekov, K.A. Vyatkin, K.A. Ravelev, A.A. Kochnev // International Journal of Engineering. – 2020. – V. 33. – № 10. – P. 2113–2119.
3. Digital and conventional techniques to study permeability heterogeneity in complex carbonate rocks / M. Dernaika, M. Al Mansoori, M. Singh, T. Al Dayyani, Z. Kalam, R. Bhakta, S. Koronfol, Y.N. Uddin // Petrophysics – The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description. – 2018. – V. 59. – № 3. – P. 373–396.
4. Комплексный подход к оценке эффективности проектируемой соляно-кислотной обработки с использованием результатов лабораторных исследований и гидродинамического моделирования / С.Н. Кривошеков, Н.Д. Козырев, К.А. Вяткин, К.А. Равелев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 7. – С. 43–53.
5. Развитие нефтегазового комплекса Югры, трудноизвлекаемые запасы / С.Г. Кузьменков, В.И. Исаев, В.И. Булатов, Р.Ш. Аюпов, Н.О. Игенбаева, Ю.А. Кузьмин, П.А. Стулов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 11. – С. 103–113.
6. Кривошеков С.Н., Кочнев А.А., Равелев К.А. Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учетом экономической эффективности // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – С. 587–595.
7. Wilson A. New method for predicting production boosts accuracy for carbonate reservoirs // Journal of Petroleum Technology. – 2018. – V. 70. – № 10. – P. 67–69.
8. Heterogeneity in the petrophysical properties of carbonate reservoirs in Tal Block / U. Farooq, J. Ahmed, S. Ali, F. Siddiqi, S.A.A. Kazmi, K. Mushir // SPWLA 60th Annual Logging Symposium. – Woodlands, 2019.
9. Carpenter C. Capacitance-resistance model used for integrated detection of water production // Journal of Petroleum Technology. – 2020. – V. 72. – № 1. – P. 51–52.
10. Liu K., Wu X., Ling K. Integrated detection of water production in a highly heterogeneous and tight formation using CRM model: a case study on water flooding gaiter draw unit, Wyoming, USA // International Petroleum Technology Conference. – Beijing, 2019.
11. Применение геолообразующих составов для ограничения притока воды в добывающие скважины на месторождениях НГДУ «Ленингорскнефть» / И.Ф. Галимов, А.С. Ахметшина, А.Т. Зарипов, А.Н. Береговой, Н.А. Князева, О.И. Афанасьева // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 36–39.
12. Поплыгина И.С., Мордвинов В.А. Использование осадкогелеобразующей композиции для снижения обводненности скважин на нефтяной залежи с высоковязкой нефтью // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 12. – С. 37–43.
13. Булыгин Д.В., Николаев А.Н., Елесин А.В. Гидродинамическая оценка эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 172–177.
14. Wang D., Niu D., Li H.A. Predicting waterflooding performance in low-permeability reservoirs with linear dynamical systems // SPE Journal. – 2017. – V. 22. – № 5. – P. 1596–1608.
15. A new approach to polymer flooding: effects of early polymer injection and wettability on final oil recovery / J.L. Juárez-Morejón, H. Bertin, A. Omari, G. Hamon, C. Cottin, D. Morel, C. Romero, G. Bourdarot // SPE Journal. – 2019. – V. 24. – № 1. – P. 129–139.
16. An inversion method of relative permeability curves in polymer flooding considering physical properties of polymer / Y. Liu, J. Hou, L. Liu, K. Zhou, Y. Zhang, T. Dai, L. Guo, W. Cao // SPE Journal. – 2018. – V. 23. – № 5. – P. 1929–1943.
17. Optimization of polymer flooding in a heterogeneous reservoir considering geological and history matching uncertainties / E. Ibi-am, S. Geiger, V. Demyanov, D. Arnold // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2021. – V. 24. – № 1. – P. 19–36.
18. Организация системы поддержания пластового давления на месторождении им. П. Третьякова в условиях реализации водогазового воздействия / П.В. Виноградов, О.В. Надеждин, У.М. Абуталипов, А.Р. Латыпов, Е.И. Сергеев, С.Е. Здольник, В.М. Веселов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 66–69.
19. Пестов В.М., Яновский А.В., Дроздов А.Н. Совершенствование технологии закачки водогазовых смесей в пласт // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 84–86.
20. Мартюшев Д.А., Менгалиев А.Г. Планирование циклического заводнения на основе анизотропной гидродинамической модели карбонатной залежи Гагаринского месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 12. – С. 84–93.
21. О выборе участков нефтяных месторождений для эффективного применения циклического заводнения / С.П. Родионов, О.Н. Пичугин, В.П. Косяков, Я.В. Ширшов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 58–61.
22. Lu X.G., Xu J. Waterflooding optimization: a pragmatic and cost-effective approach to improve oil recovery from mature fields // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. – Jakarta, 2017.
23. Альмухаметова Э.М. Расширение опыта применения технологии нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационного потока на примере

- месторождения Северные Бузачи // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 2. – С. 115–121.
24. Особенности технологии нестационарного воздействия на системы разработки с горизонтальными скважинами / М.М. Велиев, А.Н. Иванов, И.В. Владимиров, Э.М. Велиев, В.В. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 86–89.
25. Новиков В.А. Методика прогнозирования эффективности матричных кислотных обработок карбонатов // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 3. – С. 137–143.
26. Krivoshechekov S.N., Vyatkin K.A., Ravelev K.A. Predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatment in an oil field using the calculation of changes in the skin factor and hydrodynamic modeling // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2021. – V. 666. – № 3. – P. 032046.
27. Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate reservoirs / D. Ridner, T. Frick, D. Zhu, A.D. Hill, R. Angeles, N. Vishnumolakala, C.E. Shuchart // SPE Production and Operations. – 2019. – V. 35. – P. 137–146.

Поступила 15.12.2021 г.

Информация об авторах

Илюшин П.Ю., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета; директор Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Балдина Т.Р., заместитель директора Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Санникова Н.С., инженер Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Равелев К.А., студент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета; лаборант Научно-образовательного центра «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 622.276.43:038

JUSTIFICATION OF THE INTRODUCTION OF CYCLIC WATERFLOODING TECHNOLOGY AT A GEOLOGICALLY HETEROGENEOUS FORMATION OF THE OIL FIELD IN THE PERM KRAI

Pavel Yu. Ilyushin^{1,2},
Pavel.Ilyushin@ginrgm.ru

Tatiana R. Baldina²,
T.Baldina@ginrgm.ru

Nadezhda S. Sannikova²,
N.Sannikova@ginrgm.ru

Kirill A. Ravelev^{1,2},
Kirill.Ravelev@pstu.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

² Scientific and Educational Center «Geology and Development of Oil and Gas Fields»,
Perm National Research Polytechnic University,
21, Academician Korolev street, Perm, 614013, Russia.

The relevance of scientific work is caused by the existing problems of the development of carbonate productive deposits, characterized by a strong degree of geological heterogeneity. This feature directly affects the development, during which, in the conditions of these reservoirs, there is an uneven filtration of the injected agent and its movement through the most washed zones. These factors indicate an increased water content in the produced products and a low coverage of the reservoir by waterflooding, since the low-permeability areas of the reservoir remain outside the drainage zone. In order to solve this number of problems, according to world experience, various technologies are used, one of which is the technology of cyclic waterflooding, which has high efficiency and does not require significant capital and operating costs.

The main aim of the research is to evaluate the effectiveness of the implementation of the technology of cyclic waterflooding in various options, including different duration of the half-cycle of the technology and combination with a number of geological and technical measures, in the conditions of a geological heterogeneous development formation.

Object of the study is the Bashkir-Serpukhov formation of one of the deposits of the Perm Krai, which is characterized by a strong degree of heterogeneity according to the research results and is at the third stage of development. The analysis of the development of this object demonstrates a number of problems caused by the underestimation of its structure in full when designing the technological development scheme.

Methods. Within the framework of this work, the Tempest MORE hydrodynamic simulator was used as a modeling tool. For modeling, an up-to-date geological and hydrodynamic model and built-in functionality of the simulator were used.

Results. Based on the results of hydrodynamic modeling, a high efficiency of the proposed idea of introducing cyclic waterflooding technology at the target facility was obtained. The calculation results demonstrate the improvement in the main technological indicators of development in comparison with the base case, with the exception of the weighted average pressure in the hydrocarbon phase, since with a decrease in injection volumes, the energy state of the reservoir slightly deteriorates. Due to the periodic operation of the injection well stock, alternating pressure drops arise between highly (water-saturated) and low-permeable (oil-saturated) zones, due to which previously uncovered oil-saturated areas of the reservoir are involved in development. With the implementation of this technology, the forecast indicators reflect an increase in the level of oil production and decrease in the level of liquid production, which characterizes the success of the modeled technology. Based on all the implemented calculations, the authors have illustrated the most effective version of cyclic waterflooding in combination with geological and technical measures at a number of wells of the object under consideration.

Key words:

Oil reservoir, geologically heterogeneous formation, cyclic waterflooding, reservoir coverage, geological and hydrodynamic model.

The work was carried out in the organization of the Lead Contractor as part of the R&D carried out with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (agreement number 075-11-2021-052 of 24 June 2021) in accordance with the decree of the Government of the Russian Federation: 09.04.2010, number 218 (PROJECT 218). The main R&D contractor is Perm National Research Polytechnic University.

REFERENCES

1. Martyshev D.A. Improving the geological and hydrodynamic model of a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, pp. 313–318. In Rus.
2. Krivoshechekov S.N., Vyatkin K.A., Ravelev K.A., Kochnev A.A. Influence of geological and technological parameters on effectiveness of hydrochloric acid treatment of carbonate reservoirs. *International Journal of Engineering*, 2020, vol. 33, no. 10, pp. 2113–2119.
3. Dernaika M., Al Mansoori M., Singh M., Al Dayyani T., Kalam Z., Bhakta R., Koronfol S., Uddin Y.N. Digital and conventional techniques to study permeability heterogeneity in complex carbonate rocks. *Petrophysics – The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, 2018, vol. 59, no. 3, pp. 373–396.

4. Krivoshchekov S.N., Kozyrev N.D., Vyatkin K.A., Ravelev K.A. Complex approach to estimating the efficiency of the designed hydrochloric acid treatment using the results of laboratory studies and hydrodynamic simulation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 7, pp. 43–53. In Rus.
5. Kuzmenkov S.G., Isaev V.I., Bulatov V.I., Ayupov R.Sh., Eginbaeva N.O., Kuzmin Yu.A., Stulov P.A. Development of Yugra oil and gas complex, hard-to-extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 11, pp. 103–113. In Rus.
6. Krivoshchekov S.N., Kochnev A.A., Ravelev K.A. Development of an algorithm for determining the technological parameters of acid composition injection during treatment of the near-bottomhole zone, taking into account economic efficiency. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 250, pp. 587–595. In Rus.
7. Wilson A. New method for predicting production boosts accuracy for carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 2018, vol. 70, no. 10, pp. 67–69.
8. Farooq U., Ahmed J., Ali S., Siddiqi F., Kazmi S.A.A., Mushir K. Heterogeneity in the Petrophysical Properties of Carbonate Reservoirs in Tal Block. *SPWLA 60th Annual Logging Symposium*. Woodlands, 2019.
9. Carpenter C. Capacitance-resistance model used for integrated detection of water production. *Journal of Petroleum Technology*, 2020, vol. 72, no. 1, pp. 51–52.
10. Liu K., Wu X., Ling K. Integrated detection of water production in a highly heterogeneous and tight formation using CRM model: a case study on water flooding gaither draw unit, Wyoming, USA. *International Petroleum Technology Conference*. Beijing, 2019.
11. Galimov I.F., Akhmetshina A.S., Zaripov A.T., Beregovoy A.N., Knyazeva N.A., Afanaseva O.I. Experience in application of gel-forming compositions for water shut-off purposes in fields operated by Oil and Gas Production Department Leninogorskneft of Tatneft PJSC. *Oil Industry*, 2020, no. 7, pp. 36–39. In Rus.
12. Poplygina I.S., Mordvinov V.A. Using a gel-forming composition to reduce the water rehabilitation of oil wells with high-vision oil. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 12, pp. 37–43. In Rus.
13. Bulygin D.V., Nikolaev A.N., Elesin A.V. Hydrodynamic evaluation of the efficiency of flow deflecting technologies in conditions of formation of man-made filtration channels. *Georesources*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 172–177. In Rus.
14. Wang D., Niu D., Li H.A. Predicting waterflooding performance in low-permeability reservoirs with linear dynamical systems. *SPE Journal*, 2017, vol. 22, no. 5, pp. 1596–1608.
15. Juárez-Morejón J.L., Bertin H., Omari A., Hamon G., Cottin C., Morel D., Romero C., Bourdarot G. A new approach to polymer flooding: effects of early polymer injection and wettability on final oil recovery. *SPE Journal*, 2019, vol. 24, no. 1, pp. 129–139.
16. Liu Y., Hou J., Liu L., Zhou K., Zhang Y., Dai T., Guo L., Cao W. An inversion method of relative permeability curves in polymer flooding considering physical properties of polymer. *SPE Journal*, 2018, vol. 23, no. 5, pp. 1929–1943.
17. Ibiam E., Geiger S., Demyanov V., Arnold D. Optimization of polymer flooding in a heterogeneous reservoir considering geological and history matching uncertainties. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2021, vol. 24, no. 1, pp. 19–36.
18. Vinogradov P.V., Nadezhdin O.V., Abutalipov U.M., Latypov A.R., Sergeev E.I., Zdolnik S.E., Veselov V.M. Organization of the reservoir pressure maintenance system at Roman Trebs oilfield under the conditions of full implementation of the WAG technology. *Oil Industry*, 2016, no. 9, pp. 66–69. In Rus.
19. Pestov V.M., Yanovsky A.V., Drozdov A.N. Improving the technology for water-gas mixtures pumping into the reservoir. *Oil Industry*, 2019, no. 4, pp. 84–86. In Rus.
20. Martyshev D.A., Mengaliev A.G. Planning of cyclic watering based on anisotropic hydrodynamic model of the carbonate deposit of Gagarinskoe field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 12, pp. 84–93. In Rus.
21. Rodionov S.P., Pichugin O.N., Kosyakov V.P., Shirshov Ya.V. On the selection of oil fields areas for the effective use of cyclic waterflooding. *Oil Industry*, 2019, no. 4, pp. 58–61. In Rus.
22. Lu X.G., Xu J. Waterflooding optimization: a pragmatic and cost-effective approach to improve oil recovery from mature fields. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Jakarta, 2017.
23. Almukhametova E.M. Expanding the experience of using non-stationary waterflooding technology with changing direction of the filtration flow in the example of the Northern Buzachi field. *Georesources*, 2018, vol. 20, no. 2, pp. 115–121. In Rus.
24. Veliev M.M., Ivanov A.N., Vladimirov I.V., Veliev E.M., Mukhametshin V.V. Specifics of cyclic water flooding for development systems made up with horizontal wells. *Oil Industry*, 2021, no. 7, pp. 86–89. In Rus.
25. Novikov V.A. Method for forecasting the efficiency of matrix acid treatment of carbonate. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol. 21, no. 3, pp. 137–143. In Rus.
26. Krivoshchekov S.N., Vyatkin K.A., Ravelev K.A. Predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatment in an oil field using the calculation of changes in the skin factor and hydrodynamic modeling. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2021, vol. 666, no. 3, pp. 032046.
27. Ridner D., Frick T., Zhu D., Hill A.D., Angeles R., Vishnumolakala N., Shuchart C.E. Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate reservoirs. *SPE Production and Operations*, 2019, vol. 35, pp. 137–146.

Received: 15 December 2021.

Information about the authors

Pavel Yu. Ilyushin, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University; director, Scientific and Educational Center «Geology and Development of Oil and Gas Fields», Perm National Research Polytechnic University.

Tatiana R. Baldina, deputy director, Scientific and Educational Center «Geology and Development of Oil and Gas Fields», Perm National Research Polytechnic University.

Nadezhda S. Sannikova, engineer, Scientific and Educational Center «Geology and Development of Oil and Gas Fields», Perm National Research Polytechnic University.

Kirill A. Ravelev, student, Perm National Research Polytechnic University; laboratory assistant, Scientific and Educational Center «Geology and Development of Oil and Gas Fields», Perm National Research Polytechnic University.