



УДК 622.276.6
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2020



Оценка эффективности системы заводнения турнейско-фаменской залежи Маговского месторождения

Н.А. Лядова, В.А. Демченко

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Пермь (Россия, 614990, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

Waterflooding Efficiency Evaluation on Tournasian-Famennian Deposit of Magovskoye Field

Nadezhda A. Lyadova, Vladimir A. Demchenko

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 03.02.2020. Принята / Accepted: 15.06.2020. Опубликовано / Published: 17.08.2020

Ключевые слова:
система заводнения, интенсификация добычи нефти, геолого-технические мероприятия, карбонатный коллектор, запасы, залежь, месторождение, разработка, скважина, ценность актива.

Исследуется эффективность системы заводнения в сложнопостроенном карбонатном коллекторе турнейско-фаменского объекта Маговского месторождения. Данный объект характеризуется сложными геологическими условиями, что напрямую отражается на эффективности его разработки. В ходе работы проанализированы: история и текущее состояние разработки объекта, динамика работы добывающих и нагнетательных скважин, энергетическое состояние объекта, динамика пластового давления по скважинам, геологические особенности пласта и литолого-фациальное строение. Установлена связь между работой скважин и литофациальной неоднородностью пласта.

На объекте организована внутриконтурная в сочетании с приконтурной система заводнения, которая характеризуется низкой эффективностью. По ряду скважин, расположенных в краевых частях, отмечается пониженное пластовое давление, данные участки характеризуются ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Также выделяют различие между верхней и нижней частью разреза: скважины, вскрывшие нижнюю часть разреза, характеризуются положительной динамикой добычи жидкости и положительным энергетическим состоянием, что в свою очередь связано с влиянием законтурной области; скважины, вскрывшие верхнюю часть разреза, характеризуются худшими фильтрационно-емкостными свойствами, более высокой расчлененностью и отсутствием влияния законтурной области. Проанализированы скважины, расположенные в зонах с пониженным пластовым давлением, выявлены причины низкого энергетического состояния, даны предложения по проведению исследований. Также рассмотрены геолого-технические мероприятия, проводимые на рассматриваемом объекте и на объектах месторождений-аналогов в соответствующих геолого-промысловых условиях, определены мероприятия с наибольшим технологическим эффектом.

В результате исследований предложены геолого-технические мероприятия с учетом особенностей строения литолого-фациальных зон, характером взаимосвязи добывающих и нагнетательных скважин, которые повысят эффективность системы заводнения и в целом положительно отразятся на эффективности разработки объекта.

Keywords:
waterflooding system, oil production intensification, geological and technical measures, carbonate reservoir, reserves, deposit, field, development, well, asset value.

The waterflooding efficiency in the complex-structured carbonate reservoir of the Tournasian-Famennian object of the Magovskoye field is investigated. This object is characterized by difficult geological conditions, which directly affects the efficiency of its development. In the course of the work, the following were analyzed: history and current state of the object development, dynamics of the production and injection wells, object energy state, reservoir pressure dynamics in the wells, geological features of the reservoir and the lithological-facial structure. A relationship was established between wells operation and lithofacial heterogeneity of the formation.

An intra-contour waterflooding system was organized at the object in combination with a contour waterflooding system, which was characterized by low efficiency. For a number of wells located in the edge parts, there was a reduced reservoir pressure, these areas were characterized by deteriorated reservoir properties. There was also a distinction between the upper and lower parts of the section: wells that had penetrated the lower part of the section were characterized by positive dynamics of fluid production and a positive energy state, which in turn was associated with the influence of the boundary area; the wells that had penetrated the upper part of the section were characterized by poorer porosity and permeability properties, higher segmentation and the absence of the influence of the contour area. Wells located in zones with low reservoir pressure had been analyzed, the reasons for the low energy state had been identified, and proposals for research were given. Also geological and technical measures carried out at the object under consideration and at the facilities of analogous fields in the corresponding geological and field conditions were considered, measures with the greatest technological effect were identified.

As a result of the research, geological and technical measures were proposed, taking into account the structural features of the lithological-facial zones, the nature of the relationship between production and injection wells, which would increase the efficiency of the waterflooding system and, in general, would have a positive effect on the efficiency of the object development.

Лядова Надежда Алексеевна – кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заместитель генерального директора – директор филиала, (тел.: +007 342 233 67 81, e-mail: nadezhda.lyadova@pnn.lukoil.com).

Демченко Владимир Александрович – инженер I категории (тел.: +7 912 980 89 20, e-mail: Vladimir.Demchenko@pnn.lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

Nadezhda A. Lyadova (Author ID in Scopus: 36712086700) – PhD in Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Deputy General Director – Branch Director (tel.: +007 342 233 67 81, e-mail: nadezhda.lyadova@pnn.lukoil.com).

Vladimir A. Demchenko – 1st category Engineer (tel.: +7 912 980 89 20, e-mail: Vladimir.Demchenko@pnn.lukoil.com). The contact person for correspondence.

Введение

На сегодняшний день разработка карбонатных отложений сопровождается рядом осложняющих факторов ввиду сложного геологического строения. Существующие системы разработки не обеспечивают эффективность, требуют совершенствования, поиска и применения современных технологий извлечения нефти. На примере турнейско-фаменских отложений Южно-Раевского купола Маговского месторождения показано, что, несмотря на сформированную систему заводнения, созданные дополнительные очаги нагнетания, высокую накопленную компенсацию отборов жидкости закачкой на залежи, отмечаются зоны с неудовлетворительным энергетическим состоянием и, как следствие, происходит снижение продуктивности скважин и потенциала добычи нефти. В связи с этим актуальной задачей становится оценка эффективности системы заводнения и разработка комплекса рекомендаций по повышению энергетического состояния залежи и равномерной выработки запасов по площади.

Задачей данной работы является определение причин: низкой эффективности системы заводнения, низкого энергетического состояния пласта, а также разработка комплекса рекомендаций для ее совершенствования.

Оценка эффективности системы заводнения

На Маговском нефтегазоконденсатном месторождении выделено восемь объектов разработки. Более 40 % извлекаемых запасов сосредоточены в турнейско-фаменском объекте Южно-Раевского купола. Объект находится на третьей стадии разработки, степень выработки начальных извлекаемых запасов не превышает 25 %.

Промышленная разработка рассматриваемого объекта начата в 1999 г. вводом скв. № 15 с дебитом нефти 40 т/сут, в 2003 г. введены скв. № 16 и 13 с дебитами нефти 18,1 и 34 т/сут соответственно. До 2009 г. залежь эксплуатировалась тремя скважинами, расположенными в разных частях площади. Скважина № 15 характеризуется падением пластового давления и добычи жидкости, в скв. № 13 и 16 при вводе в эксплуатацию замеров пластового давления не проводилось (рис. 1, а).

В период с 2006 по 2007 г. отмечается рост обводнения продукции с 4,4 до 26,4 %. Обводнение продукции связано с прорывом пластовой воды в нижние интервалы перфорации скв. № 13 и 16, проведение

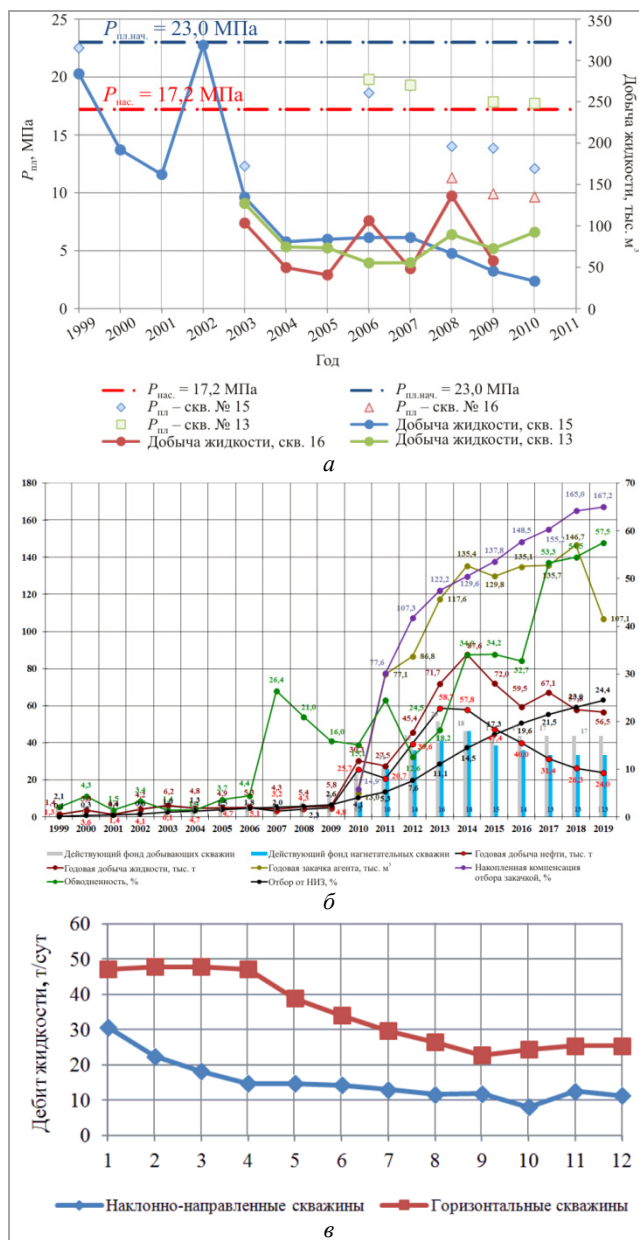


Рис. 1. Объект C₁-D₃fm, Южно-Раевское поднятие: а – динамика пластового давления и добычи жидкости по скв. № 13, 15 и 16; б – график разработки Маговского месторождения; в – динамика дебитов жидкости в первый год работы горизонтальных и наклонно-направленных скважин

изоляционных работ позволило снизить обводненность до 15,3 % (рис. 1, б).

С 2009 по 2015 г. объект разбуривается собственной сеткой скважин по площадной пятиточечной системе (сетка 500 × 500 м). Плотность сетки скважин составила 18 га. На текущую дату добыча нефти ведется механизированным способом.

Система заводнения формировалась практически одновременно с вводом добывающих скважин: так, в 2010 г. выполнен перевод под закачку трех добывающих скважин, в 2011 г. осуществлен ввод семи

нагнетательных скважин из эксплуатационного бурения. Система применяемого заводнения – внутриконтурная в сочетании с приконтурной. Несмотря на одновременный ввод добывающих и нагнетательных скважин, за довольно короткий период времени – 3 года – уровни добычи жидкости сократились на треть (см. рис. 1, б). Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) в целом по пласту C_1t-D_3fm Южно-Раевского купола Маговского месторождения достиг 6,5 % [1].

Скважины вводились в эксплуатацию с высокими дебитами жидкости, затем отмечается тенденция к резкому снижению продуктивности, что в конечном счете привело к невыполнению плановых уровней добычи нефти и стало причиной составления дополнения к технологической схеме разработки Маговского нефтегазоконденсатного месторождения в 2017 г. (рис. 1, в). Исходя из полученных данных, следует, что наибольшим темпом падения характеризуются наклонно-направленные скважины. В течение первых 12 месяцев эксплуатации дебит жидкости снизился в среднем на 60 % по наклонно-направленным скважинам и на 47 % по горизонтальным. Данный факт косвенно свидетельствует об ухудшении энергетического состояния в зонах залежи с наибольшими отборами жидкости [2, 3].

Основной причиной резкого снижения дебитов жидкости являются сложные геологические условия разработки: низкие фильтрационные свойства (проницаемость 0,004 мД), высокая расчлененность (41,4 ед.) и наличие вертикальной трещиноватости [4–8].

Снижение дебитов скважин происходило с различной интенсивностью, в зависимости от расположения скважин по площади. На площади залежи турнейско-фаменского рифового массива выделяют четыре фациальные зоны: ядро биогерма, верхняя часть тылового шлейфа, нижняя часть тылового шлейфа и рифовый гребень (рис. 2) [9–19].

Максимальной потерей производительности от начальной характеризуется фациальная зона – рифовый склон (85%). Потеря производительности нижней части тылового шлейфа составила 80 %, наиболее стабильно работают скважины верхней части тылового шлейфа и ядро биогерма, снижение производительности составило 46 и 53 % соответственно. На рис. 3, а, приведено сопоставление динамики среднесуточных дебитов нефти по фациальным зонам, где использовалась величина удельного дебита на метр нефтенасыщенной толщины, вскрытой перфорацией.

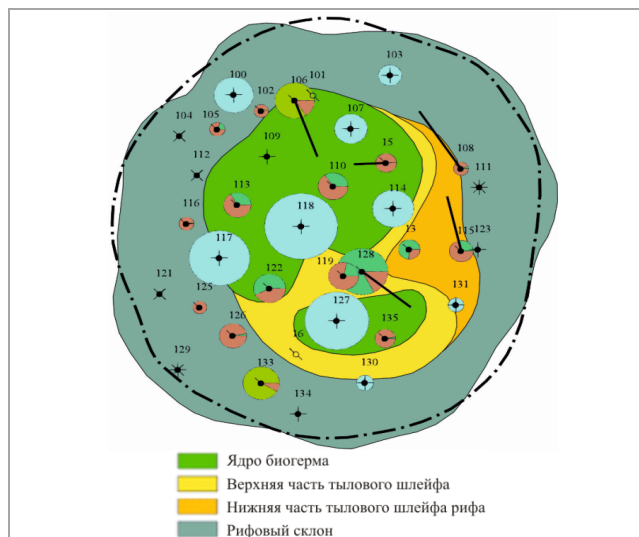


Рис. 2. Карта текущей эксплуатации турнейско-фамененского объекта с фациальными зонами

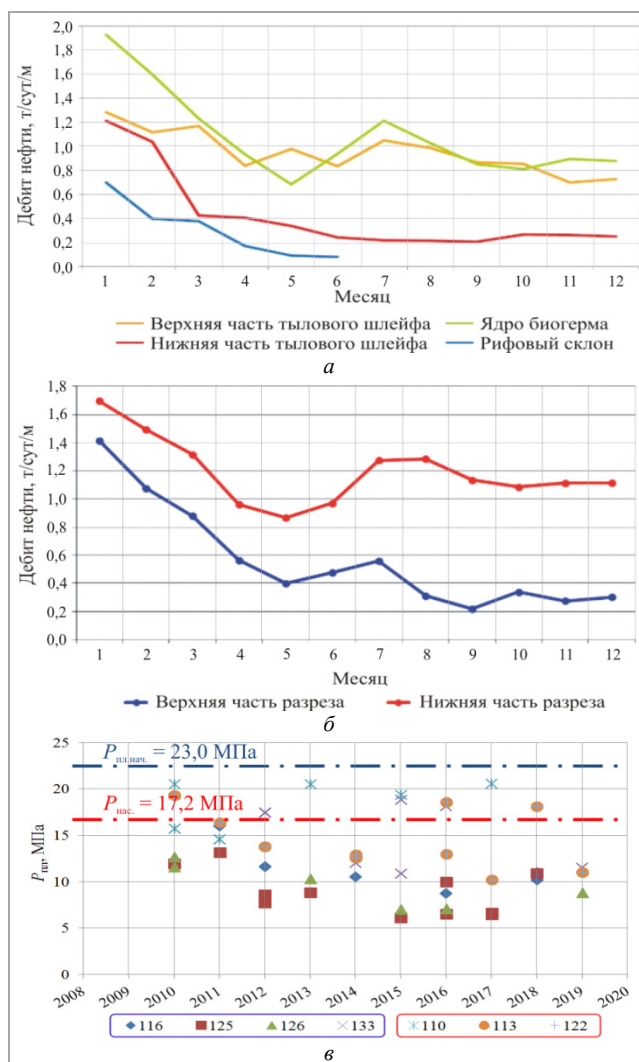


Рис. 3. Динамика: а – дебитов нефти в первый год работы скважин по фациальным зонам; б – дебитов нефти в первый год работы скважин по пластам D_3fm и D_3fr ; в – пластового давления по скважинам, вскрывшим верхнюю и нижнюю часть разреза

Также по результатам комплексного анализа выделяют различия между верхней и нижней частью рифового резервуара. Наиболее продуктивной является нижняя часть резервуара, среднее значение проницаемости порового коллектора 6,75 мД, трещинного – 4,73 мД. Верхняя часть рифового резервуара характеризуется худшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), более высокой расчлененностью и отсутствием влияния законтурной области, среднее значение проницаемости порового коллектора 0,79 мД, трещинного – 2,02 мД. На рис. 3, б, приведен рисунок динамики дебитов нефти, вскрывших нижнюю и верхнюю часть рифового резервуара. Пластовое давление в отложениях нижней части разреза выше, чем в таковых верхней части разреза, что говорит о высокой фильтрационной неоднородности органогенного массива, на рис. 3, в, приведены замеры пластовых давлений. Повышенное давление в нижней части разреза фиксируется до ввода нагнетательных скважин, что говорит об активности законтурной области [20].

Таким образом, приведенные факторы обуславливают низкие темпы нефтеизвлечения, неравномерность выработки запасов нефти, снижение продуктивности скважин и низкое энергетическое состояние.

Средний дебит скважин по нефти составляет 4,8 т/сут, по жидкости – 11,6 т/сут. Большая часть скважин работает с дебитом нефти менее 5 т/сут, из них половина – с дебитом менее 1 т/сут. Низкие дебиты скважин обусловлены низкими коллекторскими свойствами, ухудшенным энергетическим состоянием и высоким содержанием воды в продукции. Более трети фонда (41,2 %) характеризуются долей содержания воды в продукции менее 10 %, а высокой обводненностью (более 60 %) – четыре скважины. Скважины, расположенные в зонах с пониженным давлением, работают с низкими среднесуточными дебитами и характеризуются низкими отборами запасов нефти.

С целью оценки эффективности системы заводнения были проанализированы карты текущих и накопленных отборов, карты изобар, карты выработки запасов.

Организация закачки способствовала стабилизации и повышению энергетического состояния по ряду добывающих скважин, расположенных вблизи очагов нагнетания. Основной объем закачки (74 %) осуществляется в центральной части залежи в пласт Фр (скв. № 109, 118, 127, 117, 114). Несмотря на положительное влияние системы заводнения, наблюдаются критически низкие давления в скважинах, размещенных в краевых частях

залежи. Восстановление давления выше давления насыщения наблюдается в скважинах, расположенных в центральной части залежи. Снижение давления в скважинах, размещенных в краевых частях залежи, в целом негативно сказывается на общей динамике показателя. В районе нагнетательных скважин центральной части объекта отмечаются зоны с аномально высоким пластовым давлением (выше начального пластового) (рис. 4, а). В целом энергетическое состояние рассматриваемой залежи неудовлетворительное, текущее пластовое давление (17,75 МПа) больше давления насыщения нефти газом (16,2 МПа), однако присутствуют зоны, в которых давление ниже давления насыщения.

Следует учесть, что низкое пластовое давление по ряду скважин происходит на фоне годовой компенсации отборов жидкости закачкой водой – 202 %, объемы закачиваемой воды намного превосходят отборы жидкости. Существующие темпы обводнения добывающих скважин невысоки, что указывает на уход части закачиваемых вод в водоносную часть залежи.

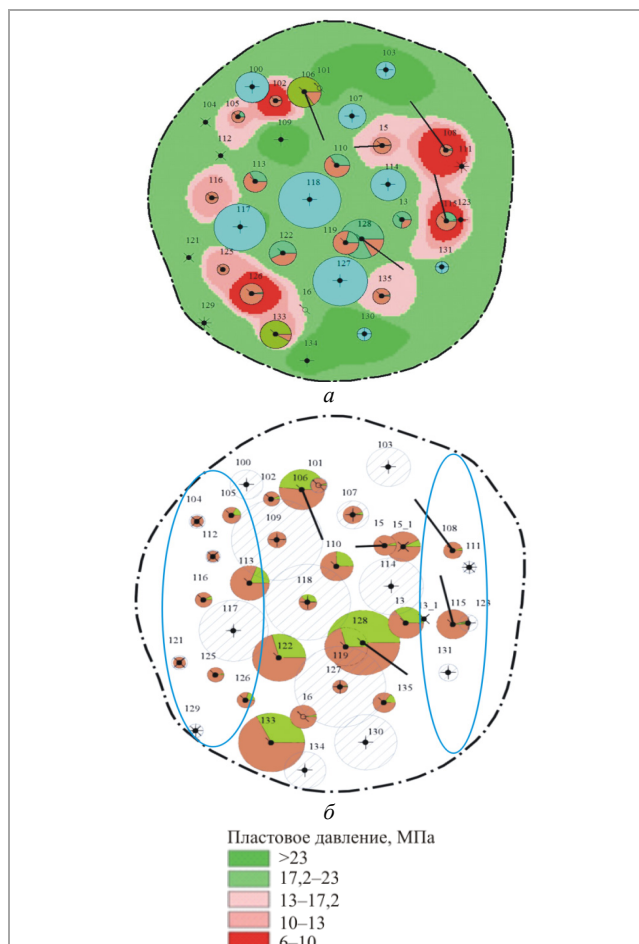


Рис. 4. Объект C₁-t-D₃fm Южно-Раевского поднятия:
а – схема текущего энергетического состояния;
б – карта накопленных отборов

Большая часть коллектора по площади охвачена заводнением. Выработка запасов по разрезу происходит неравномерно, на рис. 4, б, представлена карта накопленных отборов, где наглядно представлено, что скважины, расположенные в краевых частях, характеризуются низкой степенью выработки запасов. По залежи отмечаются зоны с высоким и низким отбором нефти, эти зоны характеризуются разной эффективностью заводнения. Зоны с высоким отбором нефти в большей степени охвачены нагнетательными скважинами, приурочены к нижней части разреза залежи. Низкая эффективность системы заводнения отмечается в верхней части разреза и в краевых частях. Верхняя часть пласта с низкопроницаемыми интервалами остается не охваченной дренированием. Скважины, расположенные в этих зонах, характеризуются низкими отборами нефти [21–35].

В ходе анализа отмечены зоны с пониженным пластовым давлением и низкой выработкой запасов. Рассмотрим скважины, расположенные в этих зонах: очаг нагнетания скв. № 114 и горизонтальной скв. № 108ГС (рис. 5, а).

Скважина № 108ГС характеризуется пониженным забойным давлением 7,7 МПа, что обуславливается отсутствием влияния нагнетательной скв. № 114 по причине несоответствия интервалов отбора нефти и закачки жидкости. В скв. № 108ГС в 2019 г. выполнен перестрел, дострел верхней части пласта, прирост составил 9,9 т/сут (однако отмечается резкое снижение дебита нефти, за пять месяцев дебит снизился на 29%). На разрезе также приведены добывающая скв. № 128ГС и нагнетательная № 127, интервалы отбора и закачки соответствуют, в добывающей скважине отмечается пластовое давление (17,7 МПа) выше давления насыщения. В окружающих скв. № 13.2 и 15 вскрыта верхняя часть разреза, в скв. № 114 верхняя часть разреза не вскрыта (рис. 5, б).

Во всех добывающих скважинах, расположенных вблизи очага нагнетания скв. № 114, вскрыта верхняя часть разреза. Предлагается проведение геолого-технических мероприятий по дострелу верхней части разреза в нагнетательной скв. № 114, проведение потокометрических исследований и сопоставление интервалов отбора и закачки жидкости в скв. № 114 и 108ГС [36].

Рассмотрим нагнетательные скв. № 109 и 118: ситуация с распределением закачки по разрезу аналогичная, работает нижняя часть разреза, наблюдается уход жидкости в водонасыщенную часть (рис. 5, в, г).

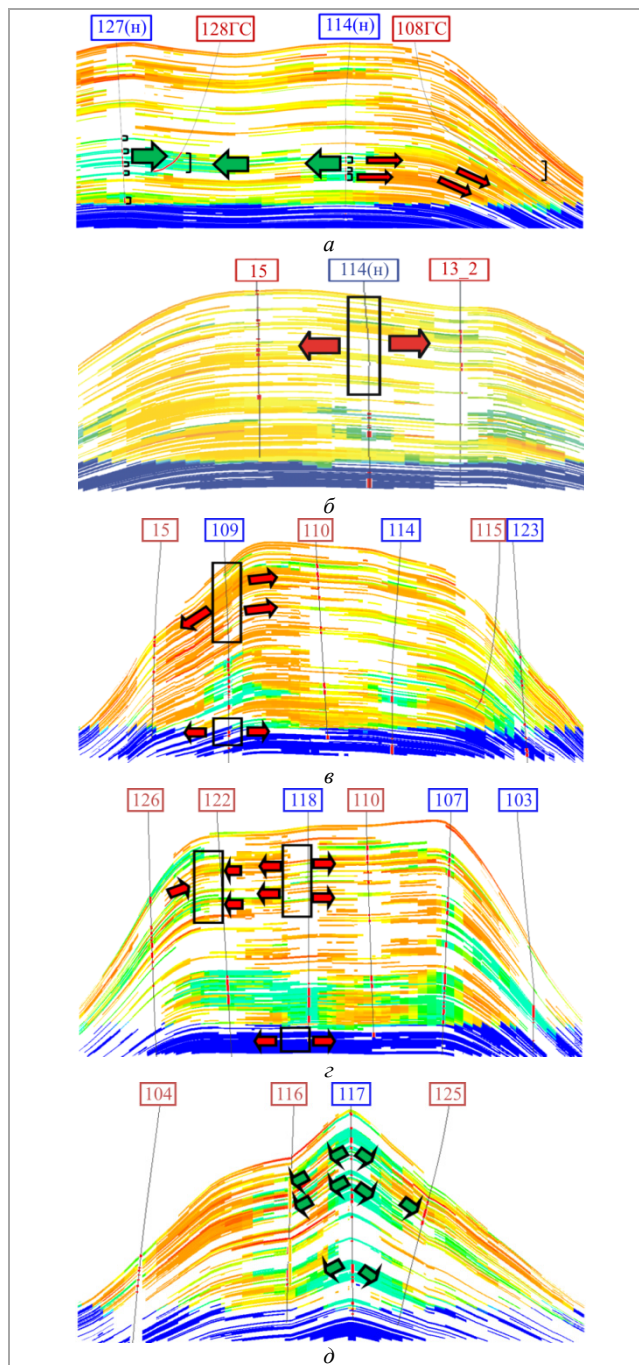


Рис. 5. Разрез скважины на примере куба нефтенасыщенности: а – скв. № 127-128ГС-114-108ГС; б – скв. № 15-114-13.2; в – скв. № 115-114-110-109-105; г – скв. № 107-110-118-122-126; д – скв. № 104-116-117-125

В добывающей скв. № 122 не вскрыта перфорацией верхняя часть разреза, выработка запасов по разрезу осуществляется неравномерно (см. рис. 4, а).

Аналогичная ситуация наблюдается в нагнетательной скв. № 131, отсутствует влияние на добывающую скв. № 115, не вскрыта верхняя часть разреза. Предлагается проведение геолого-технических мероприятий по дострелу верхней части разреза в добывающих

и нагнетательных скважинах, а также необходимо изолировать интервалы перфораций в нагнетательных скважинах, где отмечается уход жидкости в водонасыщенную часть.

Нагнетательная скв. № 123 в работе на два объекта C₂b–C₁s и C₁t–D₃fm, расположена в непосредственной близости к добывающей скв. № 115, влияние на добывающую скважину отсутствует ввиду низкой приемистости (10 м³/сут). В связи с близким расположением к забою скв. № 115 существует риск прорыва нагнетаемой жидкости и обводнения добываемой продукции. Предлагается изолировать интервал перфорации в объекте C₁t–D₃fm.

Нагнетательная скважина № 130 работает с приемистостью до 5 м³/сут, влияние на добывающую скв. № 135 не оказывает. Закачка в условиях низкопроницаемого высокорасчлененного коллектора при низкой приемистости неэффективна. Действующими проектно-техническими документами предусмотрено бурение горизонтальных скважин под добычу нефти в 2021 г., а также из действующих добывающих и нагнетательных скв. № 116, 118, 126, 130.

В качестве положительного примера можно отметить очаг нагнетания скв. № 117: вскрыта перфорацией верхняя и нижняя часть разреза, в результате в скв. № 116, 125 отмечается положительная динамика пластового давления (рис. 5, д). В 2019 г. в скважинах проведены мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП) (кислотный гидроразрыв пласта (КГРП) с пропантом), прирост составил 4,0 и

8,6 т/сут соответственно (однако в скв. № 116 отмечается снижение дебитов нефти – за восемь месяцев показатель уменьшился на 84 %). В скв. № 126 отмечается пониженное пластовое давление 8,8 МПа, отсутствие влияния, вероятно, обусловлено отделенностью скважин друг от друга.

Низкая эффективность системы заводнения обусловлена неравномерностью выработки запасов, связанной с проницаемостью неоднородностью и высокой расчлененностью рифового резервуара. Не во всех пробуренных скважинах вскрыта вся нефтенасыщенная толщина, отмечается несоответствие интервалов закачки и отбора жидкости, что также приводит к неравномерной выработке запасов. Обводнением продукции скважин могут служить подошвенные воды.

Предложенные геолого-технические мероприятия (ГТМ) по дострелу не вскрытых по разрезу интервалов без применения методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов будут неэффективны. Объект характеризуется низкой проницаемостью, высокой степенью расчлененности и неоднородности по площади и разрезу, что существенно сказывается на продуктивности скважин, а также на эффективности проводимых геолого-технических мероприятий [37–39].

Для обоснования применения методов ПНП и интенсификации нефтедобычи рассмотрена эффективность технологий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи, применявшихся на объекте C₁t–D₃fm Южно-Раевского поднятия Маговского месторождения.

Результаты проведения ГТМ на объекте C₁t–D₃fm Южно-Раевского поднятия

Фонд	Технология	Кол-во скв.-опер.	Доп. добыча нефти, т	Уд. доп. добыча нефти, т	Ср. время эффекта, дни	Ср. нач. прирост, т/сут	Ср. сут. прирост за время эффекта, т/сут	Период проведения
Нефтяной	Бурение боковых стволов	2	17 676,7	8838,4	2454	8,3	5,9	2003–2015
	ВУС (вязкоупругие составы)	1	2547,5	2547,5	636	21,9	4,0	2012
	Дострел	4	3819,9	3819,9	362	9,5	8,3	2013–2018
	Перестрел	2	5432,7	5432,7	735	9,3	3,7	2017
	СКО (соляно-кислотная обработка)	3	3650,6	3650,6	722	3,9	2,3	2017–2019
	КГРП (кислотный гидроразрыв пласта)	5	2303,1	460,6	133	7,1	3,4	2013
	КГРП проп (кислотный гидроразрыв пласта с пропантом)	2	637,9	637,9	148	7,6	6,3	2019
	КГРП с отклонителем	1	381,8	381,8	55	11,4	6,9	2012
	Радиальное бурение	1	1920,9	1920,9	473	10,0	4,1	2006
	РИР цементом (ремонтно-изоляционные работы)	1	151,5	151,5	74	9,1	2,9	2008
Итого по нефтяному фонду	22	25 143,7	–	–	8,4	–	–	
Нагнетательный	Ввод новой нагнетательной скважины	3	180,3	–	63,0	–	–	2010–2012
	КГРП	2	403,3	–	30,5	–	–	2012–2013
	КГРП с закреплением пропанта	2	282,2	–	80,0	–	–	2016
	Ввод новой нагнетательной скважины с КГРП	15	1817,8	–	58,5	–	–	2010–2014
	Дострел	1	96,8	–	61	–	–	2018
	Перестрел	1	1767,9	–	67,5	–	–	2016–2018
	Кислотный состав КСПЭО	2	455,6	–	61	–	–	2018
Итого по нагнетательному фонду	26	3916,6	–	–	–	–	–	
Итого	48	29 060,3	–	–	8,4	–	–	

Всего на объекте C_1t-D_3fm Южно-Раевского поднятия Маговского месторождения за период 2010–2020 гг. проведено 48 ГТМ. В таблице представлены результаты осуществления ГТМ на добывающем и нагнетательном фонде.

В настоящее время на месторождениях Пермского края проводится большое количество геолого-технических мероприятий, широкое распространение получили технологии пропантного ГРП, в 2019 г. выполнено два мероприятия на рассматриваемом объекте, данная технология показала положительный технологический эффект, эффективность составила 6,3 т/сут. Также на объекте-аналоге опробована технология высокорасходного КГРП, проведено два мероприятия с эффективностью 10,2 т/сут. Таким образом, для интенсификации отборов на объекте C_1t-D_3fm Южно-Раевского поднятия рекомендуется выполнить высокорасходный КГРП при соответствии скважин критериям применимости технологии.

На нагнетательном фонде выполнено 26 ГТМ. Наибольшее количество мероприятий направлены на увеличение приемистости за счет применения технологии КГРП и организацию новых очагов закачки.

При освоении скважин под нагнетание, как и для восстановления приемистости, также проводились кислотные обработки, КГРП, пропантный ГРП. В дальнейшем для интенсификации приемистости нагнетательных скважин рекомендуется опробование технологии высокорасходного КГРП [40–43].

На дату анализа бурение проектного фонда скважин завершено, на скважинах добывающего фонда отмечается быстрое снижение продуктивности в начальный период эксплуатации, связанное с затрудненной гидродинамической связью с областью питания в условиях низких фильтрационных свойств и высокой расчлененностью, отмечается низкое влияние системы заводнения в результате ограниченности или отсутствия гидродинамической связи. Существующая система разработки требует проведения:

- ввода дополнительных зон дренирования с максимальным использованием пробуренного фонда скважин (зарезка боковых стволов) [44, 45];
- мероприятий по восстановлению продуктивности действующих скважин;
- мероприятий по перфорации интервалов, где выявлены несоответствия интервалов отбора и закачки;
- мероприятий по изоляции интервалов, где закачка ведется в водонасыщенные интервалы;
- опытно-промышленных работ с применением или подбором новых технологий

интенсификации нефти в низкопродуктивном высокорасчлененном коллекторе (с длительным сроком эффекта).

С целью совершенствования разработки и системы заводнения на турнейско-фаменском объекте Южно-Раевского купола даны следующие рекомендации:

- для скв. № 114, 131, 109, 118, 122 рекомендовано осуществление дострела верхней части разреза с последующим проведением высокорасходного КГРП; с целью сокращения объемов неэффективной закачки и повышения энергоэффективности рекомендуется изолировать подошвенные интервалы перфораций в скв. № 109, 118, 123, а также ограничить приемистость в скв. № 109, 118;

- для скв. № 130 с целью ввода дополнительных зон дренирования рекомендовано бурение горизонтальных скважин под добычу нефти в соответствии с действующей проектно-технологической документацией.

Предложенные мероприятия также приведут к положительной динамике пластового давления, равномерной выработке запасов, выравниванию профиля приемистости и улучшению подвижности нефти.

Заключение

Анализ разработки залежи на естественном режиме показал, что интенсивность процесса вытеснения значительно выше с применением системы заводнения. При разработке залежи на естественном режиме отмечается снижение пластового давления, что в свою очередь ведет к снижению продуктивности скважин.

Организация системы заводнения на первых этапах позволила существенно интенсифицировать выработку запасов. Создание дополнительных очагов нагнетания благоприятно повлияло на восстановление давления по отдельным районам скважин.

По результатам литолого-фациального анализа установлена связь между работой скважин и литофациальной неоднородностью пласта. Предложены мероприятия с учетом особенностей строения литолого-фациальных зон, характера взаимосвязи добывающих и нагнетательных скважин, подтвержденной эффективностью рекомендуемых технологий в аналогичных геолого-промысловых условиях. Предложенные мероприятия повысят эффективность системы заводнения при горизонтальной фильтрации по пласту, способствуют увеличению коэффициента извлечения нефти, что в свою очередь приведет к повышению ценности актива.

Библиографический список

1. Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.
2. Распопов А.В., Казанцев А.С., Антонов Д.В. Влияние мониторинга разработки на повышение эффективности эксплуатации нефтяных месторождений Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 58–61.
3. Воеводкин В.Л., Чертенков М.В. Новые технологии в компании «ЛУКОЙЛ»: от простого к сложному // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 62–66. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-62-66
4. Зайцев Р.А., Мартюшев Д.А. Эксплуатация скважин с горизонтальным окончанием в различных геолого-физических условиях (на примере месторождений Пермского края) // Бурение и нефть. – 2019. – № 5. – С. 42–46.
5. Мартюшев Д.А. Подход к определению производительности скважин в трещинно-поровых коллекторах Верхнего Прикамья // Бурение и нефть. – 2015. – № 2. – С. 44–46.
6. Мартюшев Д.А., Илюшин П.Ю. Экспресс-оценка взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами на турне-фаменской залежи Озерного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 33–41. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.4
7. Мартюшев Д.А., Мордвинов В.А. Изменение дебита скважин нефтегазоконденсатного месторождения при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 67–69.
8. Оценка параметров пласта и продуктивности скважин при его разработке на естественном режиме / В.А. Мордвинов, Д.А. Мартюшев, И.А. Черных, В.И. Пузиков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 31–33.
9. Путилов И.С. Применение вероятностно-статистического анализа для изучения фациальной зональности турне-фаменского карбонатного комплекса Соликамской депрессии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 10. – С. 16–19.
10. Путилов И.С., Винокурова Е.Е., Бояршинова М.Г. Применение методики изучения литолого-фациального строения рифовых резервуаров на примере Пушкинского месторождения // Сб. науч. ст. I конференции молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – М., 2011. – С. 29–34.
11. Путилов И.С., Козлова И.А., Филькина Н.А. Использование методов литолого-фациального анализа для уточнения геологического строения карбонатных залежей месторождений Соликамской депрессии // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 32–36.
12. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа: монография. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.
13. Разницын А.В. Литолого-фациальный анализ нижнефаменских отложений Маговского месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2016. – № 1. – С. 28–31.
14. Габнасыров А.В., Попова Н.С., Некрасов А.С. Изучение сложно простроенных коллекторов фаменско-турнейских отложений Маговского месторождения по данным ГИС // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 4. – С. 82–85.
15. Сурина В.В. Карбонатные породы фаменского яруса Маговского месторождения Пермского края // Геология в развивающемся мире: сборник науч. тр. по материалам XII Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых / отв. ред. Ю.А. Башурова. – Пермь, 2019. – С. 61–62.
16. Томила Е.М. Результаты исследования вещественного состава карбонатных пород Маговского месторождения // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. – 2015. – № 15. – С. 60–62.
17. Сыстерова Я.А. Литолого-фациальный анализ верхнефаменских отложений Маговского месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2016. – № 1. – С. 44–47.
18. Мартюшев Д.А. Разработка методики определения коэффициента продуктивности карбонатных коллекторов Соликамской депрессии // Бурение и нефть. – 2016. – № 2. – С. 26–29.
19. Разницын А.В. Особенности фациального строения Маговского месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2017. – № 1. – С. 51–55.
20. Карманов А.Ю. Оценка эффективности бурения новых скважин турнейско-фаменского объекта Маговского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 3. – С. 73–87.
21. Нугайбеков Р.А., Шафигуллин Р.И., Каптелинин О.В. Оценка эффективности системы заводнения на залежах нефти в карбонатных коллекторах Ново-Елховского месторождения // Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и подготовка нефти. – 2011. – № 3 (85). – С. 5–12.
22. Оптимизация системы заводнения в терригенных и карбонатных коллекторах / В.Е. Андреев, Д.Ю. Чудинова, А.П. Чижов, А.В. Чибисов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 4 (106). – С. 42–53.
23. Арсланова Л.З., Малышев П.М., Халиков Р.В. Геолого-физические особенности применения технологии циклического заводнения карбонатных коллекторов на поздней стадии их эксплуатации // Нефтяная провинция. – 2016. – № 2. – С. 19–32. DOI: 10.25689/НР.2016.2.19-32
24. Ахметгареев В.В., Бакиров А.И. Анализ эффективности и оптимизация параметров заводнения при разработке карбонатных коллекторов месторождений Татарстана // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 28–29.
25. Бакиров И.И., Бакиров А.И., Бакиров И.М. Изучение эффективности разработки заводнением карбонатных отложений // Нефтяная провинция. – 2019. – № 4 (20). – С. 172–182. DOI: 10.25689/НР.2019.4.172-183
26. Бравичева Т.Б., Масленникова Л.В. Повышение эффективности выработки карбонатных коллекторов при заводнении // Бурение и нефть. – 2007. – № 9. – С. 26–27.
27. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 19. – С. 145–154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5
28. Гришин П.А., Ковалев П.М., Фомкин А.В. Перспективы применения ионно-модифицированной воды для заводнения карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 10. – С. 98–102.
29. Зейтман Ю.В., Мухаметшин В.В. Обоснование соответствия систем заводнения особенностям геологического строения залежей // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 5. – С. 10–12.
30. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений прудуральского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.
31. Мелехин С.В., Михайлов Н.Н. Экспериментальное исследование мобилизации остаточной нефти при заводнении карбонатных коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 72–76.
32. Влияние структуры порового пространства пород-коллекторов на эффективность реализации технологии полимерного заводнения / Н.Н. Михайлов, А.В. Бондаренко, А.И. Ковалевский, Кай Ли // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4 (328). – С. 35–40. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-35-40

33. Шустеф И.Н. Расчет процесса обводнения в порово-трещинном пласте при различном давлении нагнетания // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 9. – С. 41–43.

34. Винниковский С.А., Викторин В.Д., Шустеф И.Н. Эффективность системы заводнения, применяемых на месторождениях Пермской области // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 9. – С. 31–35.

35. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения / В.А. Мordvinov, Д.А. Мартюшев, Т.С. Ладейщикова, Н.П. Голанов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 32–37. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.4

36. Ограничение водопритока в горизонтальных скважинах на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Р.Р. Кадыров, Р.Х. Низаев, А.Ф. Яртиев, В.В. Мухаметшин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 44–47. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-5-44-47

37. Алварado В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пастов. Планирование и стратегии применения // Промышленный инжиниринг. – 2011. – № 1031.

38. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985.

39. Фомкина А.В., Жданова С.А. Технология повышения нефтеотдачи разрабатываемых месторождений. – М.: Изд-во Всерос. нефтегаз. науч.-исслед. ин-та, 2014. – С. 142.

40. Таипова В.А., Шайдуллин А.А., Шамсутдинов М.Ф. Горизонтальные скважины и гидроразрыв в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений на примере НГДУ «АЗНАКАУВСКНЕФТЬ» ПАО «ТАТНЕФТЬ» // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 3. – С. 198–203. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.8>

41. Гидродинамическое изучение и моделирование влияния реорганизации системы заводнения на разработку залежей нефти в турнейских отложениях Онбйского месторождения / Т.Р. Минебаев, Р.Р. Минебаев, А.В. Калмыков, Г.А. Никифоров // Наука о земле. – 2019. – № 2. – С. 38–47.

42. Мартюшев Д.А. Лабораторные исследования кислотных составов для обработки коллекторов, характеризующихся различной карбонатностью и структурой пустотного пространства горных пород // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 4. – С. 6–12.

43. Применение новых технологических решений в области разработки на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / В.Л. Воеводкин, А.В. Распопов, Л.Н. Мужикова, С.А. Кондратьев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 104–106.

44. Wenchao Liu, Qitao Zhang, Weiyao Zhu Numerical simulation of multi-stage fractured horizontal well in low-permeable oil reservoir with threshold pressure gradient with moving boundary // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 178. – P. 1112–1127. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.033

45. Fully coupled fluid-solid numerical simulation of stimulated reservoir volume (SRV)-fractured horizontal well with multi-porosity media in tight oil reservoirs / Long Ren, YuliangSu, Shiyuan Zhan, Fankun Meng, Guangyuan Zhao // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 174. – P. 757–775. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.080

References

1. Iushkov I.R., Khizhniak G.P., Iliushin P.Iu. Razrabotka i ekspluatatsiia neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii [Development and operation of oil and gas fields]. Perm': Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2013, 177 p.

2. Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Antonov D.V. Vliianie monitoringa razrabotki na povyshenie effektivnosti ekspluatatsii neftiannykh mestorozhdenii Permskogo kraia [The influence of

development monitoring on oilfield exploration effectiveness on the Perm territory]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 6, pp. 58-61.

3. Voevodkin V.L., Chertenkov M.V. Novye tekhnologii v kompanii «LUKOIL»: ot prostogo k slozhnomu [New technologies in LUKOIL: from simple to complicated]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 8, pp. 62-66. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-8-62-66

4. Zaitsev R.A., Martiushev D.A. Ekspluatatsiia skvazhin s gorizontaln'ym okonchaniem v razlichnykh geologo-fizicheskikh usloviakh (na primere mestorozhdenii Permskogo kraia) [Operating experience with a horizontal wells in various geological and physical conditions (for example Perm edge fields)]. *Burenie i nef't*, 2019, no. 5, pp. 42-46.

5. Martiushev D.A. Podkhod k opredeleniiu proizvoditel'nosti skvazhin v treshchinno-porovykh kollektorakh Verkhnego Prikam'ia [The lead up to determining the productivity of wells fractured porous type reservoirs of the Upper Kama region]. *Burenie i nef't*, 2015, no. 2, pp. 44-46.

6. Martiushev D.A., Iliushin P.Iu. Ekspres-otsenka vzaimodeistviia mezhdu dobyvaiushchimi i nagnetatel'nymi skvazhinami na turne-famenskoj zalezhi Ozerogo mestorozhdeniia [Express assessment of the interaction between the production and injection wells in the Tournaisian-Famennian deposits of Ozerne field]. *Vestnik Permskogo natsional'no issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2016, vol. 15, no. 18, pp. 33-41. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.4

7. Martiushev D.A., Mordvinov V.A. Izmenenie debita skvazhin neftegazokondensatnogo mestorozhdeniia pri snizhenii plastovykh i zaboinykh davlenii [Productivity of wells at oil and gas field while reducing the bottomhole and formation pressure]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 1, pp. 67-69.

8. Mordvinov V.A., Martiushev D.A., Chernykh I.A., Puzikov V.I. Otsenka parametrov plasta i produktivnosti skvazhin pri ego razrabotke na estestvennom rezhime [Evaluation of formation characteristics and wells productivity under primary oil recovery]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 31-33.

9. Putilov I.S. Primenenie veroiatnostno-statisticheskogo analiza dlia izucheniia fatsial'noi zonal'nosti turneifamenskogo karbonatnogo kompleksa Solikamskoi depressii [Application of probabilistic-statistical analysis to study the facies zoning of the Tournaisian-Famennian carbonate complex of the Solikamskaya depression]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2007, no. 10, pp. 16-19.

10. Putilov I.S., Vinokurova E.E., Boiarshinova M.G. Primenenie metodiki izucheniia litologo-fatsial'nogo stroeniia rifovykh rezervuarov na primere Pushkinskogo mestorozhdeniia [Application of the methodology for studying the lithological-facies structure of reef reservoirs on the example of the Pushkinskoye field]. *Sbornik nauchnykh statei I konferentsii molodykh uchenykh i spetsialistov OOO "LUKOIL-Inzhiniring"*. Moscow, 2011, pp. 29-34.

11. Putilov I.S., Kozlova I.A., Fil'kina N.A. Ispol'zovanie metodov litologo-fatsial'nogo analiza dlia utochneniia geologicheskogo stroeniia karbonatnykh zalezhei mestorozhdenii Solikamskoi depressii [Using of methods of lithologic-facial analysis to specify geological structure of carbonate deposits of Solikamsk depression]. *Neftpromyslovoe delo*, 2010, no. 7, pp. 32-36.

12. Putilov I.S. Razrabotka tekhnologii kompleksnogo izucheniia geologicheskogo stroeniia i razmeshcheniia mestorozhdenii nef'ti i gaza [Development of technologies for a comprehensive study of the geological structure and placement of oil and gas fields]. Perm': Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2014, 285 p.

13. Raznitsyn A.V. Litologo-fatsial'nyi analiz nizhnefamenskikh otlozhenii Magovskogo mestorozhdeniia [Lithological-facies analysis of the Lower Famennian deposits of the Magovskoye field]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2016, no. 1, pp. 28-31.

14. Gabnasyrov A.V., Popova N.S., Nekrasov A.S. Izuchenie slozhno prostoennykh kollektorov famensko-turneiskikh otlozhenii Magovskogo mestorozhdeniia po dannym GIS [Studying of complicatedly-composed collectors of Famennian-Tournaisian deposits of Magovsky oil field on the basis of the data, obtained during well geophysical survey]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2012, no. 4, pp. 82-85.
15. Surina V.V. Karbonatnye porody famenskogo iarusy Magovskogo mestorozhdeniia Permskogo kraia [Carbonate rocks of the Famen reference of the Magovsky field of the Perm region]. *Geologiya v razvivaiushchemsia mire. Sbornik nauchnykh trudov po materialam XII Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh*. Ed. Iu.A. Bashurova. Perm', 2019, pp. 61-62.
16. Tomilina E.M. Rezul'taty issledovaniia veshchestvennogo sostava karbonatnykh porod Magovskogo mestorozhdeniia [Results of the study of the material composition of the carbonate rocks of the Magovskoye field]. *Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala*, 2015, no. 15, pp. 60-62.
17. Systerova Ia.A. Litologo-Fatsial'nyi analiz verkhnefamenskikh otlozhenii Magovskogo mestorozhdeniia [Lithological-facies analysis of the Upper Famennian deposits of the Magovskoye field]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2016, no 1, pp. 44-47.
18. Martiushev D.A. Razrabotka metodiki opredeleniia koeffitsienta produktivnosti karbonatnykh kollektorov Solikamskoi depressii [Development of the method of determining the coefficient of productivity of carbonate reservoirs Solikamsk depression]. *Burenie i neft'*, 2016, no. 2, pp. 26-29.
19. Raznitsyn A.V. Osobennosti fatsial'nogo stroeniia Magovskogo mestorozhdeniia [Features of the facies structure of the Magovskoye field]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2017, no. 1, pp. 51-55.
20. Karmanov A.Iu. Otsenka effektivnosti bureniia novykh skvazhin turneisko-famenskogo ob'ekta Magovskogo mestorozhdeniia [Evaluation of drilling new wells Tournaisian-Famennian Magovskoye deposit facility]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 3, pp. 73-87.
21. Nugaibekov R.A., Shafigullin R.I., Kapelinin O.V. Otsenka effektivnosti sistemy zavodneniia na zalezkhakh nefiti v karbonatnykh kollektorakh Novo-Elkhovskogo mestorozhdeniia [Evaluation of the efficiency of a waterflooding system on oil deposits in carbonate reservoirs of the Novo-Elkhovskoye field]. *Ekspluatatsiia neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii i podgotovka nefiti*, 2011, no. 3 (85), pp. 5-12.
22. Andreev V.E., Chudinova D.Iu., Chizhov A.P., Chibisov A.V. Optimizatsiia sistemy zavodneniia v terrigenykh i karbonatnykh kollektorakh [Optimization of waterflooding system in terrigenous and carbonate reservoirs]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov*, 2016, no. 4 (106), pp. 42-53.
23. Arslanova L.Z., Malyshev P.M., Khalikov R.V. Geologofizicheskie osobennosti primeneniia tekhnologii tsiklicheskogo zavodneniia karbonatnykh kollektorov na pozdnei stadii ikh ekspluatatsii [Geological and physical aspects of cyclic waterflood applications in carbonate reservoirs at late states of their development]. *Neftianaia provintsii*, 2016, no. 2, pp. 19-32. DOI: 10.25689/NP.2016.2.19-32
24. Akhmetgareev V.V., Bakirov A.I. Analiz effektivnosti i optimizatsiia parametrov zavodneniia pri razrabotke karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii Tatarstana [Analysis and optimization of waterflooding performance in carbonate reservoirs of the republic of Tatarstan]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 7, pp. 28-29.
25. Bakirov I.I., Bakirov A.I., Bakirov I.M. Izuchenie effektivnosti razrabotki zavodneniem karbonatnykh otlozhenii [Studying the efficiency of waterflood development of carbonate deposits]. *Neftianaia provintsii*, 2019, no. 4 (20), pp. 172-182. DOI: 10.25689/NP.2019.4.172-183
26. Bravicheva T.B., Maslennikova L.V. Povyshenie effektivnosti vyrabotki karbonatnykh kollektorov pri zavodnenii [Increase of the productivity efficiency of carbonate collectors while flooding]. *Burenie i neft'*, 2007, no. 9, pp. 26-27.
27. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Issledovanie protsessa nefteizvlecheniia v kollektorakh razlichnogo tipa pustotnosti s ispol'zovaniem mnogomernogo statisticheskogo analiza [Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2016, vol. 15, no. 19, pp. 145-154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5
28. Grishin P.A., Kovalev P.M., Fomkin A.V. Perspektivy primeneniia ionno-modifitsirovanoi vody dlia zavodneniia karbonatnykh kollektorov [Prospects of the ion modified water application for the carbonate reservoirs flooding]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 10, pp. 98-102.
29. Zeigman Iu.V., Mukhametshin V.V. Obosnovanie sootvetstviia sistem zavodneniia osobennostiam geologicheskogo stroeniia zalezhei [Justification of the compliance of waterflooding systems with the peculiarities of the geological structure of deposits]. *Neftepromyslovoe delo*, 2009, no. 5, pp. 10-12.
30. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka fil'tratsionno-emkostnykh svoystv treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii predural'skogo kraevogo progiba [Evaluation of filtration-capacitive properties of fractured carbonate reservoir of predural'skogo edge deflection]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 62-65.
31. Melekhin S.V., Mikhailov N.N. Eksperimental'noe issledovanie mobilizatsii ostatocnoi nefiti pri zavodnenii karbonatnykh kollektorov [Experimental study of the residual oil mobilization at carbonate reservoirs flooding]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 8, pp. 72-76.
32. Mikhailov N.N., Bondarenko A.V., Kovalevskii A.I., Li Kai. Vliianie struktury porovogo prostranstva porod-kollektorov na effektivnost' realizatsii tekhnologii polimernogo zavodneniia [Influence of the structure of rock-collectors porous space on the efficiency of polymer water-flooding technology implementation]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2019, no. 4 (328), pp. 35-40. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-35-40
33. Shustef I.N. Raschet protsessa obvodneniia v porovotreshchinnom plaste pri razlichnom davlenii nagnetaniia [Calculation flooding process in porous-fractured formation at various discharge pressure]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1976, no. 9, pp. 41-43.
34. Vinnikovskii S.A., Viktorin V.D., Shustef I.N. Effektivnost' sistemy zavodneniia, primeniaemykh na mestorozhdeniakh Permskoi oblasti [The efficiency of the waterflooding system used in the fields of the Perm region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1972, no. 9, pp. 31-35.
35. Mordvinov V.A., Martiushev D.A., Ladeishchikova T.S., Golanov N.P. Otsenka vliianiia estestvennoi treshchinovatosti kollektora na dinamiku produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin Ozernogo mestorozhdeniia [Estimation of effects of natural reservoir fracturing on producing well performance]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 14, pp. 32-37. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.4
36. Kadyrov R.R., Nizaev R.Kh., Iartiev A.F., Mukhametshin V.V. Ogranichenie vodopritoka v gorizontallynykh skvazhinakh na mestorozhdeniakh s trudnoizvlekaemyimi zapasami nefiti [A novel water shut-off technique for horizontal wells at fields with hard-to-recover oil reserves]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2017, no. 5, pp. 44-47. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-5-44-47
37. Alvarado V., Manrik E. Metody uvelicheniia nefteotdachi pastov. Planirovanie i strategii primeneniia [Methods for enhancing oil recovery of pastes. Planning and application strategies]. *Promyshlennyyi inzhiniring*, 2011, no. 1031.
38. Surguchev M.L. Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniia nefteotdachi plastov [Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery]. Moscow: Nedra, 1985.

39. Fomkina A.V., Zhdanova S.A. Tekhnologiya povysheniia nefteotdachi razrabatyvemykh mestorozhdenii [Enhanced oil recovery technology for developed fields]. Moscow: Vserossiiskii neftegazovyi nauchno-issledovatel'skii institut, 2014, 142 p.

40. Taipova V.A., Shaidullin A.A., Shamsutdinov M.F. Gorizontaľnye skvazhiny i gidrorazryv v povyshenii effektivnosti razrabotki neftiannykh mestorozhdenii na primere NGDU "AZNAKAUVSKNEFT" PAO "TATNEFT" [Role Of Horizontal Wells and Hydraulic Fracturing in Increasing the Efficiency of Oilfield Development using the Example of Oil and Gas Production Department «Aznakayevskneft» Tatneft PJSC]. *Georesursy*, 2017, vol. 19, no. 3, pp. 198-203. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.8>

41. Minebaev T.R., Minebaev R.R., Kalmykov A.V., Nikiforov G.A. Gidrodinamicheskoe izuchenie i modelirovanie vliianiia reorganizatsii sistemy zavodneniia na razrabotku zalezhei nefi v turneiskikh otlozheniiakh Onbiiskogo mestorozhdeniia [Hydrodynamic studies and simulation of the impact of waterflooding pattern restructuring on oil pools development in Tournaisian formations of Onbijsky field]. *Nauka o zemle*, 2019, no. 2, pp. 38-47.

42. Martiushev D.A. Laboratornye issledovaniia kislotnykh sostavov dlia obrabotki kollektorov, kharakterizuiushchikhsia razlichnoi karbonatnost'iu i strukturoi pustotnogo prostranstva

gornykh porod [Laboratory studies of acid compositions for treating reservoir, characterized by various carbonate content and void structure of rocks]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universieta. Inzhiniring georesurov*, 2018, vol. 329, no. 4, pp. 6-12.

43. Voevodkin V.L., Raspopov A.V., Muzhikova L.N., Kondrat'ev S.A. Primenenie novykh tekhnologicheskikh reshenii v oblasti razrabotki na mestoozhdeniakh OOO "LUKOIL-PERM" [Application of new technological solutions in the field of oil & gas development in the oilfields of LUKOIL-PERM LLC]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 12, pp. 104-106.

44. Wenchao Liu, Qitao Zhang, Weiyao Zhu Numerical simulation of multi-stage fractured horizontal well in low-permeable oil reservoir with threshold pressure gradient with moving boundary. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 178, pp. 1112-1127. DOI: [10.1016/j.petrol.2019.04.033](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.033)

45. Ren Long, Su Yuliang, Zhan Shiyuan, Meng Fankun, Zhao Guangyuan Fully coupled fluid-solid numerical simulation of stimulated reservoir volume (SRV)-fractured horizontal well with multi-porosity media in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 174, pp. 757-775. DOI: [10.1016/j.petrol.2018.11.080](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.11.080)

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Лядова Н.А., Демченко В.А. Оценка эффективности системы заводнения турнейско-фаменской залежи Маговского месторождения // Недропользование. – 2020. – Т.20, №3. – С.242–252. DOI: [10.15593/2712-8008/2020.3.5](https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.3.5)

Please cite this article in English as:

Lyadova N.A., Demchenko V.A. Waterflooding Efficiency Evaluation on Tournasian-Famennian Deposit of Magovskoye Field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.3, pp.242-252. DOI: [10.15593/2712-8008/2020.3.5](https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.3.5)