РЕЗУЛЬТАТЫ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА ЧЕТЫРМАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Т.Р. Хисамиев¹, И.Р. Баширов³, В.Ш. Мухаметшин^{2*},
Л.С. Кулешова², Р.Ф. Якупов³, А.М. Вагизов¹

¹ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия;

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия;

³ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Results of the Development System Optimization and Increasing the Efficiency of Carbonate Reserves Extraction of the Turney Stage of the Chetyrmansky Deposit

T.R. Khisamiev¹, I.R. Bashirov³, V.Sh. Mukhametshin^{2*}, L.S. Kuleshova², R.F. Yakupov³, A.M. Vagizov¹

¹«RN-BashNIPIneft» LLC, Ufa, Russia;

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia;

³«Bashneft-Dobycha» LLC, Ufa, Russia

Abstract

The article is devoted to the issue of optimizing the development system and increasing the efficiency of carbonate deposits of the Tournaisian stage of the Chetyrmanskoye field developing, and the formation of a strategy for their additional development. As a result of the horizontal drilling, the rate of withdrawal from current recoverable reserves in the main area in terms of reserves increased from 0.3 to 5%, which confirms the high efficiency of horizontal wells drilling with multi-stage hydraulic fracturing in reservoirs with high stratification and heterogeneity degree of the productive section in order to increase the rate of reserves production and achieve the approved oil recovery factor, as well as the high efficiency of the proposed methodological approach in the design of the facility development by a system of horizontal wells, the correct choice of the facility development strategy in the design solutions formation.

Keywords:

Oil fields development;
Carbonate deposits;
Development of reserves;
Multi-stage hydraulic fracturing;
Horizontal well.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Вот уже на протяжении около 90 лет идет активное развитие нефтяной промышленности на территории Республики Башкортостан. К настоящему времени из нефтяных месторождений региона отобрано более 1.75 млрд т нефти. Необходимо отметить, что 90% нефти в этот период извлечено из терригенных отложений, характеризующихся высокими фильтрационно-емкостными свойствами и добычным потенциалом. Основная доля терригенных объектов уже вступила в завершающую стадию разработки, наблюдается истощение запасов [1–8].

В сложившихся условиях все большую актуальность в Компании ПАО АНК «Башнефть» приобретает задача ввода и повышения эффективности разработки карбонатных отложений, которые по-прежнему остаются низко и средне

выработанными и вмещают в себя значительные объемы текущих извлекаемых запасов нефти [9–12]. Особенности данных коллекторов являются их сложное строение и очень низкие фильтрационные свойства, они характеризуются повышенной расчлененностью, высокой неоднородностью, прерывистостью продуктивных пластов, как по разрезу, так и по латерали, низкой проницаемостью [13–15]. За последние 5 лет доля добычи нефти из карбонатных отложений выросла с 30 до 40%.

Добыча из сложнопостроенных, в том числе и карбонатных отложений, с применением традиционных технологий является малоэффективной, а в ряде случаев затраты на разработку данных отложений традиционными методами не окупаются дополнительно добытой нефтью [16–26]. С целью повышения эффективности разработки и выработки запасов из этих отложений активно внедряются и совершенствуются передовые технологии добычи нефти. Наиболее

*E-mail: vsh@of.ugntu.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200598>

успешными являются различные виды гидроразрыва пластов: кислотные, проппантные и их комбинации, бурение горизонтальных скважин (ГС), пологонаправленных скважин, в том числе с применением многостадийных гидроразрывов пластов и др. [27–37].

Весомый вклад в структуру текущих запасов и добычи нефти карбонатных отложений вносят турнейские отложения месторождений Северо-Запада Республики Башкортостан, среди которых необходимо выделить типичное для этого региона Четырманское нефтяное месторождение, где применены современные подходы к разработке. Активное вовлечение турнейских отложений началось только с 2018 г. путем бурения горизонтальных скважин с применением многостадийных гидроразрывов пласта (МГРП).

Целью работы является обобщение результатов оптимизации системы разработки турнейских отложений путем бурения ГС с МГРП для повышения степени выработки и темпов отбора запасов, оценка возможности тиражирования опыта на аналогичные объекты месторождений Республики Башкортостан. Для достижения цели поставлены следующие задачи: выделить особенности геологического строения, провести уточнение литолого-петрофизической модели, оценить возможности довыделения нефтенасыщенных коллекторов, проанализировать реализованные системы разработки на карбонатных коллекторах, провести ретроспективный анализ вариантов по изменению системы разработки и обоснованию комплекса геолого-технических мероприятий, провести сравнение различных сценариев разработки, оценить эффективность проектных решений и подхода к оптимизации систем разработки. Решение именно этих задач является основой повышения степени вовлечения запасов в разработку с использованием метода аналогий [37–44].

Карбонатные отложения турнейского яруса каменноугольной системы открытые на территории Республики Башкортостан формировались в условиях морского бассейна – от мелководного до глубоководного шельфа. Различные условия осадконакопления определили основные особенности в фильтрационно-емкостных свойствах породы.

Четырманское месторождение находится в промышленной разработке с 1964 г. При выделении объектов в проектом техническом документе три продуктивных пласта: кизеловский C1ksl, черепетский C1cpr и малевско-упинский C1ml-ur горизонты объединены в турнейский объект разработки C1t. Залежи нефти характеризуются как массивные, пластовые, сводовые, и совпадающие в плане. Тип коллектора: порово-каверново-трещинный. По своим характеристикам пласты низкопроницаемые (от 0.004 до 0.052 мкм²), нефть высоковязкая (от 37.0 до 41.8 мПа·с).

Особенности геологического строения. Результаты доизучения и уточнения литолого-

петрофизической модели.

В рамках изучения геолого-физических и литологических свойств коллекторов проведено обоснование и выделение петрофизических классов на основе изменений фильтрационных и акустических свойств пород, сгруппированных в соответствие с выделенным типом пустотного пространства. В турнейском ярусе с учетом литологической принадлежности выделяются четыре петрофизических класса коллекторов: I – трещинно-каверново-поровый, II – каверново-поровый, III – поровый и IV – микропоровый. Для каждого петрофизического класса обоснованы граничные значения для выделения коллектора, а также получены основные петрофизические уравнения и константы.

По результатам литолого-фациального анализа было установлено, что в разрезе турнейских отложений Четырманского месторождения выделено три петрокласа: трещинно-каверново-поровый, каверново-поровый и поровый.

Для выделения коллекторов и определения подсчетных параметров в турнейском ярусе используется петрофизическая модель по собственным керновым данным. Кизеловский и черепетский горизонты представлены преимущественно поровыми и каверново-поровыми известняками с граничными значениями K_n равными 8 %. Малевско-упинский горизонт представлен трещинно-каверново-поровыми известняками с граничным значением K_n – 5.5 %.

В результате переинтерпретации данных ГИС в 2016 г. произошло кратное увеличение нефтенасыщенной толщины пластов турнейского яруса суммарно от 3 до 11.5 м. С целью подтверждения результатов в 2016-2017 гг. были проведены ИННК и опробования отложений объекта C1t на Четырманском месторождении. По вновь выделенным интервалам пластов насыщение по результатам ИННК составило в диапазоне от 0.72 до 0.93 д.ед., по результатам их опробования получены дебиты нефти от 2 до 12 т/сут с обводненностью продукции менее 10 %. На рисунке 1 представлен пример довыделения нефтенасыщенных коллекторов по результатам проведения работ по уточнению параметров пласта методом ИННК в скв. 1258.

В комплексе проведенные работы позволили уточнить среднюю суммарную толщину пластов (+8.5м), уровень ВНК – снизился с 1255 до 1268 м. По результатам оперативного пересчета запасов 2017г. прирост начальных извлекаемых запасов в турнейских отложениях составил +356 %, в том числе за счет увеличения K_{nn} +12 %, и H_{nn} 344 %. Сопоставление подсчетных параметров, по которым произошли основные изменения, по объекту C1t до и после оперативного пересчета запасов в 2017 году представлено в таблице 1. Изменение представления о геологическом строении основной залежи объекта C1t по результатам проведения работ по уточнению параметров пласта методом ИННК показано на рисунке 2.

Рис.1. Пример довыделения нефтенасыщенных коллекторов по результатам проведения работ по уточнению параметров пласта методом ИННК

Рис. 2. Изменение представления о геологическом строении основной залежи объекта C1t по результатам выполненных работ

Таким образом, обобщение результатов доизучения геологического строения и ФЕС пластов показало следующее. Турнейские отложения месторождения объединены в один объект разработки C1t, включающий три пласта – кизеловский C1ksl, черепетский C1crp и малевско-упинский C1ml-up; особенностью коллекторов этих пластов является выделение трех типов коллектора – трещинно-каверново-порового, каверново-порового и порового, с преобладанием массивных залежей

порового типа с проницаемостью менее 0.008 мкм², разработка которых традиционными методами затруднительна и низкоэффективна.

Очевидно, что проведение работ по литолого-фациальному анализу, выделению петрокласов, доизучению геолого-физических характеристик и параметров пласта методом ИННК позволило изменить представление о геологическом строении залежи и увеличить начальные извлекаемые запасы по пласту C1t в 3.5 раза, при этом основной прирост запасов обеспечен за счет довыделения нефтенасыщенных коллекторов, что подтверждено результатами опробования.

Обобщение результатов разработки за лежей турнейских отложений наклонно-направленными скважинами.

Объект C1t на Четырманском месторождении был введен в разработку в 1971 году единичными скважинами. По состоянию на 01.01.2017 г. объект C1t разрабатывался возвратным фондом с 2002 г. на естественном режиме, находился на первой стадии разработки, система разработки не была сформирована.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2017 г. составила 15.6 тыс.т, текущий КИН 0.006 д.ед. Всего было отобрано 31.9 тыс. т жидкости, накопленный водонефтяной фактор составил 1.0 т/т. При отборе от НИЗ 2.3% обводненность продукции составила 49.9%. Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 2016 г. (3.7 тыс. т), при этом темп отбора от начальных извлекаемых запасов составил всего 0,5 %. Годовая добыча за 2016 г. составила 3.7 тыс.т нефти, 7.3 тыс.т жидкости. В действующем фонде находилось пять добывающих скважин, средний дебит по нефти за 2016 г. составил 2.8 т/сут, по жидкости 5.6 т/сут. Залежи разрабатывались без системы ППД. Начальный режим оценивался как упруго-водонапорный. Начальное пластовое давление составляло 14.2 МПа, по результатам эксплуатации было снижено до 13.7 МПа.

Результаты разработки объекта C1t наклонно-направленными скважинами на 01.01.2017 г. соответствовали действующему проектному документу 2013 г., но, с точки зрения выработки запасов, были неудовлетворительными: низкие темпы отборов (0.5%), низкий КИН (0.006 д.ед.), низкие удельные накопленные показатели по добыче нефти (3.1 тыс. т/скв.) при достаточно длительном периоде эксплуатации (15 лет). Требовался пересмотр стратегии разработки объекта C1t и повы-

Сопоставление параметров объекта C1t

Таблица 1

Год	Параметр	Пласты			Итого C1t
		C1ksl	C1crp	C1ml-up	
ПЗ 1992 г.	Средняя толщина, м	1.8	0.8	0.4	3
	ВНК, м	1244			1255
ОПЗ 2017 г.	Средняя толщина, м	3.5	6	2	11.5
	ВНК, м	1255	1267	1268	1268

шение темпов отбора запасов.

С 2015г. на участке Татышлинского газонефтяного месторождения были проведены пилотные работы по апробации технологии бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП) в отложениях турнейского яруса. Бурение ГС с МГРП позволило значительно увеличить дебиты новых скважин за счет увеличения коэффициента охвата и вовлечения большего количества запасов в разработку, повысить темпы отбора запасов. Средние дебиты по новым скважинам составили 47.2 т/сут. Учитывая положительный опыт недропользователя по бурению ГС с МГРП на турнейском ярусе Татышлинского месторождения было принято решение о промысловых испытаниях данного способа заканчивания скважин на турнейских отложениях Четырманского месторождения, характеризующегося аналогичными геолого-физическими характеристиками.

Предложения по бурению ГС с МГРП на объекте С1т Четырманского месторождения были закреплены в проектных решениях дополнения к технологическому проекту разработки 2017г. Было рекомендовано формирование комбинированной системы разработки с применением горизонтальных добывающих скважин и наклонно-направленных в качестве нагнетательных. На рисунке 3 представлена карта проектного разме-

щения скважин основного по запасам участка 2 по рекомендуемому варианту проектного документа 2017 г.

Видно, что период разработки турнейских отложений месторождения наклонно-направленными скважинами характеризуется низкими темпами отбора запасов и низкими удельными накопленными показателями при достаточно длительной истории разработки; результаты бурения ГС с МГРП на аналогичных условиях Татышлинского месторождения послужили предпосылками к изменению системы разработки и уточнению проектных решений объекта С1т Четырманского месторождения, что было учтено в проектном документе 2017 г.

Результаты гидродинамического моделирования. Расчеты и варианты оптимальной длины ГС по NPV

При выборе стратегии разработки объекта С1т Четырманского месторождения были выполнены многовариантные расчеты показателей разработки на гидродинамической модели.

При моделировании использован тип модели Black Oil, в модели учтен один эксплуатационный объект, включающий три горизонта С1т (пласты С1ksl, С1crp, С1ml-up).

По результатам оптимизации расчетов были определены целевые показатели по забойным давлениям добывающих и нагнетательных скважин – 5.6 и 27.0 МПа, соответственно; определены оптимальные длины горизонтальных участков ГС – 250-350 м, количество стадий МГРП – от 5 до 6 в зависимости от длины ГС, с закреплением пропантом от 4 до 5 стадий.

Для итогового расчета было выбрано два варианта разработки объекта С1т. Принципиальное отличие вариантов заключалось в наличии или отсутствии системы ППД. Дополнительно рассмотрены по три подварианта оптимизации проводки ствола по целевому горизонту:

- с проводкой горизонтального ствола только на пласт С1ksl;
- с проводкой горизонтального ствола только по С1ml-up, два верхних пласта вскрыты наклонной частью;
- с бурением горизонтального ствола на пласты С1crp, С1ml-up, верхний пласт С1ksl вскрываться в наклонной части.

По результатам гидродинамического моделирования наиболее эффективным оказался вариант 2.3 с организацией системы ППД и бурением горизонтального ствола на целевые пласты С1crp, С1ml-up. При реализации данного варианта достигается максимальный КИН 0.273 д.ед. по объекту, КИН по второму по варианту 2.2 (с ППД, бурение горизонтального ствола на нижний пласт) составляет 0.248 д.ед. Варианты без ППД обеспечивают на 45-70% меньший отбор НИЗ в сравнении с теми же вариантами, но с организацией закачки.

Дополнительно были выполнены расчеты технико-экономических показателей (ТЭП) с целью оцен-

Рис.3. Проектное размещение скважин (2017 г.)

ки оптимальной и эффективной длины ГС в данных геологических условиях. Результаты расчетов отражены на рисунке 4. На основе выполненных расчетов установлено, что для ГС с длиной горизонтального участка от 250 до 350 м в зависимости от геологических условий (геометрия и размеры залежи, мощность и выдержанность коллектора и др.) для размещения скважин удельный дебит нефти на 1 млн. руб. затрат на бурение имеет максимальное значение 0.48 т/сут/млн руб при минимальной стоимости 1 метра проходки на уровне 39 тыс.руб/м. Результаты обоснования оптимальной длины горизонтального участка скважины показаны на рисунке 4.

Таким образом, по результатам гидродинамического моделирования уточнена стратегия разработки объекта С1т, заключающаяся в реализации комбинированной системы разработки бурением горизонтальных добывающих скважин и организации ППД в наклонно-направленных скважинах; наибольшей эффективностью характеризуется вариант разработки с организацией системы ППД и бурением горизонтального ствола на целевые пласты С1ср, С1мл-ур, обеспечивающий достижение максимального КИН 0.273 д.ед., оценка ТЭП позволила обосновать длину горизонтального участка ГС от 250 до 350 м в зависимости от геологических условий.

Оценка эффективности бурения горизонтальных скважин с проведением МГРП

Начиная с 2017 г. на Четырманском месторождении реализована стратегия активного разбуривания турнейских отложений ГС с МГРП. В 2018-2019 гг. были пробурены и введены в эксплуатацию восемь горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 250-350 м с проведением 4 – 6 стадий гидроразрыва пласта (табл.2).

Средний запускной дебит по нефти по скважинам составил 64.6 т/сут, что превышает дебиты наклонно-направленных скважин более чем в 20 раз.

Первый опыт бурения ГС с МГРП по объекту С1т Четырманского месторождения скв.ХХ04г. В горизонтальном стволе скважины выполнено 6 стадий МГРП, из них 4 с закреплением проппантом. Бурение показало высокую эффективность, запускной дебит по нефти составил 111.6 т/сут, при обводненности продукции скважины 14.5 %, за три года скважина отобрала более 35 тыс. т нефти. На рисунке 5 показаны результаты проектирования дизайна МГРП и показатели эксплуатации скв. № ХХ04 г.

По результатам бурения ГС с МГРП на объекте С1т средние параметры трещины разрыва получены следующие: высота от 41 до 59 м, ширина от 0.1 до 4.4 мм, полудлина от 92 до 122 м, масса проппанта от 10 до 11 т на каждую стадию, объем кислоты от 40 до 45 м³ на стадию. Для анализа эффективности МГРП в зависимости от параметров по всем скважинам с проведенными МГРП проведена оценка дополнительной добычи нефти в зависимости от количества стадий ГРП, закрепления трещин проппантом (с привлечени-

ем скважин Татышлинского месторождения). Результаты анализа эффективности параметров МГРП показаны на рисунке 6.

Видно, что максимальная дополнительная добыча нефти отмечается при закреплении проппантом от 3 до 5 стадий. Запускные дебиты нефти скважин с проведением МГРП выше относительно ГС без проведения МГРП в сравнении с результатами на месторождениях аналогах в среднем в 1.25 раза, дополнительная добыча нефти выше в 1.5 раза.

Оценка эффективности принятых проектных решений и подхода к оптимизации системы разработки

Годовая добыча по объекту С1т за 2019 г. составила 62.2 тыс. т нефти, что является максимальным уровнем добычи за все время разработки объекта, жидкости отобрано 108.5 тыс. т. Средний дебит по нефти за 2019 г. составил 18.1 т/сут, по жидкости 31.5 т/сут. Рост дебитов нефти и уровней добычи объясняется бурением ГС, проведением ГТМ и созданием очагов заводнения путем перевода скважин в ППД. Динамика показателей разработки по объекту С1т в период 2017-2019 гг. представлена на рисунке 7.

Видно, что в результате реализации горизонтального бурения темп отбора от ТИЗ по основному по запасам участку увеличился с 0.3 до 5%. Полученные результаты подтверждает высокую эффективность бурения ГС с МГРП на залежах с высокой расчлененностью и неоднородностью продуктивного разреза с целью увеличения темпов выработки запасов и достижения утвержденных значений КИН, а также о высокой эффективности предлагаемого методического подхода в проектировании разработки объекта системой горизонтальных скважин, правильности выбора стратегии разработки данного объекта при формировании проектных решений.

Запланировано дальнейшее формирование элементов разработки на залежах турнейского яруса Четырманского месторождения бурением горизонтальных скважин и проведением МГРП с доформированием системы ППД. Фактические результаты бурения ГС с МГРП позволили повысить эффективность разработки турнейских отложений месторождения, темпы отбора от ТИЗ увеличены более 10 раз.

Предложенные подходы по анализу турнейских отложений Четырманского месторождения с выделением перспективных интервалов для доизучения с последующей оптимизацией системы разработки путем разбуривания ГС с МГРП и формирования системы ППД рекомендуются к применению в аналогичных условиях месторождений региона добычи. С учетом границ и критериев применимости данного подхода проведена оценка возможности его применения на Бураевском, Воядинском, Игровском, Кузбаевском и Югомашевском месторождениях с потенциальным объемом к бурению более 50 ГС с МГРП и ожидаемым суммарным приростом НИЗ более 1.5 млн. т нефти.

Таблица 2

Параметры эксплуатации горизонтальных скважин
с проведением МГРП с проппантом

Скважина	Год ввода	Длина ГС, м	Дебит нефти, т/сут		Дебит жидкости, т/сут		Обводненность, %		Накопленная добыча, тыс. т
			нач.	тек.	нач.	тек.	нач.	тек.	
ХХ04г	02.2018	302	111.6	31.8	131.1	38.2	14.5	7.0	35.5
ХХ05г	03.2018	383	96.1	15.4	139.8	30.6	31.3	49.8	17.1
ХХ03г	06.2018	263	87.8	47.9	113.7	57.1	22.8	16.2	27.9
ХХ07г	08.2018	377	38.7	13.4	110.2	71.2	64.9	81.2	15.4
ХХ01г	01.2019	348	54.8	21.1	88.0	66.1	37.8	68.0	10.6
ХХ00г	03.2019	392	46.2	18.7	54.8	23.5	15.6	20.3	15.2
ХХ02г	05.2019	336	38.5	19.9	44.9	26.8	14.3	25.6	14.1
ХХ08г	09.2019	241	43.3	17.7	48.5	20.4	10.8	13.0	9.6

Выводы

1. Проведением литолого-фациального анализа в разрезе турнейского горизонта Четырманского месторождения выделены петроклассы и на их основе перспективные интервалы для доизучения геолого-физических характеристик и параметров пласта, насыщение и коллекторские свойства которых оценены методом ГИС ИННК. По результатам проведенных исследований изменилось представление о геологическом строении залежи, кратно увеличались начальные извлекаемые запасы по пласту C1t, при этом основной прирост запасов обеспечен за счет довыделения нефтенасыщенных коллекторов, что подтверждено результатами опробования в скважинах.

2. Реализованная система разработки карбонатных коллекторов турнейских отложений Четырманского месторождения наклонно-направленными скважинами характеризуется низкими темпами отбора текущих извлекаемых запасов (до 0.3%) и низкими удельными накопленными показателями при достаточно длительной истории разработки; результаты бурения ГС с МГРП в аналогичных условиях Татышлинского месторождения послужили предпосылками к изменению системы разработки и уточнению проектных решений объекта C1t Четырманского месторождения.

3. По результатам гидродинамического моделирования уточнена стратегия разработки объекта C1t, заключающаяся в реализации комбинированной системы разра-

ботки бурением горизонтальных добывающих скважин и организации ППД в наклонно-направленных скважинах; наибольшей эффективностью характеризуется вариант разработки с организацией системы ППД и бурением горизонтального ствола на целевые пласты C1crp, C1ml-up, обеспечивающий достижение максимального КИН 0.273 д.ед., оценка ТЭП позволила обосновать длину горизонтального участка ГС от 250 до 350 м в зависимости от геологических условий (геометрия и размеры залежи, мощность и выдержанность коллектора и др.).

4. Для повышения эффективности разработки была реализована технология разбуривания объекта ГС с МГРП с формированием системы ППД, которая показала высокую эффективность, фактически пробурено 8 горизонтальных скважин с МГРП. Выявлено, что максимальная дополнительная добыча нефти отмечается при закреплении проппантом от 3 до 5 стадий. Запускные дебиты нефти скважин с проведением МГРП выше относительно ГС без проведения МГРП в сравнении с результатами на месторождениях аналогов в среднем на 25%, удельная добыча нефти выше в 1.5 раза.

5. В результате реализации горизонтального бурения темп отбора от ТИЗ по основному по запасам участку увеличился с 0.3 до 5%, что подтверждает высокую эффективность бурения ГС с МГРП на залежах с высокой расчлененностью и неоднородностью продуктивного разреза с целью увеличения темпов выработки запасов и достижения утвержденных значений КИН, а также о высокой эффективности предлагаемого методического подхода в проектировании разработки объекта системой горизонтальных скважин, правильности выбора стратегии разработки данного объекта при формировании проектных решений.

6. Оценка границ и критериев применимости реализованного методического подхода в проектировании разработки объекта показывает возможность тиражирования опыта на более чем пять месторождений региона добычи и обеспечить прирост НИЗ более чем на 1.5 млн.т.

Литература

1. Муслимов, Р. Х. (2009). Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. *Казань: ФЭН*.
2. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.
3. Мирзаджанзаде, А. Х., Степанова, Г. С. (1977). Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. *Москва: Недра*.
4. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
5. Гареев, А. Т., Нуров, С. Р., Вагизов, А. М., Сibaев, Т. В. (2018). Комплексные подходы к совершенствованию системы разработки Арланского нефтяного месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 12, 112-116.
6. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.
7. Минниханов, Р. Н., Маганов, Н. У., Хисамов, Р. С. (2016). О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане. *Нефтяное хозяйство*, 8, 60-63.
8. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), 55-61.
9. Новиков, М. Г., Исламов, А. И., Тахаутдинов, Р. Ш. (2021). Эволюция методов интенсификации добычи в процессе разработки залежей турнейского яруса месторождений компании «Шешмаойл» - от кислотного воздействия до гибридного проппантного гидравлического разрыва пласта. *Нефть. Газ. Новации*, 3(244), 58-61.
10. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.
11. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
12. Андреев, А. В., Мухаметшин, В. Ш., Котенёв, Ю. А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.
13. Йереског, К. Г., Клован, Д. И., Реймент, Р. А. (1980). Геологический факторный анализ.

Ленинград: Недра.

14. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В. (2018). Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным. *Записки Горного института*, 231, 275-280.
15. Мухаметшин, В. Ш. (1989). Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей. *Нефтяное хозяйство*, 12, 26-29.
16. Мухаметшин, В. В. (2018). Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(5), 117-124.
17. Economides, J. M., Nolte, K. I. Reservoir stimulation. (2000). West Sussex, England: John Wiley and Sons.
18. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е., Дубинский, Г. С. и др. (2016). Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт. *SOCAR Proceedings*, 3, 46-51.
19. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
20. Мухаметшин, В. Ш., Зейгман, Ю. В., Андреев, А. В. (2017). Экспресс-оценка потенциала добычных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(3), 20-34.
21. Колтырин, А. Н. (2016). Повышение эффективности технологии гидроразрыва пласта на карбонатном типе коллектора. *Нефтепромысловое дело*, 10, 28-31.
22. Зодольник, С. Е., Некипелов, Ю. В., Гапонов, М. А., Фоломеев, А. Е. (2016). Внедрение новых технологий гидроразрыва пласта на карбонатных объектах месторождений ПАО АНК «Башнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 92-95.
23. Велиев, Э.Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
24. Мухаметшин, В. В. (2017). Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 328(7), 40-50.
25. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
26. Сулейманов, Б. А., Велиев, Э. Ф. (2016). О влиянии гранулометрического состава и наноразмерных добавок на качество изоляции затрубного пространства в процессе цементирования скважин. *SOCAR Proceedings*, 4, 4-10.
27. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 331(5), 140-146.
28. Исмаилов, Ф. С., Ибрагимов, Х. М., Абдуллаева, Ф. Я. (2015). Оценка результатов использования биотехнологий на основе опыта воздействия на пласты месторождения «Бибиэйбат». *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.
29. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.
30. Rzaeva, S. J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.
31. Сергеев, В. В., Беленкова, Н. Г., Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш. (2017). Физические свойства эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(6), 37-64.
32. Shen, R., Lei, X., Guo, H. K., et al. (2017). The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China. *SOCAR Proceedings*, 3, 32-38.
33. Мирзаджанзаде, А. Х., Султанов, Ч. А. (1995). Диакоптика процессов нефтеотдачи пластов. *Баку: Азербайджан*.
34. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: *SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
35. Сергеев, В. В., Шарапов, Р. Р., Кудымов, А. Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100-107.
36. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р., Харина, С. Б. (2016). Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.
37. Кондратьев, С. А., Жуковский, А. А., Кочнева, Т. С., Малышева, В. Л. (2016). Опыт проведения проппантного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах месторождений Пермского края. *Нефтепромысловое дело*, 6, 23-26.

38. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30–36.
39. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
40. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
41. Кудряшов, С. И., Хасанов, М. М., Краснов, В. А. и др. (2007). Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний. *Нефтяное хозяйство*, 11, 7-9.
42. Ахметов, Р. Т., Маляренко, А. М., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
43. Sun, S. Q. Wan, J.C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.
44. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

References

1. Muslimov, R. Kh. (2009). Features of exploration and development of oil fields in a market economy. *Kazan: FEN*.
2. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L.S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.
3. Mirzadzhanzade, A. Kh., Stepanova, G.S. (1977). Mathematical theory of experiment in oil and gas production. *Moscow: Nedra*.
4. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
5. Gareev, A. I., Nurov, S. R., Vagizov, A. M., Sibaev, T. V. (2018). Complex approaches to improving development system of unique Arlanskoye oilfield. *Oil Industry*, 12, 112-116.
6. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.
7. Minnikhanov, R. N., Maganov, N. U., Khisamov, R. S. (2016). On creation of research and testing facilities to promote study of nonconventional oil reserves in Tatarstan. *Oil Industry*, 8, 60-63.
8. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V. E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21(3), 55-61.
9. Novikov, M. G., Islamov, A. I., Takhautdinov, R. Sh. (2021). Evolution of production intensification methods in the course of development of deposits in the tournaisian stage of Sheshmaoil company's oilfields: from acid stimulation to hybrid fracturing. *Oil. Gas. Innovations*, 3(244), 58-61.
10. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.
11. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
12. Andreev, A. V., Mukhametshin, V. Sh., Kotenev, Yu. A. (2016). Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.
13. Yereskog, K. G., Klován, D. I., Rayment, R. A. (1980). Geological factor analysis. *Leningrad: Nedra*.
14. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V. (2018). Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data. *Journal of Mining Institute*, 231, 275-280.
15. Mukhametshin, V. Sh. (1989). Dependence of crude-oil recovery on the well spacing density during development of low-producing carbonate deposits. *Oil Industry*, 12, 26-29.
16. Mukhametshin, V. V. (2018). Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(5), 117-124.
17. Economides, J. M., Nolte, K. I. Reservoir stimulation. (2000). *West Sussex, England: John Wiley and Sons*.
18. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E., Dubinsky, G. S., et al. (2016). The usage of principles of system geological-technological forecasting in the justification of the recovery methods. *SOCAR Proceedings*, 3, 46-51.
19. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O.A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

20. Mukhametshin, V. Sh., Zeigman, Yu. V., Andreev, A. V. (2017). Rapid assessment of deposit production capacity for determination of nanotechnologies application efficiency and necessity to stimulate their development. *Nanotechnologies in Construction*, 9(3), 20–34.
21. Koltyrin, A. N. (2016). Efficiency enhancement of the technology of a formation hydraulic fracturing in a carbonate-type collector. *Oilfield Engineering*, 10, 28-31.
22. Zdolnik, S. E., Nekipelov, Yu. V., Gaponov, M. A., Folomeev, A. E. (2016). Introduction of innovative hydrofracturing technologies on carbonate reservoirs of Bashneft PJSOC. *Oil Industry*, 7, 92-95.
23. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.
24. Mukhametshin, V. V. (2017). Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 328(7), 40–50.
25. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
26. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016). The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *SOCAR Proceedings*, 4, 4-10.
27. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(5), 140–146.
28. Ismayilov, F. S., Ibrahimov, H. M., Abdullayeva, F. Y. (2015). Estimated results of biotechnology application based on formation stimulation at field «Bibiheybat». *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.
29. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.
30. Rzayeva, S. J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.
31. Sergeev, V. V., Belenkova, N. G., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh. (2017). Physical properties of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 9(6), 37–64.
32. Shen, R., Lei, X., Guo, H. K., et al. (2017). The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China. *SOCAR Proceedings*, 3, 32-38.
33. Mirzadzhanzade, A. Kh., Sultanov, Ch. A. (1995). Diacoptics of oil recovery processes. *Baku: Azerbaijan*.
34. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
35. Sergeev, V.V., Sharapov, R.R., Kudymov, A.Y., Zeigman, Y.V., & Mukhametshin, V.Sh. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100–107.
36. Zeigman, Yu.V., Mukhametshin, V.Sh., Khafizov, A.R., & Kharina, S.B. (2016). Prospects of Application of Multi-Functional Well Killing Fluids in Carbonate Reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 3, 33–39.
37. Kondratyev, S. A., Zhukovsky, A. A., Kochneva, T. S., Malysheva, V. L. (2016). Some experience of the formation proppant fracturing in carbonate reservoirs of Perm region deposits. *Oilfield Engineering*, 6, 23-26.
38. Mukhametshin, V. V., Andreev, V.E. (2018). Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(8), 30–36.
39. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of Polymer Retention in Porous Media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
40. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil Production Facilities Management Improving Using the Analogy Method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
41. Kudryashov, S. I., Khasanov, M. M., Krasnov, V. A., et al. (2007). Technologies application patterns - an effective way of knowledge systematization. *Oil Industry*, 11, 7-9.
42. Akhmetov, R. T., Malyarenko, A. M., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in western siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
43. Sun, S. Q. Wan, J.C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.
44. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса чetyрманского месторождения

**Т.Р. Хисамиев¹, И.Р. Баширов³, В.Ш. Мухаметшин²,
Л.С. Кулешова², Р.Ф. Якупов³, А.М. Вагизов¹**

¹ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия; ²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия; ³ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Реферат

Статья посвящена вопросу оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения, и формированию стратегии их довыработки. В результате реализации горизонтального бурения темп отбора от ТИЗ по основному по запасам участку увеличился с 0.3 до 5%, что подтверждает высокую эффективность бурения ГС с МГРП на залежах с высокой расчлененностью и неоднородностью продуктивного разреза с целью увеличения темпов выработки запасов и достижения утвержденных значений КИН, а также о высокой эффективности предлагаемого методического подхода в проектировании разработки объекта системой горизонтальных скважин, правильности выбора стратегии разработки данного объекта при формировании проектных решений.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений; карбонатные отложения; выработка запасов; многостадийный гидроразрыв пласта; горизонтальная скважина.

Çetırman yatağının turney yarusunun karbonat çöküntüləri ehtiyatlarının işlənməsi və çıxarılması effektivliyinin yüksəldilməsi sisteminin optimallaşdırılmasının nəticələri

**T.R. Xisamiyev¹, İ.R. Başırov³, V.Ş. Muhametşin²,
L.S. Kuleşova², R.F. Yakupov³, A. M. Vaqizov¹**

¹«RN-Başnipineft» MMC, Ufa, Rusiya; ²Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya; ³«Başneft-Dobıça», Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalə Çetırman yatağının turney yarusunun karbonat çöküntüləri ehtiyatlarının işlənməsi və çıxarılması effektivliyinin yüksəldilməsi sisteminin optimallaşdırılması məsələsinə və onların işlənmədən əvvəlki strategiyasının formalaşdırılmasına həsr olunmuşdur. Horizontal qazma işlərinin həyata keçirilməsi nəticəsində ehtiyatlar üzrə əsas sahənin cari çıxarıla bilən ehtiyatlarının (CÇE) çıxarılma tempi 0.3%-dən 5%-dək yüksəlmişdir ki, bu da ehtiyatların işlənmə sürətinin artırılması və təsdiqlənmiş neftvermə əmsalına nail olunması məqsədilə tez parçalanan və məhsuldar kəsiyi qeyri-bircins olan yataqlarda horizontal quyuların layların çoxmərhələli hidravlik yarılması ilə olan qazımasının yüksək effektivliyini təsdiqləyir, həmçinin, təklif olunan metodiki yanaşmanın obyektin horizontal quyuyu sistemi ilə işlənməsinin layihələndirilməsində yüksək effektivliyinə, layihə həllərinin formalaşdırılması zamanı verilən obyektin işlənmə strategiyasının seçiminin düzgünlüyünə dəlalət edir.

Açar sözlər: neft yataqlarının işlənməsi; karbonat çöküntüləri; ehtiyatların hasilatı; layın çoxmərhələli hidravlik yarılması; horizontal quyuyu.