

doi:10.25689/NP.2019.4.105-116

УДК 622.276.342.003

**ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО СЦЕНАРИЯ
РАЗБУРИВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ
КОЛЛЕКТОРАХ**

¹Бакиров И.М., ¹Яртиев А.Ф., ²Бакиров И.И., ¹Ханипов М.Н.

¹Институт «ТатНИПИнефть»

²ООО «Казанский научный центр»

**SUBSTANTIATION OF A REASONABLE DEVELOPMENT SCENARIO
FOR CARBONATE OIL RESERVOIRS**

¹Bakirov I.I., ¹Yartiev A.F., ²Bakirov A.I., ²Bakirov I.M., ¹Khanipov M.N.

¹TatNIPIneft Institute

²Kazan Scientific Center

E-mail: bakirov@tatnipi.ru

Аннотация. С целью обоснования наиболее рационального сценария разбуривания залежей в работе проанализированы фактические показатели разработки скважин, пробуренных на башкирском ярусе Вишнево-Полянского месторождения по проекту уплотнения ПСС (УПСС) скважинами малого диаметра (СМД) с проведением технологических и экономических расчетов.

Ключевые слова: заводнение, коэффициент извлечения нефти (КИН), плотность сетки скважин (ПСС), проект уплотнения ПСС (УПСС), скважины малого диаметра (СМД), сценарий разбуривания, характеристика вытеснения, давление смыкания трещин, давление критической деформации, горное давление ($P_{гор}$).

Abstract. To substantiate the optimum development scenario the paper presents analysis of actual well performance data from wells drilled as part of slim-hole infill drilling project in the Bashkirian stage of Vishnevo-Polyanskoye field followed by reservoir simulations and economic estimates.

Key words: waterflooding, oil recovery factor, well spacing, infill drilling project, slim holes, development scenario, production decline curve, fracture closure pressure, critical deformation pressure, overburden pressure.

Значительная часть остаточных запасов нефти в Татарстане (41,5 %) сосредоточена в карбонатных коллекторах, при этом утверждённые коэффициенты извлечения нефти (КИН) изменяются от 0,155 до 0,387 доли ед., а в среднем – 0,228 доли ед. Их разработка в настоящее время осуществляется низкими темпами (1,11 %), что во многом обусловлено причинами геологического характера, а также применением традиционных принципов разработки и методов воздействия на пласт (текущий КИН – 0,063 доли ед.).

Установлено [1], что традиционные методы заводнения при проектных плотностях сеток скважин (ПСС) 300х300 м (в силу ухода закачиваемой воды под залежь) являются малоэффективными, характеризуются низкими технико-экономическими показателями. При этом обосновано, что основным условием успешности заводнения является разбуривание залежи по плотной сетке с расстоянием между скважинами 100×100 м или 150×150 м с применением очагово-избирательной системы заводнения.

При этом ряд вопросов, связанных с проектированием разработки карбонатных коллекторов месторождений Татарстана методом заводнения, требует дополнительного изучения и совершенствования путём проведения необходимых исследований. Так, остается дискуссионным вопрос, связанный с рациональным сценарием разбуривания залежей карбонатных объектов: «Целесообразно проводить поэтапно (многостадийно) или по плотной сетке с самого начала разработки»?

С целью обоснования наиболее рационального сценария разбуривания залежей в работе проанализированы фактические показатели разработки скважин, пробуренных на башкирском ярусе Вишнево-Полянского месторождения по проекту уплотнения ПСС (УПСС) скважинами малого диаметра (СМД) с проведением технологических и экономических расчетов.

Башкирский ярус Вишнево-Полянского месторождения представлен массивными карбонатными коллекторами, насыщенными высоковязкой нефтью (200,4 мПа·с) в пластовых условиях. Средняя глубина залегания – 1068 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 13,9 м, пористость – 16,5 %, проницаемость – 0,208 мкм², нефтенасыщенность пласта – 0,79 доли ед. В разрезе имеется возвратный верейский горизонт.

На 01.01.2018 г. всего на башкирском ярусе пробурена и проанализирована работа 205 СМД. На рис. 1 приведена динамика добычи нефти по СМД с учётом даты ввода в эксплуатацию, из которого видно, что уплотняющее бурение СМД и их ввод в эксплуатацию в 2015-2016 гг. привели к увеличению темпа падения добычи нефти по основному фонду скважин, при этом темпы снижения добычи по СМД больше, чем по основному фонду.

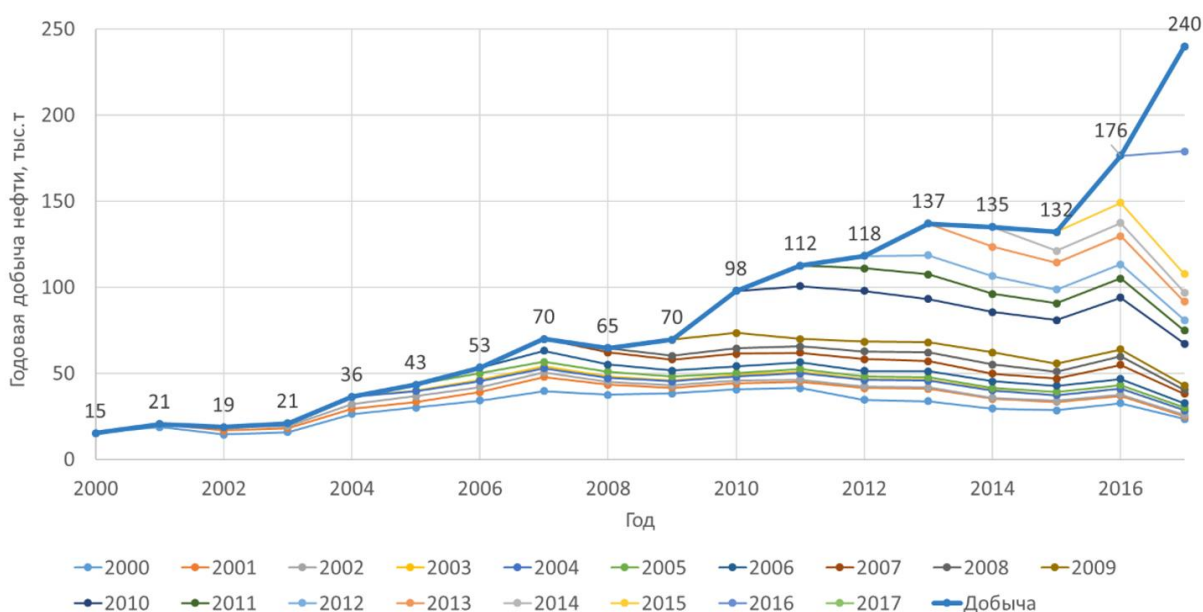


Рис. 1. Динамика добычи нефти действующего фонда добывающих скважин башкирского яруса

Анализ показал, что СМД вводятся в эксплуатацию с дебитами и пластовым давлением на уровне текущих показателей разработки по основному фонду с пластовым давлением 6,0-6,2 МПа на уровне давления смыкания трещин [2]. Скважины работают с обводнённостью 10-14 %

соответствующей начальной водонасыщенности зон трещиноватости. Динамика дебита нефти и обводнённости скважин СМД приведена на рис. 2, 3.

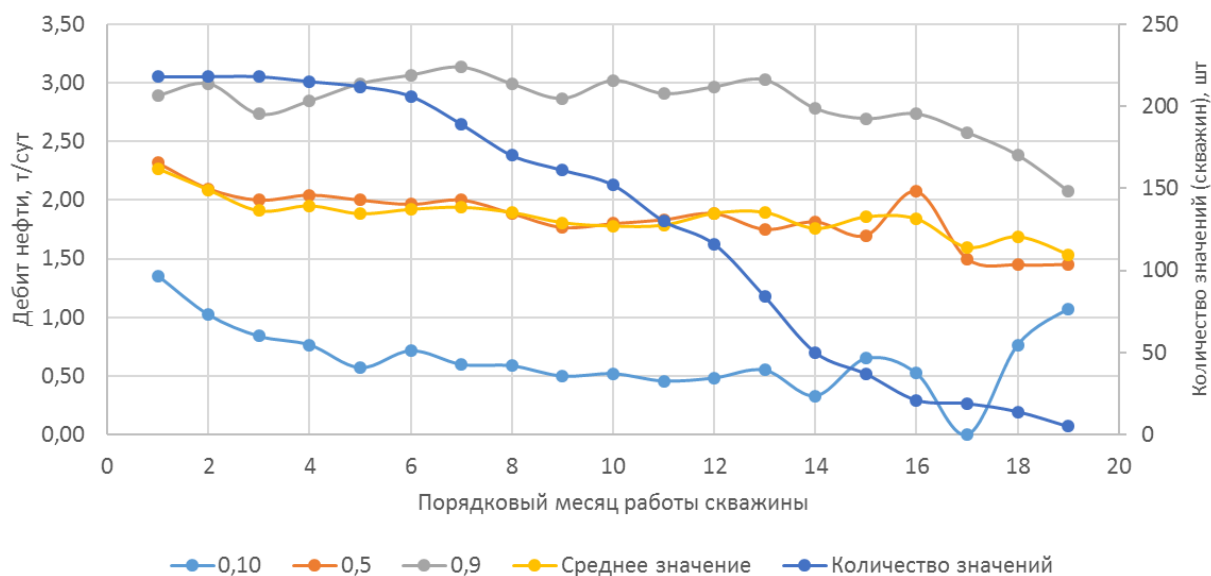


Рис. 2. Динамика дебита нефти СМД бакирского яруса

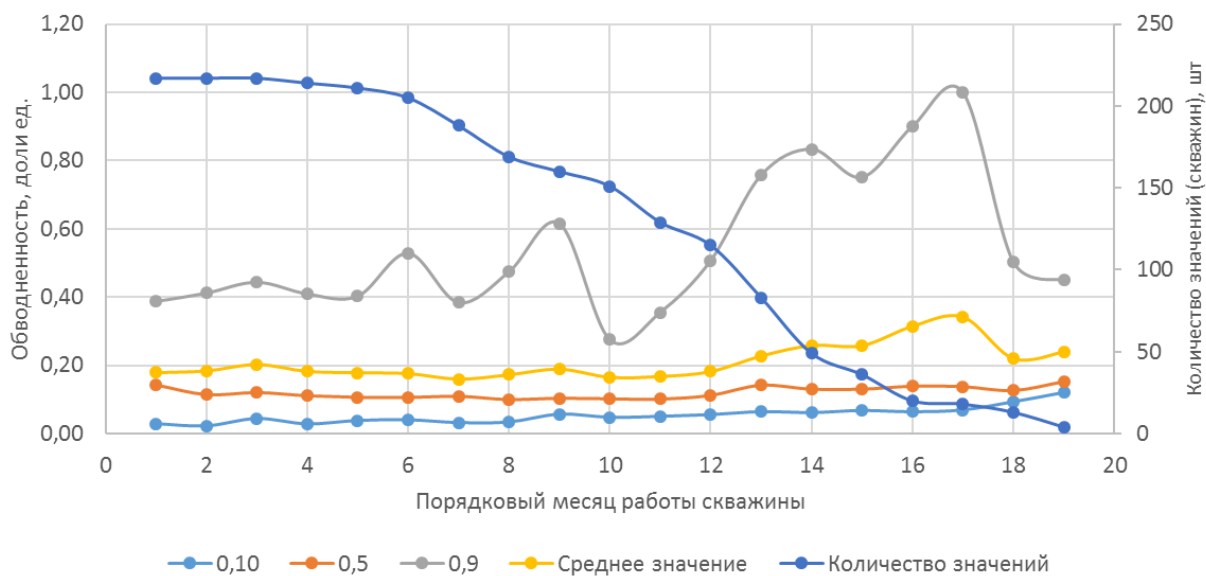


Рис. 3. Динамика обводненности по СМД бакирского яруса

В табл. 1 приведены исходные данные и результаты оценки вовлеченных в разработку запасов нефти за счёт бурения СМД.

За счёт УПСС СМД произошло приращение вовлечённых запасов нефти, при этом вовлечённые в разработку запасы нефти на одну скважину по СМД и основному фонду отличаются более чем в четыре раза и

составляют 3,0 тыс. т и 13,0 тыс. т соответственно, а начальные дебиты нефти скважин – 3,5 и 2,5 т/сут соответственно. Следовательно, при разработке залежи на естественном режиме скважины, пробуренные с целью УПСС, вовлекают запасы зон трещиноватости, происходит взаимовлияние скважин, ухудшаются экономические показатели разработки.

Таблица 1

Исходные данные и результаты оценки вовлечённых запасов за счёт бурения СМД

Показатели	Значение
Амплитудный (начальный) дебит нефти, т/сут	2,4
Среднее число дней работы скважины в году, сут/год	330
Коэффициент падения добычи нефти, доли ед.	0,81
Количество скважин, шт.	205
Вовлечённые запасы, тыс. т	605,8

При расчёте технологических показателей дебиты скважин и извлекаемые запасы на одну скважину по основной сетке и УПСС были взяты по факту уплотняющего бурения СМД на Вишнево-Полянском месторождении за 2017 г. С целью обоснования наиболее рационального сценария разбуривания объектов разработки СМД были рассмотрены шесть технологических вариантов разработки, которые отличаются друг от друга режимами работы залежи, ПСС, сценарием разбуривания объектов разработки и внедрения системы заводнения.

Вариант 1. Предусматривает разбуривание участка в течение пяти лет по равномерной треугольной (основной) сетке с расстоянием между скважинами 300×300 м и разработку на естественном режиме. Начальные дебиты скважин – 3,5 т/сут, извлекаемые запасы на одну скважину – 13 тыс. т. Ожидаемый КИН составит 0,098 доли ед., накопленная добыча нефти – 1969 тыс. т, фонд скважин – 152 шт.

Вариант 2. В отличие от первого варианта, после пяти лет разработки залежи по основной сетке, предусматривает УПСС СМД и разработку на

естественном упругом режиме, при этом дебит и извлекаемые запасы на одну скважину УПСС составляют 2,5 т/сут и 3,0 тыс. т соответственно, ожидаемый КИН – 0,128 доли ед., накопленная добыча нефти – 2575 тыс. т, фонд скважин – 357 шт.

Вариант 3. После пяти лет разработки залежи по основной сетке на естественном режиме предусматривает УПСС и освоение системы заводнения с соотношением добывающих и нагнетательных скважин, равным 2, ожидаемый КИН – 0,337 доли ед., накопленная добыча нефти – 6779 тыс. т, фонд скважин – 357 шт.

Вариант 4. Предусматривает разбуривание участка в течение пяти лет по плотной равномерно треугольной сетке с расстоянием между скважинами 150×150 м. После пяти лет разработки залежи на естественном режиме осваивается система заводнения переводом 120 скважин под нагнетание. Ожидаемый КИН – 0,337 доли ед., накопленная добыча нефти – 779 тыс. т, фонд скважин – 357 шт.

Вариант 5. Предусматривает разбуривание участка по плотной равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 150×150 м и разработку на естественном режиме. Данный вариант является базовым для варианта 6, при этом дебит и извлекаемые запасы на одну скважину составят 2,7 т/сут и 7,2 тыс. т соответственно, ожидаемый КИН – 0,128 доли ед., накопленная добыча нефти – 2575 тыс. т, фонд скважин – 357 шт.

Вариант 6. Предусматривает разбуривание участка по плотной равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 150×150 м и отбор запасов углеводородов всеми скважинами в режиме истощения пластовой энергии до уровня критической деформации [2, 3], при этом дебит и извлекаемые запасы на скважину в начальной стадии разработки залежи составят 2,7 т/сут и 7,2 тыс. т соответственно, фонд скважин – 357 шт. Снижение пластового давления до давления критической деформации приводит к объёмному гидроразрыву пласта коллекторов

матрицы (технология «георыхления») в пределах пласта. Далее переводом части скважин под нагнетание вытесняющего агента создают систему заводнения и повышают пластовое давление до давления смыкания трещин, при этом текущие дебиты добывающих скважин увеличиваются до 3,5 т/сут, ожидаемый КИН составит 0,337 доли ед., накопленная добыча нефти – 6760 тыс. т, фонд скважин – 357 шт.

На рис. 4 приведена динамика накопленной добычи нефти по вариантам разработки, а результаты технико-экономической оценки приведены в табл. 2.

Затраты на бурение скважин, нефтепромысловое оборудование взяты из укрупнённых нормативов инвестиционных затрат по месторождениям ПАО «Татнефть», рассчитанных по сформированной инвестиционной программе на 2019 г. Условно переменные и условно постоянные затраты приняты исходя из калькуляции затрат НГДУ «Нурлатнефть» за 2018 г. Ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) рассчитана с учетом изменения коэффициента выработанности на основе утвержденного проектного документа Вишнево-Полянского месторождения. При разработке залежи на естественном режиме вариант 2 (УПСС) по сравнению с вариантом 1 (основной ПСС) обеспечивает большую накопленную добычу нефти, однако чистый дисконтированный доход (ЧДД) и индексы доходности при этом существенно ниже. Вариант 2 (УПСС) по сравнению с вариантом 5 (разбуривание по плотной сетке), хотя и имеет одинаковую накопленную добычу нефти, однако обеспечивает ЧДД и индексы доходности существенно выше. Следовательно, при разработке залежи на естественном упругом режиме разбуривание объектов разработки целесообразно проводить поэтапно: сначала по основной разряженной сетке (4-5 лет), а затем осуществить УПСС. Однако УПСС по варианту 2 и разбуривание по плотной сетке по варианту 5 без освоения системы заводнения является малоэффективным мероприятием по сравнению с вариантом 1.

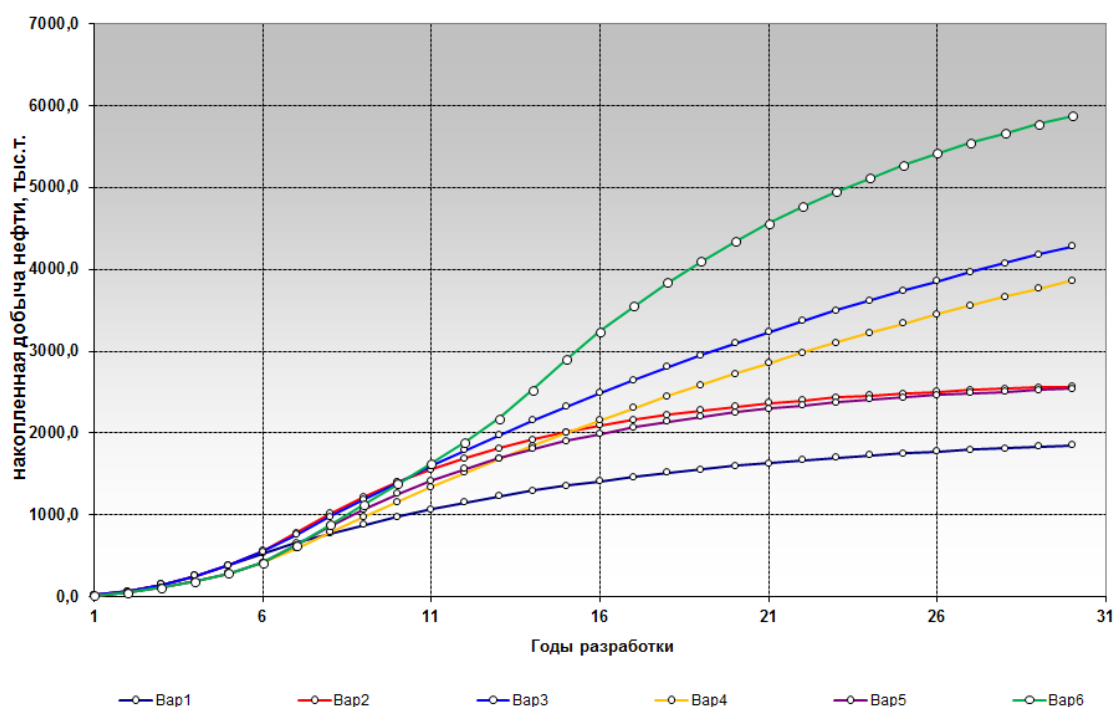


Рис. 4. Динамика накопленной добычи нефти по вариантам разработки

Таблица 2

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки

Вишнево-Полянского месторождения

Показатель	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4	Вар. 5	Вар. 6
Срок разработки, лет	43	31	102	116	33	49
Бурение скважин, скв.	152	357	357	357	357	357
добывающих	152	357	237	237	357	357
нагнетательных	0	0	120	120	0	0
Перевод добывающих скважин под закачку, скв.	0	0	0	0	0	120
Добыча нефти, млн т	2,0	2,6	6,8	6,8	2,6	6,8
Добыча жидкости млн т	10,2	14,1	34,9	34,1	14,0	36,6
Закачка воды, млн м ³	0,0	0,0	33,2	32,6	0,0	34,3
Капитальные вложения, млрд руб.	2,8	6,5	6,6	6,6	6,5	7,3
Эксплуатационные затраты, млрд руб.	42,9	60,7	151,2	155,0	61,5	144,1
Внереализационные расходы, млрд руб.	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3
Налог на прибыль, млрд руб.	1,7	1,4	5,8	5,3	1,3	6,9
Чистый доход, млрд руб.	6,3	4,6	21,2	18,1	4,2	27,2
ЧДД, млн руб.	2,2	1,4	3,6	2,4	0,8	5,2
IRR, %	34	22	27	19	16	26
Срок окупаемости, лет	6,1	9,5	9,4	11,8	11,4	10,3
ИДЗ, доли ед.	1,12	1,05	1,11	1,08	1,03	1,13
ИДЦИ, доли ед.	1,96	1,30	1,80	1,52	1,18	2,08

По варианту 3 поэтапное разбурирование объекта разработки и освоение системы заводнения обеспечивают существенный экономический эффект, ЧДД составит 3,6 млрд руб., а срок окупаемости – более 9 лет. Можно отметить, что при уплотнении нагнетательные скважины вовлекают в разработку в три раза больше запасов нефти по сравнению с основным фондом добывающих скважин.

Вариант 4 предусматривает разбурирование месторождения по плотной сетке с самого начала разработки и освоение системы заводнения после пяти лет разработки на естественном режиме, хотя и обеспечивает одинаковый КИН с вариантом 3, однако существенно уступает по экономическим показателям, его ЧДД составит 2,4 млрд руб.

Наибольший экономический эффект имеет вариант 6. Его ЧДД оценивается на уровне 5,2 млрд руб. со сроком окупаемости около 10 лет и внутренней нормой доходности (IRR) около 26 %. По данному варианту срок разработки в два раза меньше, а максимальный темп отбора от вовлеченных запасов в два раза выше по сравнению с вариантом 3.

Новую технологию можно реализовать на залежах, где возможно снижение пластового давления до давления критической деформации. В условиях, когда снижение пластового давления залежи до давления критической деформации является проблематичным, разбурирование объектов разработки целесообразно проводить поэтапно: сначала по основной разряжённой сетке на естественном режиме (4-5 лет), а затем осуществить УПСС СМД, скважинами с горизонтальным окончанием (СГО), возвратными скважинами с одновременным освоением системы заводнения.

Выводы.

1. СМД, пробуренные с целью УПСС, при разработке залежи на естественном режиме вводятся в эксплуатацию с дебитами и пластовым

давлением на уровне текущих показателей разработки по основному фонду и вовлекают в разработку в четыре раза меньше запасов нефти (3,0 тыс. т и 13,0 тыс. т соответственно). Ввод в эксплуатацию СМД с целью УПСС приводит к увеличению темпа падения добычи нефти по основному фонду, при этом темпы снижения добычи по СМД больше, чем по основному фонду.

2. УПСС карбонатных отложений при разработке на упругом режиме, т.е. без освоения системы заводнения, является экономически малоэффективным мероприятием [4].
3. В залежах, где снижение пластового давления до давления критической деформации является проблематичным, разбуривание объектов разработки целесообразно проводить поэтапно: сначала по основной разряженной сетке на естественном режиме (4-5 лет), а затем осуществить УПСС СМД с СГО, возвратными скважинами с одновременным освоением системы заводнения.
4. Максимальный технико-экономический эффект достигается по шестому варианту, предусматривающему разбуривание залежи по плотной сетке с самого начала разработки и освоение системы заводнения после снижения пластового давления до давления критической деформации.

Список литературы

1. Бакиров А.И. Технологии разработки карбонатных коллекторов на основе заводнения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 10. – С. 27-31.
2. Пат. 2597305 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/22, С 09 К 8/584. Способ разработки нефтяной залежи в карбонатных коллекторах [Текст] / Бакиров И.И., Музалевская Н.В., Бакиров А.И.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2015134139/03 ; заявл. 13.08.15; опубл. 10.09.16, Бюл. № 25.
3. Пат. 2623409 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки залежи нефти в карбонатных коллекторах [Текст] / Бакиров А.И., Музалевская Н.В., Бакиров И.И.; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2016131003 ; заявл. 27.07.16; опубл. 26.06.17, Бюл. № 18.
4. Яртиева А.Ф. Экономическая оценка проектных решений инновационно-инвестиционных вложений для нефтяной промышленности. – М. : ВНИИОЭНГ, 2011. – 230 с.

References

1. Bakirov A.I. *Tekhnologii razrabotki karbonatnykh kollektorov na osnove zavodneniya* [Waterflood-based technologies for development of carbonate reservoirs]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2017, No. 10, pp. 27-31. (in Russian)
2. Bakirov A.I., Muzalevskaya N.V., Bakirov I.I. *Sposob razrabotki zalezhi nefi v karbonatnykh kollektorakh* [Method for development of oil deposit in carbonate reservoirs]. RF Patent No. 2597305, appl. 13.08.15; publ. 10.09.16, Bull. No. 25.
3. Bakirov A.I., Muzalevskaya N.V., Bakirov I.I. *Sposob razrabotki zalezhi nefi v karbonatnykh kollektorakh* [Method for development of oil deposit in carbonate reservoirs]. RF Patent No.2623409, appl. 27.07.16; publ.26.06.17, Bull No. 18. (in Russian)
4. Yartiev A.F. *Ekonomicheskaya otsenka proektnykh resheniy innovatsionno-investitsionnykh vlozheniy dlya neftyanoy promyshlennosti* [Economic assessment of design solutions of innovation investments for oil industry]. Moscow: VNIIOENG, 2011, 230 p.

Сведения об авторах

Бакиров Ильшат Мухаметович, доктор технических наук, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: bakirov@tatnipi.ru

Яртиева Амур Физюсович, доктор экономических наук, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: yartiev@tatnipi.ru

Бакиров Ильдар Ильшатович, ООО «Казанский научный центр», г. Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: bakirovii.ksc@gmail.com

Ханипов Марат Наильевич, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: hanipov@tatnipi.ru

Authors

Bakirov I.M., Dr.Sc., TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: bakirov@tatnipi.ru

Yartiev A.F., Dr.Sc., TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: yartiev@tatnipi.ru

Bakirov I.I., Kazan Scientific Center, Kazan, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: bakirovii.ksc@gmail.com

Khanipov M.N., TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation

E-mail: hanipov@tatnipi.ru

Бакиров Ильшат Мухаметович
432236, Российская Федерация, Республика Татарстан
г. Бугульма, ул. М. Джагиля, 32
тел. 8 (85594) 7 86 35
E-mail: bakirov@tatnipi.ru