

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.73-89>

EDN VXJBKD

УДК 622.276.342.003

**Подходы по оценке технологической и экономической
эффективности уплотнения сетки скважин на карбонатных
отложениях на примере Беркет-Ключевского нефтяного
месторождения Республики Татарстан**

¹Петров В.Н., ¹Кабилова А.Х., ²Хуснутдинов Р.Н., ²Сайфутдинов М.А.,
³Габдрахманов Н.Х., ⁴Яртиева А.Ф.

¹ Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

²ЗАО «ОХТИН-ОЙЛ», Лениногорск, Россия

³Институт нефти и газа филиал ФГБОУ ВО УГНТУ, Октябрьский, Россия

⁴ЗАО «ЦНИП-МНК», Альметьевск, Россия

**Approaches to assessment of technological and economic
efficiency of infill drilling in carbonate sediments - A case study of
Berket-Klyuchevskoye oil field in the Republic of Tatarstan**

¹V.N. Petrov, ¹A.Kh. Kabirova, ²R.N. Khusnutdinov, ²M.A. Sayfitdinov,
³N.Kh. Gadrakhmanov, ⁴A.F. Yartiev

¹TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Russia

²ZAO OKHTIN-OIL, Leninogorsk, Russia

³Oil and Gas Institute, Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, Russia

⁴AO TSNIP-MNK, Almeteyevsk, Russia

E-mail: PetrovVladimirN@tatnipi.ru

Аннотация. Традиционные подходы к разработке нефтяных месторождений на поздней стадии приводят к локализации значительного объема запасов нефти в межскважинном пространстве. В настоящий момент, существует целый ряд эффективных техно-

логических решений, направленных на доизвлечение запасов нефти на действующих месторождениях. Одним из путей решения проблемы довыработки остаточных запасов нефти, сконцентрированных в слабодренлируемых и застойных зонах, является уплотнение сетки скважин. В данной статье приведён пример технологических решений, направленных на уплотнение сетки скважин на карбонатных коллекторах Беркет-Ключевского нефтяного месторождения Республики Татарстан. Рассмотрены различные варианты по дальнейшей разработке залежи нефти с использованием геолого-гидродинамического моделирования. Показаны результаты прогнозных технико-экономических показателей разработки от предлагаемых технологических решений, направленных на увеличение степени выработки запасов в межскважинном пространстве и повышение конечного коэффициента извлечения нефти.

Ключевые слова: *месторождение, запасы, карбонатный коллектор, геологическое строение, уплотнение сетки, скважина, относительная фазовая проницаемость, коэффициент извлечения нефти, экономическая эффективность*

Для цитирования: Петров В.Н., Кабирова А.Х., Хуснутдинов Р.Н., Сайфутдинов М.А., Габдрахманов Н.Х., Яртиев А.Ф. Подходы по оценке технологической и экономической эффективности уплотнения сетки скважин на карбонатных отложениях на примере Беркет-Ключевского нефтяного месторождения Республики Татарстан // Нефтяная провинция.-2024.-№2(38).-С. 73-89. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.73-89>. - EDN VXJBKD

Abstract. Traditional approaches to oil field development at late stages result in localization of a substantial portion of oil reserves in the inter-well space. Today, a number of effective technological solutions aimed at recovery of residual oil reserves in producing fields are available. One of the approaches to addressing the problem of recovery of residual oil reserves locked in poorly drained and stagnant zones provides for infill drilling. The paper presents an example of infill drilling operations conducted in carbonate reservoirs of Berket-Klyuchevskoye oil field in the Republic of Tatarstan. Various options for further development of the field using geological and reservoir simulation modeling are considered. Forecast production data due to application of proposed technological solutions aimed at enhancing oil recovery in the inter-well space and increasing the ultimate oil recovery factor are presented.

Key words: *field, reserves, carbonate reservoir, geological structure, infill drilling, well, relative permeability, oil recovery factor, economic efficiency*

For citation: V.N. Petrov, A.Kh. Kabirova, R.N. Khusnutdinov, M.A. Sayfitdinov, N.Kh. Gadrakhmanov, A.F. Yartiev Podkhody po otsenke tekhnologicheskoy i ekonomicheskoy effektivnosti uplotneniya setki skvazhin na karbonatnykh otlozheniyakh na primere Berket-Klyuchevskogo neftyanogo mestorozhdeniya respubliky Tatarstan [Approaches to assessment of technological and economic efficiency of infill drilling in carbonate sediments - A case study of Berket-Klyuchevskoye oil field in the Republic of Tatarstan]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(38), 2024. pp. 73-89. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.73-89>. EDN VXJBKD (in Russian)

С целью оценки эффективности уплотнения сетки скважин на примере геолого-гидродинамической модели карбонатных отложений турнейского яруса Факельного поднятия Беркет-Ключевского месторождения проанализированы прогнозные технологические показатели разработки и проведена их экономическая оценка. Уплотнение сетки в межскважинном пространстве приводит к вовлечению в разработку запасов в слабодренируемых и застойных зонах, что в итоге приводит к увеличению коэффициента охвата пласта воздействием.

Рассматриваемое в статье нефтяное месторождение расположено в западном Закамье на землях Альметьевского и Черемшанского районов Республики Татарстан, а в региональном тектоническом плане - на западном склоне Южно-Татарского свода. По сложности геологического строения месторождение относится к группе сложных и средним по величине извлекаемых запасов. По степени изученности Беркет-Ключевское месторождение можно отнести к группе с достаточной степенью изученности. Месторождение находится на этапе между 1-й и 2-й стадиями разработки, характеризующимся максимальными уровнями добычи нефти. Разрабатываемые соседние Красногорское, Березовское, Сиреневское и Ерсубайкинское месторождения обладают схожими с Беркет-Ключевским месторождением геолого-физическими характеристиками.

Промышленная нефтеносность Факельного поднятия установлена в карбонатных отложениях турнейского яруса (C1t) нижнего карбона.

В отложениях турнейского яруса пласты-коллекторы выделяются по всему разрезу и индексируются снизу-вверх как Смл+уп-1, Счр-1 и Скз-1 (C1t). В литологическом отношении пласт-коллектор представлен сгустковыми, органогенно-детритовыми известняками. Тип коллектора кавернозный, порово-трещинный.

Каменноугольные отложения представлены тремя отделами: нижним (C1), средним (C2) и верхним (C3). Нижний отдел включает турнейский

ярус, который состоит из двух подъярусов. В составе нижнего отдела, представленного ханинским надгоризонтом выделяется гумеровский (C1gm), малевский (C1ml) и упинский (C1up) горизонты, верхнего шуриновского надгоризонта – черепетский (C1cr) и кизеловский (C1kz) [1].

Характерной особенностью геологического строения Беркет-Ключевского месторождения является наличие визейских врезов [2]. В пределах вреза турнейские отложения размыты. Заполняющие врез терригенные отложения визейского возраста залегают на различных стратиграфических подразделениях турнейского яруса - от нижней части кизеловского горизонта до нижней части упино-малевского горизонта. Борты врезов на некоторых участках достаточно крутые. В результате поверхность турнейских отложений имеет сложный рельеф эрозионно-тектонического происхождения. Врезы заполнены терригенными породами визейского возраста – переслаивающимися песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями плотных известняков. Все эти условия (особенности геологического строения) предопределили применение наклонно-направленных скважин (ННС), скважин с горизонтальным окончанием (СГО) и зарезку дополнительных стволов.

Залежь турнейского яруса Факельного поднятия массивного типа вскрыта 12 скважинами. Нефтеносность отложений установлена по данным интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) и подтверждена результатами испытания семи скважин. Эффективные нефтенасыщенные толщины в пределах залежи изменяются от 3,4 м (скважина № 11712) до 21,9 м (скважина № 3302). Водонефтяной контакт принят по данным ГИС по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине № 1979 на абсолютной отметке минус 953,8 м. Размеры залежи составляют 1,5 на 1,3 км при этом этаж нефтеносности составляет 40,4 м.

Основные геолого-физические характеристики залежи турнейского яруса Факельного поднятия представлены в табл. 1.

Таблица 1

**Основные геолого-физические характеристики залежи турнейского яруса
Факельного поднятия**

№№ п/п	Параметры	Размерность	Турнейский ярус Факельного поднятия
1	Средняя глубина залегания кровли	м	1118
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-917-971,5
3	Тип залежи		массивный, с литологическим экраном
4	Тип коллектора		трещинно-поровый
5	Площадь нефтеносности	тыс.м ²	1802
6	Средняя общая толщина	м	57,2
7	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	9,3
8	Коэффициент пористости	доли ед.	0,12
9	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,71
10	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,71
11	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,71
12	Проницаемость	мкм ²	0,007
13	Коэффициент песчанности	доли ед.	0,585
14	Расчлененность	ед.	7,7
15	Начальная пластовая температура	°С	25
16	Начальное пластовое давление	МПа	11,1
17	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа×с	34,1
18	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,872
19	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,906
20	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,052
21	Содержание серы в нефти	%	3,1
22	Содержание парафина в нефти	%	3,2
23	Давление насыщения нефти газом	МПа	3,3
24	Газосодержание	м ³ /т	14,2
25	Содержание сероводорода	%	1,2
26	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа×с	1,68
27	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,164
28	Сжимаемость		
29	нефти	1/МПа×10 ⁻⁴	6,5
30	воды	1/МПа×10 ⁻⁴	4,6
31	породы	1/МПа×10 ⁻⁴	2,0
32	Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0,428
33	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут×МПа	1,59

Для создания трехмерной геологической модели в качестве исходных данных использовались первичный скважинный материал о геофизических и гидродинамических исследованиях скважин, а также информация, полученная после проведения сейсмических работ. Структурные поверхности

корректировались с учетом скважинных данных. Отстроенная структурная модель являлась основой для построения трехмерной модели залежи. На рис. 1 показан структурный каркас модели продуктивных турнейских отложений Факельного поднятия. На рис. 2 показаны куб нефтенасыщенности продуктивных отложений турнейского яруса на 01.01.2024 г.

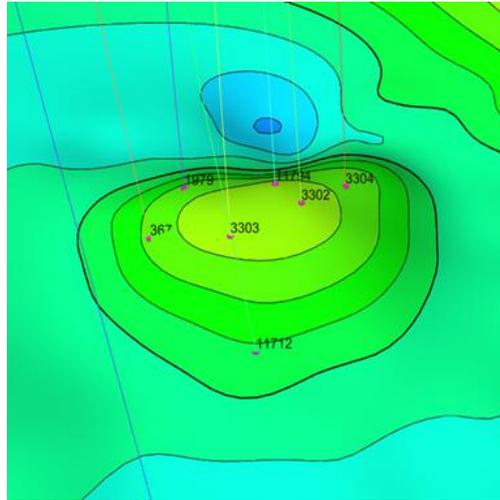


Рис. 1. Структурный каркас модели продуктивных турнейских отложений Факельного поднятия

Залежь турнейского яруса Факельного поднятия разрабатывается с января 1974 года. В разработке на Факельном поднятии участвовали девять скважин. Накопленная добыча нефти составила 101 тыс. т, что составляет 50,3% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ). Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) равен 0,082 д.ед. За 18-летний период разработки залежи пластовое давление снизилось на 17,8% от начального, поэтому в 2009 году добывающая скважина №3304 была переведена под закачку воды для организации системы поддержания пластового давления.

Анализ результатов эксплуатации СГО на соседних с Факельным поднятием залежах показывает их эффективность и подтверждает возможность их применения при разработке пластов С1t месторождения. Среднегодовой дебит нефти СГО составил 6,4 т/сут при обводненности 29,6%. Средний начальный дебит нефти СГО выше среднего начального дебита ННС на 43%. За весь период работы дебиты нефти скважин с горизонтальным

окончанием отличаются от дебитов нефти вертикальных скважин в среднем на 29% в большую сторону.

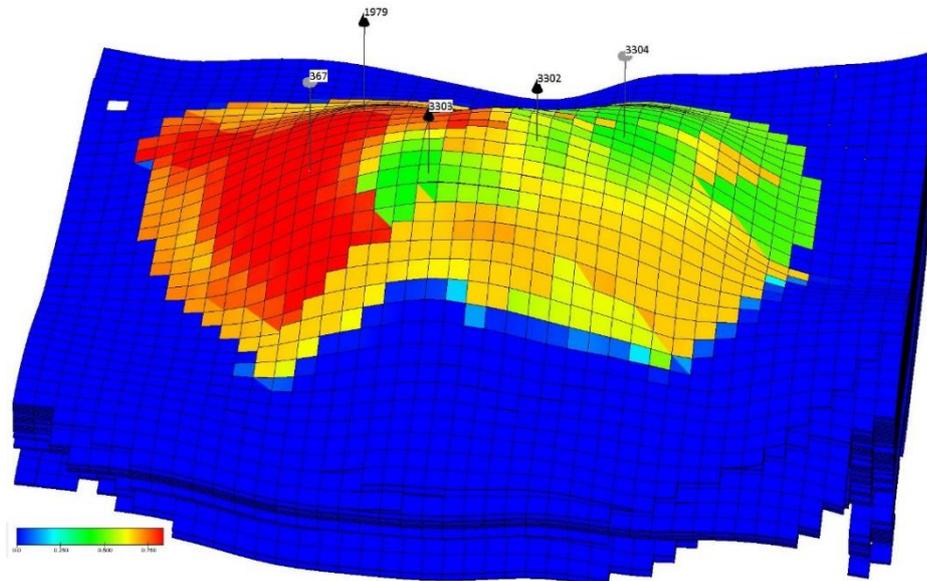


Рис. 2. Куб распределения нефтенасыщенности продуктивных отложений турнейского яруса (на 01.01.2024 г)

На начальном этапе разработки залежи концепция бурения на Факельном поднятии базировалась на расстановке скважин на участках, имеющих наибольшие нефтенасыщенные толщины. Затем, для оценки потенциала различных вариантов уплотнения сетки, скважины и дополнительные стволы предлагается размещать в зоны с наибольшей плотностью текущих подвижных запасов. С целью снижения риска, уплотняющее бурение рекомендуется провести в точной локализации запасов в межскважинном пространстве.

Для определения дальнейшей стратегии разработки карбонатной залежи и оценки ее эффективности с позиции прибыльности рассмотрены прогнозные варианты с использованием геолого-гидродинамической модели (ГГДМ). С целью оценки эффективности уплотнения сетки скважин для условий турнейских отложений проведены расчеты прогнозных показателей разработки по трем вариантам разработки.

Вариант 1 предусматривает дальнейшую разработку месторождения по существующей системе разработке тремя эксплуатационными скважинами с освоением в 2024 г под закачку двух скважин №№367, 3304 (Рис. 3а).

Общий фонд по варианту составит пять скважин, три добывающие и две нагнетательные. КИН достигнет величины 0,166 доли ед. при плотности сетки скважин 36,04 га/скв, Кохв – 0,388 доли ед.

Результаты расчетов по влиянию плотности сетки скважин на показатели разработки приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчетов по влиянию плотности сетки скважин на показатели разработки

Варианты	Количество скважин, шт.	Накопленная добыча нефти на конец разработки	Проектный срок разработки, лет	Плотность сетки га/скв	Кохв	КИН, д.ед.
1	5	190,1	45	36,04	0,388	0,166
2	8	266,1	37	22,53	0,675	0,289
3	10	290,6	33	16,02	0,738	0,316

Вариант 2, с целью уплотнения сетки скважин, предполагает разработку залежи с бурением трех скважин, двух СГО и одной ННС в 2025 г. с освоением в 2024 г. под закачку двух скважин №№ 367, 3304 (Рис. 3б).

Общий фонд по варианту составит восемь скважин, шесть добывающих (в т.ч. две СГО) и две нагнетательные. КИН достигнет величины 0,289 доли ед. при плотности сетки скважин 22,53 га/скв, Кохв – 0,675 доли ед.

Вариант 3 предусматривает дальнейшее уплотнение сетки к варианту 2 скважин для увеличения КИН - бурение двух боковых горизонтальных скважин (БГС) в 2027 г. с освоением в 2024 г. под закачку двух скважин №№367, 3304 (Рис. 3в).

Общий фонд по варианту составит 10 скважин, восемь добывающих (в т.ч. две СГО) и две нагнетательные. КИН достигнет величины

0,316 доли ед. при плотности сетки скважин 16,02 га/скв, Кохв – 0,738 доли ед.

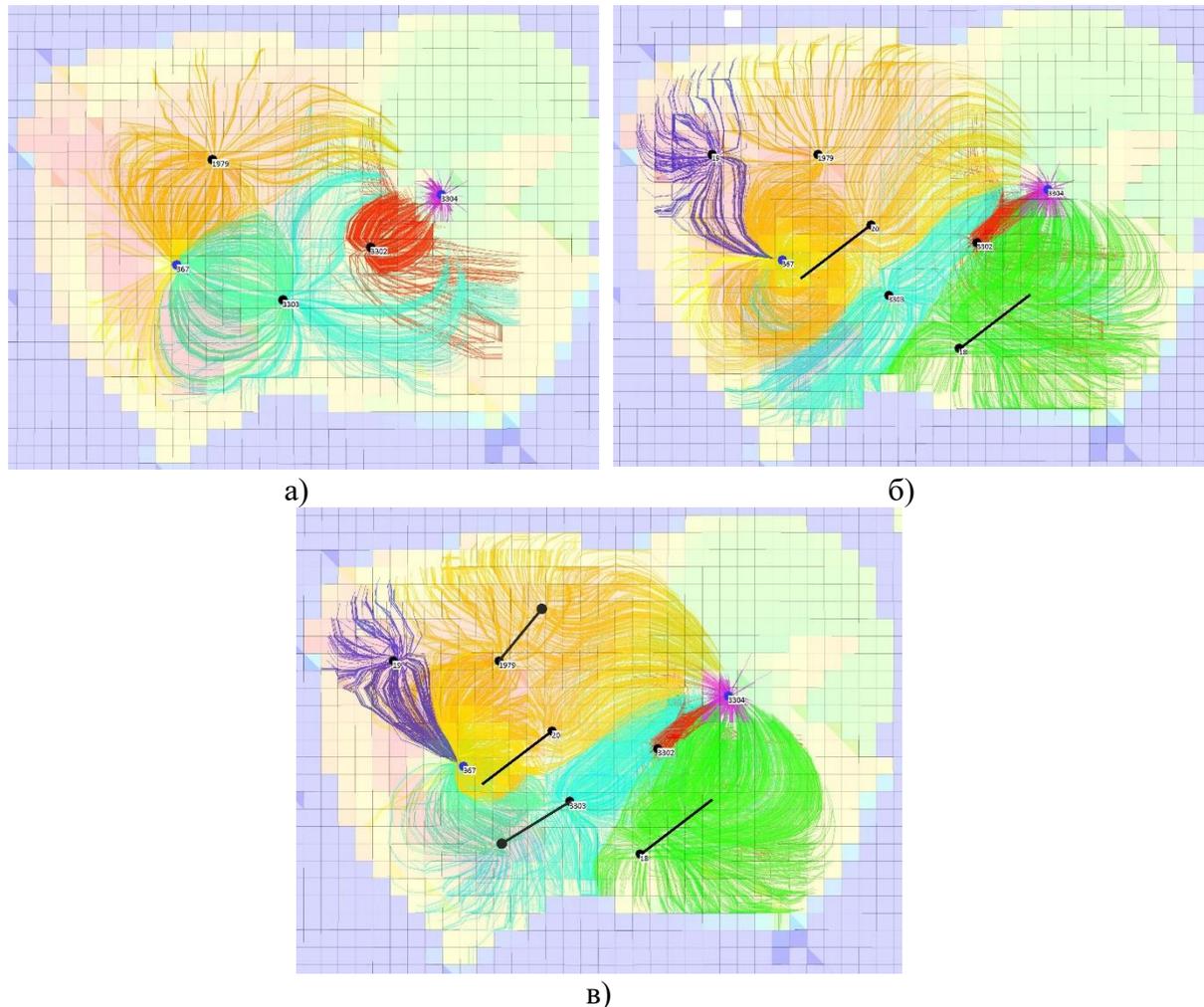


Рис. 3. Схема размещения проектных скважин с распределением гидродинамических линий тока нефти по вариантам: а) 1, б) 2, в) 3

Установлено, что для рассмотренных условий уплотнение сетки скважин на залежи в карбонатных отложениях позволит по сравнению с текущим состоянием разработки залежи повысить величину извлекаемых запасов нефти по варианту 2 на 40%, по варианту 3 на 52,9% за счёт увеличения охвата пласта воздействием.

На рис. 3 также приведены гидродинамические линии тока нефти на момент ввода в эксплуатацию СГО №№18, 20 (Рис. 2б) и БГС №№1979, 3303 (Рис. 3в).

С целью оценки эффекта от уплотнения сетки скважин, получаемых от бурения как СГО, так и зарезки БГС, проанализирована динамика изменения гидродинамических линий тока между нагнетательными и добывающими скважинами в течение четырех лет (2026–2029 гг.).

Динамика изменения гидродинамических линий тока нефти от нагнетательных скважин №№ 3304, 367 к добывающим скважинам по вариантам: а) скв. №1779, б) скв. №3303, в) скв. №20 приведены на рис. 4.

На рис. 4а представлена оценка влияния нагнетательных скважин №3304 и №367 на гидродинамические линии тока по добывающей скважине №1979 по 2026-2029 годам.

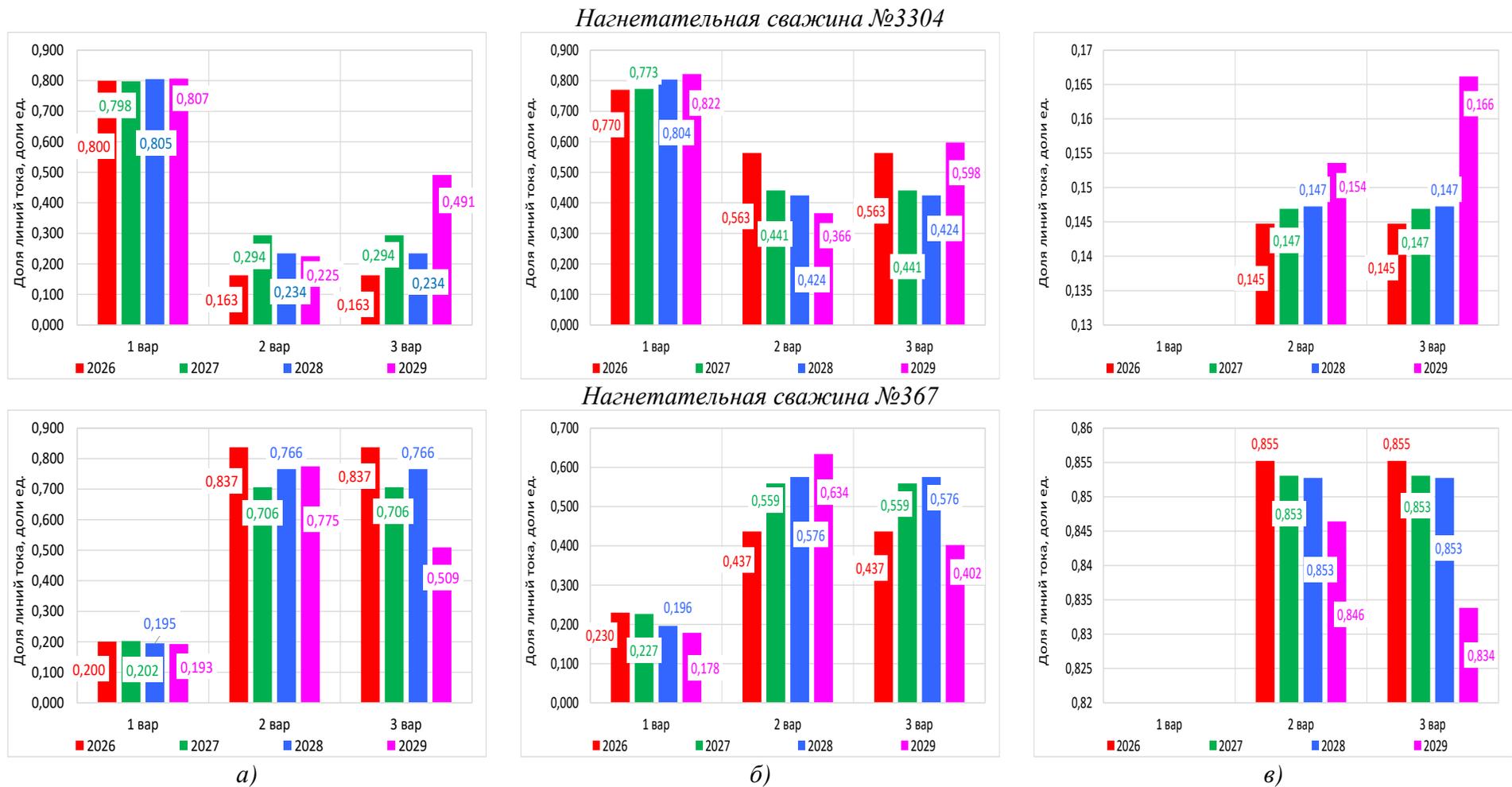


Рис. 4. Динамика изменения гидродинамических линий тока нефти от нагнетательных скважин №№3304, 367 к добывающим скважинам по вариантам: а) скв. №1779, б) скв. №3303, в) скв. №20

Анализ диаграмм динамики изменения линий тока в зависимости от нагнетательной скважины №3304 показывает, что доля линий тока по скв. №1979 по всем вариантам изменяется значительно, так, например, по 1 варианту в 2026 г. составляет 0,800 доли ед., 2027 г. – 0,773 доли ед., 2028 г. – 0,804 доли ед., 2029 г. – 0,807 доли ед.; по 2 и 3 вариантам за 2026-2028 гг. доли совпадают и равны в 2026 г. – 0,163 доли ед., 2027 г. – 0,294 доли ед., 2028 г. – 0,234 доли ед., 2029 г. – 0,491 доли ед. По динамике изменения линий тока в зависимости от нагнетательной скважины №367 можно заметить, что доля линий тока по скв. №1979 по всем вариантам изменяется значительно, так, например, по 1 варианту в 2026 г. составляет 0,200 доли ед., 2027 г. – 0,202 доли ед., 2028 г. – 0,195 доли ед., 2029 г. – 0,193 доли ед.; по 2 и 3 вариантам за 2026-2028 гг. доли совпадают и равны в 2026 г. – 0,163 доли ед., 2027 г. – 0,294 доли ед., 2028 г. – 0,234 доли ед., 2029 г. – 0,491 доли ед. Зарезка БГС из скважин №1979 и №3003 вносит существенное изменение в доли линий тока в 2029 г., так, например, если во 2 варианте они составили 0,225 доли ед., то в 3 варианте заметно увеличились и равны 0,491 доли ед.

По анализу диаграмм динамики изменения линий тока в зависимости от нагнетательной скважины №3304 (Рис. 4б) визуально можно заметить, что доля линий тока по скв. №3303 по всем вариантам изменяется незначительно, так, например, по 1 варианту в 2026 г. составляет 0,770 доли ед., 2027 г. – 0,773 доли ед., 2028 г. – 0,804 доли ед., 2029 г. – 0,822 доли ед.; по 2 и 3 вариантам за 2026-2028 гг. доли совпадают и равны в 2026 г. – 0,563 доли ед., 2027 г. – 0,491 доли ед., 2028 г. – 0,424 доли ед., 2029 г. – 0,366 доли ед.. По динамике изменения линий тока в зависимости от нагнетательной скважины №367 можно заметить, что доля линий тока по скв. №3303 по всем вариантам изменяется незначительно, так, например, по 1 варианту в 2026 г. составляет 0,230 доли ед., 2027 г. – 0,227 доли ед., 2028 г. – 0,196 доли ед., 2029 г. – 0,178 доли ед.; по 2 и 3 вариантам за 2026-

2028 гг. доли совпадают и равны в 2026 г. - 0,437 доли ед., 2027 г. – 0,559 доли ед., 2028 г. – 0,576 доли ед., 2029 г. – 0,634 доли ед.. Зарезка БГС из скважин №1979 и №3003 также внесла существенное изменение в доли линий тока в 2029 г., так, например, если во 2 варианте они составили 0,634 доли ед., то в 3 варианте заметно снизились и равны 0,402 доли ед..

По анализу диаграмм динамики изменения линий тока в зависимости от нагнетательной скважины №3304 (Рис. 4в) визуально можно заметить, что доля линий тока по СГО №20 по вариантам 2 и 3 за 2026-2028 гг. не меняются и равны в 2026 г - 0,145 доли ед., 2027 г. – 0,147 доли ед., 2028 г. – 0,147 доли ед., незначительно отличаются только в 2029 г., тогда как, во 2 варианте составляет 0,154 доли ед., а в 3 – 0,166 доли ед.. По динамике изменения линий тока в зависимости от нагнетательной скважины №367 можно заметить, что доля линий тока по СГО №20 по вариантам 2 и 3 за 2026-2028 гг. одинаковые и равны в 2026 г. - 0,855 доли ед., 2027 г. – 0,853 доли ед., 2028 г. – 0,853 доли ед., незначительно отличаются только в 2029 г., тогда как, во 2 варианте составляет 0,846 доли ед., а в 3 – 0,834 доли ед..

Таким образом, анализ изменения гидродинамических линий тока показывает, что уплотнение сетки скважин на примере конкретной залежи позволяет задействовать в разработку неохваченные зоны и тем самым увеличить накопленную добычу нефти и КИН [3,4,5].

Результаты анализа прогнозных технологических показателей разработки показывают, что уплотнение сетки скважин с 36,0 до 16,0 га/скв. позволяет несколько увеличить КИН до 0,316 доли ед. (на 90,4% по сравнению с 1 вариантом).

Для более детальной оценки эффективности уплотнения сетки скважин проведена технико-экономическое обоснование прогнозных технологических показателей разработки по трем вариантам.

Результаты экономической оценки различных вариантов дальнейшей разработки Факельного поднятия (накопленный чистый дисконтированный доход (ЧДД) за рентабельный период при норме дисконта 10%) приведен на рис. 5.

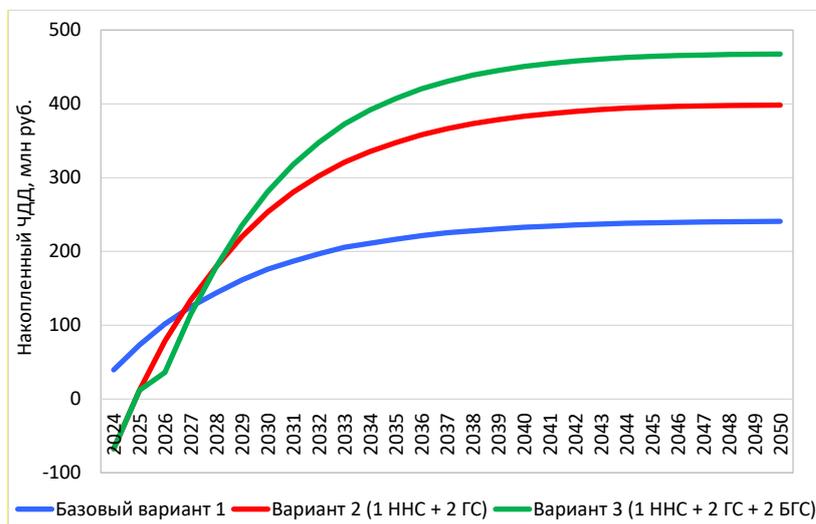


Рис. 5. Накопленный ЧДД недропользователя за рентабельный период

Вариант дальнейшей разработки Факельного поднятия по третьему варианту дальнейшей разработки (бурение 1 ННС + 2 ГС + 2 БГС) обеспечивает наивысший ЧДД.

Отрицательный ЧДД недропользователя по вариантам 2 и 3 в 2024 году получается от необходимости единовременных затрат на бурение БС и ННС, которые окупаются уже в 2025 году. Наибольший эффект дальнейшей разработки Факельного поднятия обеспечивает вариант 3.

Выводы

Показано, что высокая плотность сетки скважин на карбонатных отложениях Беркет-Ключевского нефтяного месторождения существенно повышает рентабельность разработки.

Предложен к внедрению вариант-прогноз на основе технико-экономических показателей, включающий бурение одной вертикальной и двух горизонтальных скважин, а также предполагает зарезку двух боковых горизонтальных стволов. В конечном счёте, сетка скважин по третьему варианту

уплотнена до 16 га/скв., причем соотношение добывающих и нагнетательных скважин стало равным 4:1.

Благодаря уплотнению сетки скважин достигается увеличение степени извлечения нефти, что соответственно приводит к повышению конечного коэффициента извлечения нефти.

Реализация предлагаемой стратегии уплотнения сетки скважин по варианту 2 позволит дополнительно добыть 76,0 тыс. т нефти и 100,5 тыс. т по варианту 3.

Основной эффект от уплотнения сетки скважин заключается в изменении и перераспределении гидродинамических линий тока нефти в залежи, которая позволит задействовать в разработке неохваченные зоны и в дальнейшем приведет к увеличению накопленной добычи, КИН и сократить срок разработки залежи.

Список литературы

1. Петров В.Н., Яртиев А.Ф., Туйчин Д.Р., «Дополнение к технологическому проекту разработки Беркет-Ключевского нефтяного месторождения Республики Татарстан», Книга 1, стр. 63, 2022 г.
2. Садреева Р.Р. Характер изменения коллекторских свойств пород турнейского яруса в зоне развития визейских врезов, стр. 47-48. Георесурсы 4. 2011 УДК:550.8.05.
3. Хакимзянов И.Н., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Фазлыев Р.Т., Никифоров А.И. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2011. – 320 с.
4. Яртиев А.Ф., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Идиятуллина З.С. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан / А.Ф. Яртиев, И.Н. Хакимзянов, В.Н. Петров, З.С. Идиятуллина – Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. –192 с.
5. А.Г. Хабибрахманов, А.Т. Зарипов, И.Н. Хакимзянов, Р.И. Шешдилов, Д.К. Шайхутдинов, А.Ф. Яртиев Оценка эффективности уплотнения сетки скважин на низкопроницаемых карбонатных коллекторах (на примере месторождений Республики Татарстан) / А.Г. Хабибрахманов, А.Т. Зарипов, И.Н. Хакимзянов, Д.К. Шайхутдинов, А.Ф. Яртиев. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2017. – 199 с.

References

1. Petrov V.N., Yartiev A.F., Tuychin D.R., *Dopolnenie k tekhnologicheskomu proektu razrabotki Berket-Klyuchevskogo neftyanogo mestorozhdeniya Respubliki Tatarstan* [Attachment to technological project for the development of Berket-Klyuchevskoye oil field in the Republic of Tatarstan]. Book 1, p. 63, 2022. (in Russian)

2. Sadreeva R.R. *Kharakter izmeneniya kollektorskikh svoystv porod turneyskogo yarusa v zone razvitiya vizeyskikh vrezov*. [Reservoir property changes in Tournaisian rocks in the region of Visean downcuts development]. *Georesursy [Georesources]*, 2011, pp. 47-48. (in Russian)
3. Khakimzyanov I.N., Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Fazlyev R.T., Nikiforov A.I. *Nauka i praktika primeneniya razvetvlennykh i mnogozaboynykh skvazhin pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy* [Science and practice of using multibranch and multilateral wells in oil field development]. Kazan: Fan Publ., 2011. 320 P. (in Russian)
4. Yartiev A.F., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Idiyattullina Z.S. *Sovershenstvovanie tekhnologii po vyrabotke zapasov nefti iz neodnorodnykh i slozhnopostroennykh kollektorov Respubliki Tatarstan* [Improvement of technologies for production of oil reserves from heterogeneous and complex reservoirs in the Republic of Tatarstan]. Kazan: Ikhlas Publ., 2016. 192 P. (in Russian)
5. Khabibrakhmanov A.G., Zaripov A.T., Khakimzyanov I.N., Sheshdirov R.I., Shaykhutdinov D.K., Yartiev A.F. *Otsenka effektivnosti uplotneniya setki skvazhin na nizkopronitsaemykh karbonatnykh kollektorakh (na primere mestorozhdeniy Respubliki Tatarstan)* [Evaluation of infill drilling efficiency in low-permeability carbonate reservoirs (using the example of fields in the Republic of Tatarstan)]. Kazan: Ikhlas Publ., 2017. 199 P. (in Russian)

Сведения об авторах

Петров Владимир Николаевич, к.т.н., заведующий сектором отдела РНМ, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: PetrovVladimirN@tatnipi.ru

Кабирова Алесия Хатиновна, к.т.н., старший научный сотрудник отдела ИСКиУ, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: ahkairova@tatnipi.ru

Хуснутдинов Рустэм Наилевич, генеральный директор, Закрытое Акционерное Общество "ОХТИН-ОЙЛ"
Россия, 423256, Лениногорск, ул. Заводская, 2а
E-mail: marat2964@gmail.com

Сайфутдинов Марат Ахметзиевич, главный геолог, Закрытое Акционерное Общество "ОХТИН-ОЙЛ"
Россия, 423256, Лениногорск, ул. Заводская, 2а
E-mail: sayfutdinov@okhtin-oil.ru

Габдрахманов Нурфаяз Хабибрахманович, д.т.н., профессор кафедры Разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ (филиал в г. Октябрьском)
Россия, 452607, Октябрьский, ул. Девонская, 54а
E-mail: elikaza@mail.ru

Яртиев Амур Физюсович, д.э.н., ведущий экономист АО "ЦНИП-МНК"
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Ленина, 13
E-mail: yartievamur@yandex.ru

Authors

V.N. Petrov, PhD, Chief of Sector, Reservoir Engineering Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almet'yevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: PetrovVladimirN@tatnipi.ru

A.Kh. Kabirova, Senior Research Associate, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almet'yevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: ahkabirova@tatnipi.ru

R.N. Khusnutdinov, General Director, ZAO OKHTIN-OIL
2a, Zavodskaya Str., Leninogorsk, 423256, Russian Federation
E-mail: marat2964@gmail.com

M.A. Sayfutdinov, Chief Geologist, ZAO OKHTIN-OIL
2a, Zavodskaya Str., Leninogorsk, 423256, Russian Federation
E-mail: sayfutdinov@okhtin-oil.ru

N.Kh. Gabdrakhmanov, Dr.Sc., Professor, Chair of Oil and Gas Fields Exploration and Development, Oil and Gas Institute, Ufa State Petroleum Technological University (Oktyabrsky Branch)
54, Devonskays Str., Oktyabrsky, 452607, Russian Federation
E-mail: elikaza@mail.ru

A.F. Yartiev, Dr.Sc., Chief Economist, AO TSNIP-MNK
13, Lenin Str., Almet'yevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: yartievamur@yandex.ru

Статья поступила в редакцию 06.05.2024
Принята к публикации 19.06.2024
Опубликована 30.06.2024