УДК 622.248.67

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В ПРОДУКТИВНОМ ПЛАСТЕ $БС_{4–5}$ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

♦♦♦♦♦

JUSTIFICATION OF THE EFFICIENCY OF USING THE HORIZONTAL SIDETRACKING TECHNOLOGY IN THE PRODUCTIVE RESERVOIR $BS_{4–5}$ OF THE OIL FIELD

Петрушин Евгений Олегович
мастер по добыче нефти, газа и конденсата,
цех по добыче нефти и газа № 4,
Мурьяунское месторождение
НГДУ «Нижнесортымскнефть»
eopetrushin@yahoo.com

Аннотация. Зарезка боковых стволов – это бурение на существующей скважине второго ствола с целью сокращения бездействующего фонда скважин, интенсификации притока нефти, а в некоторых случаях и увеличения нефтеотдачи, если новый ствол увеличивает коэффициент охвата или коэффициент вытеснения нефти. Данный метод отлично зарекомендовал себя на рассматриваемом нефтяном месторождении. Его проведение по сравнению с другими методами позволяет при малом объёме мероприятий достичь высокую дополнительную добычу, а также сократить бездействующий фонд скважин. Для этой цели выбраны три скважины № 1012, 1054 и 1087, рассчитанные дебиты которых показывают, что при большем подборе и вовлечении бездействующих и малодебитных скважин метод зарезки боковых горизонтальных стволов позволяет существенно увеличить добычу нефти, тем самым сделать разработку месторождения более эффективной.

Ключевые слова: эффективность системы разработки; зарезка боковых горизонтальных стволов; обоснование выбора скважин-кандидатов; основные критерии, влияющие на выбор скважин-кандидатов; расчёт дебита нефти горизонтальных скважин; расчёт прогнозируемых показателей работы скважин; расчёт гидродинамических моделей в ПО tNavigator.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Master of Oil, Gas
and Condensate Production, Oil
and Gas Production Workshop № 4,
Muryaunskoye field
NGDU Nizhnesortymskneft
eopetrushin@yahoo.com

Annotation. Sidetracking is the drilling of a second wellbore at an existing well to reduce the number of idle wells, enhance oil flow, and, in some cases, increase oil recovery if the new wellbore increases the sweep efficiency or oil displacement efficiency. This method has proven itself at the oil field in question. Compared to other methods, it allows for high incremental production with minimal intervention and reduces the number of idle wells. Three wells, № 1012, 1054, and 1087, were selected for this purpose. Their calculated flow rates show that by selecting and engaging more idle and low-flowing wells, horizontal sidetracking can significantly increase oil production, thereby making field development more efficient.

Keywords: development system efficiency; sidetracking; justification of candidate well selection; key criteria influencing candidate well selection; calculation of horizontal well oil flow rates; calculation of projected well performance; calculation of hydrodynamic models in tNavigator software.

Общие сведения о месторождении

Большинство месторождений Западной Сибири находятся на стадии падения добычи, которое происходит вследствие уменьшения дебита добывающих скважин и увеличения содержания воды в добываемой продукции. А в современных экономических реалиях вопрос увеличения рентабельности разработки и эксплуатации залежей нефти нуждается в особом внимании. К такому типу месторождений относится и рассматриваемое крупное нефтяное месторождение, открытое в 1990 году и разрабатываемое с 1994 года, т.е. больше 30 лет оно находится в промышленной разработке.

Анализируя литолого-стратиграфическую характеристику месторождения, необходимо выделить ахскую свиту, в которой находится рассматриваемый продуктивный пласт $БС_{4–5}$.

В пласте $БС_{4–5}$ установлено наличие трёх залежей:

- основная залежь 1 расположена в центре месторождения. Размеры залежи: длина 52–59 км, ширина 7–24 км, высота залежи 256 м. Является литологически экранированной. Вся залежь относится к чисто нефтяной зоне;

• залежь 2 в районе скважины № 191Р с юга и юго-востока оконтурена линией замещения, с севера и северо-запада – линией ВНК. Размеры залежи 10,3 × 4,0 км, высота 33 м, тип залежи – литологически экранированная. Залежь вскрыта скважинами № 190Р, 108Р и 191Р в чисто нефтяной зоне;

• залежь 3 в районе скважины № 232Р выявлена в двух скважинах № 232Р и 413r, в близлежащих разведочных скважинах (№ 235Р, 282Р, 17Р, 231Р, 140Р) отмечается значительное ухудшение коллекторских свойств пласта. Размеры залежи 7,1 × 3,2 км, высота залежи 127 м. Залежь литологически экранированная.

Таким образом, наиболее разрабатываемый пласт БС4-5 находится в ахской свите на глубине 2285–2520 м. Характерной особенностью пласта является его достаточно сложное геологическое строение [1]. Разработка пласта ведётся на основной залежи, т.к. остальные залежи менее изучены. Геолого-физическая характеристика пласта $БС_{4–5}$ приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика пласта $БС_{4–5}$

Параметры	Пласт $БС_{4–5}$
Средняя глубина залегания (а.о.), м	2514
Абсолютная отметка ВНК, м	2528
Тип залежи	пластовая и литологически экранированная
Тик коллектора	терригенный, поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс. $м^2$	1119620
Средняя общая толщина, м	60,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	8,2
Пористость, %	16,0-17,0
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,56-0,62
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	–
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,56-0,62
Проницаемость, 10–3 $мкм^2$	2,2
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,42
Расчленённость	10,6
Начальная пластовая температура, °С	97
Начальное пластовое давление, МПа	25,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	1
Плотность нефти в пластовых условиях, тонн/$м^3$	0,759
Плотность нефти в поверхностных условиях, тонн/м	0,855
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,211
Содержание серы в нефти, %	0,86
Содержание парафина в нефти, %	3,15
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,6
Газосодержание в нефти, $м^3$/тонн	75
Содержание сероводорода, %	отсутствует
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа × с	0,31
Плотность воды в пластовых условиях, тонн/$м^3$	0,972
Сжимаемость, 1/МПа × 10^{-4} нефти воды породы	 14,4 4,9 3,94
Коэффициент продуктивности, $м^3$/сут. · МПа	2,4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,545

Анализируя геолого-физическую характеристику пласта $БС_{4–5}$, важно отметить довольно высокие значения коэффициента песчанистости и коэффициента расчленённости, что говорит о небольшой эффективной толщине продуктивного пласта и его высокой вертикальной неоднородности [2]. Также пласт классифицируется, как терригенный, поровый, слабопроницаемый со средней пористостью.

Физико-химические свойства пластовой нефти пласта $БС_{4–5}$ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-химические свойства пластовой нефти пласта $БС_{4–5}$

Наименование	Значение
Пластовое давление, МПа	25,4
Пластовая температура, °С	97
Давление насыщения газом, МПа	11,6
Газосодержание, $м^3/т$	75
Плотность в условиях пласта, $кг/м^3$	759
Вязкость, мПа × с	1,0
Коэффициент объёмной упругости, $1/МПа \times 10^{-4}$	14,4
Объёмный коэффициент, доли ед.	1,211
Плотность нефтяного газа при 20 °С и 0,1 МПа, $кг/м^3$	0,95
Плотность дегазированной нефти при 20 °С и 0,1 МПа, $кг/м^3$	855

По запасам месторождение относится к крупным, так как извлекаемые запасы нефти составляют 132 млн тонн. Текущий КИН более чем почти в два раза меньше проектного, поэтому с целью увеличения текущего КИН необходимо применение различных методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока.

Анализ текущего состояния разработки объекта $БС_{4–5}$

Анализ технологических показателей разработки объекта $БС_{4–5}$ показал динамику изменения накопленной добычи и годовой добычи, дебитов, приёмистости и обводнённости [3]. Месторождение разрабатывается с 1994 года, с 2020 по 2023 гг. можно выделить этап максимальной добычи нефти – в этот промежуток времени годовая добыча достигла максимума 8,649 млн тонн и не опускалась ниже, чем на 10 % от максимума. С 2024 года началось снижение добычи нефти, и в 2025 году она составила 7,502 млн тонн, что говорит об этапе падения добычи.

Основные технологические показатели объекта $БС_{4–5}$ с 1994 по 2025 гг. приведены на рисунках 1 и 2.

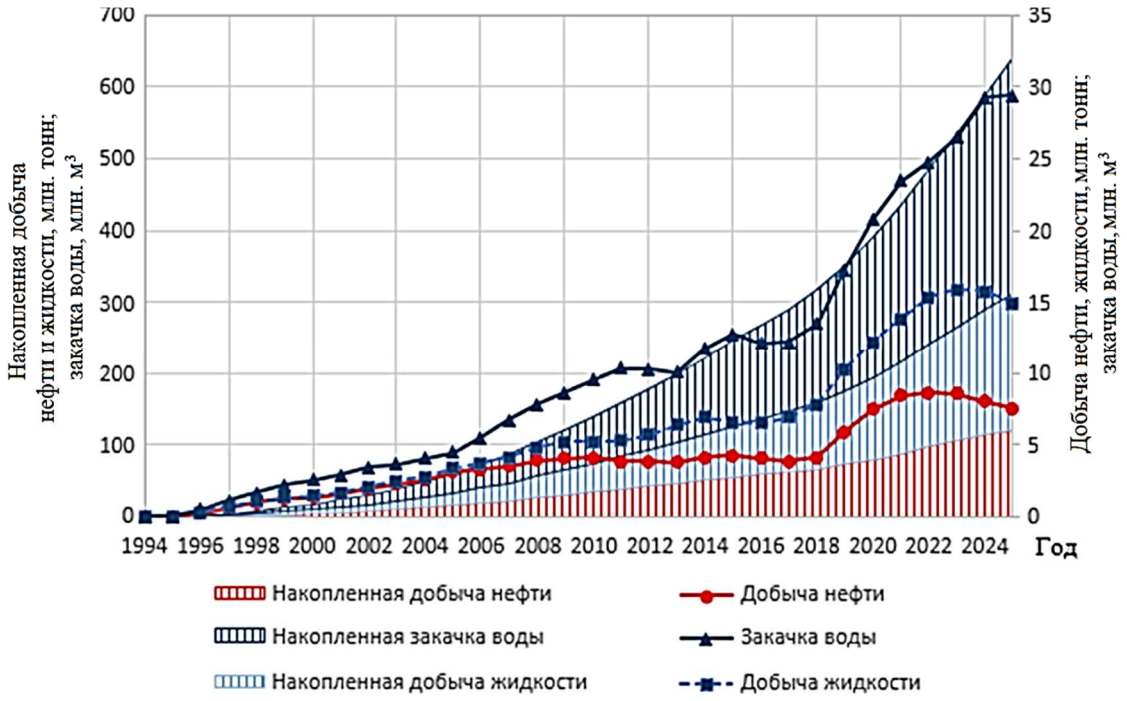


Рисунок 1 – Динамика накопленной добычи и годовой добычи

На 01.01.2026 г. годовая добыча нефти по объекту $БС_{4–5}$ составляет 120,811 млн тонн с обводнённостью продукции 49,7 %. Месторождение находится на третьей стадии разработки.

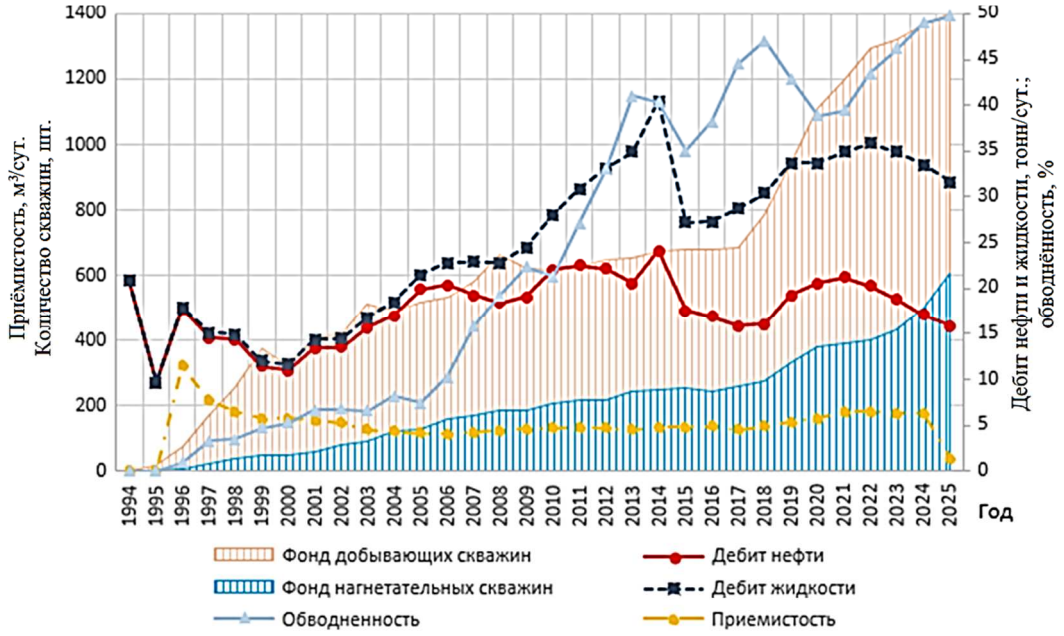


Рисунок 2 – Динамика дебитов, приёмистости и обводнённости

За анализируемый период времени (2021–2025 гг.) стоит отметить недостижение проектных показателей по добыче нефти и дебиту нефти. Несмотря на это, отклонения по добыче нефти допустимы, так как не превышают 15 %. А такие регламентируемые отклонения, как действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин, напротив, намного превышают проектные показатели. Также стоит отметить недостижение по приёмистости в 70 %, что могло стать причиной снижения добычи нефти.

По сравнению с остальными системами разработки система с горизонтальными скважинами и МГРП внедрилась относительно недавно. Несмотря на это данная система уже показала свою эффективность, так как накопленная добыча за 4 года составила 4,150 млн тонн. Система является довольно перспективной в связи с применением на площади с довольно большими начальными геологическими запасами. Тем не менее, наибольшую эффективность на данный момент показывают трёхрядные системы с треугольным и уплотнённым размещением.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

По имеющимся данным за 2021–2025 гг. построены зависимости и представлены в виде диаграмм и графиков основные проектные и фактические технологические показатели разработки (рис. 3–5).

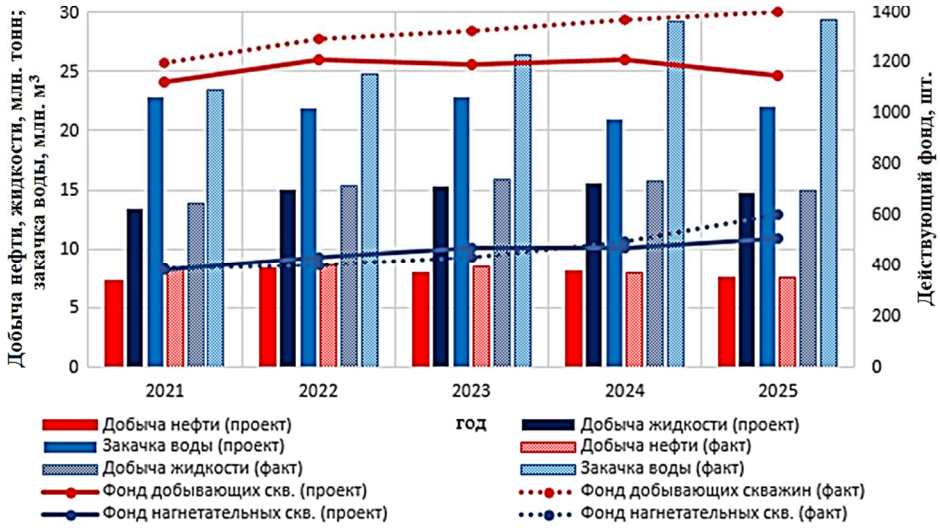


Рисунок 3 – Сравнение проектных и фактических значений добычи нефти, жидкости, закачки воды и действующего фонда

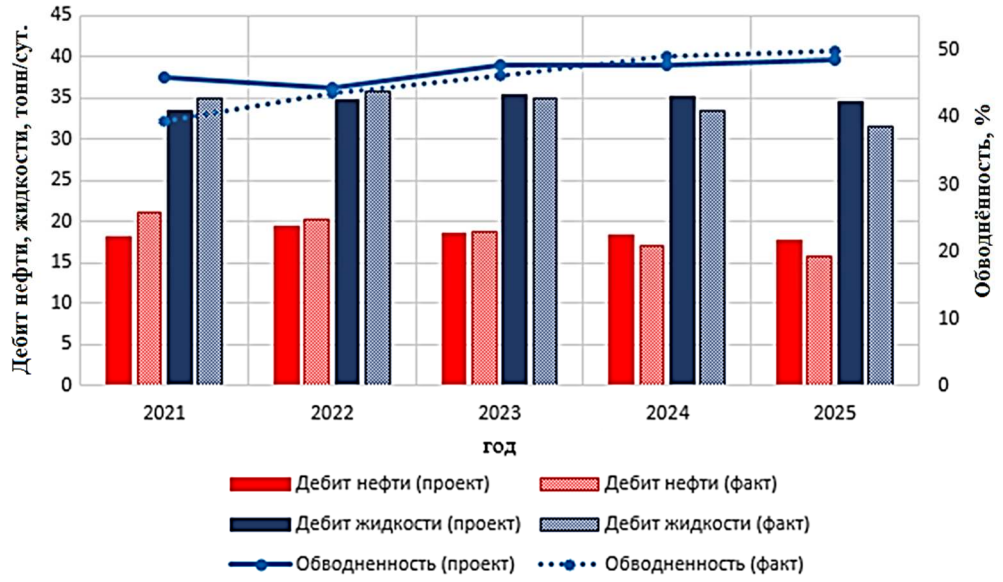


Рисунок 4 – Сравнение проектных и фактических значений дебита нефти, жидкости и обводнённости

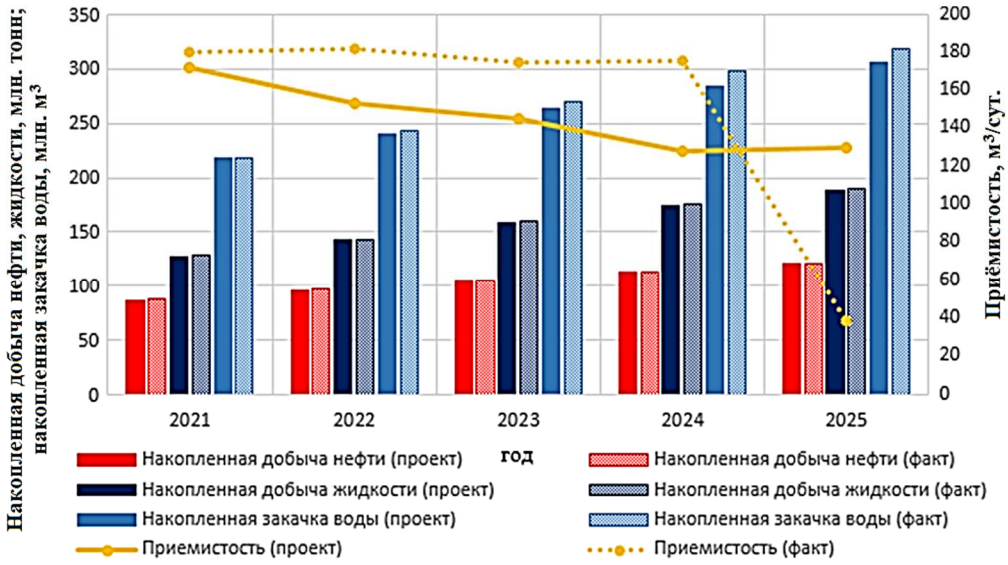


Рисунок 5 – Сравнение проектных и фактических значений накопленной добычи нефти, жидкости, закачки воды и приёмистости

В таблице 3 приведено отклонение фактических показателей от проектных объекта $БС_{4–5}$.

Таблица 3 – Отклонение фактических показателей от проектных объекта $БС_{4–5}$

Показатели	Отклонение фактических показателей от проектных, %				
	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6
Добыча нефти	16,21	3,51	6,86	–1,15	–0,95
Добыча жидкости	3,82	2,27	3,76	1,26	1,21
Закачка воды	3,15	12,98	16,31	39,35	33,28
Накопленная добыча нефти	1,35	0,3	0,8	0,66	0,56
Накопленная добыча жидкости	0,41	0,25	0,59	0,65	0,69
Накопленная закачка воды	0,33	1,18	2,48	5,2	3,96
Дебит нефти	16,48	4,64	1,62	–7,07	–10,17

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Дебит жидкости	3,87	3,46	–1,41	–4,83	–8,41
Приёмистость	4,94	18,68	20,59	36,6	–70,18
Обводнённость	–14,16	–1,58	–3,14	2,51	2,26
Действующий фонд добывающих нефтяных скважин	6,85	6,75	11,18	13,07	21,86
Действующий фонд нагнетательных скважин	2,89	–6,93	–8,49	6,17	19,33

За анализируемый период времени наблюдается уменьшение отклонения фактической добычи нефти от проектной. Так как проектный уровень годовой добычи нефти по месторождению входит в диапазон от 5 до 10 млн тонн, то допустимое отклонение составляет ±15 %. В данный диапазон попадают отклонения с 2022 по 2025 гг. В 2021 году наблюдается превышение отклонения на 1,21 %. Также необходимо выделить отклонения действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин. Для данной категории отклонение зависит от проектных значений количества скважин. Стоит отметить, что отклонения регламентируются только в сторону уменьшения количества действующих скважин. В связи с этим можно сделать вывод о том, что отклонения для добывающих скважин соответствуют требованиям, так как на месторождении наблюдается только превышение фактических показателей над проектными. На действующих нагнетательных скважинах уменьшение количества скважин происходит только в 2022–2023 гг. Допустимое отклонение для нагнетательных скважин при количестве скважин более 201 шт. составляет 20 %. Все рассчитанные отклонения входят в этот диапазон.

По остальным показателям отклонения незначительные, кроме отклонения приёмистости, которое в 2025 году составило минус 70,18 %.

Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.01.2026 г. проектный фонд скважин объекта $БС_{4–5}$ реализован на 57,4 %. На объекте числится 2441 скважин, из них: добывающих – 1564 (в том числе действующих – 1399, в бездействии – 165), нагнетательных – 664 (в том числе действующих – 602, в бездействии – 60, в освоении – 2), в консервации – 62, ликвидированных – 64, в ожидании ликвидации – 15 скважин, контрольных – 72 (49 пьезометрических и 23 наблюдательных).

Анализ эффективности системы разработки

На объекте $БС_{4–5}$ разработка ведётся с 1994 года. Накопленная добыча нефти по объекту составляет 120,811 млн. тонн, отбор нефти от НИЗ – 47,6 % при обводнённости 49,7 %, текущий КИН – 0,195 при утверждённом значении КИН 0,410.

На объекте сформировано несколько систем разработки (рис. 6):

1) трёхрядная система с плотностью сетки 25 га/скв. с треугольным размещением скважин и формированием очагов заводнения в центральном (стягивающем) добывающем ряду через одну скважину в центральной и восточной частях основной залежи;

2) трёхрядная система с плотностью сетки 25 га/скв. с квадратным (лобовым) размещением скважин и формированием очагов заводнения в центральном (стягивающем) добывающем ряду через одну скважину в северо-восточной части основной залежи;

3) два участка с уплотнённой трёхрядной системой с плотностью сетки 16 га/скв. (в центральной и северной частях основной залежи) с треугольным размещением скважин;

4) девятиточечная система с плотностью сетки 25 га/скв. в северной и южной частях основной залежи;

5) недосформированная трёхрядная система с плотностью сетки 25 га/скв. в южной части основной залежи;

6) однорядная система в северной части залежи с плотностью сетки 25 га/скв.;

7) участки с однорядной системой горизонтальных скважин. Длина горизонтального ствола – 1000–1500 м, проведение МГРП, расстояние между добывающими и нагнетательными рядами 300 м, расстояние между добывающими скважинами в ряду 400 м.

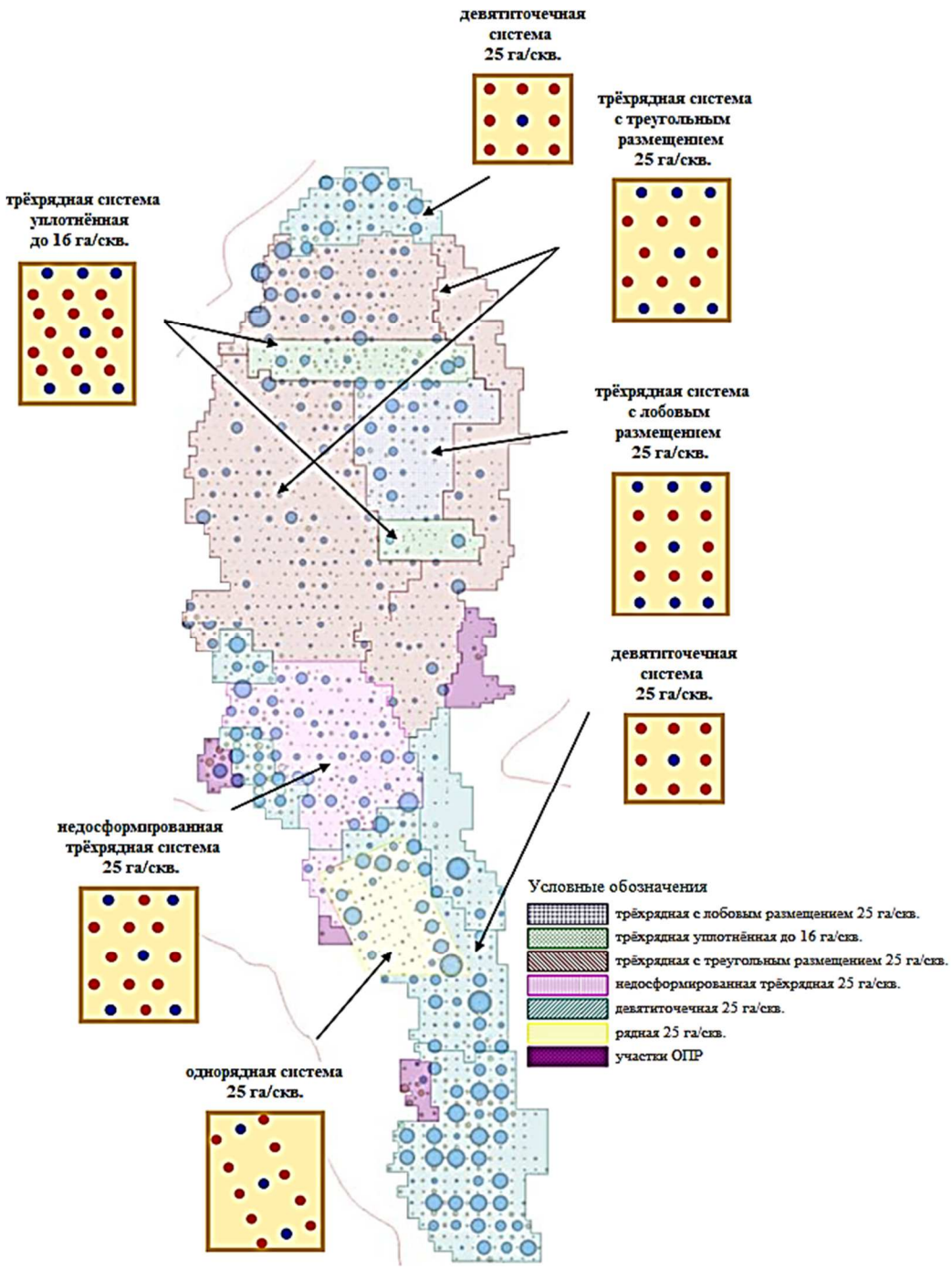


Рисунок 6 – Системы разработки объекта БС4-5

В таблице 4 приведена эффективность систем разработок на объекте $БС_{4–5}$ за 2021–2025 гг., в таблице 5 – сравнение эффективности систем разработки.

Таблица 4 – Эффективность систем разработок на объекте $БС_{4–5}$ за 2021–2025 гг.

Обводнённость, %	ВНФ, доли ед.	КИН, доли ед.	Начало бурения, год	Кол-во скважин, шт.	Начальные геологические запасы, млн тонн	Накопленная добыча, млн тонн	Удельная добыча, тыс. тонн/скв.
1	2	3	4	5	6	7	8
трёхрядная система с треугольным размещением 25 га/скв.							
57,4	1,3	0,309	1996	912	197,218	60,848	66,7
трёхрядная с квадратным (лобовым) размещением 25 га/скв.							
86,3	4,0	0,392	1996	164	29,735	11,654	71,1

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
трёхрядная уплотнённая с треугольным размещением 16 га/скв.							
69,5	2,3	0,396	1999	157	33,484	13,291	84,7
девятиточечная ЮГ 25 га/скв.							
17,7	0,2	0,130	2018	558	91,815	11,998	21,5
девятиточечная СЕВЕР 25 га/скв.							
35,2	0,5	0,179	2017	102	19,615	3,512	34,4
недосформированная трёхрядная 25 га/скв.							
44,2	0,8	0,213	2009	199	56,615	12,085	60,7
однорядная 25 га/скв.							
16,9	0,2	0,172	2018	115	18,997	3,270	28,4
ГС + МГРП							
14,7	0,3	0,082	2021	234	50,199	4,150	17,7

Таблица 5 – Сравнение эффективности систем разработки

Показатель	Система
наибольшая эффективность	
Обводнённость	трёхрядная с лобовым размещением 25 га/скв.
ВНФ	трёхрядная с лобовым размещением 25 га/скв.
КИН	трёхрядная уплотнённая до 16 га/скв.
Накопленная добыча	трёхрядная с треугольным размещением 25 га/скв.
Удельная добыча	трёхрядная уплотнённая до 16 га/скв.
Более длительная разработка	трёхрядная с лобовым и треугольным размещением
наименьшая эффективность	
Обводнённость	ГС + МГРП
ВНФ	однорядная 25 га/скв.
КИН	ГС + МГРП
Накопленная добыча	однорядная 25 га/скв.
Удельная добыча	ГС + МГРП
Менее длительная разработка	ГС + МГРП

Системы разработки объекта $БС_{4–5}$ характеризуются по степени эффективности по различным показателям. Наиболее эффективные системы разработки – трёхрядная уплотнённая с треугольным размещением с плотностью сетки 16 га/скв. и трёхрядная система с треугольным размещением с плотностью сетки 25 га/скв.; наименее эффективная – однорядная система с плотностью сетки 25 га/скв. Перспективной считается система разработки с горизонтальными скважинами и МГРП [4].

Анализ эффективности методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи, применяемых на объекте $БС_{4–5}$

Основными геолого-техническими мероприятиями в целях интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи, проводимыми на объекте $БС_{4–5}$, являются гидроразрыв пласта (ГРП) [5], водоизоляционные работы (ВИР) [6] и ремонтно-изоляционные работы (РИР), вывод из бездействия (ВБД) из других фондов, зарезка боковых стволов (ЗБС) [7] (табл. 6).

Таблица 6 – Геолого-технические мероприятия за 2021–2025 гг. на объекте $БС_{4–5}$

Вид ГТМ	Количество ГТМ	Дополнительная добыча, тыс. тонн	Удельная дополнительная добыча, тыс. тонн/скв.
ГРП	203	578,8	2,9
ВИР, РИР	3	1	0,3
ВБД, из других фондов	42	275	6,5
ЗБС	64	4557,1	71,2
Итого	312	5411,9	80,9

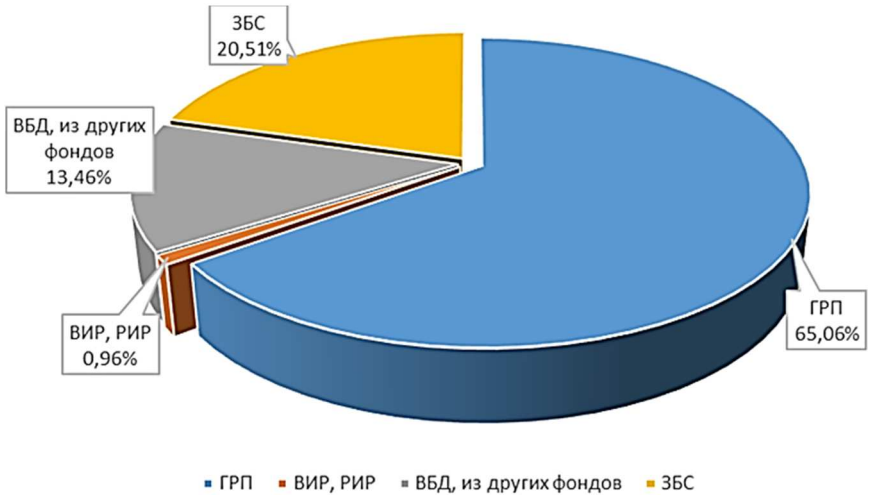


Рисунок 7 – Диаграмма распределения по количеству ГТМ

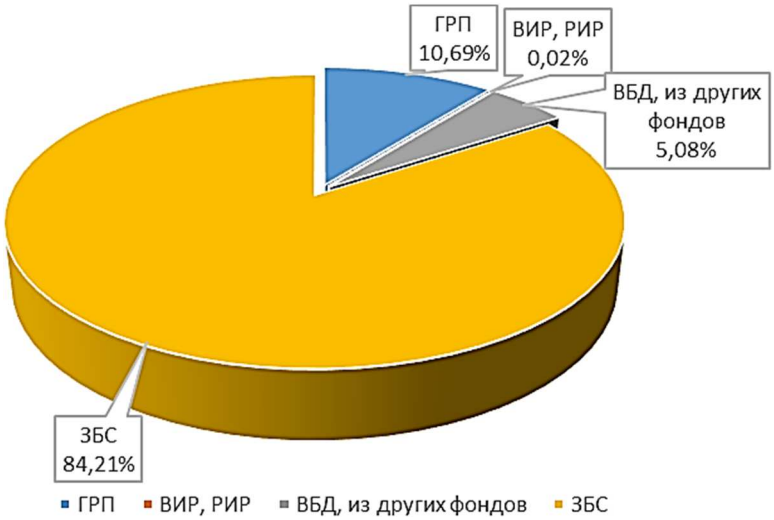


Рисунок 8 – Диаграмма распределения по эффективности ГТМ

Как видно из таблицы 6 и рисунков 7–8, наиболее эффективным геолого-техническим мероприятием является зарезка боковых стволов (84,21 % от общего объёма дополнительной добычи), но наиболее проводимым – гидроразрыв пласта (65,06 % от общего количества).

Динамика ГТМ с 2021–2025 гг. по количеству и дополнительной добыче нефти приведена на рисунках 9 и 10.

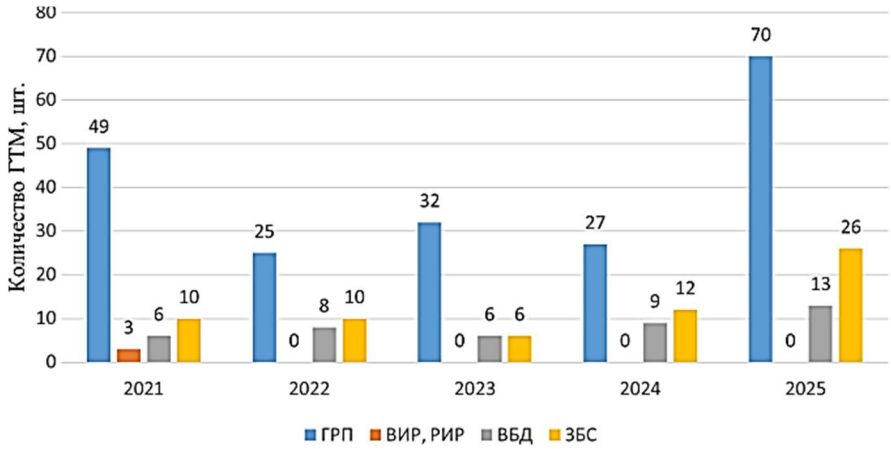


Рисунок 9 – Количество ГТМ

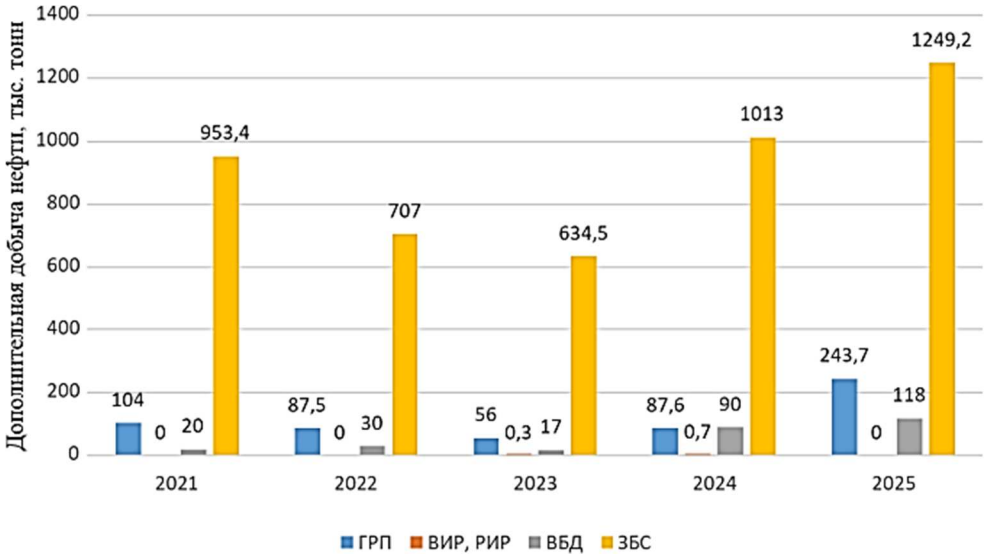


Рисунок 10 – Динамика дополнительной добычи

Таким образом, видна тенденция к увеличению количества проводимых ГТМ [8, 9], которая приводит к росту дополнительной добычи нефти.

Исходя из эффективности ГТМ, проанализируем зарезку боковых стволов [10–14].

Зарезка боковых стволов и стволов с горизонтальным окончанием даёт следующие возможности:

- при затруднении или невозможности доступа к интервалу эксплуатации восстановление аварийных или ликвидированных скважин;
- вскрытие менее дренированной части пласта в обход конусов обводнения, тем самым увеличение производительности малодебитных скважин;
- возможность вовлечь в разработку недренируемые, изолированные запасы нефти на участках залежей с послойной и зональной неоднородностью;
- возможность наиболее широко обхватить локальную залежь воздействием;
- возможность восстанавливать пластовое давление на всей залежи.

В таблице 7 приведены средние значения эффективности ЗБС.

Таблица 7 – Средние значения эффективности ЗБС

Параметры до ГТМ			Параметры после ГТМ		
дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, тонн/сут.	обводнённость, %	дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, тонн/сут.	обводнённость, %
4,73	41,70	81,56	45,48	62,80	24,83

Анализируя средние значения эффективности ЗБС, полученные по всем скважинам, до и после проведения зарезки боковых стволов, можно увидеть, что дебит нефти и жидкости увеличился в 8,6 и 1,5 раза соответственно, а обводнённость снизилась на 69 %.

Обоснование выбора скважин-кандидатов для проведения зарезки боковых горизонтальных стволов

На рисунке 11 приведены скважины-кандидаты для проведения зарезки боковых горизонтальных стволов на карте текущих подвижных запасов продуктивного пласта $БС_{4–5}$.

Основными критериями, влияющими на выбор скважин-кандидатов для проведения зарезки боковых горизонтальных стволов, являются: геологические, технологические и технические [15, 16]. В таблице 8 приведено обоснование выбора скважин-кандидатов по данным критериям.

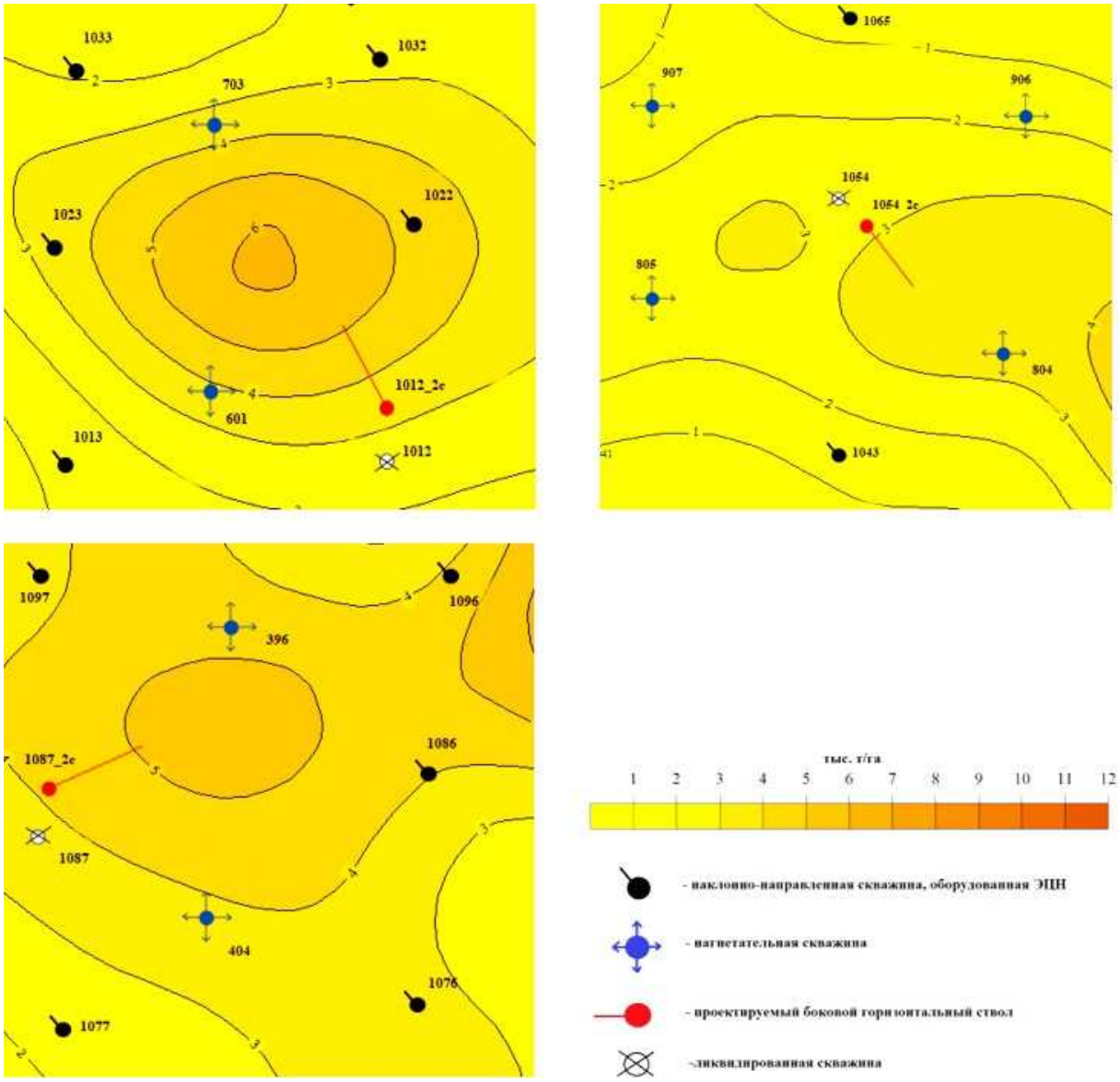


Рисунок 11 – Скважины-кандидаты для проведения зарезки боковых горизонтальных стволов на карте текущих подвижных запасов продуктивного пласта $БС_{4–5}$

Таблица 8 – Обоснование выбора скважин-кандидатов

Критерий	Условие	Номер скважины		
		1012_2с	1054_2с	1087_2с
1	2	3	4	5
Геологические				
Толщина нефтенасыщенного пласта, м	≥ 2,5	16	15	12
Коэффициент песчанистости	> 0,6	0,8	0,7	0,75
Коэффициент расчленённости	< 3	2	1	1,5
Проницаемость, мкм^2	н/р	0,0022		
Толщина глинистого раздела между нефтенасыщенными и водонасыщенными коллекторами, м	≥ 2	3	5	6
Наличие активных подошвенных вод	н/р	+	+	+
Технологические				
Наличием слабо охваченных вытеснением участков залежей по площади и по разрезу	+	+	+	+
Выработанность запасов, %	≤ 50	+	+	+

Окончание таблицы 8

1	2	3	4	5
Обводнённость, %	≤ 90	40	35	39
Пластовое давление от исходного, %	≤ 10–15	22,2 МПа		
Дебит скважины не превышал, тонн/сут.	5–7	+	+	+
Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины, м	≥ 250	+	+	+
Технические				
Герметичность эксплуатационной колонны и цементного камня за колонной	+	+	+	+
Длина свободной части вертикального ствола скважины для ЗБС, м	≥ 150	+	+	+

Таким образом, предложенные скважины-кандидаты удовлетворяют необходимым требованиям и могут быть рекомендованы для проведения зарезки боковых горизонтальных стволов.

Расчёт дебита нефти горизонтальных скважин

Прогнозирование дебита нефти горизонтальной скважины всегда являлось актуальной темой для инженеров-нефтяников. После нескольких десятилетий разработок и исследований для его расчёта было предложено множество аналитических методов. Из всего списка стоит выделить такие методы таких авторов, как Ю.П. Борисов (1), В.Г. Григулецкий (2–3), F.M. Giger (4), G. Renard – J.M. Dupuy (5–6) и S.D. Joshi (7–8). Эти выражения отличаются друг от друга видом слагаемых в знаменателе. Также следует отметить, что рассматриваемые методы являются приближёнными, но достаточно точными для анализа и оценки прогнозируемых дебитов.

1. Метод Ю.П. Борисова [17, 18]:

$$Q_н = \frac{2\cdot\pi\cdot k_h\cdot h}{\mu_н\cdot b_н}\cdot\frac{\left(P_{пл}-P_{заб}\right)}{\ln\left(\frac{4\cdot R_к}{L}\right)+\frac{h}{L}\cdot\ln\left(\frac{h}{2\cdot\pi\cdot r_{скв}}\right)}. \quad (1)$$

2. Уравнение В.Г. Григулецкого [19-21]:

$$Q = \frac{2\cdot\pi\cdot k_h\cdot h}{\mu_н\cdot b_н}\cdot\frac{\left(P_{пл}-P_{заб}\right)}{\ln\left(\frac{4\cdot R_к}{L}\right)+\frac{\beta\cdot h}{L}\cdot\ln\left(\frac{h}{2\cdot\pi\cdot r_{скв}}\right)}, \quad (2)$$

$$\beta = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}. \quad (3)$$

3. Метод F.M. Giger [22]:

$$Q_н = \frac{2\cdot\pi\cdot k_h\cdot h}{\mu_н\cdot b_н}\frac{\left(P_{пл}-P_{заб}\right)}{\left[\ln\left(\frac{2\cdot\left(1+\sqrt{1-\left(\frac{L}{2\cdot R_к}\right)^2}\right)}{\frac{L}{R_к}}\right)+\frac{L}{h}\cdot\ln\left(\frac{h}{2\cdot\pi\cdot r_{скв}}\right)\right]}. \quad (4)$$

4. Метод G. Renard – J.M. Dupuy [23]:

$$Q_н = \frac{2\cdot\pi\cdot k_h\cdot h\cdot\left(P_{пл}-P_{заб}\right)}{\mu_н\cdot b_н\cdot\left(\operatorname{arch}(\chi)+\frac{h}{L}\cdot\ln\left(\frac{h}{2\cdot\pi\cdot r_{скв}}\right)\right)}, \quad (5)$$

$$\chi = \frac{2 \cdot A}{L} \cdot \tag{6}$$

5. Метод S.D. Joshi [24]:

$$Q_н = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_h \cdot h \cdot \left(P_{пл} - P_{заб}\right)}{\mu_н \cdot b_н \cdot \left[\ln\left(\frac{A + \sqrt{A^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{скв}} \right) \right]}, \tag{7}$$

где A – главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости (рис. 12):

$$A = \left(\frac{L}{2}\right) \cdot \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot R_к}{L}\right)^4} \right]^{0,5} . \tag{8}$$

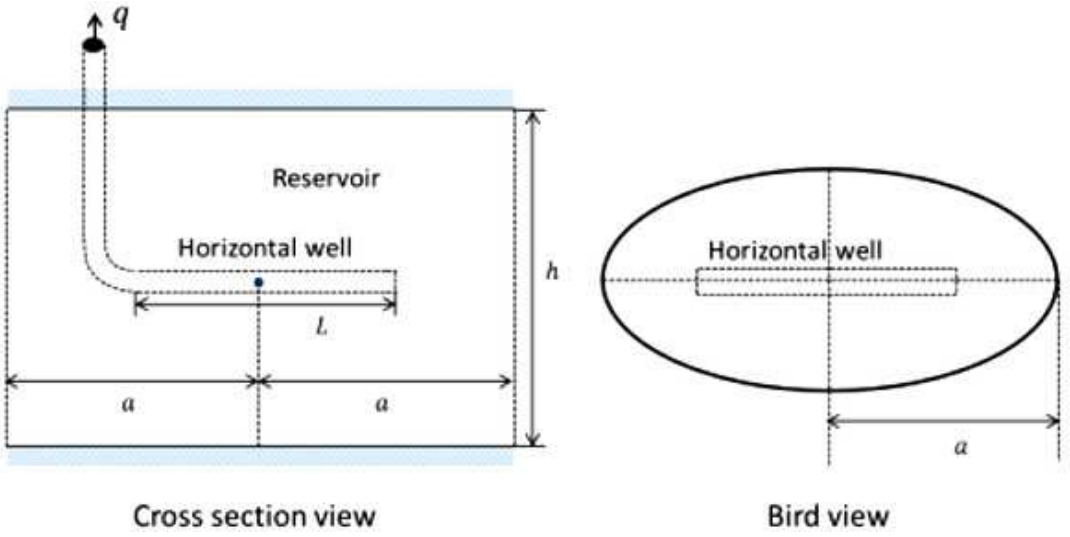


Рисунок 12 – Форма эллипсоида (модели Giger, Joshi и Renard – Dupuy)

Для сравнения дебита горизонтальных и вертикальных скважин необходимо упомянуть и формулу Дюпюи, которая описывает приток пластовой жидкости к забою при плоскорадиальной фильтрации гидродинамически совершенной скважины:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \left(P_{пл} - P_{заб}\right)}{\mu_н \cdot b_н \cdot \ln\left(\frac{R_к}{r_{скв}}\right)}, \tag{9}$$

где k_h – горизонтальная проницаемость пласта, м^2; h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; $\mu_н$ – динамическая вязкость нефти, Па · с; $b_н$ – объёмный коэффициент нефти, доли ед.; $R_к$ – радиус контура питания, м; $r_{скв}$ – радиус скважины, м; L – длина горизонтального участка, м; β – коэффициент анизотропии, доли ед.

Основные предположения, использующиеся при выводе данных формул:

1) пласт изотропный (формула В.Г. Григулецкого учитывает анизотропию);
2) пластовая жидкость является вязкой, но не сжимаемой;

3) фильтрация пластовой жидкости подчиняется линейному закону Дарси;

4) нефтяная залежь представляет собой круговой цилиндр высотой *h* с естественным режимом питания;

5) режим фильтрации стационарный;

6) пластовая жидкость характеризуется средними значениями вязкости;

7) трение в скважине не учитывается.

Рассмотрим каждую зависимость более подробно.

1. **Формула Ю.П. Борисова**

Данный метод допускает, что зона, дренируемая горизонтальной скважиной, имеет форму круга. В выводе формулы Ю.П. Борисов рассмотрел наклонную скважину. Основная идея заключается в том, что полное фильтрационное сопротивление можно представить суммой двух сопротивлений: *внешнего* (от контура питания до прямолинейной вертикальной галереи, совпадающей с проекциями горизонтальной скважины на кровлю (или подошву) пласта) и *внутреннего* (обусловленного тем, что мы имеем в действительности не галерею, а скважину):

$$\Omega = \frac{\mu_н \cdot b_н}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot R_к}{L}\right); \tag{10}$$

$$\omega = \frac{\mu_н \cdot b_н}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{скв}}\right). \tag{11}$$

Сумма указанных сопротивлений даст отношение перепада давления к дебиту:

$$\frac{\Delta P}{Q} = \frac{\mu_н \cdot b_н}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\ln\left(\frac{4 \cdot R_к}{L}\right) + \frac{h}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{скв}}\right)\right), \tag{12}$$

откуда выводится формула Ю.П. Борисова; формула В.Г. Григулецкого схожа, только она ещё учитывает анизотропию пласта.

2. **Формулы Giger, Joshi и Renard – Dupuy**

Рассмотрим течение жидкости в горизонтальном и вертикальном плане. В общем виде дебит горизонтальной скважины находится по формуле:

$$Q_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_h \cdot (P_{пл} - P_{заб})}{\mu_н \cdot b_н \cdot (\operatorname{arch}(\chi))}, \tag{13}$$

где χ – форма области дренирования, для эллипсоидной формы $\chi = \frac{2 \cdot a}{L}$, тогда:

$$\operatorname{arch}(\chi) = \ln\left(\frac{A + \sqrt{A^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right). \tag{14}$$

Дебит в горизонтальном плане:

$$Q_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_h \cdot (P_{пл} - P_{заб})}{\mu_н \cdot b_н \cdot \ln\left(\frac{A + \sqrt{A^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right)}. \tag{15}$$

Дебит в вертикальном плане:

$$Q_2 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_h \cdot h \cdot \left(P_{пл} - P_{заб}\right)}{\mu_н \cdot b_н \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot r_{скв}}\right)}. \quad (16)$$

При объединении формул (15) и (16) выводится формула Joshi (7–8). Если учесть анизотропию, то:

$$Q_н = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_h \cdot h \cdot \left(P_{пл} - P_{заб}\right)}{\mu_н \cdot b_н \cdot \left[\ln\left(\frac{A + \sqrt{A^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right) + \frac{h \cdot \beta^2}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{скв}}\right)\right]}. \quad (17)$$

Если $\frac{L}{2 \cdot A} \leq \frac{1}{2}$, то A ≈ Rк, получается формула Giger (4). Формула Renard – Dupuy – это общий вид данных формул. Таким образом, формула Joshi наиболее точная.

Полученная формула Joshi не учитывает потери депрессии вдоль ствола. Для учёта потерь необходимо воспользоваться формулой Дарси – Вейсбаха:

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{L \cdot v^2}{2 \cdot r_{скв}} \cdot \rho = \lambda \cdot \frac{L \cdot \rho}{2 \cdot r_{скв}} \cdot \left(\frac{Q}{\pi \cdot r_{скв}^2}\right)^2 = \lambda \cdot \frac{L \cdot \rho \cdot Q^2}{2 \cdot \pi^2 \cdot r_{скв}^5}, \quad (18)$$

где λ – коэффициент трения; v – скорость жидкости.

Скорость жидкости:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{Q}{\pi \cdot r_{скв}^2}. \quad (19)$$

Коэффициент Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \frac{v \cdot d}{\nu} = \frac{2 \cdot Q}{\pi \cdot r_{скв} \cdot \nu} = \frac{2 \cdot Q \cdot \rho}{\pi \cdot r_{скв} \cdot \mu}. \quad (20)$$

При Re < 2320 – режим ламинарный, следовательно, по формуле Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}}. \quad (21)$$

При Re > 2320 – режим ламинарный, следовательно, по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\mathrm{Re}^{0{,}25}}. \quad (22)$$

Для расчёта продуктивности скважин приведём формулу Joshi, учитывающую анизотропию:

$$J(x) = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_h \cdot L}{\mu_н \cdot b_н \cdot \left(\frac{L}{h} \cdot \ln\left(\frac{A + \sqrt{A^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right) + \frac{h \cdot \beta^2}{L} \cdot \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{скв}}\right)\right)}. \quad (23)$$

Расчёт прогнозируемых показателей работы скважин

Для расчёта предполагаемых дебитов приведём геолого-физические характеристики пласта $БС_{4-5}$ в зоне предполагаемых боковых горизонтальных стволов (табл. 9).

Таблица 9 – Геолого-физические характеристики пласта

Наименование	Номер скважины		
	1012_2с	1054_2с	1087_2с
Плотность нефти в поверхностных условиях $\rho_н$, кг/м^3	855		
Вязкость нефти пластовых условиях $\mu_н$, мПа · с	1,0		
Радиус скважины $r_{скв}$, м	0,14	0,1	0,1
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта h, м	16	15	12
Радиус контура питания $R_к$, м	250		
Проницаемость горизонтальная k_h, мкм^2	0,0020		
Проницаемость вертикальная k_v, мкм^2	0,0016		
Забойное давление $P_{заб}$, Па	$17{,}6 \times 10^6$	17×10^6	18×10^6
Пластовое давление $P_{пл}$, Па	$22{,}2 \times 10^6$		
Объёмный коэффициент нефти $b_н$	1,211		

Рассчитаем дебиты нефти предполагаемых боковых стволов по рассмотренным методикам. Длина горизонтального ствола берётся от 100 до 500 м. В таблице 10 приведены полученные значения при каждой длине ствола.

Таблица 10 – Результаты дебитов скважин № 1012_2с, 1054_2с и 1087_2с

L, м	Дебит, м^3/сут.				
	Борисова Ю.П.	Григулецкого В.Г.	Giger F.M.	Renard G. – Dupuy J.M.	Joshi S.D.
скважина № 1012_2с					
100	23,850	23,387	23,938	23,850	22,890
150	29,905	29,418	30,224	29,902	28,889
200	35,833	35,308	36,682	35,818	34,724
250	41,978	41,401	43,915	41,926	40,725
300	48,567	47,923	52,650	48,424	47,088
350	55,806	55,077	64,177	55,462	53,958
400	63,921	63,084	81,548	63,166	61,459
450	73,185	72,210	115,708	71,647	69,696
500	83,956	82,801	710,863	81,001	78,757
скважина № 1054_2с					
100	23,749	23,278	23,836	23,749	21,203
150	29,799	29,303	30,116	29,796	27,076
200	35,719	35,184	36,563	35,703	32,748
250	41,852	41,264	43,777	41,801	38,543
300	48,427	47,770	52,485	48,285	44,652
350	55,648	54,905	63,968	55,305	51,214
400	63,739	62,886	81,252	62,988	58,343
450	72,973	71,979	115,180	71,444	66,136
500	83,705	82,528	693,265	80,767	74,669
скважина № 1087_2с					
100	24,839	23,278	24,935	24,839	22,623
150	30,935	29,303	31,277	30,931	28,605
200	36,938	35,184	37,841	36,922	34,416
250	43,189	41,264	45,242	43,134	40,386
300	49,916	47,770	54,239	49,765	46,710
350	57,332	54,905	66,204	56,969	53,533
400	65,673	62,886	84,421	64,877	60,977
450	75,227	71,979	120,899	73,604	69,145
500	86,377	82,528	932,139	83,253	78,123

Полученные расчётные значения по разным методикам примерно совпадают, кроме формулы Giger, согласно которой разница в значениях становится видна после 250 м. Так как формула Joshi наиболее точная, то в дальнейших расчётах используем значения, найденные по ней.

Переведём полученные значения из системы СИ ($м^3$/сут.) в промысловые единицы (тонн/сут.) и учтём трение в горизонтальных скважинах с целью выбора наиболее рациональной длины ствола (табл. 11):

$$Q_н^m = Q_н^v \cdot \frac{\rho_н}{1000}. \quad (24)$$

Таблица 11 – Расчёт потерь на трение

Длина ствола, м	$Q_н^m$, тонн/сут.			ΔP, МПа		
	номер скважины					
	1012_2с	1054_2с	1087_2с	1012_2с	1054_2с	1087_2с
100	20	18	19	0,23	1,00	1,04
150	25	23	24	0,52	2,30	2,38
200	30	28	29	0,96	4,27	4,42
250	35	33	34	1,58	7,10	7,33
300	40	38	39	2,45	11,02	11,36
350	46	44	45	3,62	16,35	16,84
400	53	50	51	5,20	23,47	24,18
450	60	57	58	7,29	32,88	33,88
500	67	64	65	10,03	45,18	46,58

Для выбора длины горизонтального ствола скважины необходимо построить графики зависимости дебита и потерь на трение от длины ствола (рис. 13). На данных графиках наблюдается рост потерь на трение с увеличением длины ствола, а также рост дебита.

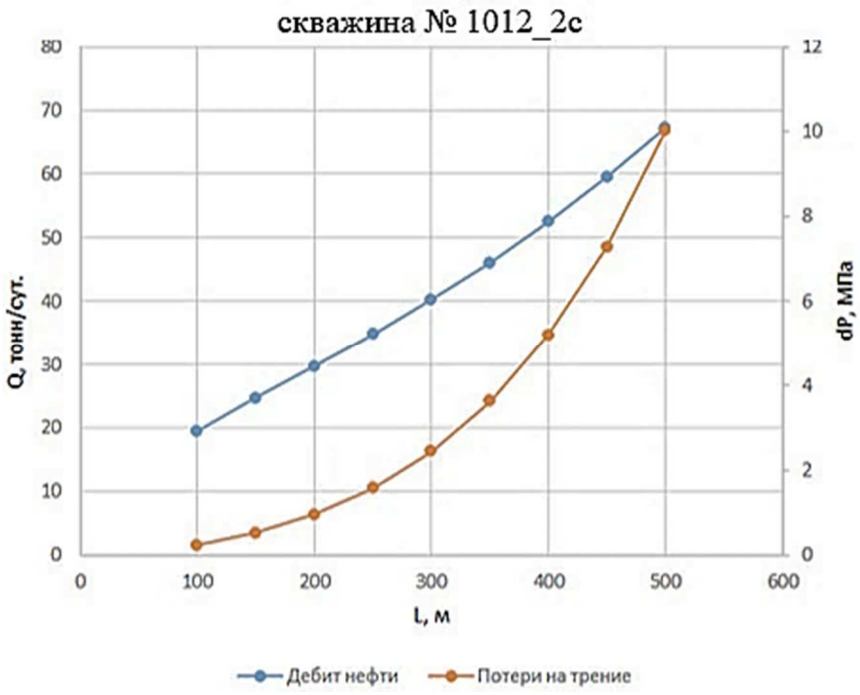
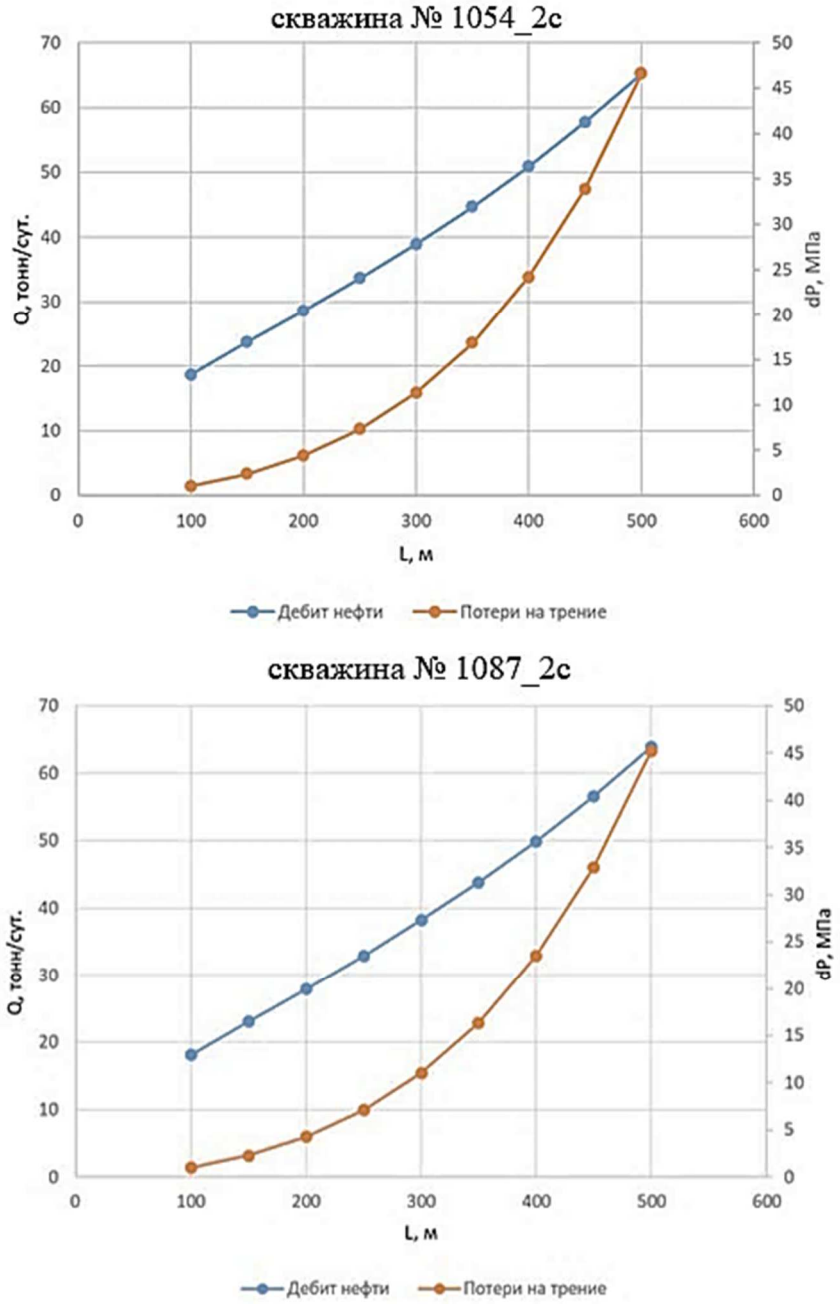


Рисунок 13 – Графики зависимости дебита нефти и потерь на трение от длины ствола для скважин № 1012_2с, 1054_2с и 1087_2с



Окончание рисунка 13

Проанализировав графики, можно сделать вывод, что наиболее эффективной длиной ствола для всех скважин является 300 м, так как при этой длине наблюдается максимальное расстояние между построенными графиками.

Далее рассчитаем продуктивность скважин по формуле Joshi (23):

- скважина № 1054_2с:

$$J(x)=\frac{2\cdot 3{,}14\cdot 0{,}002\cdot 10^{-15}\cdot 300\cdot 86400\cdot 10^{6}}{0{,}01\cdot 1{,}211\cdot\left(\frac{300}{16}\cdot\ln\left(\frac{273+\sqrt{273^{2}-\left(\frac{300}{2}\right)^{2}}}{\frac{300}{2}}\right)+\frac{16\cdot 1{,}25^{2}}{300}\cdot\ln\left(\frac{16}{2\cdot 3{,}14\cdot 0{,}14}\right)\right)}=$$

$$= 10{,}11\ \text{м}^3/\text{сут.}\times\text{МПа};$$

- скважина № 1012_2с:

$$J(x)=\frac{2\cdot 3{,}14\cdot 0{,}002\cdot 10^{-15}\cdot 300\cdot 86400\cdot 10^{6}}{0{,}01\cdot 1{,}211\cdot\left(\frac{300}{12}\cdot\ln\left(\frac{273+\sqrt{273^{2}-\left(\frac{300}{2}\right)^{2}}}{\frac{300}{2}}\right)+\frac{12\cdot 1{,}25^{2}}{300}\cdot\ln\left(\frac{12}{2\cdot 3{,}14\cdot 0{,}1}\right)\right)}=$$

$$= 10{,}11\ \text{м}^3/\text{сут.}\times\text{МПа};$$

- скважина № 1087_2с:

$$J(x)=\frac{2\cdot 3{,}14\cdot 0{,}002\cdot 10^{-15}\cdot 300\cdot 86400\cdot 10^{6}}{0{,}01\cdot 1{,}211\cdot\left(\frac{300}{15}\cdot\ln\left(\frac{273+\sqrt{273^{2}-\left(\frac{300}{2}\right)^{2}}}{\frac{300}{2}}\right)+\frac{15\cdot 1{,}25^{2}}{300}\cdot\ln\left(\frac{15}{2\cdot 3{,}14\cdot 0{,}1}\right)\right)}=$$

$$= 10{,}11\ \text{м}^3/\text{сут.}\times\text{МПа}.$$

Как можно заметить, расчётные значения продуктивности совпадают, несмотря на разные геолого-физические характеристики скважин.

Рассмотрим эффективность вводимых скважин при зарезке боковых горизонтальных стволов, для этого сравним полученные значения дебитов со значениями до остановки скважин. Также рассчитаем дебиты на данных скважинах по формуле Дюпюи (10), если бы боковые стволы были не горизонтальные, а вертикальные. В таблице 12 приведена эффективность зарезки боковых горизонтальных стволов.

Таблица 12 – Эффективность ЗБГС

$Q_н$, тонн/сут.	Номер скважины		
	1012_2с	1054_2с	1087_2с
До остановки	4,83	5,21	4,01
При зарезке бокового ствола	6,03	6,11	3,95
При зарезке бокового горизонтального ствола	40,26	38,18	39,94
Увеличение, количество раз	7,3	6,4	7,3

На подобранных скважинах-кандидатах № 1012_2с, 1054_2с и 1087_2с метод зарезки боковых горизонтальных стволов показал свою эффективность, т.к. при забуривании вторых стволов начальные дебиты по сравнению с дебитами до остановки станут больше примерно в 8 раз, что должно существенно сказаться на добыче нефти на более продолжительный период времени.

Для оценки накопленной добычи на рассматриваемых скважинах возникает необходимость создания гидродинамической модели месторождения. Для этого создадим параллелепипед в программном обеспечении tNavigator [25], зададим все свойства месторождения (пористость, проницаемость, глубину пласта, ОФП, PVT свойства, свойства породы) и рассчитаем полученные модели. Данные трёхфазные модели позволят оценить фильтрацию нефти, газа и воды. На полученных моделях реализована однорядная система разработки с расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами 300 м (рис. 14–17). Длина горизонтального окончания бокового ствола – 300 м [26, 27].

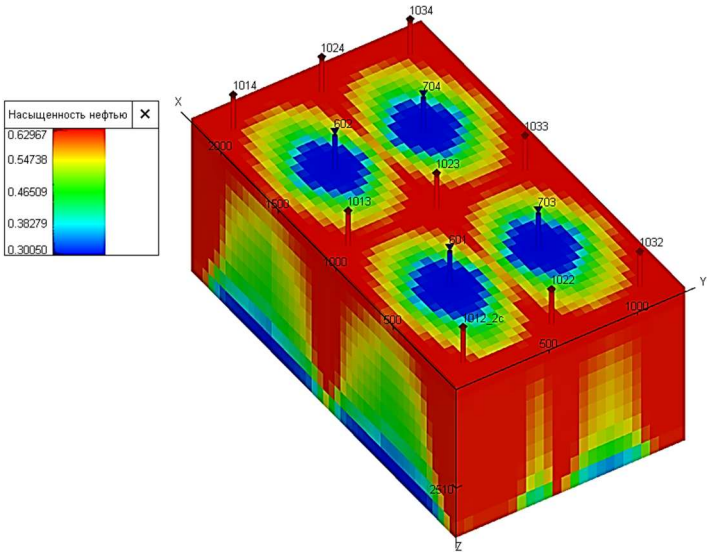


Рисунок 14 – Модель нефтенасыщенности для скважины № 1012_2с

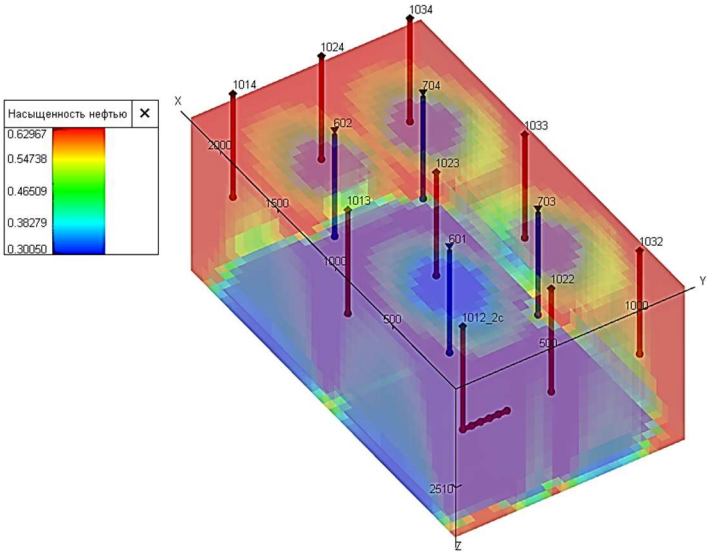


Рисунок 15 – Модель нефтенасыщенности для скважины № 1012_2с (в режиме прозрачности)

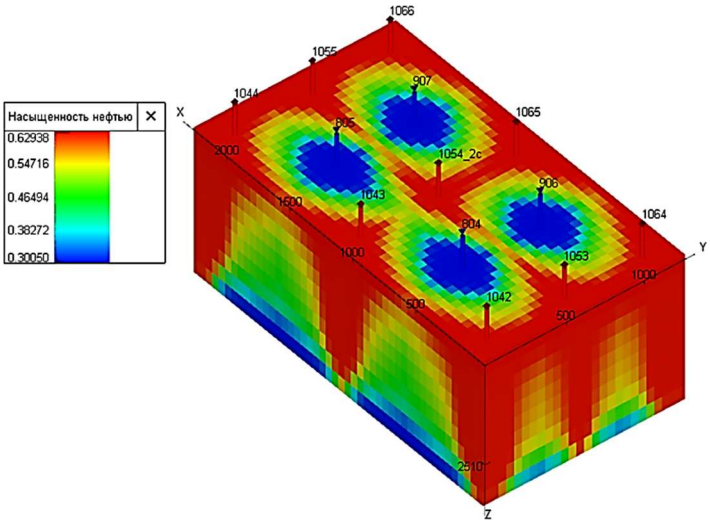


Рисунок 16 – Модель нефтенасыщенности для скважины № 1054_2с

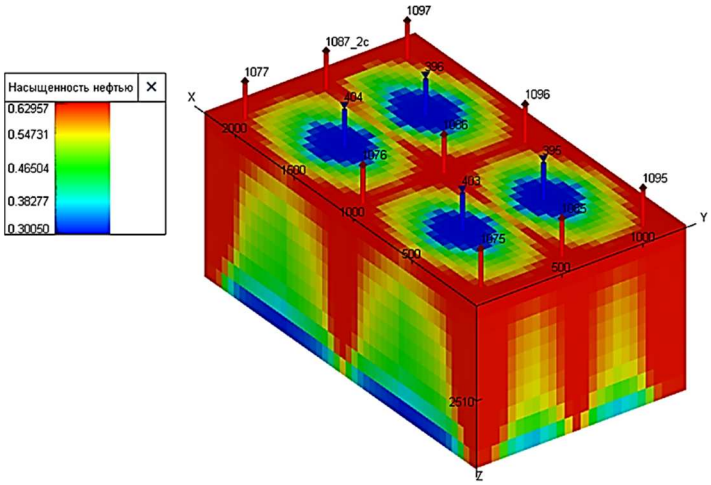


Рисунок 17 – Модель нефтенасыщенности для скважины № 1087_2с

Во вкладке «графики» загрузим рассчитанные параметры с 2027–2032 гг. ($q_н$, $q_ж$, $q_в$, $Q_н$, $Q_ж$, $Q_в$ и обводнённость) (табл. 13).

Таблица 13 – Прогнозируемые показатели скважин № 1012_2с, 1054_2с и 1087_2с

Год	$q_н$, тонн/сут.	$q_ж$, тонн/сут.	$q_в$, тонн/сут.	$Q_н$, тыс. тонн	$Q_ж$, тыс. тонн	$Q_в$, тыс. тонн	Обводнённость, %
скважина № 1012_2с							
2027	50,8	50,88	0,08	25,35	25,39	0,04	0,0016
2028	49,79	49,90	0,11	43,52	43,59	0,07	0,0022
2029	45,04	54,3	9,26	61,12	62,54	1,42	0,1705
2030	35,42	62,11	26,69	75,60	83,88	8,27	0,4297
2031	29,36	68,38	39,02	87,22	107,87	20,64	0,5706
2032	24,93	72,98	48,05	97,05	133,77	36,72	0,6584
скважина № 1054_2с							
2027	83,92	84,05	0,13	34,27	34,32	0,05	0,0015
2028	81,50	82,37	0,87	64,32	64,45	0,13	0,0105
2029	68,19	90,42	22,23	92,01	95,90	3,89	0,2458
2030	52,11	102,89	50,79	113,55	131,34	17,79	0,4936
2031	42,60	112,96	70,36	130,48	171,02	40,54	0,6228
2032	35,47	119,91	84,45	144,61	213,67	69,05	0,7042
скважина № 1087_2с							
2027	39,45	39,51	0,06	20,56	20,59	0,03	0,0015
2028	37,75	37,83	0,08	34,40	34,46	0,05	0,0021
2029	34,13	41,30	7,17	47,74	48,85	1,10	0,1736
2030	26,88	47,41	20,53	58,72	65,12	6,40	0,4330
2031	22,29	52,15	29,86	67,55	83,42	15,88	0,5726
2032	18,93	55,62	36,69	75,00	103,17	28,17	0,6597

Полученные начальные дебиты при моделировании не существенно отличаются от рассчитанных по формулам.

Описанные методы аналитического расчёта дебита горизонтальных скважин являются основополагающими, довольно точными, но не учитывают множества факторов, которые в более точных расчётах могут показать различные результаты. Но, несмотря на это, для приблизительной оценки дебитов данные методы справляются отлично. Так, с помощью метода Joshi, а также формулы Дарси – Вейсбаха, учитывающей потери на трение в горизонтальном участке, получены достаточно высокие начальные дебиты вторых стволов скважин № 1012, 1054 и 1087. В дополнении к этому по рассчитанным гидродинамическим моделям в tNavigator дополнительная добыча нефти за 6 лет составит 316,66 тыс. тонн. Таким образом, сравнивания расчётные зна-

чения дебитов со значениями до остановки скважин, а также полученную дополнительную добычу нефти, можно сделать вывод об эффективности проведения зарезки боковых горизонтальных стволов.

Заключение

На данный момент месторождение находится на стадии падения добычи нефти, так как в 2025 году максимальная добыча снизилась более чем на 10 %. Снижение добычи связано с различными факторами. Прежде всего, это текущая система разработки месторождения. Анализ показал, что наиболее эффективными из применяемых систем являются трёхрядные системы с треугольным и уплотнённым размещением, но данные системы применяются сравнительно долгое время и в скором времени могут начать показывать более низкую эффективность, а система с горизонтальными скважинами и МГРП за сравнительно непродолжительное время уже показывает отличную динамику по накопленной добыче. Несмотря на это, большое количество скважин остаётся в бездействии, что делает эффективность разработки независимо от системы менее эффективной, чем хотелось бы.

Помогает решить данную проблему зарезка боковых стволов. Данный метод интенсификации притока, а в некоторых случаях и увеличения нефтеотдачи, отлично зарекомендовал себя на рассматриваемом месторождении. Его проведение по сравнению с другими методами позволяет при малом объёме мероприятий достичь высокую дополнительную добычу, а также сократить бездействующий фонд скважин.

Для этой цели выбраны 3 скважины № 1012, 1054 и 1087. Найденные дебиты 40,26 тонн/сут., 38,18 тонн/сут. и 39,94 тонн/сут. показывают, что при большем подборе и вовлечении бездействующих и малодебитных скважин данный метод позволяет существенно увеличить добычу нефти, тем самым сделать разработку месторождения более эффективной. Также, проведя расчёт гидродинамических моделей в программном обеспечении tNavigator, дополнительный прирост нефти за счёт ввода предложенных скважин с 2027–2032 гг. составит 316,67 тыс. тонн. Данные показатели довольно высокие, так как превышают значения проводимых операций по зарезке боковых стволов с 2021–2025 гг., где среднее значение дополнительной добычи нефти от одной скважины за 5 лет составляет 71,2 тыс. тонн.

Литература

1. Мельников И.И. Отбор керна с целью изучения литолого-петрофизической характеристики и физических свойств коллекторов пласта БС4-5 Приразломного месторождения // Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири: сборник тезисов X Региональной молодёжной конференции имени В.И. Шпильмана, посвящённой 110-летию со дня рождения Героя Социалистического Труда, лауреата Государственной премии СССР, доктора технических наук, профессора Виктора Ивановича Муравленко (07–08 апреля 2022 года, г. Ханты-Мансийск). – Ханты-Мансийск : Югорский государственный университет, 2022. – С. 38–39.
2. Петрушин Е.О. Вторичное вскрытие пластов и его влияние на коэффициент продуктивности Приразломного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 4. – С. 51–68.
3. Козлова И.А. Геологическое обоснование реализуемой системы разработки пласта $БС_{4–5}$ Приразломного месторождения и оценка эффективности её применения / И.А. Козлова, И.О. Мальцева // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 20-23.
4. Козлова И.А. Обоснование усовершенствования реализуемой системы разработки посредством применения метода гидравлического разрыва пласта на отдельных опытных участках разработки (на примере пласта $БС_{4–5}$ Приразломного месторождения) // И.А. Козлова, И.О. Мальцева // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12. – № 8. – С. 62–70.
5. Анализ эффективности и прогноз объёмов применения технологий гидроразрыва пласта $БС_{4–5}$ Приразломного месторождения / Э.М. Тимашев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 40–43.
6. Хайруллин А.А. Применение потокоотклоняющих технологий на объекте $БС_{4–5}$ Приразломного месторождения / А.А. Хайруллин, Н.А. Гриценко // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (18–22 мая 2015 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2015. – С. 162–165.

7. Витевский А.В. Анализ эффективности зарезок боковых стволов с проведением гидроразрыва пласта в скважинах Приразломного месторождения / А.В. Витевский, А.В. Свешников // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 57–59.
8. Бутов Д.С. Анализ эффективности применения комплекса ГТМ на Приразломном месторождении // Академический журнал западной Сибири. – 2018. – Т. 14. – № 6(77). – 108 с.
9. Иналов Н.А. Анализ эффективности проведения ГТМ Приразломного месторождения. Общие сведения о проводимых ГТМ // Академический журнал Западной Сибири. – 2017. – Т. 13. – № 4(71). – 23 с.
10. Применение технологии зарезки боковых стволов на Приразломном месторождении / А.Ю. Давыдов [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2023: Сборник трудов Международной научно-технической конференции, посвящённой 75-летию УГНТУ (24 марта 2023 года, г. Октябрьский). – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2023. – С. 144–149.
11. Доброчасов А.И. Технико-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири / А.И. Доброчасов, Ж.С. Попова, В.А. Саломатов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.
12. Туматов Р.Р. Оценка эффективности применения методов зарезки боковых стволов для увеличения коэффициента нефтеизвлечения / Р.Р. Туматов, И.Г. Фаттахов, Р.А. Кашапов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2025: Сборник трудов Международной научно-технической конференции (21–22 марта 2025 года, г. Октябрьский). – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2025. – С. 319–323.
13. Шиян С.И. Технико-экономическое обоснование применения технологии зарезки и бурения бокового ствола из бездействующей скважины / С.И. Шиян, Н.Э. Чуприна // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 1. – С. 291–301.
14. Яхудина Н.Х. Совершенствование техники и технологии зарезки дополнительных боковых стволов из эксплуатационной колонны добывающей скважины // Нефть и газ – 97: тезисы докладов 51-ой межвузовской студенческой научной конференции (22–24 апреля 1997 года, г. Москва). – М. : Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 1997. – 5 с.
15. Мавлютов Д.Д. Определение критериев подбора объектов для зарезки боковых горизонтальных стволов на действующих нефтяных скважинах / Д.Д. Мавлютов, Р.Е. Ирмашев // Форум молодых учёных. – 2018. – № 11-2(27). – С. 3–7.
16. Определение критериев выбора скважин-кандидатов для зарезки в них боковых стволов / Е.Н. Устькачкинцев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 78–81.
17. Борисов Ю.П. О притоке нефти к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности / Ю.П. Борисов, В.П. Табаков // НТС ВНИИ. – М. : Гостоптехиздат, 1962. – Вып. 16.
18. Борисов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю.П. Борисов, В.П. Пилатовский, В.П. Табаков. – М. : Недра, 1964. – 154 с.
19. Никитин Б.А. Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте / Б.А. Никитин, В.Г. Григулецкий // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 10. – С. 10–12.
20. Григулецкий В.Г. Основные допущения и точность формул для расчёта дебита горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 12. – С. 5–6.
21. Григулецкий В.Г. Стационарный приток нефти к одиночной наклонно-направленной скважине в анизотропном пласте / В.Г. Григулецкий, Б.А. Никитин // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 2. – С. 20–21.
22. Giger F.M. Horizontal wells production techniques in heterogeneous reservoirs // SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition (Bahrain, March 11–14, 1985). DOI: 10.2118/13710-MS
23. Renard G., Dupuy J.M. Formation damage effects on horizontal well flow efficiency // Journal of Petroleum Technology. – 1991. – Vol. 43. – № 7. – P. 786–869. DOI: 10.2118/19414-PA
24. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // Journal of Petroleum Technology. 1988. – Vol. 40. – № 6. – P. 729–739. DOI: 10.2118/15375-PA
25. Эйдинов Д.А. tNavigator – гидродинамический симулятор нового поколения // Недропользование XXI век. – 2015. – № 4(54). – С. 62–69.
26. Даценко Е.Н. Оценка технологической и экономической эффективности разработки газонефтяного месторождения с применением горизонтальных скважин / Е.Н. Даценко, И.О. Орлова, Н.Н. Авакимян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 59–87.
27. Петрушин Е.О. Промысловые исследования притока к горизонтальным скважинам и методы интенсификации нефтегазодобычи / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Л.Г. Кусова // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2021: доклады XXII Международной молодёжной научной конференции (17–19 марта 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 476–480.

References

1. Melnikov I.I. Core sampling to study the lithological and petrophysical characteristics and physical properties of reservoirs of the BS4-5 formation of the Prirazlomnoye field // Problems of rational nature management and the history of geological prospecting in Western Siberia: collection of abstracts of the 10th Regional Youth Conference named after V.I. Shpilman, dedicated to the 110th anniversary of the birth of Hero of Socialist Labor, laureate of the USSR State Prize, Doctor of Technical Sciences, Professor Viktor Ivanovich Muravlenko (April 7–8, 2022, Khanty-Mansiysk). – Khanty-Mansiysk : Yugra State University, 2022. – P. 38–39.
2. Petrushin E.O. Secondary opening of formations and its influence on the productivity coefficient of the Prirazlomnoye field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2015. – № 4. – P. 51–68.
3. Kozlova I.A. Geological substantiation of the implemented development system for the $BS_{4–5}$ formation of the Prirazlomnoye field and assessment of the efficiency of its application / I.A. Kozlova, I.O. Maltseva // Oil field engineering. – 2013. – № 9. – P. 20–23.
4. Kozlova I.A. Justification of improvement of the implemented development system through the use of the hydraulic fracturing method in certain pilot development areas (using the BS4-5 formation of the Prirazlomnoye field as an example) // I.A. Kozlova, I.O. Maltseva // Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and Gas and Mining. – 2013. – Vol. 12. – № 8. – P. 62–70.
5. Analysis of the efficiency and forecast of the volumes of application of hydraulic fracturing technologies for the $BS_{4–5}$ Prirazlomnoye field / E.M. Timashev [et al.] // Oil industry. – 2006. – № 9. – P. 40–43.
6. Khairullin A.A. Application of flow-diverting technologies at the BS4-5 facility of the Prirazlomnoye field / A.A. Khairullin, N.A. Gritsenko // New technologies for the oil and gas region: Proceedings of the All-Russian scientific and practical conference of students, graduate students, and young scientists with international participation (May 18–22, 2015, Tyumen). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2015. – P. 162–165.
7. Vitevsky A.V. Analysis of the efficiency of sidetracking with hydraulic fracturing in wells of the Prirazlomnoye field / A.V. Vitevsky, A.V. Sveshnikov // Oil industry. – 2009. – № 11. – P. 57–59.
8. Butov D.S. Analysis of the efficiency of the geological and technical measures complex at the Prirazlomnoye field // Academic Journal of Western Siberia. – 2018. – Vol. 14. – № 6(77). – 108 p.
9. Inalov N.A. Analysis of the efficiency of geological and technical measures at the Prirazlomnoye field. General information on the geological and technical measures carried out // Academic Journal of Western Siberia. – 2017. – Vol. 13. – № 4(71). – 23 p.
10. Application of sidetracking technology at the Prirazlomnoye field / A.Yu. Davydov [et al.] // Modern technologies in the oil and gas business - 2023: Collection of works of the International scientific and technical conference dedicated to the 75th anniversary of Ufa State Petroleum Technological University (March 24, 2023, Oktyabrsky). – Ufa : Ufa State Petroleum Technological University, 2023. – P. 144–149.
11. Dobrochasov A.I. Technical and technological solutions to improve the efficiency of drilling horizontal sidetracks at fields in Western Siberia / A.I. Dobrochasov, Zh.S. Popova, V.A. Salomatov // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
12. Tumatov R.R. Evaluation of the efficiency of using sidetracking methods to increase the oil recovery factor / R.R. Tumatov, I.G. Fattakhov, R.A. Kashapov // Modern technologies in the oil and gas business – 2025: Collection of works of the International scientific and technical conference (March 21–22, 2025, Oktyabrsky). – Ufa : Ufa State Petroleum Technological University, 2025. – P. 319–323.
13. Shiyan S.I. Feasibility Study for the Application of Sidetracking and Drilling Technology from an Inactive Well / S.I. Shiyan, N.E. Chuprina // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 1. – P. 291–301.
14. Yakhudina N.Kh. Improving the Technique and Technology for Sidetracking Additional Wellbore Columns from a Production Well // Oil and Gas – 97: Abstracts of the 51st Interuniversity Student Scientific Conference (April 22-24, 1997, Moscow). – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 1997. – 5 p.
15. Mavlyutov D.D. Definition of criteria for selecting objects for sidetracking horizontal wells in operating oil wells / D.D. Mavlyutov, R.E. Irmashev // Forum of young scientists. – 2018. – № 11-2 (27). – P. 3–7.
16. Definition of criteria for selecting candidate wells for sidetracking / E.N. Ust-Kachkintsev [et al.] // Oil industry. – 2013. – № 2. – P. 78–81.
17. Borisov Yu.P. On the oil inflow to horizontal and inclined wells in an isotropic formation of finite thickness / Yu.P. Borisov, V.P. Tabakov // NTS VNII. – M. : Gostoptekhizdat, 1962. – Iss. 16.

18. Borisov Yu.P. Development of oil fields by horizontal and multilateral wells / Yu.P. Borisov, V.P. Pilatovsky, V.P. Tabakov. – M. : Nedra, 1964. – 154 p.
19. Nikitin B.A. Stationary oil inflow to a single horizontal well in an anisotropic formation / B.A. Nikitin, V.G. Griguletsky // Oil industry. – 1992. – № 10. – P. 10-12.
20. Griguletsky V.G. Basic assumptions and accuracy of formulas for calculating the flow rate of horizontal wells // Oil industry. – 1992. – № 12. – P. 5–6.
21. Griguletsky V.G. Stationary oil inflow to a single directional well in an anisotropic reservoir / V.G. Griguletsky, B.A. Nikitin // Oil industry. – 1993. – № 2. – P. 20–21.
22. Giger F.M. Horizontal wells production techniques in heterogeneous reservoirs // SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition (Bahrain, March 11–14, 1985). DOI: 10.2118/13710-MS
23. Renard G., Dupuy J.M. Formation damage effects on horizontal well flow efficiency // Journal of Petroleum Technology. – 1991. – Vol. 43. – № 7. – P. 786–869. DOI: 10.2118/19414-PA
24. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // Journal of Petroleum Technology. 1988. – Vol. 40. – № 6. – P. 729–739. DOI: 10.2118/15375-PA
25. Eidinov D.A. tNavigator – a new generation hydrodynamic simulator // Subsoil Use in the XXI Century. – 2015. – № 4(54). – P. 62–69.
26. Datsenko E.N. Assessment of Technological and Economic Efficiency of Gas and Oil Field Development Using Horizontal Wells / E.N. Datsenko, I.O. Orlova, N.N. Avakimyan // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 4. – P. 59–87.
27. Petrushin E.O. Field Studies of Inflow to Horizontal Wells and Methods of Oil and Gas Production Stimulation / E.O. Petrushin, A.S. Harutyunyan, L.G. Kusova // SEVERGEOECOTECH – 2021: reports of the XXII International Youth Scientific Conference (March 17–19, 2021, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021. – P. 476–480.