УДК 622.279.51

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ В УСЛОВИЯХ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ОБВОДНЕНИЯ

♦♦♦♦♦

OPTIMIZATION OF OPERATION OF PRODUCTION WELLS OF THE YAMAL PENINSULA OIL AND GAS CONDENSATE FIELD UNDER CONDITIONS OF PREMATURE WATER FLOODING

Березовский Денис Александрович
ведущий инженер по добыче нефти и газа производственно-технического отдела филиала ООО «Газпром добыча Краснодар» – Каневское ГПУ
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Аннотация. На Севере Тюменской области располагаются уникальные по запасам углеводородов месторождения Западной Сибири. В большинстве своём нефтегазоносные области Западной Сибири объединяет наличие сеноманской газовой залежи водоплавающего типа, в которой сосредоточены основные запасы газа Российской Федерации. В связи с выходом основных месторождений-гигантов на завершающую стадию разработки становится всё более актуальным вопрос обводнения продуктивной залежи в целом и эксплуатационных скважин, в частности. Гигантские газовые залежи на таких месторождениях, как Ямбургское, Уренгойское, Медвежье, Бованенковское и т.д., имеют сходное геологическое строение и приурочены к единому сеноманскому газопродуктивному горизонту. Подобное однотипное строение крупнейших залежей Тюменского Севера говорит о необходимости рассматривать сеноманский газопродуктивный горизонт в качестве единого эксплуатационного объекта с целью использования и распространения уже выявленных закономерностей и особенностей его разработки. Проблема преждевременного обводнения скважин весьма распространена для большинства типов месторождений и особенно «опасна» для газовых скважин из-за возможности их самозадавливания. В статье проблема рассмотрена на примере газового промысла № 3 Бованенковского НГКМ, так как является для него актуальной. Значительная часть фонда скважин на месторождении простаивает по причине высокого выноса воды и требует поиска методов борьбы с данным осложнением.

Ключевые слова: система одновременного сбора воды; расчёт технологических параметров системы ОСВ; расчёт эффективности системы ОСВ; турбулентная автомодельность; коэффициент гидравлического сопротивления; моделирование процесса работы системы ОСВ; входные значения виртуального симулятора.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Leading Engineer for Oil and Gas Production Production and Technical Department of the branch Gazprom Dobycha Krasnodar LLC – Kanevskoye GPU
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Annotation. In the north of the Tyumen region there are fields that are unique in terms of hydrocarbon reserves in Western Siberia. For the most part, the oil and gas-bearing areas of Western Siberia are united by the presence of the Cenomanian gas deposit of the floating type, in which the main gas reserves of the Russian Federation are concentrated. In connection with the entry of the main giant fields into the final stage of development, the issue of watering the productive deposit in general and production wells in particular is becoming increasingly relevant. Giant gas deposits in fields such as Yamburgskoye, Urengoyskoye, Medvezhye, Bovanenkovskoye, etc., have a similar geological structure and are confined to a single Cenomanian gas-productive horizon. Such a similar structure of the largest deposits of the Tyumen North indicates the need to consider the Cenomanian gas-producing horizon as a single operational object in order to use and disseminate the already identified patterns and features of its development. The problem of premature watering of wells is very common for most types of fields and is especially «dangerous» for gas wells due to the possibility of self-damping. In the article, the problem is considered using the example of gas field No. 3 of the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field, as it is relevant for it. A significant part of the well stock in the field is idle due to high water removal and requires the search for methods to combat this complication.

Keywords: simultaneous water collection system; calculation of process parameters of simultaneous water collection system; calculation of efficiency of simultaneous water collection system; turbulent automodality; hydraulic resistance coefficient; modeling of operation process of simultaneous water collection system; virtual simulator inputs.

Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение – крупнейшее на полуострове Ямал, расположено в 40 км от побережья Карского моря.

В продуктивном разрезе сеноман-аптских отложений месторождения [1] в самостоятельные подсчётные объекты выделены следующие залежи:

I объект – сеноманская газовая залежь ПК1 [2];

II объект – залежи ПК9-10, ХМ1-2, ТП1-6 (базовая) [3, 4] и ТП7-11.

Основные характеристики залежей рассматриваемого НГКМ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-промысловые параметры залежей НГКМ

Наименование	Залежи			
	$ПК_1$ (сеноман)	$ХМ_1$	$ХМ_2$	$ТП_{1–6}$
Глубина, м	532–801	1068–1390	1099–1396	1183–1515
ГВК, м	671	1278	1357	1460
Длина, км	51,0	50,0	56,0	57,0
Ширина, км	20,5	20,5	25,0	27,5
Высота, м	148	216	265	297
Эффективная толщина, м	8,8–137,0	1,6–6,2	4,8–27,6	4,0–28,0
Пористость, %	33,3	24,6	24,6	26,5
Пластовое давление, МПа	6,73	12,96	13,28	14,32
Пластовая температура, °С	16	35	37,5	41,5

Базовыми объектами разработки в сеноман-аптском продуктивном комплексе НГКМ для газового промысла № 3 (ГП-3) [5] являются сеноман и $ТП_{1–6}$, в которых сосредоточено соответственно 27,5 % и 49,2 % от начальных запасов. На объект разработки $ХМ_{1–2}$ приходится 23,3 % от суммарных запасов.

Газ сеноман-аптских залежей по составу преимущественно метановый (96–99 %), сероводород отсутствует.

Среднее начальное потенциальное содержание конденсата в газе не превышает в целом 2,5 г/м^3 [1].

Запасы углеводородов сеноман-аптских отложений по месторождению утверждены в объёме 3466,9 млрд м^3.

Продуктивные пласты в основном сложены рыхлыми песчаниками и алевролитами светло-серыми, преимущественно мелкозернистыми, в разной степени слюдистыми, с характерными горизонтальным и волнистым типами слоистости, обусловленными присутствием тонких прослоев глинистого материала [6].

Данные геологические условия позволяют установить, что преждевременное обводнение скважинной продукции является одним из самых ожидаемых осложнений в процессе разработки из-за высокой проницаемости пластов и возможности быстрого подступления ГВК к вскрытым интервалам [7], что было подтверждено в ходе анализа текущего состояния эксплуатационного фонда скважин. Причинами возникновения осложнения могут являться технические источники обводнения, такие как негерметичное цементное кольцо и заколонные перетоки, но наиболее вероятными являются источники, связанные с геологическим строением залежей и его особенностями, а также источники, связанные с процессом разработки [8, 9].

Обводнение залежей в зоне ГП-3 на рассматриваемом НГКМ выявлено в 2022 году при завершении строительством скважин на пласты танопчинской свиты $ТП_{1–3}$, транзитом вскрывших пласты ханты-мансийской свиты $ХМ_{1–2}$. В целях повышения эффективности разработки залежей пластов $ТП_{1–6}$ и $ХМ_{1–2}$ нефтегазоконденсатного месторождения актуальным является детальное определение причин обводнения данных пластов, основанное на:

1) комплексном анализе сейсморазведки по алгоритму нейронных сетей и профильно-площадных электрических моделей пластов в скважинах;

2) особенностях геологического строения [10];

3) анализе технического состояния пробуренного фонда скважин;

4) уточнении флюидальных контактов [11];

5) переобработке данных ГИС;

6) проведении специальных геофизических и газогидродинамических исследований;

7) химическом анализе флюидов и построении моделей распределения литотипов и флюидонасыщения залежей $ТП_{1-6}$ и $ХМ_{1-2}$.

Анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов

Фактическая добыча пластового газа с начала разработки и по состоянию на 01.01. 2026 г. составляет 688,4 млрд м^3, добыча газа за 2025 год достигла 110,9 млрд м^3. Месторождение разрабатывается тремя промыслами. Годовая добыча пластового газа распределена по ГП следующим образом: ГП-1 – 29,6 млрд м^3, по ГП-2 – 57,9 млрд м^3 и по ГП-3 – 23,1 млрд м^3. Коэффициент извлечения газа равен 0,195. Темп отбора газа в целом по месторождению составляет 3,15 % от начальных геологических запасов. За 2025 год средний дебит скважин по газу равен 550 тыс. м^3/сут.

Накопленная добыча стабильного конденсата составила 595,7 тыс. тонн, годовая добыча – 85,5 тыс. тонн, что соответствует конденсато-газовому фактору 0,77 г/м^3.

На 01.01.2026 г. фонд скважин представлен 661 скважиной, из которых добывающих – 595, действующих 575, бездействующих – 20. Реализация проектного фонда скважин в целом по месторождению составляет 85 %, реализация проектного фонда добывающих скважин – 77 % [12].

Введённая в разработку в конце 2022 года зона ГП-3 дренируется неравномерно: отмечается интенсивное снижение пластового давления в районах расположения действующих скважин, обусловленное блоковым строением залежей с затруднённой гидродинамической связью по площади и плохой выработкой запасов газа периферийных северных участков. Выработка запасов зоны ГП-3 значительно осложняется быстрым обводнением скважин, в т.ч. по причине заколонных перетоков в эксплуатационных скважинах [13, 14].

Состояние разработки объекта $ТП_{1-6}$

На базовый объект ТП1-6 приходится основная доля добычи углеводородного сырья НГКМ – 87 % общего отбора из аптских залежей. Накопленная добыча газа на 01.01.2026 г. составляет 591,4 млрд м^3. В 2025 году добыто 87,6 млрд м^3 газа, в т.ч. по ГП-1 – 25,8 млрд м^3, по ГП-2 – 44,3 млрд м^3, по ГП-3 – 17,4 млрд м^3. Фактическая накопленная добыча газа на 0,7 % выше проектной, годовая добыча газа на 4,7 % превышает проектный показатель.

Добыча стабильного конденсата с начала разработки составляет 451,4 тыс. тонн, что на 7 % ниже проектного значения. Добыча стабильного конденсата за 2025 год – 65,9 тыс. тонн, что соответствует конденсато-газовому фактору 0,75 г/м3. Годовая добыча стабильного конденсата на 12,5 % ниже проектной.

Фонд добывающих скважин соответствует проектному значению 421 ед. Среднее пластовое давление в зоне отбора составляет 8,42 МПа, среднее устьевое давление опустилось до 6,6 МПа. Фактическое пластовое давление ниже проектного на 2,3 %.

Темп годового отбора газа по пластам ТП1-6 от начальных геологических запасов составляет 4,6 %. Коэффициент извлечения газа равен 0,31. За 2025 год средний дебит скважин по газу равен 605 тыс. м^3/сут.

Состояние разработки объекта $ХМ_{1-2}$

На 01.01.2026 г. накопленный отбор газа составил 54,7 млрд м^3 – на 3,5 % выше проектной величины (52,8 млрд м3). В 2025 году отобрано 15,9 млрд м^3 газа, в т.ч. по ГП-1 – 2,45 млрд м^3, по ГП-2 – 7,70 млрд м^3, по ГП-3 – 5,70 млрд м^3. Годовая добыча газа на 11,6 % выше проектного уровня.

Темп годового отбора газа по пластам ХМ1-2 от начальных геологических запасов составляет 3,26 %. Коэффициент извлечения газа равен 0,11. За 2025 год средний дебит скважин по газу равен 350 тыс. м^3/сут.

Накопленная добыча стабильного конденсата с начала разработки ниже проектной величины на 3,6 % и равна 87,4 тыс. тонн. Добыча стабильного конденсата за 2025 год – 12,0 тыс. тонн – соответствует проекту. Выход стабильного конденсата соответствует конденсато-газовому фактору 0,75 г/м^3.

Фонд добывающих скважин насчитывает 142 ед. и превышает проектное значение (139 ед.). Среднее пластовое давление в зоне отбора составляет 8,65 МПа и отличается от проектного значения в 9,02 МПа на 5,36 %. Среднее устьевое давление оставляет 6,25 МПа, что на 12,4 % ниже проекта.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки сеноман-аптских залежей НГКМ приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки сеноман-аптских залежей НГКМ

Показатели	2023 год		2024 год		2025 год	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Остаточные запасы свободного газа, млрд м^3	3232,18	3195,81	3125,72	3096,48	2839,21	2834,02
Коэффициент извлечения газа, доли ед.	0,120	0,13	0,149	0,16	0,194	0,195
Добыча свободного газа с начала разработки, млрд м^3	441,720	478,087	548,176	577,416	683,2	688,4
Добыча свободного газа всего, в т.ч., млрд. м^3	76,779	96,366	106,456	99,328	105,7	110,9
ГП-1	25,090	27,543	25,900	27,209	28,5	29,6
ГП-2	50,210	54,531	51,840	53,220	55,2	57,9
ГП-3	1,510	14,291	28,710	18,899	21,9	23,1
Фонд добывающих газовых скважин на конец года, ед.	536	536	599	589	592	595
Действующий фонд добывающих газовых скважин на конец периода, ед.	536	525	599	577	585	575
Средний дебит скважин по газу, тыс. м^3/сут.	647	596	630	586	566	550
Темп отбора газа от начальных запасов, %	2,1	2,6	2,9	2,7	3,04	3,15
Добыча стабильного конденсата, тыс. тонн	93	97	72	89	96,8	85,5
Добыча стабильного конденсата с начала разработки, тыс. тонн	516	421	588	510	634,4	595,7
Конденсато-газовый фактор, г/м^3	1,2	1,0	0,7	0,9	0,7	0,77

С 01.01.2025 по 01.01.2026 гг. фактическая добыча газа в целом по месторождению выше проектной на 4,7 %. Накопленная добыча газа превышает проектную на 0,76 %, что связано с опережающим вводом в разработку зоны ГП-3 в 2022 году (проектный срок ввода – 2023 год), а также значительным превышением проектной добычи газа в 2021–2023 гг. по ГП-1 и ГП-2 (примерно на 10 %). Основной причиной расхождения проектных и фактических показателей разработки в 2025 году является повышение уровней добычи в связи с ростом потребительского спроса на газ.

За 2025 год фактическая добыча стабильного конденсата ниже проектной на 13 %, накопленная добыча конденсата ниже проектной на 6,5 %. Отклонение фактических величин добычи стабильного конденсата от проектных по всем объектам связано с высокими технологическими потерями.

Для объекта ТП1-6 превышение фактической накопленной добычи газа с начала разработки над проектной составляет 2,7 %, главным образом из-за опережающего ввода в разработку зоны ГП-3 в 2022 году, а также значительного превышения проектной добычи газа по ГП-1 и ГП-2 в 2021–2023 гг. За период 01.01.2025 по 01.01.2026 гг. фактическая добыча газа выше проектной на 4,7 %. Фактическая добыча конденсата на объекте $ТП_{1–6}$ находится ниже проектного уровня, за отчётный период – на 12,5 %, с начала разработки – на 7 %. Среднее пластовое давление ниже проектного на 2 %. Устьевое давление соответствует проектному.

По объекту $ХМ_{1–2}$ накопленный и годовой отбор газа превышает проектные значения на 3,5 и 11,6 % соответственно. За период с 01.01.2025 по 01.01.2026 гг. фактическая добыча конденсата соответствует проектной. Добыча стабильного конденсата с начала разработки ниже проектной величины на 3,6 %. Завышенные уровни отборов по объекту обусловили быстрые темпы падения пластового и забойного давления. Среднее устьевое давление по скважинам пласта $ХМ_{1–2}$ на 12,4 % ниже проектного значения.

Превышение фактических отборов газа проектных уровней связано со снижением уровней давления. Ежегодное завышение фактических отборов по объекту $ХМ_{1–2}$ привело к формированию более глубоких депрессионных воронок, чем предусматривалось по проекту, и, следовательно, к снижению уровня устьевых давлений по сравнению с проектным. До начала 2024 года объект $ТП_{1–6}$ также работал с превышением отборов, в 2024–2025 гг. отклонение добычи газа от проекта стало менее существенным, темп падения устьевого давления по скважинам $ТП_{1–6}$ снизился. Вышесказанное обусловило рассинхронизацию устьевых давлений по основным объектам добычи – $ТП_{1–6}$ и $ХМ_{1–2}$ в пределах каждого ГП.

Разбалансировка устьевых давлений с учётом отклонения фактических давлений от ожидаемых по проекту [15, 16] отрицательно сказывается на работе наземного оборудования по подготовке и транспортировке газа [17] и требует преждевременной модернизации, необходимо рассмотреть возможность перераспределения добычи между объектами и оценить величину изменения устьевого давления с целью минимизации негативного влияния на наземное оборудование. Различие устьевых давлений стало наиболее заметным с 2024 года и отмечается на всех трёх ГП. На 01.01.2026 г. различие между средними устьевыми давлениями по объектам $ХМ_{1–2}$ и $ТП_{1–6}$ по ГП-3 составляет 0,25 МПа.

Проблемные вопросы разработки НГКМ особенно проявились в период 2022-2025 гг. после ввода скважин зоны ГП-3 (введена в эксплуатацию в конце 2022 года) и связаны с объектами $ТП_{1–6}$ и $ХМ_{1–2}$, в частности:

- продуктивные характеристики эксплуатационных скважин ниже проектных [18];
- темпы падения пластового давления значительно выше значений, предусмотренных проектно-технологическим документом [19] (необходимо своевременное проведение мероприятий по развитию дожимного комплекса);
- прогрессирующее обводнение эксплуатационного фонда скважин.

Ниже приведено состояние эксплуатационного фонда скважин.

Скважина № 1209 по результатам освоения характеризуется низкой продуктивностью, наблюдается интенсивный вынос пластовой воды и механических примесей. Вероятный источник притока пластовой воды – пласт $ХМ_3$. Рекомендуется проведение водоизоляционных работ по отсечению пласта $ХМ_3$ и перевод скважины на $ПК_1$.

Скважина № 1301 ограничена по депрессии, что ниже минимально необходимого дебита для выноса жидкости по эксплуатационной колонне, скважина работает в режиме самозадавливания [20]. Отмечается вынос пластовой воды (до 84 %). Оценить продуктивность невозможно, индикаторные диаграммы искажены дополнительными гидравлическими сопротивлениями. Скважина включена в программу ГТМ на 2027 год.

Скважина № 1304 характеризовалась интенсивным выносом пластовой воды (72 %) в 2023 году. В сентябре 2023 года выполнен ВИР «Монасил», отсечено 33 % перфорированной мощности. Удельный вынос жидкости не снизился. Допустимый дебит скважины ограничен по допустимой депрессии, скважина работает в режиме самозадавливания.

На скважине № 1306 в августе 2023 года выполнен ВИР «Монасил». По результатам исследований от 20.09.2025 г. отмечается вынос жидкости (0,5 $м^3$/сут.), доля пластовой воды по гидрохимическому анализу составляет до 59 %, её источником может быть как переток по ЗКЦ, так и остатки пластовой воды, поглощённой пластом в период до ГТМ. Однозначно оценить эффективность ГТМ не представляется возможным.

Скважина № 1308 введена в эксплуатацию в IV квартале 2024 года и преимущественно работала в режиме самозадавливания. Удельный вынос жидкости составляет до 2,5 $см^3/м^3$. Вынос механических примесей не отмечен. Скважина выведена в бездействие с января 2026 года. Для восстановления добывных возможностей скважины необходимо проведение работ по ликвидации негерметичности заколонных пакеров. Рекомендуется выполнить ГТМ.

На скважине № 1402 по данным ГДИС от 10.05.2024 г. отмечается незначительный вынос конденсационной воды, на некоторых режимах отмечается вынос механи-

ческих примесей (до 22,3 мм^3/м^3). Допустимый дебит ограничен по депрессии (1,4 МПа). Скважина в программе ГТМ 2026 года.

На скважине № 1404 в 2025 году отмечен рост дебита жидкости до 1,4 м^3/сут. Вынос механических примесей зафиксирован только в 2023 году (до 22,8 мм^3/м^3). Допустимый дебит ограничен по депрессии. В связи с ростом дебита жидкости и доли пластовой воды предлагается рассмотреть скважину в программу ГТМ.

Скважина № 1603 запущена в эксплуатацию в декабре 2023 года с дебитом 232 тыс. м^3/сут. в режиме самозадавливания. Скважина характеризуется пониженными коллекторскими свойствами по сравнению с соседней скважиной. Рекомендуется рассмотреть в программу ГТМ.

Скважина № 2103 запущена в эксплуатацию в декабре 2022 года с дебитом 605 тыс. м^3 / сут. Вода по данным гидрохимического анализа имеет повышенную минерализацию (3,9 г/л) и диагностируется как конденсационная с примесью пластовой воды (до 24 %). Источник обводнения определить не представляется возможным, т.к. ГИС-контроль не проводился. По данным ГДИС допустимый дебит скважины ограничен депрессией и составляет 823 тыс. м^3/сут. По данным телеметрии с декабря 2024 года наблюдается снижение дебита скважины. Показания степени открытия регулируемого гидравлического дросселя (ДРГ) составляют 34 %. Вероятно, именно неисправность ДРГ и является причиной снижения дебита газа. С 06 февраля 2025 года скважина находится в простое. В настоящий момент выполняются работы по ревизии регулируемого дросселя.

На скважине № 2801 по результатам ГДИ от 08.09.2025 г. зафиксирован интенсивный вынос жидкости, удельный вынос жидкости составляет не менее 1,8 см^3/м^3. По данным гидрохимического анализа вода пластовая до 79 %. Допустимый дебит скважины ограничен депрессией до 635 тыс. м^3/сут. Скважина в программе ГТМ на 2027 год.

На скважине № 6801 по результатам газодинамических исследований в конце 2023 года отмечено существенное снижение продуктивности скважины. Удельное содержание механических примесей на всех режимах превышает допустимую величину (до 317 мм3/м3). Возможно, повышенное содержание пластовой воды в продукции связано с заколонным перетоком из водонасыщенного пласта вверх с выходом через интервал перфорации. По сравнению с предыдущими исследованиями профиль притока существенно изменился, ранее основной вклад в общий дебит составлял нижний интервал перфорации. Изменение профиля притока указывает на изменение фазовой проницаемости пласта нижней части перфорации, что, скорее всего, объясняется насыщением его порового пространства пластовой водой. Скважина в программе ГТМ на 2027 год.

На скважине № 11007 по данным ГИС от 20.09.2024 г. отмечается приток жидкости, удельный вынос жидкости составляет не менее 0,9 г/м^3, вода по данным ГХА диагностируется как пластовая до 88 %. Вынос механических примесей отмечен на всех режимах при дебитах газа свыше 386 тыс. м^3/сут. На текущий момент оценить эффективность водоизоляционных работ не представляется возможным, процесс отработки скважины не завершён – отмечается вынос техногенных растворов. Удельные показатели выноса жидкости и механических примесей значительно снизились относительно доремонтного состояния, продуктивные характеристики и допустимый дебит незначительно увеличились.

На скважине № 11105 в период с 15 октября по 31 декабря 2024 года выполнен ВИР ВСМЦ [21]. По данным ГДИС от 11.09.2025 г. после КРС отмечается снижение продуктивных характеристик скважины. Вынос жидкости отмечается на режимах свыше 400 тыс. м^3/сут., вода по ГХА диагностируется как пластовая до 67 %, отмечается интенсивный вынос механических примесей на всех режимах. Допустимый дебит скважины ограничен по депрессии и выносу механических примесей. В августе 2025 года по результатам газоконденсатных исследований отмечается приток жидкости, по данным ГХА содержание пластовой воды до 56 %. Рекомендуется внесение в программу ГТМ.

На скважине № 11205 в июне 2024 года отмечается вынос воды, дебит составил не менее 5,8 м^3/сут., по результатам ГХА вода диагностируется как пластовая до 95 %. В пе-

риод с 01.09 по 28.10.2025 г. выполнен КРС «ПОЛИГЕЛЬ АСМ-КЗ». После ГТМ отмечается вынос жидкости на всех режимах, вынос механических примесей отмечается на режимах свыше 410 тыс. м^3/сут. Дебит скважины ограничен по допустимой депрессии 0,7 МПа. Рекомендуется дальнейшая отработка скважины.

На скважине № 11307 в 2024 году наблюдается снижение продуктивных характеристик, дебит ограничен допустимой депрессией (1,4 МПа). По данным ГИС из водонасыщенного пласта отмечаются признаки заколонного перетока вверх с выходом в ствол скважины через нижний интервал перфорации. Скважина выведена из эксплуатации по причине обводнения. В период 21.10 – 03.12.2024 гг. выполнены ВИР «Монасил». По результатам газоконденсатных исследований в июле 2025 года отмечается вынос воды в объёме 0,6 м^3/сут., доля пластовой воды по объёмному методу 63 %. По динамике результатов ГХА доля пластовой воды вновь начала увеличиваться и может достигать 77 % (02.09.2025 г.). Оценить успешность капитального ремонта скважины в настоящий момент не представляется возможным (по косвенным признакам скважина не отработалась от фильтратов техногенных растворов). Рекомендовано продолжить отработку скважины в газосборную сеть.

Скважина № 11308 запущена в газосборную сеть 09.10.2024 г. Анализ данных системы телеметрии показал, что снижение дебита газа при работе скважины в ГСС связано с уменьшением проходного диаметра на УДК. После этого скважина начала работать в режиме самозадавливания с постепенным снижением дебита и впоследствии была остановлена. В целях запуска скважины в работу и корректировки технологического режима необходимо провести очистку ствола скважины от жидкости и выполнить ГДИС. Скважина в программе ГТМ на 2026 год.

На скважине № 11309 по результатам освоения отмечен интенсивный приток пластовой воды, механические примеси, выносимые с продукцией скважины на режимах освоения, представляют собой материал техногенного происхождения (продукты коррозии железа) с незначительной примесью песка породы коллектора. В связи с ограничениями по превышению депрессии и содержания механических примесей в газовом потоке скважина в газосборной сети не эксплуатировалась. Обводнение скважины связано с притоком пластовой воды по заколонному пространству из нижележащих и возможно из вышележащих водонасыщенных коллекторов из-за негерметичности заколонных пакеров или их неплотного примыкания к стенке скважины из-за наличия кавернозности.

На скважине № 11404 в апреле 2024 года произведён замер дебита жидкости, который составил 0,53 м^3/сут. Вода диагностировалась как пластовая до 45 %. По результатам ГДИС (08.04.2024 г.) фиксируется интенсивный вынос механических примесей до 18,3 мм^3/м^3. Дебит скважины ограничен по допустимой депрессии и выносу механических примесей до 350 тыс. м^3/сут. В сентябре 2025 года произведён замер дебита жидкости, который показал увеличение дебита воды до 1,4 м^3/сут, что указывает на увеличение обводнения. Рекомендуется ВИР ЗКЦ через специальные отверстия и нижнего интервала перфорации. Скважина в программе ГТМ на 2026 год.

На скважине № 11405 по данным ГДИС (04.08.2024 г.) отмечается снижение продуктивных характеристик, вынос механических примесей не зафиксирован. По данным ГХА отмечены признаки пластовой воды. При газоконденсатных исследованиях в августе 2025 года отмечен резкий рост притока воды до 11,1 м^3/сут. (удельный вынос жидкости составил 21,1 см^3/м^3), объёмная доля пластовой воды, рассчитанная методом материального баланса, 97 %. Рекомендуется выполнить ВИР. Скважина в программе ГТМ на 2026 год.

На июнь 2025 года в работе на ГП-3 находится 141 скважина, в резерве – 16, во временном простое – 6. Основные причины остановки скважин:

1) высокая обводнённость, вынос песка;
2) самозадавливание;
3) дефект запорно-регулирующей арматуры.

Анализ текущего состояния разработки и эксплуатационного фонда скважин позволяет сделать вывод о том, что большое количество скважин остановлены по причине самозадавливания и высокого выноса воды. Это сказывается как на скважинном

оборудовании, так и на процессе сбора и подготовки продукции. Поэтому оптимизация работы эксплуатационного фонда скважин и решение проблем, связанных с преждевременной обводнённостью, является одной из наиболее важных задач.

Скважины № 1209, 1301, 1302, 1303, 1304, 1306, 1402, 1404, 1406, 1603, 2103, 6801, 11105, 11007, 11106, 11110 и 11208 рекомендуются в качестве кандидатов к проведению ГТМ. В качестве комплексного решения предлагается использование технологии одновременного сбора воды (ОСВ).

Система ОСВ имеет множество преимуществ как с технологической, так и с экономической стороны:

- использование доступного давления газа (каким бы низким оно ни было) в качестве подъёмной силы воды;
- независимость от внешнего источника питания;
- отсутствие затрат на электроэнергию;
- отсутствие последствий потери мощности;
- отсутствие препятствий или движущихся частей внутри скважины;
- непрерывная добыча газа;
- простота аппаратного обеспечения.

Также систему ОСВ можно использовать в совокупности с другими технологиями.

Расчёт технологических параметров и эффективности системы одновременного сбора воды

Чтобы систему ОСВ применить к условиям эксплуатации скважин рассматриваемого НГКМ, необходимо спроектировать её компоновку. При проектировании системы основная проблема заключается в нахождении предпочтительного расстояния между станциями накопления воды, чтобы обеспечить выгрузку всей добытой воды при использовании наименьшего количества станций. Для потока воды по трубам, если трение игнорируется, то максимальное расстояние между каждыми двумя последовательными станциями Δh рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta h = \frac{P_1 - P_2}{\rho \cdot g}, \quad (1)$$

где P_1 – входное давление (давление на нижнем модуле), Па; P_2 – выходное давление (давление на верхнем модуле, которое в момент перекачки равно атмосферному, так как межтрубное и трубное пространство не сообщаются), Па; ρ – плотность воды, кг/м^3; g – ускорение свободного падения, м/с^2.

Общий объём воды, накапливающейся в модуле коллекторе до момента её вытеснения на станцию подачи, равен V_c, который представляет собой эффективный объём модуля (объём корпуса минус объём, занимаемый газовой и водяной трубками, а также поплавком и клапаном).

В модуле ОСВ для данного диаметра трубы должен быть определённый расход, связанный с указанным выше расстоянием между станциями. Однако в реальных условиях возникает трение о поток воды в трубе, что приводит к потере напора и, следовательно, к снижению расхода. Чтобы поддерживать ту же скорость разгрузки, что и в случае без трения, необходимо либо уменьшить расстояние между двумя станциями, либо увеличить диаметр водяной трубы. В данной технологии предполагается фиксированный (выбранный) диаметр водяной трубы. Вода будет накапливаться в коллекторном модуле со скоростью, пропорциональной дебиту воды по скважине. Предполагая, что расход воды, добываемый скважиной, равен $q_{воды}$, выводятся следующие уравнения:

$$V_{мод} = q_{воды} \cdot t_1, \quad (2)$$

где $V_{мод}$ – рабочий объём модуля, м^3; $q_{воды}$ – расход воды по газовой скважине, м^3/с; t_1 – время, необходимое для того, чтобы вода, накопленная в модуле, достигла уровня, необходимого для открытия выпускного клапана, с.

Когда вода достигает своего максимального уровня в коллекторном модуле, выпускной клапан в ней открывается, и вода начинает поступать на станцию подачи выше. В течение этого времени вода продолжает поступать в коллекторный модуль. Поток воды из него прекращается, когда поплавок опускается достаточно, чтобы закрыть выпускной клапан. Следовательно, общий объём воды, выталкиваемой из коллекторного клапана в каждом цикле, больше, чем эффективный объём коллекторной станции. Уравнение (3) показывает общий объём, передаваемый от коллектора к станции подачи в каждом цикле:

$$V_2 = q_{воды} \cdot t_1 + q_{воды} \cdot t_2 , \quad (3)$$

где V_2 – объём воды, поступающий в следующий модуль, м^3; t_2 – время, необходимое для слива воды из коллекторного модуля в расположенную над ним станцию подачи воды, с.

Важно, что эффективный объём станции подачи должен быть, по крайней мере, равен V_2, поэтому её объём всегда будет больше объёма модуля коллектора.

Количество открытий/закрытий модулей в течение 1 дня (т.е. частота f) определяется как

$$f = \frac{84600}{t_1 + t_2} . \quad (4)$$

В уравнениях (3) и (4) значение t_1 является фиксированным и зависит от эффективного объёма коллекторного модуля и скорости притока воды, а значение t_2 зависит от расхода воды из модулей. Этот расход будет зависеть от расстояния до станций (если диаметр водяной трубы фиксирован). Приняв решение о желаемой частоте работы системы, можно определить t_2, скорость истечения и расстояние между модулями. Для повышения надёжности системы частота открытия/закрытия клапанов должна быть как можно ниже.

Расстояние между двумя последовательными модулями при трении может быть смоделировано следующим образом. Из уравнения Бернулли имеем:

$$\frac{V_1^2}{2 \cdot g} + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + Z_1 + h_н = \frac{V_2^2}{2 \cdot g} + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + Z_2 + h_{тр} , \quad (5)$$

где P_1 – давление на входе, Па; P_2 – давление на выходе, Па; V_1 – средняя скорость на входе, м/с; V_2 – средняя скорость на выходе, м/с; Z_1 – высота на входе, м; Z_2 – высота на выходе, м; $h_н$ – напор насоса, м; $h_{тр}$ – потеря напора на трение, м.

Поскольку вода – это несжимаемая жидкость, то $V_1 = V_2$. Следовательно, уравнение (5) может быть записано как:

$$\Delta Z = \frac{P_1 - P_2}{\rho \cdot g} - h_н + h_{тр} . \quad (6)$$

Для потока в трубе потери напора на трение ньютоновской несжимаемой жидкости определяются по формуле:

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} , \quad (7)$$

где λ – гидравлический коэффициент трения; L – длина трубы, м; v – средняя скорость потока, полученная из $\frac{4 \cdot q_2}{\pi \cdot d_w^2}$, м/с; D – диаметр трубы, который в данном случае равен d_w, м.

Из уравнения (7) выводится формула потери давления $\Delta P_{тр}$, Па:

$$\Delta P_{mp} = \rho \cdot g \cdot h_{mp} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2}, \quad (8)$$

где гидравлический коэффициент трения является функцией числа Рейнольдса Re:

$$\mathrm{Re} = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu}, \quad (9)$$

где μ – динамическая вязкость жидкости.

Для гидравлически гладких труб по формуле Блазиуса [22]:

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}}. \quad (10)$$

Для дальнейшего расчёта необходимо определить давление внутри лифтовой колонны на конкретных участках. Для этого можно воспользоваться инструкцией Р Газпром 086-2020. Давление, приведённое к определённой глубине наклонно-направленной скважины, рассчитывается по формуле:

$$P_i = \left[P_{уст}^2 \cdot e^{2 \cdot S} + 9{,}9143 \cdot 10^3 \cdot \lambda \cdot \frac{z_{ср}^2 \cdot T_{ср}^2}{d^5} \cdot \left(e^{2 \cdot S} - 1\right) \cdot Q^2 \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (11)$$

где P_i – давление, приведённое к определённой гипсометрической отметке, Па; $P_{уст}$ – давление на устье, Па; λ – безразмерный коэффициент гидравлического трения; $z_{ср}$ – среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа по стволу скважины; $T_{ср}$ – среднее значение температуры газа по стволу скважины, °K; d – внутренний диаметр НКТ, м; Q – дебит скважины при стандартных условиях, м^3/с; S – показатель, расчёт которого представлен далее:

$$S = \frac{0{,}3419 \cdot \rho_{отн} \cdot H_i}{z_{ср} \cdot T_{ср}}, \quad (12)$$

где $\rho_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху; H_i – высота, к которой приводится давление.

Далее необходимо определить коэффициент гидравлического сопротивления λ. Основными параметрами, от которых зависит коэффициент λ, являются число Рейнольдса и относительная шероховатость ε, которые определяются по следующим формулам:

$$\mathrm{Re} = 17{,}77 \cdot \frac{Q \cdot \rho_{отн}}{d \cdot \mu}; \quad (13)$$

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot l_к}{d}, \quad (14)$$

где μ – динамическая вязкость газа, Па · с; $l_к$ – абсолютная шероховатость поверхности труб, м.

При больших расходах, характерных для газовых и газоконденсатных скважин, наступает так называемая *турбулентная автомодельность* [23], когда λ не зависит от Re и определяется по формуле:

$$\lambda = \left[\frac{1}{2 \cdot \ln\left(\frac{7{,}41}{\varepsilon} \right)} \right]^2 . \qquad (15)$$

Подтвердить наличие данного режима течения можно по рисунку 1. По относительной шероховатости и линии 3 определяется максимальное число Рейнольдса, до которого наблюдается переходный турбулентный режим, а после – турбулентная автомодельность. Также по рисунку 1 можно определить коэффициент гидравлического сопротивления при известных Re и ε.

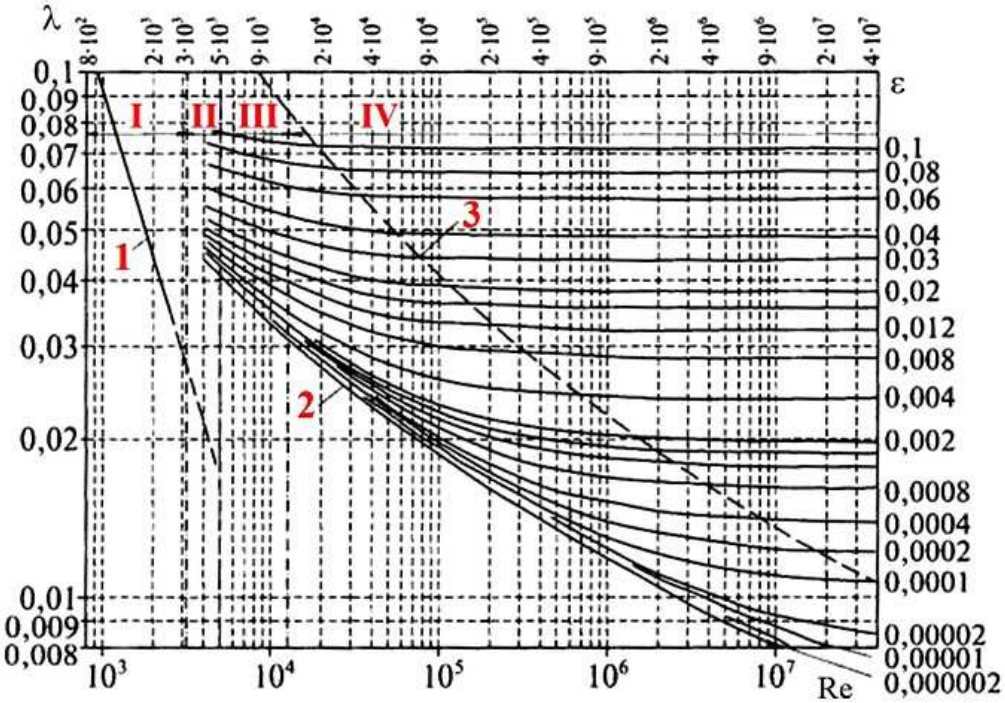

Рисунок 1 – Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления лифтовых труб с различными относительными шероховатостями от числа Рейнольдса:
I–IV – области: I – ламинарного течения; II – критическая;
III – переходная турбулентная; IV – турбулентной автомодельности;
1 – ламинарный режим; 2 – турбулентное течение в гладких трубах;
3 – граница зоны, где λ не зависит от Re

Далее приведён пример расчёта для скважины № 1306 рассматриваемого НГКМ, основанный на известных исходных данных (табл. 3).

Таблица 3 – Исходные данные по скважине № 1306

давление на устье $P_{уст}$, МПа	8,54
относительная плотность газа по воздуху $\rho_{отн}$	0,5695
среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа по стволу скважины $z_{ср}$	0,85
среднее значение температуры газа по стволу скважины $T_{ср}$, °К	297,1
внутренний диаметр НКТ d, м	0,1
дебит скважины при стандартных условиях Q, тыс. м^3/сут.	335
динамическая вязкость газа μ, мПа · с	0,014
расход воды, добываемой скважиной, $q_{воды}$, м^3/сут.	0,4

Сначала рассчитывается коэффициент S для глубины 1000 м по формуле (12), так как самый нижний модуль коллектора воды в соответствии с технологией располагается именно на этой глубине:

$$S = \frac{0{,}3419 \cdot \rho_{отн} \cdot H_i}{z_{ср} \cdot T_{ср}} = \frac{0{,}3419 \cdot 0{,}5695 \cdot 1000}{0{,}85 \cdot 297{,}1} = 0{,}771 .$$

Далее для определения режима течения рассчитывается число Рейнольдса Re по формуле (13):

$$\mathrm{Re} = 17{,}77 \cdot \frac{Q \cdot \rho_{отн}}{d \cdot \mu} = 17{,}77 \cdot \frac{335 \cdot 0{,}5695}{0{,}1 \cdot 0{,}014} = 2421575 .$$

Для определения максимального значения числа Рейнольдса, до которого наблюдается переходный турбулентный режим, а после – турбулентная автомодельность, рассчитывается относительная шероховатость по формуле (14):

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot l_к}{d} = \frac{2 \cdot 0{,}00015}{0{,}1} = 0{,}003 ,$$

где $l_к$ = 0,00015 м для горячекатанных стальных труб.

По рисунку 18 максимальное значение числа Рейнольдса до перехода к турбулентной автомодельности при ε = 0,003 равно 10^6, т.е. турбулентная автомодельность наблюдается, следовательно, λ не зависит от Re и рассчитывается по формуле (15):

$$\lambda = \left[\frac{1}{2 \cdot \ln\left(\frac{7{,}41}{\varepsilon}\right)} \right]^2 = \left[\frac{1}{2 \cdot \ln\left(\frac{7{,}41}{0{,}003}\right)} \right]^2 = 0{,}004 .$$

Рассчитывается приведённое к глубине давление по формуле (11):

$$P_i = \left[P_{уст}^2 \cdot e^{2 \cdot S} + 9{,}9143 \cdot 10^3 \cdot \lambda \cdot \frac{z_{ср}^2 \cdot T_{ср}^2}{d^5} \cdot \left(e^{2 \cdot S} - 1\right) \cdot Q^2 \right]^{\frac{1}{2}} =$$

$$= \left[\left(8{,}5 \cdot 10^6\right)^2 \cdot e^{2 \cdot 0{,}771} + 9{,}9143 \cdot 10^3 \cdot 0{,}004 \cdot \frac{0{,}85^2 \cdot 297{,}1^2}{0{,}1^5} \cdot \left(e^{2 \cdot 0{,}771} - 1\right) \cdot 335^2 \right]^{\frac{1}{2}} = 9{,}256 \text{ МПа.}$$

Далее рассчитываются параметры подъёма воды по водяной трубке от модуля коллектора до первого модуля подачи воды.

При объёме $V_{мод}$, равном 10 л (или 0,01 $м^3$), время его заполнения рассчитывается из формулы (2):

$$t_1 = \frac{V_{мод}}{q_{воды}} = \frac{0{,}01 \cdot 86400}{0{,}4} = 2160 \text{ с.}$$

При опорожнении коллектора за 30 с (t_2) общий объём жидкости, поступающий в модуль подачи, рассчитывается по формуле (3):

$$V_2 = q_{воды} \cdot t_1 + q_{воды} \cdot t_2 = \frac{0{,}4 \cdot 2160}{86400} + \frac{0{,}4 \cdot 30}{86400} = 10{,}139 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

Таким образом, объём первого модуля подачи воды принимается равным 10,2 л. Далее рассчитывается расход и скорость потока воды по водяной трубке при условии, что диаметр трубки D равен 1 см (или 0,01 м):

$$q = \frac{V_2}{t_2} = \frac{10{,}139 \cdot 10^{-3}}{30} = 0{,}338 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$v = \frac{4 \cdot q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 0{,}338 \cdot 10^{-3}}{\pi \cdot 0{,}01} = 4{,}303 \text{ м/с}.$$

Рассчитывается число Рейнольдса Re по формуле (9) при условии, что плотность воды равна 1000 кг/м^3, а динамическая вязкость – 0,001 Па · с:

$$\mathrm{Re} = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} = \frac{1000 \cdot 4{,}303 \cdot 0{,}01}{0{,}001} = 43030.$$

По формуле (10) рассчитывается коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}} = \frac{0{,}3164}{\sqrt[4]{43030}} = 0{,}022.$$

Так как значение глубины установки следующего модуля участвует как в расчётах давления газа на этой глубине, так и в потерях напора при подъёме воды по водяной трубке, в следующих расчётах оно задано примерно, а затем подбиралось его оптимальное значение с помощью табличного процессора Excel [24]. Нет необходимости находить абсолютно точное значение, так как его будет невозможно достичь при установке модулей непосредственно в скважину.

Таким образом, при установке первого модуля подачи воды на глубину 700 м потери напора на трение рассчитываются по формуле (7):

$$h_{mp} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = 0{,}022 \cdot \frac{300}{0{,}01} \cdot \frac{4{,}303^2}{2 \cdot 9{,}81} = 622{,}86 \text{ м}.$$

Общие потери напора:

$$\Delta h = \Delta Z + h_{mp} = 300 + 622{,}86 = 922{,}86 \text{ м}.$$

Перевод потерь в размерность давления:

$$\Delta P = \Delta h \cdot \rho \cdot g = 922{,}86 \cdot 1000 \cdot 9{,}8 = 9044028 \text{ Па} \approx 9{,}044 \text{ МПа}.$$

Полученное значение меньше давления газа на глубине 1000 м (P = 9,256 МПа), это означает, что давления достаточно для подъёма воды на высоту 700 м.

Аналогичным образом производится расчёт давления газа на глубине 700 м и высоты, на которую вода из первого модуля подачи может быть доставлена. Результаты расчётов приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Итоги расчётов системы ОСВ по скважине № 1306

Порядковый номер модуля (начиная с самого «глубокого»)	1	2	3	4
Глубина установки модуля, м	1000	700	415	140
Давление газа, приведённое на глубину установки модуля, МПа	9,26	9,04	8,83	8,63
Потери напора на трение в водяной трубке, м	622,86	611,42	610,09	320,98
Общие потери напора в водяной трубке, м	922,86	896,42	885,09	460,98
Потери давления, МПа	9,04	8,79	8,68	4,52

Далее приводятся результаты расчётов для некоторых «проблемных» скважин, а именно скважины № 1304 и 11203.

Таблица 5 – Исходные данные по скважине № 1304

давление на устье $P_{уст}$, МПа	7,44
относительная плотность газа по воздухуротн	0,5695
среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа по стволу скважины $z_{ср}$	0,86
среднее значение температуры газа по стволу скважины $T_{ср}$, °К	296,7
внутренний диаметр НКТ *d*, м	0,1
дебит скважины при стандартных условиях *Q*, тыс. м^3/сут.	295
динамическая вязкость газа μ, мПа · с	0,014
расход воды, добываемой скважиной, qводы, м^3/сут.	0,6

Таблица 6 – Итоги расчётов системы ОСВ по скважине № 1304

Порядковый номер модуля (начиная с самого «глубокого»)	1	2	3	4	5
Глубина установки модуля, м	1000	740	490	255	30
Давление газа, приведённое на глубину установки модуля, МПа	8,06	7,89	7,74	7,59	7,46
Потери напора на трение в водяной трубке, м	545,52	542,66	527,37	521,71	71,83
Общие потери напора в водяной трубке, м	805,52	792,66	762,37	746,71	101,82
Потери давления, МПа	7,90	7,78	7,48	7,33	1,00

Таблица 7 – Исходные данные по скважине № 11203

давление на устье $P_{уст}$, МПа	8,25
относительная плотность газа по воздухуротн	0,5695
среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа по стволу скважины $z_{ср}$	0,85
среднее значение температуры газа по стволу скважины $T_{ср}$, °К	303,2
внутренний диаметр НКТ *d*, м	0,1
дебит скважины при стандартных условиях Q, тыс. м^3/сут.	395
динамическая вязкость газа μ, мПа · с	0,014
расход воды, добываемой скважиной, $q_{воды}$, м^3/сут.	0,6

Таблица 8 – Итоги расчётов системы ОСВ по скважине № 11203

Порядковый номер модуля (начиная с самого «глубокого»)	1	2	3	4
Глубина установки модуля, м	1000	710	435	170
Давление газа, приведённое на глубину установки модуля, МПа	8,95	8,74	8,55	8,36
Потери напора на трение в водяной трубке, м	608,47	596,92	594,70	394,18
Общие потери напора в водяной трубке, м	898,47	871,92	859,70	564,18
Потери давления, МПа	8,81	8,55	8,43	5,53

Таким образом, для обеспечения работы системы одновременного сбора воды в скважинах № 1306 и 11203 достаточно установить 4 модуля (1 модуль коллектора воды и 3 модуля подачи воды) – тем самым можно обеспечить доставку собираемой воды на поверхность. В скважине № 1304 необходима установка 5 модулей системы ОСВ. Это обусловлено меньшим давлением газа в лифтовых трубах, однако это никак не препятствует возможности применения технологии.

Эффективность технологии заключается в том, что в скважинах № 1304, 1306 и 11203 вода, конденсирующаяся в потоке газа, или капельная вода, захваченная им и оседающая на стенках лифтовых труб, в объёме 0,6 м^3/сут., 0,4 м^3/сут. и 0,6 м^3/сут. соответственно будет собрана и доставлена на поверхность за счёт энергии газа. В противном случае вода попала бы на забой скважины и, скопившись там, привела бы к задавливанию скважины. Эффективность сбора и подъёма воды может быть и выше, при этом изменится только частота работы системы.

Данную технологию можно применить к скважинам, на которых возникают проблемы, связанные со скапливанием воды на забое и которые приводят к их самозадавливанию [25–27]. Однако рекомендуется установка системы одновременного сбора

воды на всём эксплуатационном фонде скважин, так как в дальнейшем это поможет снизить риск возникновения осложнений и, как следствие, снизить время простоя скважин, необходимое для их обслуживания.

Моделирование процесса работы системы одновременного сбора воды

Для проектирования и строительства реальных полномасштабных систем ОСВ, которые будут внедрены в реальных газовых скважинах, разработан новый виртуальный симулятор в программной среде Visual Basic.NET [28], который может быть сконфигурирован для текущего состояния скважины (включая профиль давления и глубину). С помощью этого тренажёра можно определить общее количество необходимых модулей подачи воды, длину (и, следовательно, вместимость) модулей, а также соответствующие расстояния между модулями. Программное обеспечение для моделирования также отображает анимацию потока и накопления воды во всех модулях системы ОСВ.

Входные значения виртуального симулятора включают свойства газовой скважины и физическую геометрию системы ОСВ. Набор данных, характеризующий газовую скважину, включает в себя следующие свойства:

- давление на коллекторе;
- давление на устье скважины;
- атмосферное давление;
- глубина установки модуля коллектора.

Настраиваемые параметры ОСВ:

- диаметр водяной трубки;
- диаметр НКТ (в данном случае устанавливался в соответствии с компоновкой скважины);
- диаметр корпусов модулей;
- частота открытий/закрытий.

Моделирование динамически отслеживает количество воды, добытой из газовой скважины, и статус каждого модуля. Результаты моделирования по рассчитанным ранее скважинам приведены на рисунках 2–4.

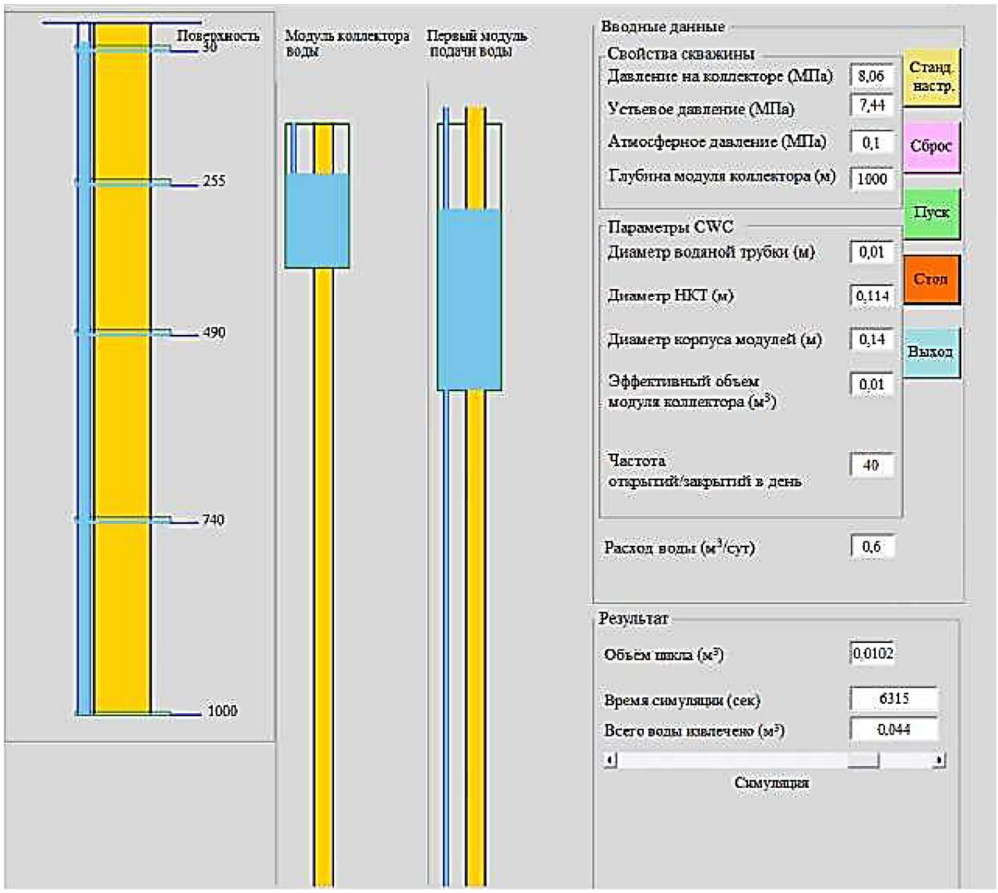

Рисунок 2 – Моделирование системы ОСВ на скважине № 1304

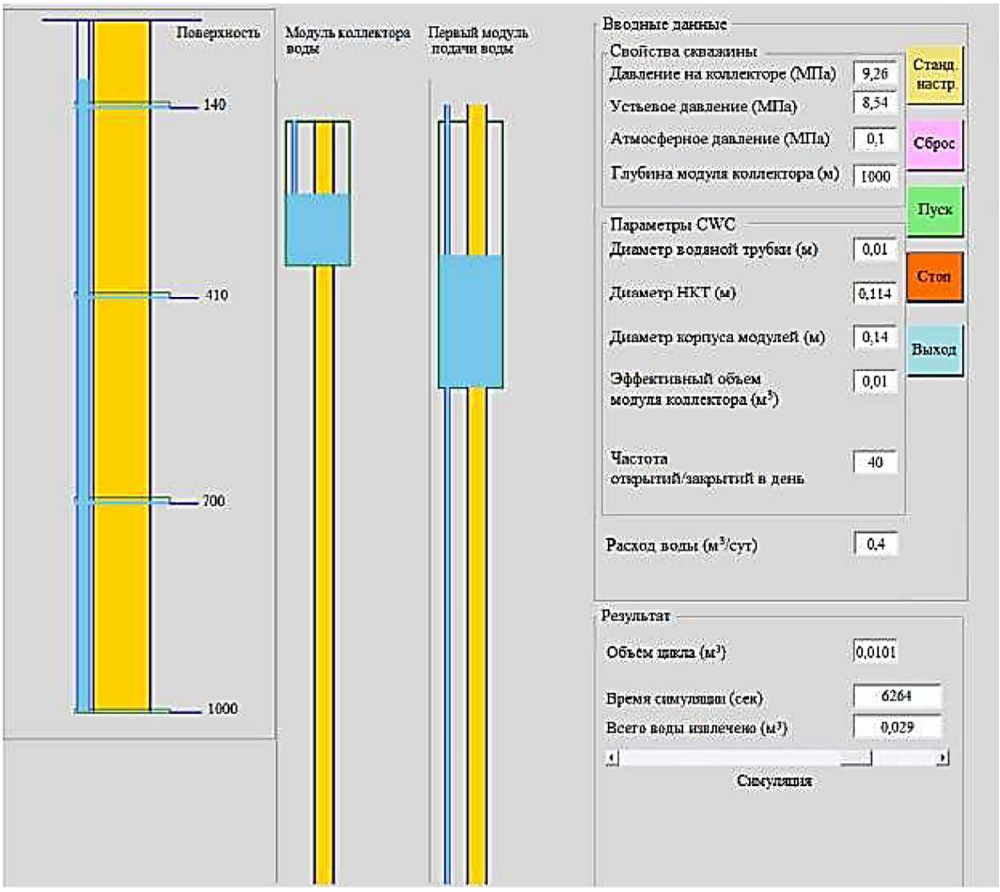

Рисунок 3 – Моделирование системы ОСВ на скважине № 1306

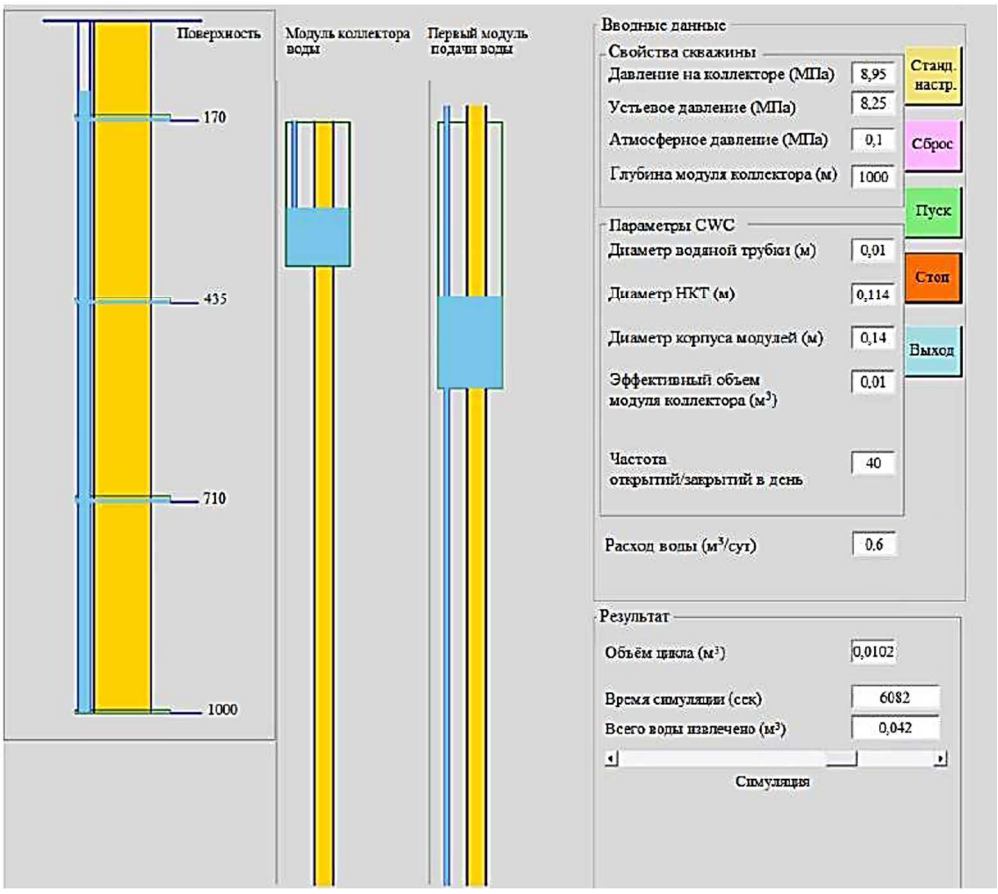

Рисунок 4 – Моделирование системы ОСВ на скважине № 11203

Как видно из результатов моделирования, глубина установки модулей, полученная на этапе расчёта системы, соответствует полученной в ходе моделирования, следовательно, компоновка системы рассчитана верно.

Также стоит отметить, что при повышении количества воды, которое собирается в коллекторе, рассчитанная система сможет функционировать. Так как внутренний объём модулей будет заполняться быстрее, увеличится лишь частота открытий/закрытий клапанов.

Заключение

В статье НГКМ рассмотрено в качестве примера месторождения, на котором производится эксплуатация нефтегазоконденсатных скважин в условиях преждевременного обводнения.

По результатам анализа материалов и исследований по выбранной проблематике можно сделать вывод, что, прежде всего, необходимо правильно определить источник обводнения.

Источники классифицируются следующим образом:

- источники, связанные с геологическим строением залежей и его особенностями;
- источники, связанные с процессом разработки;
- технические источники обводнения.

После выявления источника поступления воды выбирается способ его изоляции, проводятся ремонтно-изоляционные работы, например, с помощью гелеобразующих составов. Если же изоляция невозможна или нецелесообразна, например, если основной источник воды – вода, конденсирующаяся при подъёме газа, различными способами обеспечивают вынос скапливающейся воды, например, с помощью плунжер-лифта и расходомера с управляющим алгоритмом и/или с помощью метода одновременного сбора воды.

В качестве основного технологического решения выбрана именно система ОСВ, так как она имеет множество преимуществ.

В ходе расчётов определена компоновка системы ОСВ для трёх обводняющихся скважин. Установка системы ОСВ рекомендуется не только на рассмотренных скважинах, но и на всём эксплуатационном фонде, так как в дальнейшем это поможет снизить риск возникновения осложнений и, как следствие, снизить время простоя скважин, необходимое для их обслуживания.

Литература

1. Алифов С.Г. Геологическое строение Бованенковского месторождения и залежей // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и учёных (20 апреля 2017 года, г. Нижневартовск). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2017. – Т. 2. – С. 72–76.
2. Киселёва А.М. Влияние распределения фильтрационно-емкостных свойств на объем и локализацию запасов газа пласта ПК1 Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения / А.М. Киселёва, И.А. Лебедева // Современные методы комплексного моделирования разработки газовых и нефтегазоконденсатных месторождений: тезисы докладов II научно-технической конференции (11–15 сентября 2023 года, г. Сочи). – М. : ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», 2023. – С. 6–7.
3. Структурно-литолого-флюидальная модель уникальной газовой залежи горизонта ТП1-6 Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения / Е.Е. Поляков [и др.] // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2023. – № 1(53). – С. 127–136.
4. Аванесян Э.А. Взаимосвязь неотектоники с глубинными газодинамическими свойствами пластов-коллекторов в залежи ТП1-6 Бованенковского НГКМ / Э.А. Аванесян, Ю.А. Перемышцев // Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика): тезисы докладов XIII Всероссийской конференция молодых учёных, специалистов и студентов (22–25 октября 2019 года, г. Москва). – М. : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2019. – С. 39–41.

5. Исмаилов А.И. О выводе на оптимальный режим работы оборудования на газовом промысле № 3 Бованенковского НГКМ / А.И. Исмаилов, В.Б. Мельников // Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России: Сборник докладов III Региональной научно-технической конференции, посвящённой 110-летию А.И. Скобло и 105-летию Г.К. Шрейбера (24–26 сентября 2019 года, г. Москва). – М. : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2019. – 83 с.
6. Влияние геолого-геохимических условий формирования залежей на состав и свойства углеводородных флюидов (на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения) / Е.В. Соболева [и др.] // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 190–202. DOI: 10.18599/grs.2019.2.190-202
7. Бекетов С.Б. Анализ показателей работы фонда скважин нефтегазоконденсатного месторождения / С.Б. Бекетов, А.Е. Верисокин, Д.Н. Зайченко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2026. – № 2(398). – С. 68–73.
8. Зольников Д.Н. Осложнения при эксплуатации скважин сеноман-аптских пластов Бованенковского месторождения, вызванные сложными геокриологическими условиями // Материалы XXII Всероссийской научно-практической конференции молодых учёных, аспирантов и студентов с международным участием в г. Нерюнгри, посвящённой 30-летнему юбилею Технического института (филиала) СВФУ им. М.К. Аммосова (28–29 октября 2022 года, г. Нерюнгри). – Якутск : Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, 2022. – С. 137–140.
9. Малюков В.П. Технологии предотвращения возможных осложнений на скважинах Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения на Крайнем Севере / В.П. Малюков, М.К. Хадзиев // Инновации в технологиях и образовании: Сборник статей участников IX Международной научно-практической конференции (17–18 марта 2017 года, г. Белово). – Белово : Издательство филиала КузГТУ в г. Белово, 2017. – Ч. 1. – С. 91–97.
10. Ипполитов А.А. Особенности геологического строения Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения / А.А. Ипполитов, А.А. Хайруллин // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 43–45.
11. Штоль К.В. Флюидодинамическая интерпретация сейсмических и скважинных данных Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения / К.В. Штоль, А.А. Сподобаев, А.А. Нежданов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2024. – № 4(60). – С. 108–120.
12. Петрушин Е.О. Разработка методики по оптимизации исследований скважин с целью контроля за разработкой нефтегазоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2025. – № 4(388). – С. 52–63.
13. Создание комплексной геолого-технической модели для повышения эффективности разработки III эксплуатационного объекта нефтегазоконденсатного месторождения / Н.Х. Жарикова [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 2. – С. 274–299.
14. Константинов Д.Е. Анализ текущего состояния разработки Бованенковского месторождения // Синтез науки и общества в решении глобальных проблем современности: сборник статей Международной научно-практической конференции (08 июня 2017 года, г. Стерлитамак). – Уфа : ООО «Агентство международных исследований», 2017. – С. 129–131.
15. Современная геодинамика Бованенковского месторождения и оценка геодинамических рисков при проектировании его обустройства / Н.А. Касьянова [и др.]// Газовая промышленность. – 2009. – № 5(631). – С. 36–39.
16. Сесь К.В. Структура гидродинамического поля Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2015. – Т. 2. – № 1. – С. 162–166.
17. Кусов Г.В. Анализ системы сбора и подготовки газа Бованенковского месторождения / Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Знание. – 2016. – № 11-2(40). – С. 22–29.
18. Способы повышения продуктивности скважин при разработке Бованенковского месторождения / Е.В. Паникаровский [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 5(137). – С. 88–99.
19. Корректировка показателей пластового давления при разработке Бованенковского месторождения / Р.Г. Бочков [и др.] // Естественные и технические науки. – 2019. – № 1(127). – С. 68–71.
20. Повышение эффективности разработки нефтегазоконденсатного месторождения в условиях самозадавливания газовых скважин / Н.Х. Жарикова [и др.] // Булатовские чтения. – 2025. – Т. 1. – С. 167–178.
21. Плазун А.В. Результаты проведения ВИР на скважинах Бованенковского месторождения / А.В. Плазун, Е.И. Инякина // Научный форум. Сибирь. – 2022. – Т. 8. – № 2. – С. 32–34.

22. Варин В.П. Локализация подвижных особенностей уравнения Блазиуса // Журнал вычислительной математики и математической физики. – 2025. – Т. 65. – № 10. – С. 1649–1661. DOI: 10.31857/S0044466925100037
23. Крестелев А.И. Автомодельность при решении задачи фильтрации флюида / А.И. Крестелев, А.М. Штеренберг // Нефтегазовые и химические технологии: сборник научных трудов по материалам IV Всероссийской научно-практической конференции (14–18 сентября 2007 года, г. Самара). – Самара : Самарский государственный технический университет, 2007. – С. 350–351.
24. Капитонов В.А. Сбор данных из файлов Excel и Word // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 124–134.
25. Березовский Д.А. Проблема «самозадавливания» скважин и пути её решения на примере Медвежьего месторождения / Д.А. Березовский, И.С. Матвеева, О.В. Савенок // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 11. – С. 53–62.
26. Березовский Д.А. Состояние изученности проблемы эксплуатации газовых скважин с высокой вероятностью самозадавливания и методы её решения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 3. – С. 97–118.
27. Анализ методов борьбы с самозадавливанием скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении и обоснование выбора технологии / Д.А. Березовский [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 2(374). – С. 33–41.
28. Ожгибесов О.А. Использование скрипта в MS Visual Basic for Applications для автоматизации рабочих процессов интегрированного моделирования / О.А. Ожгибесов, Е.В. Соболева // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 307–313.

References

1. Alifov S.G. Geological structure of the Bovanenkovo field and deposits // Experience, current problems and prospects for the development of the oil and gas complex: Proceedings of the International scientific and practical conference of students, postgraduates and scientists (April 20, 2017, Nizhnevartovsk). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2017. – Vol. 2. – P. 72–76.
2. Kiseleva A.M. Influence of the distribution of filtration-capacitive properties on the volume and localization of gas reserves in the PK1 formation of the Bovanenkovo oil and gas condensate field / A.M. Kiseleva, I.A. Lebedeva // Modern methods of integrated modeling of gas and oil and gas condensate fields development: Abstracts of reports of the II scientific and technical conference (September 11-15, 2023, Sochi). – M. : OOO «Research Institute of Natural Gases and Gas Technologies – Gazprom VNII-GAZ», 2023. – P. 6–7.
3. Structural-lithological-fluid model of a unique gas reservoir of horizon TP1-6 of the Bovanenkovo oil and gas condensate field / E.E. Polyakov [et al.] // Scientific and technical collection «News of gas science». – 2023. – № 1(53). – P. 127–136.
4. Avanesyan E.A. Relationship between neotectonics and deep gas-dynamic properties of reservoirs in the TP1-6 deposit of the Bovanenkovskoye oil, gas, and condensate field / E.A. Avanesyan, Yu.A. Peremyshtsev // New technologies in the gas industry (gas, oil, energy): abstracts of reports of the XIII All-Russian Conference of Young Scientists, Specialists and Students (October 22–25, 2019, Moscow). – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2019. – P. 39–41.
5. Ismailov A.I. On bringing equipment to the optimal operating mode at gas field № 3 of the Bovanenkovskoye oil, gas, and condensate field / A.I. Ismailov, V.B. Melnikov // Gubkin University in solving issues of the oil and gas industry of Russia: Collection of reports of the III Regional scientific and technical conference dedicated to the 110th anniversary of A.I. Skoblo and the 105th anniversary of G.K. Schreiber (September 24–26, 2019, Moscow). – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2019. – 83 p.
6. The influence of geological and geochemical conditions of deposit formation on the composition and properties of hydrocarbon fluids (using the Bovanenkovo oil and gas condensate field as an example) / E.V. Soboleva [et al.] // Georesources. – 2019. – Vol. 21. – № 2. – P. 190–202. DOI: 10.18599/grs.2019.2.190-202
7. Beketov S.B. Analysis of the performance indicators of the well stock of an oil and gas condensate field / S.B. Beketov, A.E. Verisokin, D.N. Zaychenko // Construction of oil and gas wells onshore and offshore. – 2026. – № 2(398). – P. 68–73.
8. Zolnikov D.N. Complications during the operation of wells in the Cenomanian-Aptian formations of the Bovanenkovo field caused by complex geocryological conditions // Proceedings of the XXII All-Russian scientific and practical conference of young scientists, graduate students and students with international participation in Neryungri, dedicated to the 30th anniversary of the Tech-

nical Institute (branch) of NEFU named after M.K. Ammosov (October 28–29, 2022, Neryungri). – Yakutsk : North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov, 2022. – P. 137–140.
9. Malyukov V.P. Technologies for preventing possible complications at wells of the Bovanenkovo oil and gas condensate field in the Far North / V.P. Malyukov, M.K. Khadziev // Innovations in technology and education: Collection of articles by participants of the IX International scientific and practical conference (March 17–18, 2017, Belovo). – Belovo : Publishing house of the Kuz-STU branch in Belovo, 2017. – Part 1. – P. 91–97.
10. Ippolitov A.A. Features of the geological structure of the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field / A.A. Ippolitov, A.A. Khairullin // Scientific forum. Siberia. – 2015. – № 1. – P. 43–45.
11. Shtol K.V. Fluid-dynamic interpretation of seismic and well data of the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field / K.V. Shtol, A.A. Spodobaev, A.A. Nezhdanov // Scientific and technical collection «News of gas science». – 2024. – № 4(60). – P. 108–120.
12. Petrushin E.O. Development of a methodology for optimizing well testing to monitor the development of an oil and gas condensate field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2025. – № 4(388). – P. 52–63.
13. Creation of an integrated geological and technical model to improve the development efficiency of the third production facility of an oil and gas condensate field / N.Kh. Zharikova [et al.] // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2025. – № 2. – P. 274–299.
14. Konstantinov D.E. Analysis of the current state of development of the Bovanenkovo field // Synthesis of science and society in solving global problems of our time: collection of articles from the International scientific and practical conference (June 8, 2017, Sterlitamak). – Ufa : OOO «Agency for International Research», 2017. – P. 129–131.
15. Modern geodynamics of the Bovanenkovo field and assessment of geodynamic risks in the design of its development / N.A. Kasyanova [et al.] // Gas industry. – 2009. – № 5(631). – P. 36–39.
16. Ses' K.V. The structure of the hydrodynamic field of the Bovanenkovo oil and gas condensate field // Inter Expo Geo-Siberia. – 2015. – Vol. 2. – № 1. – P. 162–166.
17. Kusov G.V. Analysis of the gas gathering and treatment system of the Bovanenkovo field / G.V. Kusov, O.V. Savenok // Knowledge. – 2016. – № 11-2(40). – P. 22–29.
18. Methods for increasing well productivity during the development of the Bovanenkovo field / E.V. Panikarovsky [et al.] // News of higher educational institutions. Oil and gas. – 2019. – № 5 (137). – P. 88–99.
19. Correction of reservoir pressure indicators during the development of the Bovanenkovo field / R.G. Bochkov [et al.] // Natural and technical sciences. – 2019. – № 1(127). – P. 68–71.
20. Improving the efficiency of oil and gas condensate field development under conditions of self-destruction of gas wells / N.Kh. Zharikova [et al.] // Bulatov readings. – 2025. – Vol. 1. – P. 167–178.
21. Plazun A.V. Results of the VIR on wells of the Bovanenkovo field / A.V. Plazun, E.I. Inyakina // Scientific forum. Siberia. – 2022. – Vol. 8. – № 2. – P. 32–34.
22. Varin V.P. Localization of moving singularities of the Blasius equation // Journal of Computational Mathematics and Mathematical Physics. – 2025. – Vol. 65. – № 10. – P. 1649–1661. DOI: 10.31857/S0044466925100037
23. Krestelev A.I. Self-similarity in solving the fluid filtration problem / A.I. Krestelev, A.M. Shterenberg // Oil and gas and chemical technologies: collection of scientific papers based on the materials of the IV All-Russian scientific and practical conference (September 14–18, 2007, Samara). – Samara : Samara State Technical University, 2007. – P. 350–351.
24. Kapitonov V.A. Data Collection from Excel and Word Files // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 3. – P. 124–134.
25. Berezovsky D.A. The Problem of Well «Self-Destruction» and Ways to Solve It Using the Example of the Medvezhye Field / D.A. Berezovsky, I.S. Matveeva, O.V. Savenok // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 11. – P. 53–62.
26. Berezovsky D.A. State of the Art of Understanding the Problem of Operating Gas Wells with a High Probability of Self-Destruction and Ways to Solve It // Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2023. – № 3. – P. 97–118.
27. Analysis of methods for combating wellbore self-destruction at the Yamburg oil and gas condensate field and justification for the choice of technology / D.A. Berezovsky [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2024. – № 2(374). – P. 33–41.
28. Ozhgibesov O.A. Using a script in MS Visual Basic for Applications to automate integrated modeling workflows / O.A. Ozhgibesov, E.V. Soboleva // Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. – 2020. – Vol. 2. – P. 307–313.