УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ЗА СЧЁТ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ ВЫСОКООБВОДНЁННОГО ФОНДА СКВАЖИН

♦♦♦♦♦

SUBSTANTIATION OF THE METHOD OF INCREASING OIL PRODUCTION BY OPTIMIZING THE OPERATION OF HIGHLY WATERED WELLS

Петрушин Евгений Олегович
начальник укрупнённого нефтепромысла № 4
ООО «ННК – Северная нефть»
eopetrushin@yahoo.com

Григулецкий Владимир Георгиевич
доктор технических наук,
профессор,
заведующий кафедрой высшей математики
Кубанский государственный аграрный университет
имени И.Т. Трубилина
gvg-tnc@mail.ru

Аннотация. На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений одной из ключевых проблем становится высокая обводнённость добывающего фонда, которая приводит к снижению экономической эффективности эксплуатации. По мере выработки запасов доля попутно добываемой воды увеличивается, что создаёт значительную нагрузку на инфраструктуру – системы сбора, подготовки и транспорта углеводородов. В таких условиях актуальной задачей становится поиск оптимального баланса между сохранением объёмов добычи нефти и минимизацией затрат на эксплуатацию месторождения. Одним из эффективных методов решения этой проблемы является селективное отключение высокообводнённых скважин. Такой подход позволяет снизить нагрузку на инфраструктуру, уменьшить объёмы перекачиваемой воды и высвободить потенциал менее обводнённых скважин за счёт улучшения гидродинамических условий в системе. В статье рассматривается применение выборочного отключения добывающих скважин с целью уменьшения нагрузки на сеть нефтесбора и увеличения добычи нефти от реализации потенциала скважин с низкой обводнённостью. В качестве целевой функции оптимизации рассматривается суточная добыча нефти, а также снижение операционных затрат. Особое внимание уделяется упрощённому (прокси) моделированию системы «пласт – скважина – система сбора», что значительно ускоряет процесс расчётов без существенной потери точности.

Ключевые слова: оптимизация эксплуатационного фонда скважин; поиск наименее эффективных скважин и вывод их из эксплуатации; высокая обводнённость добываемой продукции; минимизация затрат на эксплуатацию месторождения; селективное отключение высокообводнённых скважин; принципы отбора скважин для отключения; реализация потенциала скважин с низкой обводнённостью.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Head of the enlarged oil field № 4
of «NNK – Severnaya neft»
Limited Liability Company
eopetrushin@yahoo.com

Griguletsky Vladimir Georgievich
Doctor of Technical Sciences,
Professor,
Head of the Department
of Higher Mathematics,
Kuban State Agrarian University
named after I.T. Trubilin
gvg-tnc@mail.ru

Annotation. At the later stages of oil field development, one of the key problems is high water cut of the producing stock, which leads to a decrease in the economic efficiency of operation. As the reserves are developed, the share of produced water increases, which creates a significant load on the infrastructure – the systems for collecting, preparing and transporting hydrocarbons. In such conditions, the search for the optimal balance between maintaining oil production volumes and minimizing field operation costs becomes an urgent task. One of the effective methods for solving this problem is the selective shutdown of highly watered wells. This approach reduces the load on the infrastructure, reduces the volume of pumped water and releases the potential of less watered wells by improving the hydrodynamic conditions in the system. The article discusses the use of selective shutdown of producing wells in order to reduce the load on the oil gathering network and increase oil production from realizing the potential of wells with low water cut. Daily oil production, as well as reducing operating costs, are considered as the target optimization function. Particular attention is paid to simplified (proxy) modeling of the «reservoir – well – collection system» system, which significantly speeds up the calculation process without significant loss of accuracy.

Keywords: optimization of the operating well stock; search for the least efficient wells and their decommissioning; high water cut of the extracted products; minimization of field operation costs; selective shutdown of high-water-cut wells; principles of selecting wells for shutdown; realization of the potential of wells with low water cut.

Общая характеристика месторождения

Рассматриваемое нефтяное месторождение находится на территории Пуровского района, который входит в состав Ямало-Ненецкого автономного округа. Гео-

графически месторождение расположено в центральной зоне Западно-Сибирской равнины, между реками Пурпе и Пяку-Пур.

По величине запасов нефти месторождение относится к крупным. Начальные геологические / извлекаемые запасы нефти составляют 173170 / 61594 тыс. тонн, в том числе в пределах промышленной категории АВ1 – 153009 / 55870 тыс. тонн.

Согласно действующему проектному документу, для дальнейшей разработки нефтяного месторождения выделено 6 нефтяных объектов: $БС_{8/1}$, $БС_{10/1}$, $БС_{10/2}$, $БС_{11}$, $Ач_1$ и $Ю_1$.

В настоящее время месторождение находится в стадии активного освоения – в разработку введено 5 объектов: $БС_{8/1}$, $БС_{10/1}$, $БС_{10/2}$, $БС_{11}$ и $Ач_1$. Запасы пласта $Ю_1$ в разработку не введены, согласно действующему проектному документу, ввод в эксплуатацию планируется с 2027 года.

Распределение извлекаемых запасов нефти промышленных категорий АВ1 и накопленных отборов нефти по объектам разработки представлено на рисунке 1.

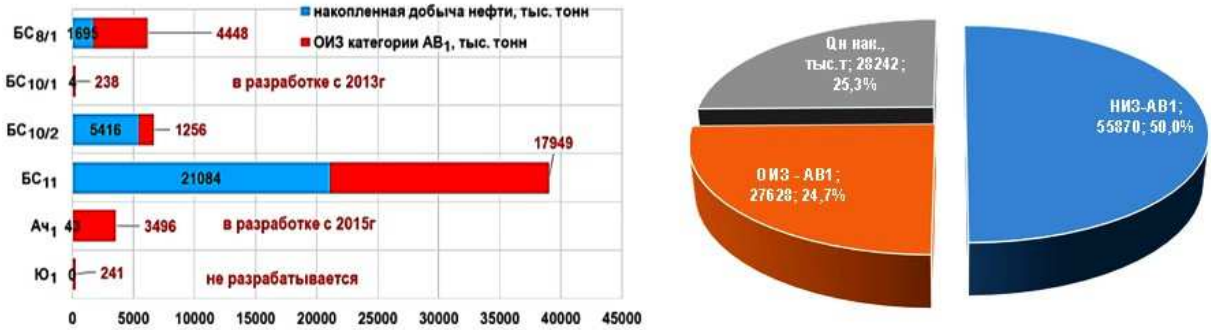

Рисунок 1 – Распределение накопленной добычи нефти и извлекаемых запасов нефти по объектам разработки и в целом по месторождению

Наиболее перспективным объектом разработки на месторождении (в плане обеспечения добычи нефти) является основной $БС_{11}$ (накопленная добыча – 74,7 %, текущая – 38,7 %), содержащий 70,8 / 70,3 % начальных геологических / извлекаемых запасов нефти месторождения промышленной категории $АВ_1$.

На долю основных объектов $БС_{8/1}$, $БС_{10/2}$ и $БС_{11}$, пребывающих в разработке, приходится 139,205 млн тонн нефти (или 91 % геологических запасов нефти промышленной категории $АВ_1$). Доля мало вовлечённых запасов ($БС_{10/1}$ и $Ач_1$) и не вовлечённых ($Ю_1$), отнесённых к категории $АВ_1$, несмотря на кажущийся небольшим относительный показатель – 9 %, в абсолютном значении составляет 13,804 млн тонн, что является резервом для наращивания объёмов добычи.

Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.01.2024 г. на месторождении пробурено 590 скважин, в том числе 34 разведочные и 556 эксплуатационных. Эксплуатационный фонд скважин составляет 139 скважин, из них 78 эксплуатационных (72 действующих и 6 бездействующих) и 61 нагнетательная скважина, все они находятся в эксплуатации. Кроме того, на месторождении имеется 112 ликвидированных скважин, что составляет 19 % от общего фонда скважин. Характеристика фонда скважин рассматриваемого нефтяного месторождения приведена на рисунке 2.

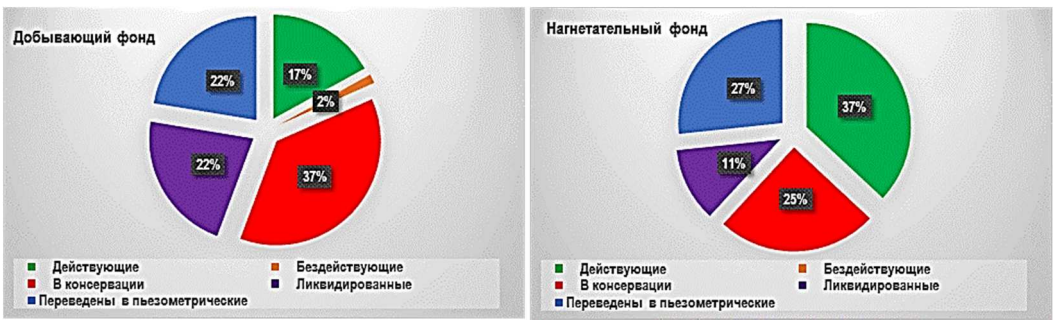

Рисунок 2 – Характеристика фонда скважин по нефтяному месторождению

Согласно действующей технологической схеме разработки месторождения, проектный фонд скважин на месторождении составляет 531 единицу, в том числе 48 скважин, подлежащих бурению: 32 эксплуатационные скважины (из них 26 горизонтальных), 13 нагнетательных и 3 водозаборные. На текущую дату реализация проектного фонда скважин достигла 91 %. Оставшийся фонд скважин, подлежащих бурению, в основном расположен в приконтурных зонах разрабатываемых коллекторов или на небольших, слабоизученных залежах. Учитывая, что объекты $БС_{8/1}$, $БС_{10/1}$, $БС_{10/2}$ и $БС_{11}$ практически полностью разбурены и находятся в стадии разработки, в дальнейшем будут проводиться работы не только по бурению, но и по геолого-техническим мероприятиям, таким как зарезка боковых стволов, перевод скважин и другие ГТМ на скважинах.

Объекты разработки месторождения различаются по сложности структуры, характеристикам пласта и объёмам начальных извлекаемых запасов нефти (категория $АВ_1$). Конфигурация фонда скважин формировалась в соответствии с промышленной значимостью каждого объекта. Большинство скважин (514 шт.) пробурено на основной продуктивный горизонт $БС_{11}$, а 75 скважин (12,7 %) нацелены на другие пласты, такие как $БС_{8/1}$, $БС_{10/1}$, $БС_{10/2}$ и $АЧ_1$, разработка которых началась в 1983, 1986, 2013 и 2015 годах соответственно.

Совместная разработка пластов осуществляется на 14 добывающих скважинах (10 % от эксплуатационного фонда добычи). В 12 эксплуатационных скважинах совместно эксплуатируются 2 пласта (11 скважин: $БС_{8/1}$ + $БС_{11}$, одна скважина: $БС_{10/2}$ + $БС_{11}$), а одна скважина одновременно эксплуатирует три пласта ($БС_{10/2}$ + $БС_{11}$ + $БС_{10/1}$). Среди нагнетательных скважин совместно работают две скважины: одна на $БС_{10/2}$ + $БС_{11}$ и одна на $БС_{10/2}$ + $БС_{10/1}$.

Текущая структура фонда скважин считается неоптимальной, 344 скважины (58,4 %) относятся к категории неработающих (бездействующих, законсервированных или входящих в контрольный фонд). Большинство простаивающих скважин (77,6 %) связаны с пластом $БС_{11}$. Несмотря на близкое завершение, системы разработки $БС_{11}$, $БС_{10/2}$ и $БС_{8/1}$ по-прежнему оставляют периферийные зоны и остаточные запасы неразработанными.

В целом стратегия разработки реализуется, ведутся значительные работы по ремонту, расконсервации и консервации скважин. Добывающие скважины демонстрируют коэффициент использования 0,923 и коэффициент эксплуатации 0,802 по сравнению со стандартными показателями 0,90 и 0,95 соответственно. Для нагнетательных скважин коэффициент использования составляет 1,0, но коэффициент эксплуатации остаётся низким и составляет 0,629. Снижение коэффициента эксплуатации в 2022 году во многом обусловлено бездействием скважин, вызванным высокой обводнённостью, низкими дебитами и снижением потребности в закачке.

Анализ текущего состояния разработки месторождения

Основные технологические показатели разработки по разрабатываемым объектам нефтяного месторождения на 01.01.2024 г. приведены в таблице 1.

Разбуривание месторождения начато в 1986 году с основного объекта разработки $БС_{11}$ и происходило от центральной части к периферии, ввод в активную разработку запасов произведён в 1989–1993 гг. (в среднем по 80 скважин в год), максимальный ввод скважин из бурения наблюдается в 1989 году – 92 ед. В 1997–2000 гг. происходило уплотнение сетки скважин вводом из бурения новых скважин. Северная залежь основного объекта разработки $БС_{11}$ разведана позже и введена в разработку одной скважиной в 2002 году, активно её разбуривание начато в 2006 году, с 2012 года бурение на месторождении не велось, поскольку оно практически разбурено. Бурение 48 скважин для выработки остаточных запасов УВ в краевых и межскважинных зонах, согласно действующему проектному документу, планировалось начать с 2026 года.

Основные технологические показатели объектов разработки нефтяного месторождения по состоянию на 01.01.2024 г. приведены на рисунке 3.

Таблица 1 – Технологические показатели разработки по состоянию на 01.01.2024 г.

Основные показатели разработки	Объект $БС_{8/1}$	Объект $БС_{10/1}$	Объект $БС_{10/2}$	Объект $БС_{11}$	Объект $АЧ_1$	Объект $Ю_1$	Месторождение
Начальные геологические запасы нефти ($АВ_1$), тыс. тонн	17531	592	13317	108357	12293	919	153009
Доля НГЗ в общем объёме запасов, %	11,5	0,4	8,7	70,8	8,0	0,6	100,0
Начальные извлекаемые запасы нефти ($АВ_1$), тыс. тонн	6143	242	6672	39033	3539	241	55870
Доля НИЗ в общем объёме запасов, %	11,0	0,4	11,9	69,9	6,3	0,4	100,0
Год ввода в разработку	1989	2019	1992	1986	2021	2021	1986
Текущая добыча нефти, тыс. тонн/год	33,1	0,7	61,2	69,3	14,6		179,0
Доля в общей добыче, %	18,5	0,4	34,2	38,7	8,2	0,0	100,0
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	1695	4	5416	21084	43	0,2	28242
Доля в общей добыче, %	6,0	0,0	19,2	74,7	0,2	0,0	100,0
Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.	0,097	0,007	0,407	0,195	0,003	0,000	0,185
Утверждённый КИН, доли ед.	0,350	0,409	0,501	0,360	0,288	0,262	0,365
Отбор от НИЗ, % ($АВ_1$)	27,6	1,7	81,2	54,0	1,2	0,1	50,5
Годовая добыча жидкости, тыс. тонн/год	842	40	1336	1204	35		3457
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	20513	163	27863	60894	139	0,2	109572
Обводнённость, %	96,1	98,2	95,4	94,2	58,0		94,8
Водонефтяной фактор, тонн/тонн	24,4	53,7	20,8	16,4	1,4		18,3
Накопленный водонефтяной фактор, тонн/тонн	11,1	39,7	4,1	1,9	2,2		2,9
Фонд добывающих скважин	23	1	12	51	4		78
Действующий фонд добывающих скважин	22	1	11	47	4		72
Действующий фонд нагнетательных скважин	14	1	14	34			61
Средний дебит нефти, тонн/сут.	5,4	2,2	12,3	4,2	8,2		6,1
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	137,8	119,7	267,7	73,7	19,5		116,9
Средняя приёмистость скважины, $м^3$/сут.	293	60	256	170			215
Годовая закачка воды, тыс. $м^3$/год	842	14	875	1527			3258
Накопленная закачка воды, тыс. $м^3$	14613	124	21780	79860	2		116379
Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	100,0	35,7	65	125,5	0,0		93,6
Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	70,4	76,5	74	117,6	1,2		98,8
Добыча попутного газа, млн $м^3$/сут.	1,4	0,033	2,8	8,3	0,8		13,3
Перебывало в эксплуатации всего, скв.	97	3	73	483	8	1	527
Всего пребывало под закачкой воды, скв.	21	1	25	146	1		187
Удельный отбор нефти, тыс. тонн / 1 скв.	17,5	4,0	74,2	43,7	5,4	0,2	53,6
Удельный объём закачки воды, тыс. $м^3$ / 1 скв.	696	124	871	547	2		622
Остаточные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн ($АВ_1$)	4448	238	1256	17949	3496	241	27628
Кратность запасов, лет	134	324	21	259	239		154

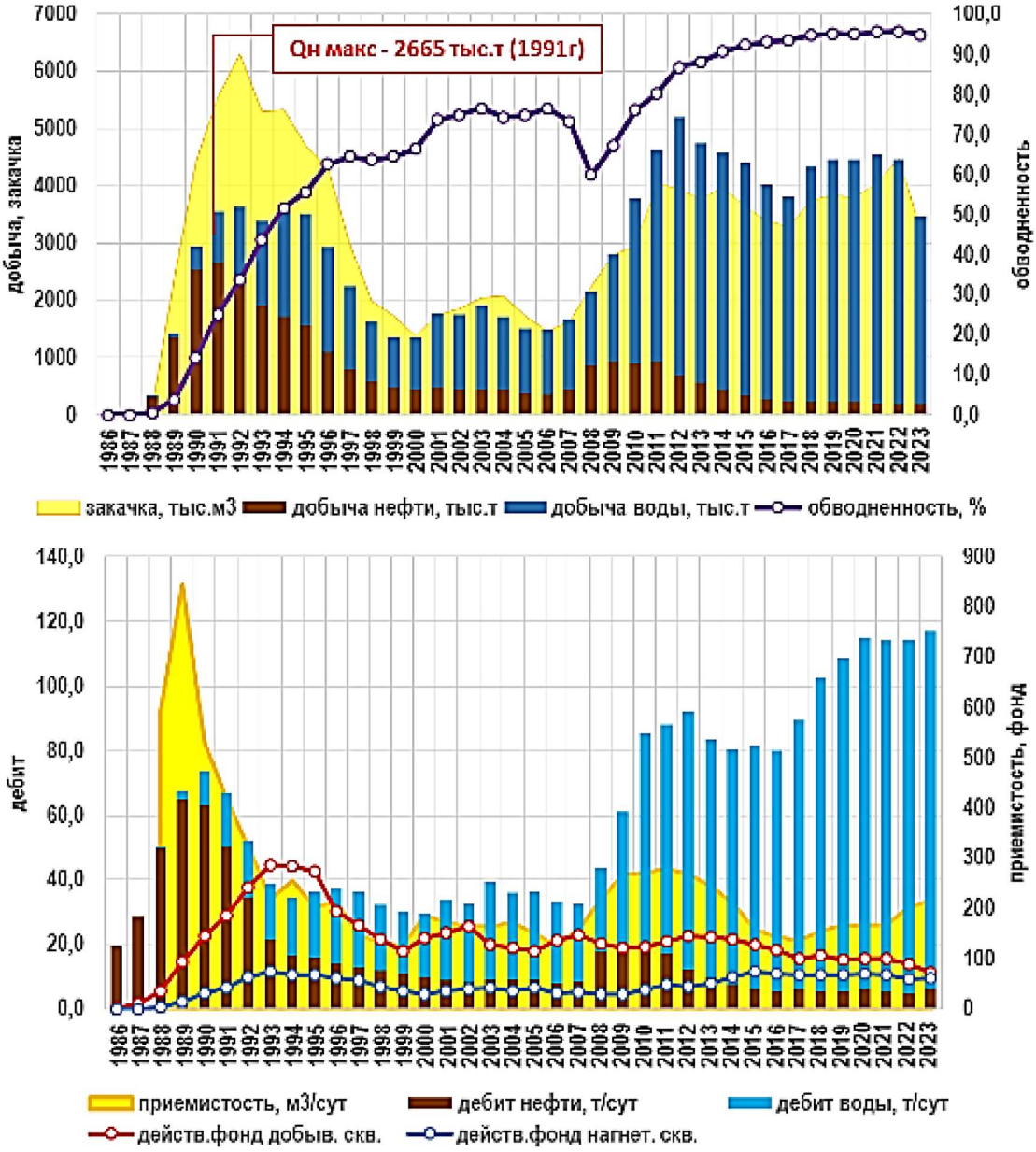

Рисунок 3 – Динамика технологических показателей разработки нефтяного месторождения

За историю разработки месторождения можно выделить следующие этапы.

С начала ввода в разработку и по 1992 год наблюдается наращивание объёмов бурения на основном объекте $БС_{11}$, и бурение скважин на объектах $БС_{8/1}$ и $БС_{10/2}$, отмечается рост отборов нефти и жидкости. За 7 лет отобрано около 9,3 млн тонн нефти, что составляет 33,6 % от всей накопленной добычи нефти по месторождению, среднегодовая обводнённость в 1996 году составила 33,7 %, в 1991 году отмечается самый высокий темп отбора от НИЗ – 5,4 %. В этот период (1991 год) достигнут максимальный уровень добычи нефти – 2,7 млн тонн при обводнённости продукции 25 %.

С 1993 по 1996 гг. – продолжается период разбуривания объекта $БС_{11}$, в основном на периферии, а также разбуривание объектов $БС_{8/1}$ и $БС_{10/2}$, на конец этого периода пробурено 85 % скважин от всего объёма бурения на сегодняшний день. Несмотря на достаточно высокие годовые уровни добычи нефти (в среднем 1,5 млн тонн/год), наблюдается закономерное снижение добычи УВ, падение добычи в среднем составляет 17 % в год с одновременным ростом обводнённости до 62,7 %. Годовая добыча нефти за 4 года снизилась почти в 2 раза с 1,9 млн тонн до 1,1 млн тонн.

С 1997 по 2007 гг. – к этому времени большая часть месторождения разбурена, интенсивно ведётся формирование систем разработки на объектах, накопленная ком-

пенсация отборов составляет порядка 125 %, в результате пластовое давление в зоне отборов по объектам $БС_{11}$ и $БС_{10/2}$ выше начального в среднем на 4–5 %, по объекту $БС_{8/1}$ на уровне начального. Этот период характеризуется некоторым снижением добычи нефти и стабилизацией на уровне 450 тыс. тонн/год. Годовая добыча нефти за период 1997–2007 гг. снижается с 0,793 млн тонн до 0,449 млн тонн, обводнённость при этом возрастает с 63,1 до 76,5 %. В результате снижения объёмов закачки накопленная компенсация на конец периода составила 110 % при текущей 85,4 %.

В период с 2014 по 2023 гг., несмотря на большой объём проводимых ГТМ (осуществлено 1057 скважино-операций, таких как боковые горизонтальные стволы скважин, солянокислотная обработка, гидравлический разрыв пласта, форсированный отбор, выравнивание профиля приёмистости, оптимизация, вывод скважин из неработающей категории, перестрел и т.п.), дополнительно добыто порядка 390 тыс. тонн нефти. Отмечается закономерное снижение годовой добычи нефти с 428 тыс. тонн в 2014 году до 179 тыс. тонн в 2023 году. Это связано в основном с сокращением добывающего фонда скважин из-за обводнения как закачиваемой водой, так и пластовой. Годовой темп добычи нефти в 2014–2023 гг. составлял в среднем 0,32 %. По состоянию на 01.01.2024 г. на месторождении отобрано 109,51 млн тонн жидкости, добыто 28,24 млн тонн нефти, что составляет 50,5 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ). В 2023 году добыча нефти составила 179 тыс. тонн, темп отбора – 0,32 % от НИЗ. Обводнённость добываемой продукции за 2023 год составила 94,8 %; среднесуточный дебит по нефти составил 6,1 тонн/сут., по жидкости 117 тонн/сут.

Накопленная закачка по месторождению составляет 116,379 млн $м^3$, в 2023 году закачано 3,258 млн $м^3$. Накопленная компенсация отборов по месторождению составляет 94 %, текущая компенсация 91 %.

Анализ технологической эффективности предлагаемого решения

Повышением эффективности разработки месторождения на поздней стадии является определение баланса между сохранением уровня добычи и снижением эксплуатационных затрат. В условиях наличия обводнённого фонда добывающих скважин эффективным рычагом может стать сокращение добычи с высокой долей попутно добываемой воды, что приводит к снижению нагрузки на инфраструктуру, и, как следствие, высвобождает потенциал низкообводнённого фонда. Таким образом, при сохранении уровня добычи нефти значительно сокращается количество попутно добываемой воды, что положительно сказывается на уровне операционных затрат. Реализация данного подхода на крупных зрелых месторождениях с развитой и оптимизированной инфраструктурой сопряжена с несколькими вызовами:

1) инженеру сложно выделить визуально участки для сокращения добычи, которые положительно повлияли бы на систему в целом (в рамках описанного выше подхода), даже с наличием моделей-компонент или интегрированной модели;

2) необходимо ориентироваться на экономическую целесообразность;

3) совокупная погрешность определения дебитов, обводнённости и давлений на забое, устье и в точках врезки сильно выше, чем точность вычислений, даже при условии хорошей адаптации модели на исторические параметры. Это зачастую приводит к несоответствию планируемых и фактических показателей при реализации мероприятий.

С помощью интегрированной модели актива и использования оптимизационного алгоритма необходимо определить, какие скважины следует отключить для получения прироста по добыче нефти за счёт эффекта снижения линейного и, как следствие, забойного давления на реагирующем фонде скважин. Использовалась модель месторождения с действующим фондом 179 скважины и средней обводнённостью по фонду 70 %.

Зрелые месторождения характеризуются высокой погрешностью исходных данных, используемых при моделировании. Кроме описанных ранее критичных параметров также играют роль недостаточная изученность продуктивности скважин, дебиты газа, альтитуды нефтесборного коллектора на всём его протяжении. Это вносит ощутимую неопределённость в результат прогноза на основе моделирования. Учитывая уровень неопределённости исходных данных, всё, что возможно получить в результате вычислений оптимума целевой функции, – выявление перспективного направления с оказывающими влияние скважинами и реагирующим фондом, которое в любом случае необходимо анализировать инженеру и подтверждать опытным путём, параллельно адаптируя модель.

С целью уменьшения времени, затрачиваемого на поиск оптимального варианта фонда до приемлемых значений, необходимо уменьшить количество возможных состояний фонда и снизить время расчёта. Для этого на стадии препроцессинга формируется список скважин для потенциального отключения. Данный алгоритм анализа и подготовки данных позволяет заранее определить, какие скважины потенциально могут быть отключены в процессе оптимизации исходя из фильтров по обводнённости, дебиту жидкости или газовому фактору. Если фильтры не используются, то в оптимизации участвуют все скважины в модели.

Критерии отбора скважин для отключения

Основные параметры для выбора кандидатов:

- обводнённость > 95 % – главный показатель;
- низкий дебит нефти (менее 1–2 тонн/сут.) при высоком дебите жидкости (десятки $м^3$/сут.);
- топология системы сбора – отключаются скважины, влияющие на ключевые узлы инфраструктуры.

Всего в секторной модели по данным параметрам для оптимизационного расчёта участвовало 16 скважин (фильтр по обводнённости > 95 %). В результате оптимизационного расчёта секторной модели получена комбинация из 11 скважин, при отключении которых добыча нефти увеличивается на 4,5 тонн/сут. Всего проведено 8 оптимизационных расчётов, которые позволили найти оптимальное решение с увеличением добычи. По результатам работы можно сделать вывод, что при отключении 8 скважин с общим дебитом по нефти 17,93 тонн/сут. система сбора и транспорта отреагирует на изменение приростом на 4,59 тонн/сут. по нефти. Также следует обратить внимание на то, что наибольший прирост по дебиту нефти принесло отключение скважин с не самой высокой добычей жидкости и обводнённостью. Эффективность показала отключение скважин от 100 $м^3$/сут. и обводнённостью от 96 %, но находящихся на узлах нефтесборного коллектора, объединяющих скважины в среднем 50 % обводнённости.

Проведение компьютерного моделирования отключения скважин

С целью анализа действующего добывающего фонда месторождения и моделирования отключения высокообводнённого фонда нами построены и адаптированы на фактические показатели разработки объекты $БС_{10/2}$, $АЧ_1$, $АЧ_2$, $БС_{11}$ и $БС_{8/1}$. Построение наземной инфраструктуры происходило с использованием ПО «ИСКРА» – отмечены водоводы высокого давления (ВВД), нефтесборный коллектор (НСК), к трубопроводам привязаны кустовые площадки и отмечены забои скважин (рис. 4).

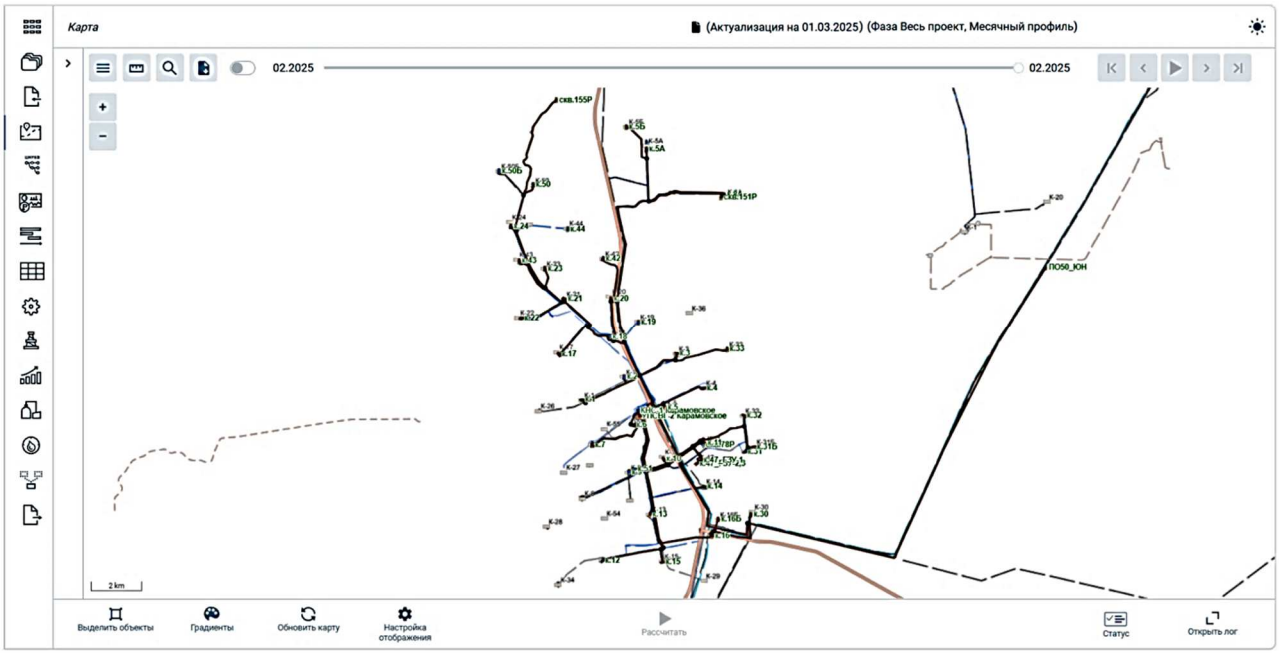

Рисунок 4 – Результат построения модели наземной инфраструктуры месторождения

Адаптация пластов происходила в программном продукте Б6К (Блочный 6К) компании ООО «Газпромнефть». Блочный продукт представляет собой инструмент для построения физико-математической модели пласта для прогнозирования основных производственных показателей разработки месторождения, в основе которой лежит материальный баланс для ячейки заводнения. В каждом из блоков своё пластовое давление и зависимые от него PVT параметры.

Определение объёмов добычи и закачки жидкости, а также пластового давления в каждом блоке сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений для получения согласованного решения. В отличие от классической формы уравнения материального баланса, этот подход учитывает поток жидкости и нефти между ячейками заводнения. Добыча и закачка из маргинальных скважин распределяются в соответствии с геометрическим положением скважины и геологическими характеристиками каждого блока. Кроме того, вводится термин для моделирования дегазации нефти, когда поток происходит в ячейку, где пластовое давление падает ниже давления насыщения (рис. 5 и 6).

Рисунок 5 – Интерфейс окна вводных данных и истории параметров каждого пласта

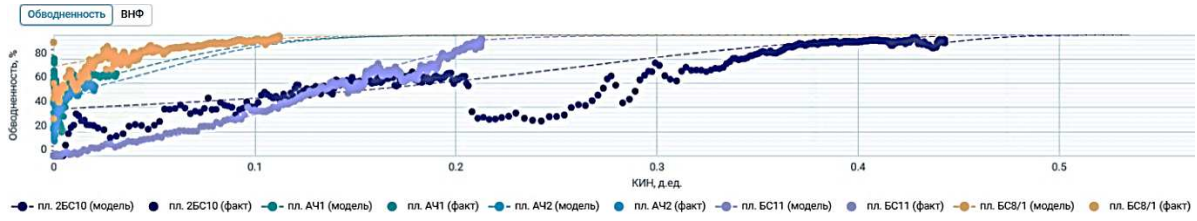

Рисунок 6 – Характеристика вытеснения рассматриваемых объектов разработки

После введения всех входных данных и построения характеристик вытеснения происходит в первом приближении автоматическая адаптация каждого блока каждого рассматриваемого объекта месторождения (рис. 7).

После автоматической адаптации необходима ручная корректировка, которая происходит путём подбора сочетания параметров сжимаемости породы, продуктивности и запаса воды в аквифере, а также проницаемостей граничных зон ячеек и перетоков между ними.

По завершению адаптации до приемлемых значений отклонения от фактических показателей рассчитывается базовый сценарий без ввода мероприятий по отключению скважин.

Подбор скважин-кандидатов на отключение происходит на основе их дебита жидкости и нефти, а также с учётом расположения на нефтесборном коллекторе относительно других скважин.

Рисунок 7 – Результат адаптации объектов под фактические данные
(пример адаптации одной ячейки заводнения для каждого пласта)

На рассматриваемом месторождении добывающий фонд включает в себя 164 скважины, из которых 34 имеют объёмную обводнённость 95 % и более. Нами использованы разные стратегии отбора кандидатов с целью выявления основных факторов, влияющих на увеличение добычи нефти остального добывающего фонда (табл. 2 и 3).

Таблица 2 – План отключения скважин при разных сценариях

Сценарий	x1	x2	x3	x4	x5	x6	x7	x8	x9	x10
1	+	+	+	+						
2	+		+	+	+					
3	+	+	+	+	+					
4	+		+	+						
5	+		+		+					
6	+		+	+	+	+				
7	+		+	+	+		+			
8	+		+	+	+			+	+	
9	+		+	+	+					+
10	+		+	+		+				

Таблица 3 – Режимы работы рассмотренных на отключение скважин

Скважины	$Q_ж$, м^3/сут.	$Q_н$, тонн/сут.	Обводнённость, %	$P_{заб}$, МПа	$P_{пл}$, МПа	$P_{лин}$, МПа
x1	688	4,17	99,70	13,91	25,46	1,8
x2	581	8,56	98,20	11,53	16,85	2,1
x3	254	2,64	97,50	9,30	17,65	2,4
x4	225	2,14	97,50	6,69	11,20	2,1
x5	212	2,76	98,90	5,58	19,56	2,0
x6	289	5,01	98,60	7,88	18,12	1,7
x7	82	0,57	98,40	3,97	18,56	2,2
x8	104	1,70	99,10	2,93	20,36	1,3
x9	138	1,61	98,60	4,68	24,18	1,3
x10	158	3,78	96,30	3,05	15,02	2,1

В сценарии 1 отключены скважины с высокой добычей жидкости в ключевых узлах, влияющие на ближайший фонд независимо от их дебита нефти. В сценарии 2 отключены скважины также в ключевых узлах для разгрузки трубопровода, но уже с учётом потери по дебиту нефти из-за отключения, т.е. с высокой добычей жидкости и дебитом нефти до 5 тонн/сут.

Так как первые два сценария оказались с положительным эффектом, 3 сценарий – это попытка их объединения, один эффект оказался отрицательным. В данном сценарии ошибка заключается в отключении слишком большого суммарного дебита нефти и отключении скважины x2, несущественно нагружающей НСК, но имеющий нереализованный потенциал по добыче.

Сценарий 4 был проверкой гипотезы о том, что скважины x2 и x5 снижают эффект оптимизации, что не было видно из суммарного результата, так как компенсировалось положительным эффектом от отключения других скважин x1, x3 и x4. Гипотеза оказалась неверна, эффект негативный, хоть и не такой, как при сценарии 3 с отключением большего количества скважин. Сценарий 5 имел ту же цель, что и 4, но для проверки скважин x2 и x4.

Сценарий 6 уже исходил из того, что отключение скважин x1, x3, x4 и x5 дают наибольший прирост по добыче нефти. Отталкиваясь от сценария 2, добавлена скважин x6 с большим объёмом добычи жидкости и дебитом нефти более 5 тонн/сут., но находившейся на узле 2-х крупных веток трубопровода. Сценарий показал практически нулевой эффект, негативный эффект отключения скважины x6 компенсировал прирост по дебиту нефти от отключения x1, x3, x4 и x5.

В сценарии 7 исследовалось влияние обводнённости скважины независимо от её дебита. Скважина x7 находится на перегруженной ветке трубопровода при дебите 82 м^3/сут. и 0,57 тонн/сут. Добавление к сценарию 2 скважины x7 практически никак не повлияло на результат, что говорит о прямом влиянии дебита жидкости на давление в НСК.

Сценарий 8 добавляет к сценарию 2 скважины x8 и x9 (скважины со средним дебитом по жидкости и минимальным дебитом по нефти) с целью минимизации потерь из-за отключения, однако расположение x8 и x9, как предполагается, не оказывает влияние на окружающий фонд вследствие расположения не на перегруженном участке НСК. Положительный эффект практически полностью скомпенсирован потерями по дебиту скважин x8 и x9, что доказывает важность учёта расположения скважин и линейного давления.

В сценарии 9, помимо уже принятых на отключение скважин x1, x3, x4 и x5, добавляется скважина x10, расположенная на той же кустовой площадке, что и x2 и x4. Участок этих скважин перегружен и целью добавления в сценарий x10 является ещё большее снижение линейного давления. Однако скважина имеет не такой высокий дебит жидкости при дебите нефти – выше, чем x4, что может привести к снижению эффекта прироста от отключения достаточно рентабельной скважины x10. В результате расчёта эффект вышел отрицательным, что говорит о нереализованном потенциале x10 даже несмотря на забойное давление 3,05 МПа.

В сценарии 10 стало добавление к сценарию 2 скважины х6 вместо х5, так как первая расположена на ветке, выходящей на один из центральных узлов нефтесбора. Данная замена была проверкой взаимного влияния положительного эффекта от более ближнего расположения к узлам и отрицательного – от увеличения объёма отключаемого дебита нефти.

Расположение скважин-кандидатов и показатели линейного давления на общей схеме нефтесборного коллектора приведено на рисунке 8.

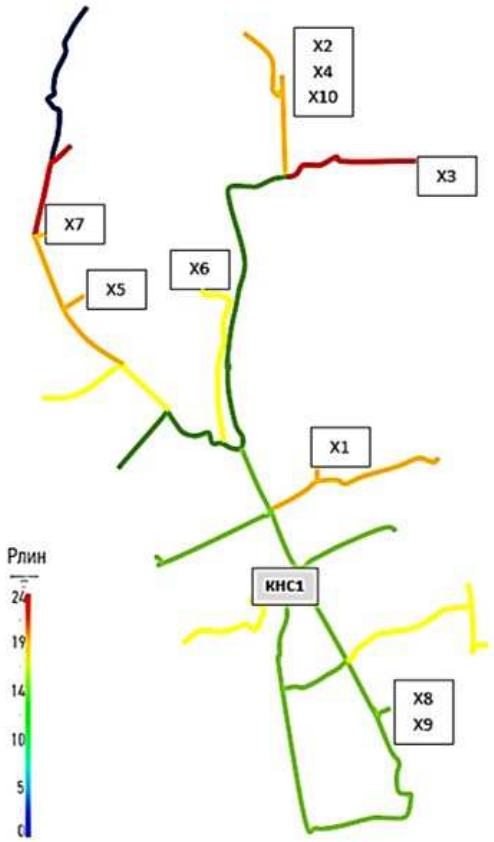

Рисунок 8 – Расположение скважин-кандидатов и показатели линейного давления на общей схеме нефтесборного коллектора

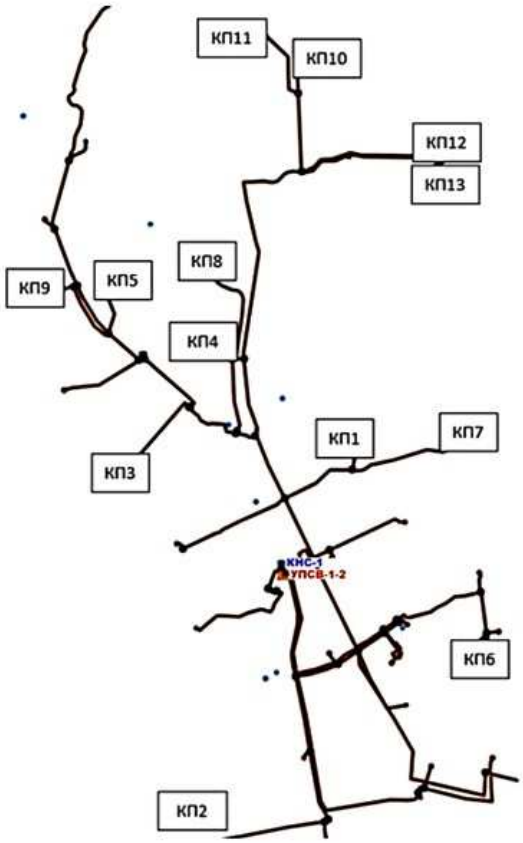

Рисунок 9 – Расположение кустовых площадок со скважинами, получившими прирост по дебиту нефти

Сравнение добычи нефти по сценариям отключения скважин с базовым вариантом показано в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнение добычи нефти по сценариям отключения скважин с базовым вариантом

Сценарий	$Q_ж$, тыс. м^3	$Q_н$, тыс. тонн	d$Q_ж$, тыс. м3	d$Q_н$, тонн	$Q_ж$ откл., тыс. м^3	$Q_н$ откл., тонн	Обв. откл, %
Базовый	430,597	60,673	–	–	–	–	–
1	421,302	60,994	–15,169	321	–53,314	–564	98,76
2	404,887	61,452	–25,710	779	–42,060	–354	99,01
3	373,350	60,247	–57,247	–426	–68,595	–771	98,68
4	399,828	60,548	–30,769	–124	–35,594	–273	99,10
5	395,630	60,518	–34,967	–155	–35,197	–292	99,03
6	410,893	60,666	–7,383	–7	–50,874	–510	98,83
7	405,411	61,072	–25,186	399	–44,561	–375	99,01
8	406,788	60,592	–23,809	–81	–49,441	–458	98,92
9	388,955	60,622	–41,642	–51	–46,879	–472	98,82
10	391,376	60,470	–39,221	–203	–44,408	–426	98,88

Таким образом, наибольший эффект обеспечило отключение скважин х1, х3, х4 и х5 по сценарию 2 с потерями по добыче 354 тонн (или 11,79 тонн/сут.), но с суммарным по месторождению месячным приростом к добыче за счёт реализации потенциала остального фонда в 1132 тонн (или 37,74 тонн/сут.). В таблице 5 приведены отключаемые по сценарию 2 скважины.

Таблица 5 – Отключаемые по сценарию 2 скважины

Скважины	$Q_ж$, м^3/сут.	$Q_н$, тонн/сут.	Обводнённость, %	$P_{заб}$, МПа	$P_{пл}$, МПа	$P_{лин}$, МПа
х1	688	4,17	99,70	13,91	25,46	1,80
х3	254	2,65	97,50	9,30	17,65	2,40
х4	225	2,21	97,50	6,69	11,20	2,10
х5	212	2,76	98,90	5,58	19,56	2,00

Отключаемые скважины существенно влияли на нагрузку НСК из-за большого дебита жидкости. При этом дебит нефти на них не превышал 5 тонн/сут., что позволило отключить их без серьёзных потерь, средняя обводнённость составляла 98,81 %. Также каждая скважина располагается на отдельном от остальных трёх скважин участках, таким образом, охватывая все перегруженные ветки и наиболее полно реализуя ранее недостигнутый потенциал остальных менее обводнённых скважин.

Оценка снижения давления на насосное оборудование

Моделирование сценария 2 оптимизации действующего добывающего фонда показало прирост в 22,67 тонн/сут., эффект распределён между 13 кустовыми площадками и 53 скважинами (рис. 9). В таблице 6 приведены суммарные дебиты кустовых площадок с положительным эффектом до и после оптимизации.

Таблица 6 – Суммарные дебиты кустовых площадок с положительным эффектом до и после оптимизации

Куст	Кол-во скважин, ед.	Сумм. $Q_ж$ до мероприятия, м^3/сут.	Сумм. $Q_ж$ после мероприятия, м^3/сут.	d$Q_ж$ сумм	Относительное изменение $Q_ж$, доли ед.	Сумм. $Q_н$ до мероприятия, тонн/сут.	Сумм. $Q_н$ после мероприятия, тонн/сут.	d$Q_н$ сумм, тонн/сут.	Относительное изменение $Q_н$, доли ед.
КП1	2	850	234	–616	–0,725	11,79	8,62	**–3,17**	–0,269
КП2	1	15	15,3	0,3	0,021	1,45	1,48	**0,03**	0,021
КП3	5	102	136,8	34,8	0,341	11,31	15,17	**3,86**	0,341
КП4	12	1122	1168,6	46,6	0,041	153,9	160,29	**6,39**	0,041
КП5	6	517	348,8	–168,2	–0,325	64,19	66,87	**2,68**	0,042
КП6	1	5	5,1	0,1	0,025	2,81	2,88	**0,07**	0,025
КП7	1	31	33	2,0	0,066	4,85	5,17	**0,32**	0,066
КП8	2	283	292,3	9,3	0,033	6,79	7,01	**0,22**	0,033
КП9	13	1225	1297,6	72,6	0,059	170,83	180,96	**10,13**	0,059
КП10	5	1326	1213,3	–112,7	–0,085	26,01	26	**–0,01**	–0,085
КП11	2	837	897,2	60,2	0,072	16,21	17,38	**1,17**	0,072
КП12	5	667	469,5	–197,5	–0,296	47,29	48,64	**1,35**	0,029
КП13	1	184	195,5	11,5	0,063	46,52	49,44	**2,92**	0,063
Сумм./ сред.	**56**	**7164**	**6307**	**–857**	**–0,055**	**564**	**590**	**25,95**	**0,04**

По относительному изменению дебита жидкости как отношению $\frac{Q_{ж}^{после}}{Q_{ж}^{до}}$ можно сделать вывод о влиянии отключённых скважин на ближние и дальние кустовые площадки (рис. 10). Однако данный эффект менее нагляден из-за падения дебита на самих кустах с отключёнными скважинами, из-за чего фактически наибольший прирост приходится на кустовые площадки, наиболее приближённые к кустам с отключёнными скважинами, но не на них самих (рис. 11).

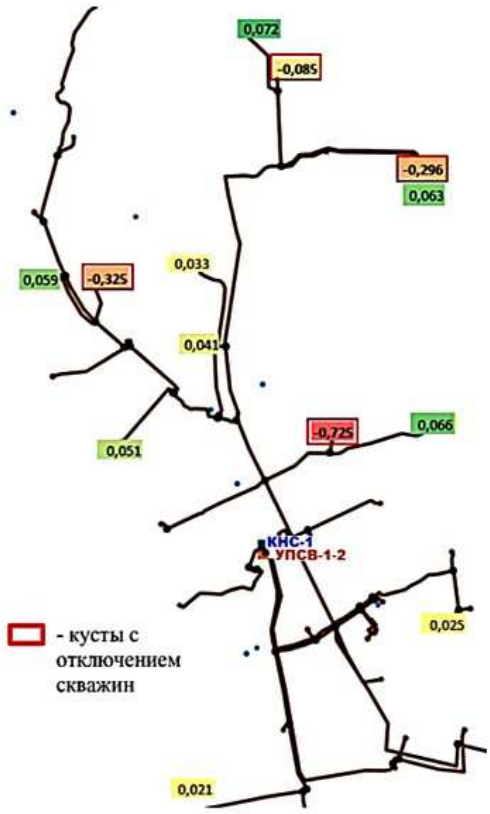

Рисунок 10 – Фактическое относительное изменение дебита жидкости

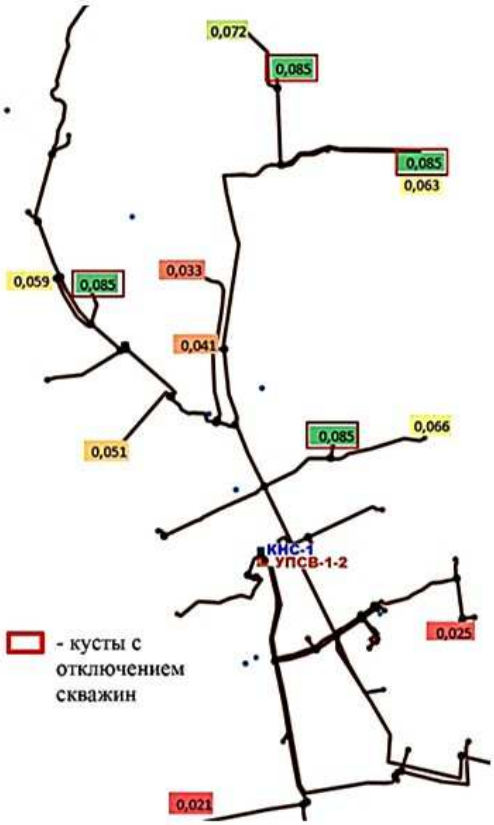

Рисунок 11 – Визуализация влияния отключения скважин в зависимости от удалённости кустов без учёта потерь по отключению

Помимо прироста до дебиту нефти, существенный эффект оптимизации добычи заключается в снижении нагрузки на насосное оборудование, что имеет как технологические, так и экономические преимущества. Изменение режимов работы насосного оборудования касается подземного (УЭЦН) и наземного оборудования в виде снижения линейного давления и нагрузки на кустовые насосные станции из-за уменьшения закачки воды в систему поддержания пластового давления.

Изменение забойного давления находится по формуле:

$$\Delta P_{заб} = \Delta P_{пл} - \frac{\Delta Q_{ж}}{K_{прод} \cdot 10_{\text{атм./МПа}}}, \quad (1)$$

где $\Delta P_{заб}$ – изменение забойного давления, МПа; $\Delta P_{пл}$ – изменение среднего пластового давления в области контура питания, МПа; $\Delta Q_{ж}$ – изменение дебита жидкости, м^3/сут.; $K_{прод}$ – коэффициент продуктивности, м^3/сут./атм.

Так как пластовое давление после проведения мероприятия существенно не меняется, формула принимает следующий вид:

$$\Delta P_{заб} = -\frac{\Delta Q_{ж}}{K_{прод} \cdot 10_{\text{атм./МПа}}}. \quad (2)$$

Результаты расчёта забойного давления приведены в таблице 7.

Для оценки влияния на линейное давление в расчёте будут использоваться исторические данные скважин при постоянном коэффициенте продуктивности, по которым строятся кривые VLP путём интерполяции точек и нахождения линейного давления при новой точке дебита жидкости и забойного давления. Далее приведён пример графиков VLP скважин куста КП3 (рис. 12–16).

Таблица 7 – Результаты расчёта забойного давления

Куст	Кол-во скважин, ед.	Сумм. $Q_ж$ до мероприятия, м^3/сут.	Сумм. $Q_ж$ после мероприятия, м^3/сут.	d$Q_ж$ сумм.	$K_{прод.}$ м^3/сут./МПа	$P_{заб}$ до мероприятия, МПа	$P_{заб}$ после мероприятия, МПа	d$P_{заб}$
КП1	2	850	234	–616	56,23	12,20	17,68	5,48
КП2	1	15	15,3	0,3	1,34	8,41	8,17	–0,24
КП3	5	102	136,8	34,8	40,41	4,90	4,73	–0,17
КП4	12	1122	1168,6	46,5	25,23	5,34	5,19	–0,15
КП5	6	517	348,8	–168,2	12,67	5,33	7,54	2,21
КП6	1	5	5,1	0,1	1,03	6,44	6,31	–0,13
КП7	1	31	33	2,0	1,93	4,18	3,12	–1,06
КП8	2	283	292,3	9,3	26,32	6,09	5,91	–0,18
КП9	13	1225	1297,6	72,6	30,78	9,16	8,98	–0,18
КП10	5	1326	1213,3	–112,7	76,86	6,94	7,23	0,29
КП11	2	837	897,2	60,2	40,03	8,90	8,15	–0,75
КП12	5	667	469,5	–197,5	20,52	7,32	9,24	1,92
КП13	1	184	195,5	11,5	8,23	8,79	7,39	–1,4
Сумм./ сред.	**56**	**7164**	**6307**	**–857**	**26,27**	**7,02**	**7,47**	**0,46**

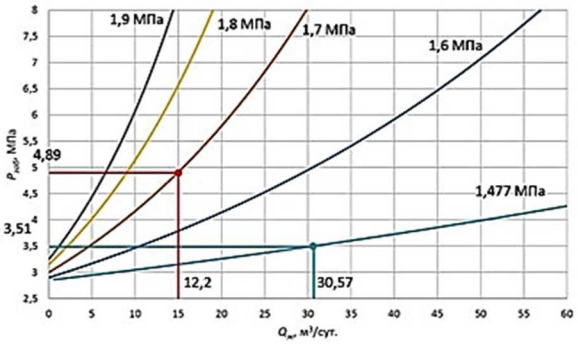

Рисунок 12 – Кривые VLP при различном линейном давлении скважины 1 кустовой площадки КП3

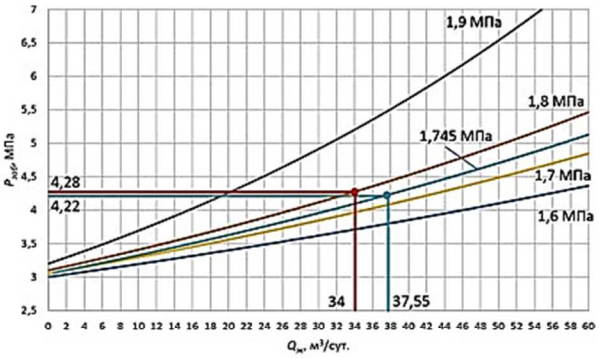

Рисунок 13 – Кривые VLP при различном линейном давлении скважины 2 кустовой площадки КП3

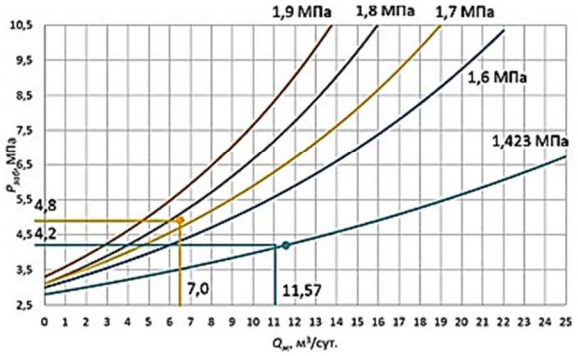

Рисунок 14 – Кривые VLP при различном линейном давлении скважины 3 кустовой площадки КП3

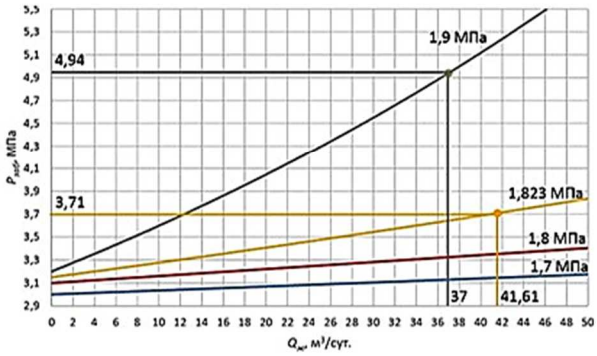

Рисунок 15 – Кривые VLP при различном линейном давлении скважины 4 кустовой площадки КП3

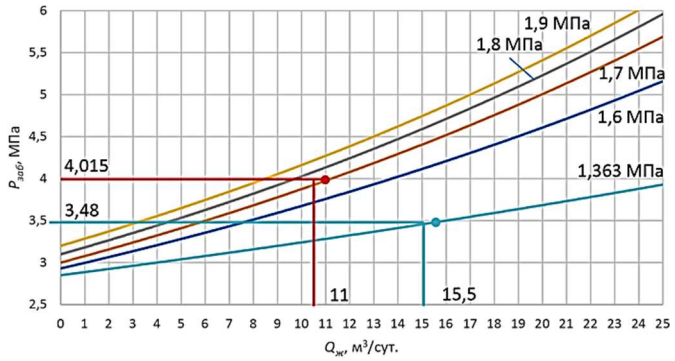

Рисунок 16 – Кривые VLP при различном линейном давлении скважины 5 кустовой площадки КП3

Ниже приведён пример расчёта линейного давления кустовой площадки КП3 с 4 скважинами. По кривым VLP получаем ожидаемое линейное давление каждой скважины одной кустовой площадки. Для расчёта усреднённого давления, фактически обеспечиваемое кустом, находим среднее $P_{лин}$ по скважинам с учётом доли каждой в общем дебите жидкости куста.

$$P_{лин} = \frac{\sum P^i_{лин} \cdot Q^i_ж}{\sum Q^i_ж}, \quad (3)$$

где $P^i_{лин}$ – линейное давление скважины без учета влияния окружения, МПа; $Q^i_ж$ – дебит жидкости скважины, м^3/сут.

$$P_{лин} = \frac{1{,}477 \cdot 30{,}57 + 1{,}745 \cdot 37{,}55 + 1{,}423 \cdot 11{,}57 + 1{,}823 \cdot 41{,}61 + 1{,}363 \cdot 15{,}5}{136{,}8} = 1{,}64 \text{ МПа}.$$

Подобным образом рассчитывается линейное давление по всем кустам и скважинам на ветках нефтесборного коллектора, которые отреагировали на изменение добычи жидкости от отключения скважин-кандидатов (табл. 8).

Таблица 8 – Результаты расчёта линейного давления после мероприятия

Куст	Кол-во скважин, ед.	Сумм. $Q_ж$ до мероприятия, м^3/сут.	Сумм. $Q_ж$ после мероприятия, м^3/сут.	d$Q_ж$ сумм.	$K_{прод}$. м^3/сут./МПа	$P_{лин}$ до мероприятия, МПа	$P_{лин}$ после мероприятия, МПа	d$P_{лин}$
КП1	2	850	234	–616	56,23	1,8	1,45	–0,35
КП2	1	15	15,3	0,3	1,34	1,6	1,58	–0,02
КП3	5	102	136,8	34,8	40,41	1,7	1,64	–0,06
КП4	12	1122	1169	47,0	25,23	1,5	1,43	–0,07
КП5	6	517	348,8	–168,2	12,67	2,0	1,67	–0,33
КП6	1	5	5,1	0,1	1,03	1,9	1,89	–0,01
КП7	1	31	33	2,0	1,93	1,7	1,59	–0,11
КП8	2	283	292,3	9,3	26,32	1,8	1,71	–0,09
КП9	13	1225	1298	73	30,78	2,1	1,81	–0,29
КП10	5	1326	1213	–113	76,86	2,1	1,73	–0,37
КП11	2	837	897,2	60,2	40,03	2,1	1,61	–0,49
КП12	5	667	469,5	–197,5	20,52	2,4	2,18	–0,22
КП13	1	184	195,5	11,5	8,23	2,8	2,49	–0,31
Сумм./ сред.	**56**	**7164**	**6307**	**–857**	**26,27**	**1,96**	**1,75**	**–0,209**

Таким образом, выполнен расчёт изменения дебита жидкости, нефти, забойного и линейного давления. С учётом потерь дебита на отключение 4-х скважин суммарный

прирост составил 25,95 тонн/сут. В масштабах всего месторождения данный эффект не будет существенным, однако и не требует каких-либо затрат на проведение мероприятия. Снижение нагрузки на насосное оборудование также имеет технологический и экономический эффект. По результатам моделирования и расчётам забойное давление изменилось на 1,97 МПа – с 7,23 МПа до мероприятия до 9,20 МПа после в среднем по кустовым площадкам. По скважинам в среднем $P_{заб}$ увеличилось на 0,45 МПа – с 7,02 до 7,47 МПа. Линейное давление, ранее в среднем по отреагировавшим участкам составлявшее 1,96 МПа, упало на 0,21 МПа – до 1,75. На рисунке 17 приведена схема трубопровода с цветовым обозначением давления после мероприятия по оптимизации.

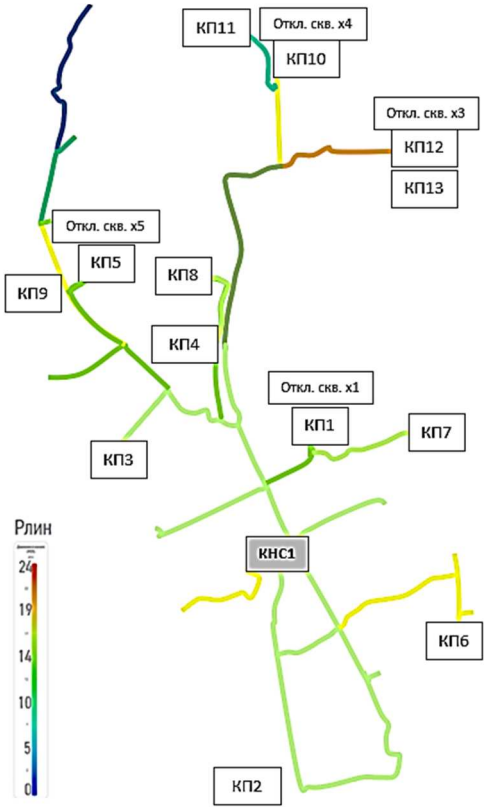

Рисунок 17 – Распределение линейного давления по участкам трубопровода месторождения после оптимизации добывающего фонда

Заключение

В условиях исчерпания легкодоступных запасов нефти и роста обводнённости скважин особую актуальность приобретает рациональное управление эксплуатационным фондом и применение современных подходов к моделированию месторождений. Одним из перспективных направлений является использование гибридного интегрированного моделирования активов, объединяющего гидродинамическое моделирование, моделирование сетей сбора и транспорта продукции, а также экономические параметры. Такой подход позволяет не только точнее прогнозировать поведение месторождения при различных сценариях разработки, но и своевременно принимать управленческие решения, направленные на повышение эффективности добычи и снижение эксплуатационных затрат.

В ходе проведённого исследования подтверждена практическая ценность отключения экономически неэффективных скважин с высокой обводнённостью. Вывод их из эксплуатации позволяет снизить уровень линейного давления в системе, перераспределить нагрузку на более продуктивные скважины и, как следствие, повысить забойное давление на оставшихся в работе объектах. Данный подход демонстрирует положительное влияние на энергопотребление, устойчивость работы системы ППД и общее снижение удельных затрат на тонну добытой нефти. Кроме того, оптимизация

фонда способствует продлению жизненного цикла месторождения за счёт устранения низкодебитных и убыточных объектов, ресурсы которых уже фактически исчерпаны.

Расчёт экономической эффективности предложенных мероприятий показал среднегодовой эффект в размере 93,65 млн рублей, что подтверждает актуальность рассматриваемого метода с точки зрения повышения рентабельности эксплуатации. При этом достигнуто повышение забойного давления в среднем на 0,45 МПа и снижение линейного давления на 0,21 МПа по отреагировавшему фонду скважин, что свидетельствует о благоприятных гидродинамических изменениях в системе. Таким образом, внедрение стратегии оптимизации фонда скважин на основе интегрированного моделирования и анализа технико-экономических показателей может быть рекомендовано как действенный инструмент повышения эффективности разработки зрелых нефтяных месторождений.

Литература

1. Балин Д.В. Оптимизация параметров системы разработки на основе многовариантных гидродинамических расчётов и нейронной прокси-модели // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 2(170). – С. 98–108. DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-98-108
2. Интегрированное моделирование как инструмент, повышающий эффективность разработки многопластового нефтегазоконденсатного месторождения / Е.В. Богданов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 52–55. DOI: 10.24887/00282448-2019-12-52-55
3. Бондаренко В.А. Анализ современных представлений о принципах моделирования и расчёта пород-коллекторов / В.А. Бондаренко, А.В. Лаврентьев, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 34–40.
4. Валишин Р.В. Описание методологии расчёта блочный. Инструменты оптимизации добычи и закачки. Управление добычей на текущих мощностях. Гибридная ИМА. v.1.36К / Р.В. Валишин, А.С. Самолов, М.В. Накаева. – 2023.
5. Вахитов Р.Н. Технико-экономические и геологические аспекты вынужденного сокращения добычи нефти / Р.Н. Вахитов, Е.В. Колесник, Р.О. Самсонов // Бурение и нефть. – 2020. – № 9. – С. 47–50.
6. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российского нефтегазового дела // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.
7. Гибридная интегрированная модель актива – гибкий инструмент для оперативного управления промыслом / О.В. Зоткин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 4. – С. 86–90. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-86-90
8. Ивановский В.Н. Ещё раз к вопросу об энергоэффективности электроприводных лопастных насосов / В.Н. Ивановский, С.А. Карелина // Территория Нефтегаз. – 2022. – № 1–2. – С. 34–38.
9. Лаврентьев А.В. Анализ состава и природы осложнений добычи нефти и газа на завершающей стадии разработки месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 1. – С. 47–60.
10. Методика определения причины обводнения скважин / В.А. Лушпеев [и др.] // Георесурсы. – 2013. – № 2(52). – С. 44–47.
11. Назипов В.Т. Автоматизации расчётов технологических показателей разработки месторождения при его заводнении с помощью прокси-модели / В.Т. Назипов, А.А. Мугатабарова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 272–274.
12. Нарыгин Э.И. Опыт проведения многовариантных расчётов с автоматизированной системой построения гидродинамической модели месторождения / Э.И. Нарыгин, А.П. Коваленко, К.Б. Кузив // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 5(90). – С. 22–26. DOI: 10.24412/2076-6785-20225-22-26
13. 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.
14. Петрушин Е.О. Анализ эффективности извлечения запасов нефти наклонно-направленными и горизонтальными скважинами на эксплуатационном объекте ЮВ1 крупного нефтегазоконденсатного многопластового месторождения с большим этажом нефтеносности / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, А.А. Мельникова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2025. – № 2(386). – С. 26–34.
15. Петрушин Е.О. Разработка методики по оптимизации исследований скважин с целью контроля за разработкой нефтегазоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Ар-

утюнян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2025. – № 4 (388). – С. 52–63.
16. Обоснование применимости внедрения нестационарных отборов жидкости в условиях карбонатного коллектора трещинно-порового типа, осложнённого газовой шапкой и активной подошвенной водой / Е.О. Петрушин [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2025. – № 2. – С. 24–31.
17. Рахмонкулов М.Т. Прогноз зон с остаточными запасами нефти для ввода ликвидированных скважин в повторную эксплуатацию // Экономика и социум. – 2023. – № 12-1(115). – С. 1330–1333.
18. Савенок О.В. Анализ проблем снижения продуктивности скважин в процессе их эксплуатации на Ай-Пимском месторождении / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: тезисы докладов Международной научно-практической конференции (15–16 ноября 2022 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – С. 109.
19. Сафиуллина Е.У. Выбор экономически целесообразного и технологически оптимального сценария разработки группы месторождений Денисовской площади / Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: тезисы докладов Международной научно-практической конференции (15–16 ноября 2022 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – С. 116.
20. Применение оптимизационных алгоритмов для управления добычей: снятие инфраструктурных ограничений / Д.Д. Сидоренко [и др.] // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2025. – Т. 10. – № 1(35). – С. 90–97. DOI: 10.51890/2587-7399-2025-10-1-90-97
21. Тагирова К.Ф. Повышение эффективности добычи нефти на основе координации управления технологическими процессами и объектами // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2008. – Т. 10. – № 2. – С. 48–52.
22. Халидов И.А. Вывод из эксплуатации нефтегазовых объектов: оценка обязательств и влияние на финансовую систему / И.А. Халидов, К.Н. Миловидов // Российский внешнеэкономический вестник. – 2024. – № 8. – С. 74–96. DOI: 10.24412/2072-8042-2024-8 74-96
23. Использование интегрированной модели для повышения эффективности эксплуатации нефтяных месторождений / Э.Р. Харасов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 5(258). – С. 6–13.
24. Шабонас А.Р. Оптимизация работы электроцентробежного насоса для повышения наработки на отказ // Нефтегазовое дело. – 2021. – № 8(632). – С. 30–36. DOI: 10.33285/0207-2351-2021-8(632)-30-36

References

1. Balin D.V. Optimization of field development scheme parameters using multivariant simulation and neural proxy-model // News of higher educational institutions. Oil and gas. – 2025. – № 2 (170). – P. 98–108. DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-98-108
2. Integrated modeling as a tool to increase the development efficiency of the multilayer oil-gas-condensate field / E.V. Bogdanov [et al.] // Oil industry. – 2019. – № 12. – P. 52–55. DOI: 10.24887/00282448-2019-12-52-55
3. Bondarenko V.A. Analysis of the modern beliefs about principle of modeling and calculation of the sorts-collector / V.A. Bondarenko, A.V. Lavrentiev, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 34–40.
4. Valishin R.V. Description of the calculation methodology for block 6K. Tools for optimizing production and injection. Production management at current capacities. Hybrid IMA. v.1.3 / R.V. Valishin, A.S. Samolov, M.V. Nakaeva. – 2023.
5. Vakhitov R.N. Technical-economic and geological aspects of forced reduction of oil production / R.N. Vakhitov, E.V. Kolesnik, R.O. Samsonov // Drilling and Oil. – 2020. – No. 9. – P. 47-50.
6. Griguletsky V.G. Flooding of fields – a fundamental issue of the modern Russian oil and gas industry // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
7. Hybrid integrated asset model – flexible oilfield management tool / O.V. Zotkin [et al.] // Oil industry. – 2023. – № 4. – P. 86–90. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-4-86-90
8. Ivanovskiy V.N. Once again on the energy efficiency of electrically driven vane pumps / V.N. Ivanovskiy, S.A. Karelina // Territory of Neftegaz. – 2022. – № 1–2. – P. 34–38.
9. Lavrentiev A.V. Analysis of the composition and natures of the complications of the mining to oils and gas on terminating stage of the development fields // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – № 1. – P. 47–60.
10. Methods of determining the cause of well bores flooding / V.A. Lushpeev [et al.] // Georesources. – 2013. – № 2(52). – P. 44–47.

11. Nazipov V.T. Automation of an oil field development engineering parameters during its water-flooding calculation with proxy model / V.T. Nazipov, A.A. Mugatabarova // Readings of A.I. Bulatov. – 2022. – Vol. 1. – P. 272–274.
12. Narygin E.I. Experience in conducting multivariate calculations with an automated system for constructing a hydrodynamic model of the field / E.I. Narygin, A.P. Kovalenko, K.B. Kuziv // Oil Gas Exposition. – 2022. – № 5(90). – P. 22–26. DOI: 10.24412/2076-6785-20225-22-26
13. Petrushin E.O. Field studies of inflow to horizontal wells and methods of intensifying oil and gas production / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, 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.
14. Petrushin E.O. Analysis of the efficiency of oil reserves recovery by directional and horizontal wells at YuV1 production facility of a large oil and gas condensate multi-layer field with a large oil-content level / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, A.A. Melnikova // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2025. – № 2(386). – P. 26–34.
15. Petrushin E.O. Development of a method for optimizing wells studies to control 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.
16. Justification of the applicability of introducing non-stationary fluid withdrawals in the conditions of a carbonate reservoir of the fractured-pore type, complicated by a gas cap and active bottom water / E.O. Petrushin [et al.] // Petroleum Engineer. – 2025. – № 2. – P. 24–31.
17. Rakhmonkulov M.T. Forecast of zones with remaining oil reserves for republishing aliquided wells // Economy and society. – 2023. – № 12-1(115). – P. 1330–1333.
18. Savenok O.V. Analysis of the problems of well productivity decline during their operation at the Ai-Pimskoye field / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Breakthrough technologies in exploration, development and production of hydrocarbon raw materials: abstracts of reports of the International scientific and practical conference (November 15–16, 2022, St. Petersburg). – SPb. : St. Petersburg Mining University, 2022. – P. 109.
19. Safiullina E.U. Selection of an economically feasible and technologically optimal scenario for the development of a group of deposits in the Denisovskaya area / E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Breakthrough technologies in exploration, development and production of hydrocarbon raw materials: abstracts of reports of the International scientific and practical conference (November 15–16, 2022, St. Petersburg). – SPb. : St. Petersburg Mining University, 2022. – P. 116.
20. Application of optimization algorithms to production management: removing infrastructure constraints / D.D. Sidorenko [et al.] // PRONEFT. Professionally about oil. – 2025. – Vol. 10. – № 1 (35). – P. 90–97. DOI: 10.51890/2587-7399-2025-10-1-90-97
21. Tagirova K.F. Increasing the efficiency of oil production based on the coordination of management of technological processes and objects // Bulletin of the Ufa State Aviation Technical University. – 2008. – Vol. 10. – № 2. – P. 48–52.
22. Khalidov I.A. Decommissioning of oil and gas facilities: assessment of liabilities and impact on the financial system / I.A. Khalidov, K.N. Milovidov // Russian Foreign Economic Bulletin. – 2024. – № 8. – P. 74–96. DOI: 10.24412/2072-8042-2024-8 74-96
23. Integrated model using for improving the efficiency of the oil and gas fields operation / E.R. Harasov [et al.] // Oil. Gas. Innovations. – 2022. – No. 5 (258). – P. 6–13.
24. Shabonas A.R. Electric submersible pump operation mode optimization to increase the run-to-failure time // Oil and Gas Business. – 2021. – № 8(632). – P. 30–36. DOI: 10.33285/0207-2351-2021-8(632)-30-36