УДК 622.279

СОЗДАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ III ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

♦♦♦♦♦

CREATION OF A COMPREHENSIVE GEOLOGICAL AND TECHNICAL MODEL TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF DEVELOPMENT OF THE III OPERATIONAL FACILITY OF AN OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Жарикова Наиля Халимовна
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Кусова Лизавета Генадиевна
студентка направления подготовки 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии»,
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
kusovalisa@gmail.com

Кусова Дарья Генадиевна
студентка направления подготовки 38.03.01 «Экономика предприятия и организации»,
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
d_kusova@inbox.ru

Аннотация. Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Западной Сибири, является одним из крупнейших газовых месторождений России и играет ключевую роль в обеспечении энергетической безопасности страны. Долгосрочная эксплуатация и растущие требования к эффективности разработки требуют внедрения современных технологий и методов, которые помогут оптимизировать процессы добычи углеводородов и снизить эксплуатационные затраты. В этой связи создание комплексной геолого-технической модели для III эксплуатационного объекта месторождения становится важной задачей для обеспечения устойчивого и эффективного использования этого природного ресурса. Комплексная геолого-техническая модель объединяет геологическую, гидродинамическую и модель системы сбора, что даёт возможность более точно анализировать углеводородные запасы, прогнозировать их поведение и повысить эффективность разработки.

Zharikova Nailia Khalimovna
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields,
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields,
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Kusova Lizaveta Genadievna
Student training direction 21.05.06 «Oil and Gas Equipment and Technologies»,
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
kusovalisa@gmail.com

Kusova Daria Genadievna
Student training direction 38.03.01 «Economy of Enterprise and Organization»,
Empress Catherine II
Saint Petersburg Mining University
d_kusova@inbox.ru

Annotation. The oil and gas condensate field in question, located in Western Siberia, is one of the largest gas fields in Russia and plays a key role in ensuring the country's energy security. Long-term operation and increasing demands on development efficiency require the introduction of modern technologies and methods that will help optimize hydrocarbon production processes and reduce operating costs. In this regard, the creation of a comprehensive geological and technical model for the III operational facility of the field becomes an important task for ensuring sustainable and efficient use of this natural resource. A comprehensive geological and technical model combines geological, hydrodynamic and collection system models, which makes it possible to more accurately analyze hydrocarbon reserves, predict their behavior and increase development efficiency.

Ключевые слова: геологическая модель; структурная модель пластов; создание модели литологии; создание модели фильтрационно-емкостных свойств; создание модели насыщения; подсчёт начальных геологических запасов углеводородов; гидродинамическая модель; модель системы сбора; анализ текущего состояния разработки III эксплуатационного объекта.

Keywords: geological model; structural model of layers; creation of a lithology model; creation of a model of filtration and capacity properties; creation of a saturation model; calculation of initial geological reserves of hydrocarbons; hydrodynamic model; collection system model; analysis of the current state of development of the III operational facility.

Общие сведения о месторождении

Территория рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения (далее НГКМ) административно находится в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Географически месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской равнины в пределах Надым-Пурского междуречья.

Геологическая структура месторождения включает в себя песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, располагающиеся на метаморфизованных породах палеозойского складчатого фундамента.

При выделении продуктивных пластов и их группировании в самостоятельные подсчётные объекты учитывался комплекс данных, включающих в себя сведения о наличии или отсутствии газогидродинамической связи между пластами по результатам корреляции разрезов и исследований скважин, результаты опробования и промыслово-геофизическую характеристику продуктивной части разреза, определяющие положение газожидкостных контактов.

Общие принципы выделения подсчётных объектов на НГКМ сводятся к следующему:

1) при объединении пластов в один подсчётный объект они были сгруппированы таким образом, что между газоконденсатными пластами не имелось водоносных пластов;

2) подсчётные объекты включали в себя пласты, близкие как по термодинамическим параметрам, так и по их физико-литологическим характеристикам;

3) группы газовых и газоконденсатных пластов, имеющие единую поверхность ГВК, объединялись в единые подсчётные объекты.

В результате на месторождении выделено 14 подсчётных объектов: $ПК_6$, $ПК_8$, $ПК_9^0$, $ПК_9$, $ХМ_2$, $ХМ_3$, $ХМ_4$, $ХМ_5$, $ТП_1$, $ТП_2$, $ТП_3$, $БН_1$, $БН_{10}^1$ и $БН_{10}^2$.

Ниже приведена краткая характеристика III эксплуатационного объекта – залежи $ХМ_2$, $ХМ_3$, $ХМ_4$ и $ХМ_5$.

Пласт $ХМ_2$. Залежь пласта $ХМ_2$ вскрыта четырьмя разведочными скважинами № 59, 60, 64 и 66 на глубинах от 1592,0 м до 1608,0 м (а.о. – 1554,0–1561,0 м). В пределах развития пласта выделена одна газовая залежь. Толщина пласта варьируется от 9 м до 17 м со средним значением 14 м. Средняя эффективная толщина равняется 6,6 м.

По данным ГИС в разрезах скважин выделяется от 1 до 6 проницаемых пропластков, толщины которых колеблются от 0,9 до 4,2 м. Толщина перемычек, разделяющих проницаемые пропластки, колеблется в пределах 0,8–5,4 м. Песчано-алевритовые пропластки не выдержаны как по простиранию, так и по разрезу, часто они либо выклиниваются, либо сливаются с соседними выше- и нижезалегающими проницаемыми пропластками. Керном пласт не охарактеризован.

Газовая залежь пласта $ХМ_2$ пластовая, сводовая, водоплавающая. Высота залежи колеблется от 15 до 17 м, длина – 11 км, ширина – 6 км.

Пласт $ХМ_2$ испытан в четырёх скважинах (четыре объекта). По результатам испытаний во всех скважинах получены промышленные притоки газа, дебиты газа на 14-16 мм шайбах изменяются от 126,9 тыс. $м^3$/сут. до 479 тыс. $м^3$/сут. Газоводяной контакт с учётом результатов испытания и интерпретации данных ГИС принят на а.о. – 1564,5 м.

Пласт $ХМ_3$. Залежь пласта $ХМ_3$ вскрыта тремя разведочными скважинами № 59, 64 и 66 на глубинах от 1611,3 м до 1624,0 м (а.о. – 1571,0–1579,6 м). В пределах развития пласта выделена одна газовая залежь. Пласт имеет толщину от 3,9 м (скважина №

66) до 7,0 м (скважина № 59), в среднем составив 5,7 м. Эффективная толщина колеблется от 3,9 м до 5,5 м (в среднем 4,7 м).

По данным ГИС в разрезах скважин выделяется по два проницаемых пропластка, толщины которых колеблются от 0,5 до 4,8 м. Толщина перемычек, разделяющих проницаемые пропластки, составляет 1,0–2,5 м. Керном пласт не охарактеризован.

Газовая залежь пласта ХМ3 пластовая, сводовая. Высота газовой части колеблется от 15 до 17 м, длина – 10,5 км, ширина – от 6,0 до 6,5 км.

Во всех трёх скважинах (три объекта) проведены испытания пласта $ХМ_3$. По результатам испытаний получены промышленные притоки газа, дебиты газа изменяются от 35,3 тыс. м^3/сут. до 482 тыс. м^3/сут. Газоводяной контакт с учётом результатов испытания и интерпретации данных ГИС принят на а.о. – 1582,3 м.

Пласт $ХМ_4$. Залежь пласта ХМ4 вскрыта двумя разведочными скважинами № 59 и 64 на глубинах от 1631,0 м до 1642,0 м (а.о. – 1589,2–1593,1 м). В пределах развития пласта выделена одна газовая залежь. Толщина пласта варьируется от 20 м (скважина № 64) до 21 м (скважина № 59), при этом среднее значение составляет 20,5 м. Эффективная толщина колеблется в пределах от 11,3 м до 15,6 м со средним показателем 13,5 м. Газонасыщенные коллекторы варьируются от 3,3 м до 5,3 м со средним значением 4,3 м.

По данным ГИС в разрезах скважин выделяется от двух до семи проницаемых пропластков, толщины которых колеблются от 0,6 до 4,4 м. Толщина перемычек, разделяющих проницаемые пропластки, колеблется в пределах 0,2–2,0 м. Песчано-алевритовые пропластки не выдержаны как по простиранию, так и по разрезу, часто они либо выклиниваются, либо сливаются с соседними выше- и нижезалегающими проницаемыми пропластками. Керном пласт не охарактеризован.

Газовая залежь пласта ХМ4 пластовая, сводовая, водоплавающая. Высота залежи колеблется от 18 до 20 м, длина – 10 км, ширина – 5.5 км.

Пласт $ХМ_4$ испытан в двух скважинах (два объекта). По результатам испытаний в скважине № 59 получен промышленный приток газа дебитом 403,6 тыс. м^3/сут. на 16 мм шайбе. В скважине № 64 получен газ дебитом 103,1 тыс. м^3/сут. и вода – 31,2 м^3/сут. на 12 мм штуцере. Газоводяной контакт с учётом результатов испытания и интерпретации данных ГИС принят на а.о. – 1596,4 м.

Пласт $ХМ_5$. Залежь пласта $ХМ_5$ вскрыта разведочной скважиной № 59 в интервале 1653–1660 м (а.о. – 1611–1618 м). В пределах развития пласта выделена одна газовая залежь. Общая толщина пласта достигает 7 м. Эффективная толщина равна 3,6 м, что также соответствует толщине газонасыщенной части.

По данным ГИС в разрезе скважины выделен один пласт, состоящий из двух проницаемых пропластков, толщины которых изменяются от 1,5 м до 2,1 м. Керном данная толща не охарактеризована.

Газовая залежь пласта $ХМ_5$ пластовая, сводовая, водоплавающая. Высота залежи в пределах 10 м, длина – 9 км, ширина – варьируется от 0,5 до 5 км.

По результатам испытаний пласта ХМ5 получен промышленный приток газа. Дебит газа составил 345,6 тыс. м^3/сут. на 14 мм шайбе. Газоводяной контакт с учётом результата испытания и интерпретации данных ГИС по скважине № 59 принят условно по подошве коллектора на а.о. – 1615,4 м.

В таблицах 1 и 2 приведено состояние запасов углеводородов на 01.01.2024 г.

Таблица 1 – Сведения о запасах свободного газа на государственном балансе по состоянию на 01.01.2024 г.

Пласт	Начальные геологические запасы, млн м^3		КИГ, доли ед.		Начальные извлекаемые запасы, млн м^3		Остаточные извлекаемые запасы, млн м^3	
	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
НБ	9879	–	1,00	–	9879	–	9879	–
$ПК_1$	2347126	–	1,00	–	2347126	–	419594	–
$ПК_6$	249	2641	1,00	1,00	249	2641	249	2641
$ПК_8$	4175	–	1,00	–	4175	–	3979	–
$ПК_9^0$	2744	–	1,00	–	2744	–	2077	–

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
$ПК_9$	14454	–	1,00	–	14454	–	12777	–
$ХМ_2$	9925	–	1,00	–	9925	–	7209	–
$ХМ_3$	5701	–	1,00	–	5701	-	4895	–
$ХМ_4$	3311	–	1,00	–	3311	–	2744	–
$ХМ_5$	2016	–	1,00	–	2016	–	1250	–
$ХМ_6$	1116	1260	1,00	1,00	1116	1260	1116	1260
$ТП_1$	20751	–	1,00	–	20751	–	15669	–
$ТП_2$	8724	–	1,00	–	8724	–	5411	–
$ТП_3$	1545	–	1,00	–	1545	–	1545	–

Таблица 2 – Сведения о запасах конденсата на государственном балансе по состоянию на 01.01.2024 г.

Пласт	Начальные геологические запасы, тыс. тонн		КИК, доли ед.		Начальные извлекаемые запасы, тыс. тонн		Остаточные извлекаемые запасы, тыс. тонн	
	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)	$АВ_1$ ($С_1$)	$В_2$ ($С_2$)
$ПК_8$	3	–	0,85	–	3	–	3	–
$ПК_9^0$	4	–	0,85	–	4	–	4	–
$ПК_9$	22	–	0,85	–	19	–	18	–
$ХМ_2$	19	–	0,86	–	17	–	14	–
$ХМ_3$	11	–	0,86	–	10	–	10	–
$ХМ_4$	7	–	0,86	–	6	–	6	–
$ХМ_5$	4	–	0,86	–	4	–	3	–
$ХМ_6$	2	3	0,86	0,86	2	3	2	3
$ТП_1$	84	–	0,88	–	73	–	62	–
$ТП_2$	35	–	0,88	–	31	–	24	–
$ТП_3$	6	–	0,88	–	5	–	5	–

Анализ текущего состояния разработки месторождения

Состояние фонда скважин

По состоянию на 01.01.2024 г. на балансе предприятия-недропользователя находится 27 эксплуатационных скважин. Скважины оборудованы лифтовыми колоннами диаметром 89 мм, спущенными до кровли продуктивного пласта (26 скважин – № **204, **206, **207, **208, **209, **210, **211, **212, **213, **301, **302, **303, **304, **305, **306, **307, **308, **401, **402, **403, **404, **405, **406, **407, **408 и **409), и диаметром 114 мм (1 скважина – № **202). Скважина № **202 имеет субгоризонтальное окончание ствола, оборудованное хвостовиком-фильтром ФС-114. НКТ в скважине спущены до головы хвостовика на отметке 1858,5 м.

Действующий фонд на отчётный срок составил 24 скважины. В бездействии находятся скважины № **204, **402 и **405.

Анализ энергетического состояния залежей

Давление в пласте ПК8 на периферии снизилось до величины 11,25 МПа (21,32 % от начального), отмечается формирование единой депрессионной воронки с локальным минимумом в районе скважины № **408, где пластовое давление достигло значения 10,65 МПа (25,52 % от начального).

Пласт $ПК_9^0$ вырабатывается интенсивнее, причём при достаточно обширном охвате площади залежи фондом скважин наиболее сильно вырабатываются запасы её северной части. Отмечается локальный минимум в районе скважины № **401 с пластовым давлением, составляющим 9,70 МПа (30,71 % от начального).

Пласт ПК9 вскрыт во всех скважинах, пробуренных на IV эксплуатационный объект. На карте изобар отмечается формирование единой депрессионной воронки с минимальным пластовым давлением в районе скважины № **401 9,75 МПа (33,67 % от начального).

Средневзвешенное пластовое давление в целом по IV эксплуатационному объекту на 01.01.2024 г. составило 11,54 МПа.

Пластовое давление в залежи $ХМ_2$ III объекта эксплуатации снизилось до 10,80 МПа (30,77 % от начального), при этом сформирована единая депрессионная воронка, охватывающая практически весь фонд эксплуатационных скважин. В пласте $ХМ_3$ давление на внешнем газоводяном контакте снизилось до 12,4 МПа (21,02 % от начального). В районе скважин № **305 и **307 зарегистрировано минимальное пластовое давление на уровне 11,90 МПа, что составляет 24,20 % от исходного значения. Локальный минимум наблюдается в пласте ХМ4 у скважины № **301, где давление равно 12,80 МПа (18,99 % от начального уровня). В пласте $ХМ_5$ депрессионная воронка находится вблизи скважины № **302, где пластовое давление составляет 11,40 МПа, что соответствует 28,30 % от начального давления.

Средневзвешенное пластовое давление в целом по III эксплуатационному объекту на 01.01.2024 г. составило 11,98 МПа.

Пласты ТП1 и ТП2 вскрыты во всех скважинах эксплуатационного фонда, пробуренных на объект II. В залежи пласта ТП1 минимальное пластовое давление в районе скважины № **202 составляет 10,60 МПа. В пласте ТП2 минимальное пластовое давление отмечается в районе скважины № **206 и составляет 10,60 МПа (36,15 % от начального).

Средневзвешенное пластовое давление в целом по II эксплуатационному объекту на 01.01.2024 г. составило 12,09 МПа.

Контроль изменений текущей газонасыщенности и положений ГВК

За период 07.2023-01.2024 гг. временные замеры нейтронного каротажа проведены в семи скважинах № **206, **207, **208, **403, **406, **407 и **408, по которым далее проводится актуализация оценки текущей газонасыщенности.

При оценке подъёмов ГВК, газонасыщенных толщин, использовались начальные отметки ГВК, принятые по результатам оперативного подсчёта запасов 2018 года.

Пласт $ХМ_2$

В скважине № **204 по данным НК от 02.04.2022 г. прогнозируется снижение газонасыщенности в интервале 1995,0-1996,2 м (а.о. – 1564,4–1565,4 м), отмечается заколонное движение флюида из водонасыщенного пласта $ХМ_1$ в газонасыщенный пласт $ХМ_2$.

Скважина № **206. По данным ГИС-К в 2021 и 2023 гг. отмечается снижение газонасыщенности в интервале 1683,9–1694,7 м фактически по всему разрезу пласта $ХМ_2$. Вероятные источники обводнения – заколонные перетоки пластовой воды сверху из пласта $ХМ_1$, диагностируемые по термометрии. В ближайшей скважине № **302 по данным НК от 18.06.2023 г. снижение газонасыщенности и подъём ГВК в пласте не выявлены.

Скважина № **207. По данным НК в 2020 и 2023 гг. положение ГВК находится в интервале плотных и глинистых пород от 1893,0 до 1894,5 м (а.о. – 1561,5–1562,8 м), а также снижение газонасыщенности в интервале 1891,3–1893,0 м (а.о. – 1560,0–1561,5 м). Начальное положение ГВК на дату вскрытия бурением (07.06.2014 г.) по подошве нижнего газонасыщенного прослоя составляет 1895,4 м (а.о. – 1563,5 м).

Скважина № **208. По данным НК в 2023 году снижение газонасыщенности и подъём ГВК не выявлены.

Скважина № **211. По данным НК от 07.2022 г. снижение газонасыщенности и подъём ГВК в пласте $ХМ_2$ не выявлены.

Скважина № **212. По данным от 28.08.2021 и 31.05.2023 г. отмечается значительное уменьшение временных показаний НК в интервале 1995–2004 м, подошва которого сопоставима по а.о. с кровлей коллектора залежи в разрезе скважины № **213. При этом по данным промыслово-геофизических исследований 2021 и 2023 гг. отмечается заколонное движение флюида в интервалах соответственно 1930,0–2020,0 м и 1969,5–2007,4 м, что может быть основной причиной снижения газонасыщенности пласта $ХМ_2$ – водоперетоками из пласта $ХМ_1$.

Скважина № **213. Отмечается снижение показаний НК 2021, 2022 гг. по сравнению с исследованиями 2019 года. При начальной газонасыщенности 0,380 доли ед.

по данным ГИС-бурение текущая газонасыщенность оценивается на уровне критической.

В скважинах № **301, **302, **303 и **304 по данным НК в 2023 году снижение газонасыщенности и подъём ГВК в разрезе пласта не выявлены.

В скважинах №№ **305, **306 и **308 по данным НК 2022 года подъём ГВК в пласте $ХМ_2$ не выявлен.

*По совокупности, приведённой выше информации подъём ГВК в пласте $ХМ_2$ прогнозируется локальным и незначительным – в пределах 0,7–2,0 м в скважине № **207.*

Пласт $ХМ_3$

В скважинах № **206, **207, **208, **211 и **212 по данным НК в 2022, 2023 гг. снижение газонасыщенности и подъёмы ГВК не выявлены.

Скважина № **213. По данным ГИС-К от 30.08.2021 и 23.08.2022 г. прогнозируется подъём ГВК в пласте $ХМ_3$ до отметки 1889,0 м. (а.о. – 1580,8 м) при отметке начального ГВК 1889,7 м (а.о. – 1581,4 м). Данный прогноз согласуется с промысловыми данными по ближайшей скважине № **308, в которой вторично вскрыт пласт $ХМ_3$ с нижними перфорационными отверстиями на отметке 1919,0 м (а.о. – 1581,0 м) при начальном положении ГВК в этом же пласте на а.о. – 1581,4 м. Скважина № **308 по данным гидродинамических исследований в 2021 и 2022 гг. отличается малым дебитом, большим выносом песка (удельный объём – до 0,004 $см^3/м^3$), воды (удельный объём – до 4,9 $см^3/м^3$), с содержанием пластовой воды по данным газохимического комплекса до 81 %.

В скважинах № **301, **302, **303, **304 и **308 по данным НК в 2022 и 2023 гг. подъём ГВК в пласте $ХМ_3$ не выявлен.

По совокупности, приведённой выше информации подъём ГВК в пласте $ХМ_3$ прогнозируется локальным и незначительным – 0,6 м в скважине № **213.

Пласт $ХМ_4$

В скважинах № *206, **207 и **208 по данным НК в 2023 году подъёмы ГВК не выявлены.

Скважина № **212. По данным НК от 31.05.2023 г. снижение газонасыщенности в интервале 2038,7–2041,4 м.

Скважина № **301. По сопоставлению временных замеров НГК 2021 и 2023 гг. текущий ГВК отмечается, как и начальный, в интервале глинистых пород: 1865,9–1868,1 м (а.о. – 1590,0–1592,1 м). При этом:

- уровень жидкости в стволе скважины перекрывает интервал залежи пласта;
- при исследованиях в 2021 году диагностировался заколонный водопереток из водонасыщенного интервала 1865,9–1881,7 м с выходом в ствол скважины через нижние перфорационные отверстия;
- в скважине вторично вскрыты пласты $ХМ_2$, $ХМ_3$ и $ХМ_4$ вблизи границы газовой и газоводяной зон.

Скважина № **302. По данным НК от 18.06.2023 г. снижение газонасыщенности и подъём ГВК в пласте не выявлены.

Скважина № **303. По сопоставлению временных замеров НГК отмечается подъём ГВК до глубины 1951,1 м (а.о. – 1589,9 м) с глубины начального ГВК 1952,4 м (а.о. – 1591,0 м).

Скважина № **304. Данные однозондового нейтронного каротажа от 20.06.2023 г. не являются кондиционными для задачи оценки текущей газонасыщенности и уровня ГВК в связи с перекрытием газированной внутрискважинной жидкостью нижней части пласта.

*По совокупности, приведённой выше информации подъём ГВК в пласте $ХМ_4$ прогнозируется локальным и незначительным – 1,1 м в скважине № **303.*

Пласт $ХМ_5$

В скважинах №№ **206, **207 и **208 по данным НК в 2023 году снижение газонасыщенности и подъёмы ГВК не выявлены.

Скважина № **211. По данным НК от 19-21.07.2022 г. прогнозируется снижение газонасыщенности в интервале 1819,8-1823,8 м (а.о. – 1609,1–1612,7 м) фактически по всей проницаемой части пласта. Начальная а.о. ГВК в ближайшей скважине № **212 составляет – 1615,2 м, т.е. всего на 2,5 м ниже отмеченного интервала. В скважине № **307 (ближайшей к скважине № **211) к внешнему контуру ГВК пласта $ХМ_5$ (с вторичным вскрытием пласта $ХМ_5$ в начале разработки) в 2020 году проведена изоляция интервала перфорации пласта в связи с его обводнением заколонным перетоком пластовой воды из пласта $ХМ_4$. Изоляция интервала перфорации пласта $ХМ_2$ проведена ранее, в 2019 году. На 07.2023 г. по скважине № **307 отмечается: по данным геохимических исследований 2021–2022 гг. большая минерализация выносимой жидкости с содержанием пластовой воды до 100 % и значительный вынос песка.

Скважина № *212. По данным НК от 31.05.2023 г. снижение газонасыщенности и подъём ГВК в пласте $ХМ_5$ не выявлены.

Скважины № **301, **302 и **303. По данным НК в 2023 году снижение газонасыщенности и подъём ГВК в разрезе пласта не выявлены.

Скважина № **304. Данные однозондового нейтронного каротажа от 20.06.2023 г. не являются кондиционными для задачи оценки текущей газонасыщенности и уровня ГВК в связи с перекрытием газированной внутрискважинной жидкостью нижней части перфорированного пласта.

По совокупности, приведённой выше информации подъём ГВК в пласте $ХМ_5$ не выявлен.

Геологическая модель

Построение трёхмерных геологических моделей продуктивных пластов III эксплуатационного объекта НГКМ выполнено по состоянию геолого-геофизической изученности на 01.01.2024 г.

Трёхмерная цифровая геологическая модель разработана с применением программного пакета tNavigator. В ходе разработки этой модели осуществлены следующие этапы работы:

- создание структурной модели;
- создание модели литологии;
- построение модели фильтрационно-емкостных свойств;
- построение моделей насыщения;
- оценка запасов углеводородов по трёхмерной геологической модели.

Построение трёхмерных геологических моделей рассматриваемого месторождения выполнялось с использованием приведённых ниже данных:

- координаты устьев скважин;
- инклинометрия;
- результаты интерпретации ГИС (кровля и подошва пропластков, характер насыщения, коэффициент пористости, проницаемости, водонасыщенности, нефте- и газонасыщенности, индекс литологии породы);
- стратиграфические отбивки по скважинам;
- структурная поверхность кровли коллектора.

Структурная модель пластов

Структурный каркас создан на основе информации, полученной в результате двухмерного геологического моделирования, которое включает стратиграфические разрезы скважин и структурные поверхности, определённые стратиграфическими границами и отражающими горизонтами. Эти изолинии послужили основой для формирования структурной поверхности, ставшей фундаментом трёхмерной геологической модели.

На следующем этапе разработаны карты флюидальных контактов. Поверхность начального положения ГВК также согласована с данными, полученными из скважин. Визуализация структурной модели (кровля, подошва и ГВК) пластов $ХМ_2$, $ХМ_3$, $ХМ_4$ и $ХМ_5$ показана на рисунке 1.

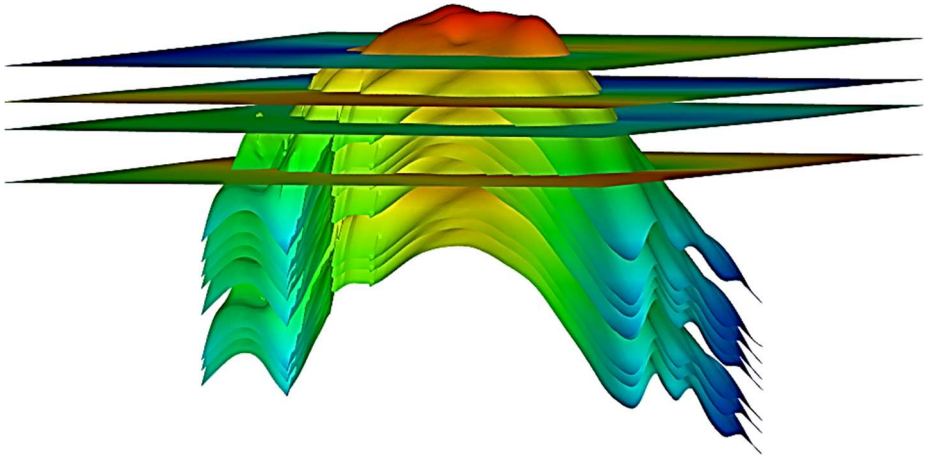

Рисунок 1 – Визуализация структурной модели (кровля, подошва и ГВК) пластов $ХМ_2$, $ХМ_3$, $ХМ_4$ и $ХМ_5$

Для построения сетки модели пластов $ХМ_2$, $ХМ_3$, $ХМ_4$ и $ХМ_5$ месторождения по латерали выбран одинаковый шаг сетки, равный 200 м.

Структурный каркас разбит по вертикали на элементарные слои конформно кровле и подошве каждого из пластов, при этом вертикальный инкремент моделей выбирался исходя из минимальной толщины прослоя коллектора, выделенного по ГИС (0,4 м). Таким образом, продуктивные пласты разбиты на слои толщиной в среднем по 0,4 м, водоносные – 1 м. Общая характеристика размерности модели приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики трёхмерной сетки геологической модели пластов

Пласт	Размерность ячейки			Количество ячеек, ед.		
	dX	dY	dZ	X	Y	Z
$ХМ_2$	200	200	0,4	68	71	48
$ХМ_3$						28
$ХМ_4$						60
$ХМ_5$						28

Создание модели литологии

Основой для построения литологической модели послужил ремасштабированные результаты интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) по двум литотипам: 0 – глина, 1 – песчаник. Дополнительно проведено создание 3D тренда с использованием кубов, полученных путём интерполяции геолого-статистического разреза по скважинам. В качестве алгоритма распространения параметра на сетку грида для каждого пласта выбран свой метод. Для $ХМ_2$ использовался метод SIS[3], для ХМ3 – SIS, для $ХМ_4$ – кригинг[4], для $ХМ_5$ – GRFS[5]. Конечный куб литологии дискретизирован таким образом, чтобы эффективные толщины и геологические объёмы модели максимально соответствовали утверждённым и укладывались в допустимые рамки расхождений.

На рисунках 2 и 3 представлена гистограмма распределения коллектора по трёхмерной модели, осреднённым скважинным данным и по исходным РИГИС.

[3] Метод Sequential Indicator Simulation (SIS) (последовательное индикаторное моделирование) используется для создания модели пласта и предназначен для распределения дискретных значений.

[4] Метод кригинга (kriging) используется в создании модели пласта для получения наилучшего в статистическом смысле единичного пространственного распределения фильтрационно-ёмкостных свойств.

[5] Метод Gaussian Random Fields (GRFs) используют для моделирования ожидаемой изменчивости распределений; метод подходит для работы с большими сетками данных и при изучении неопределённости.

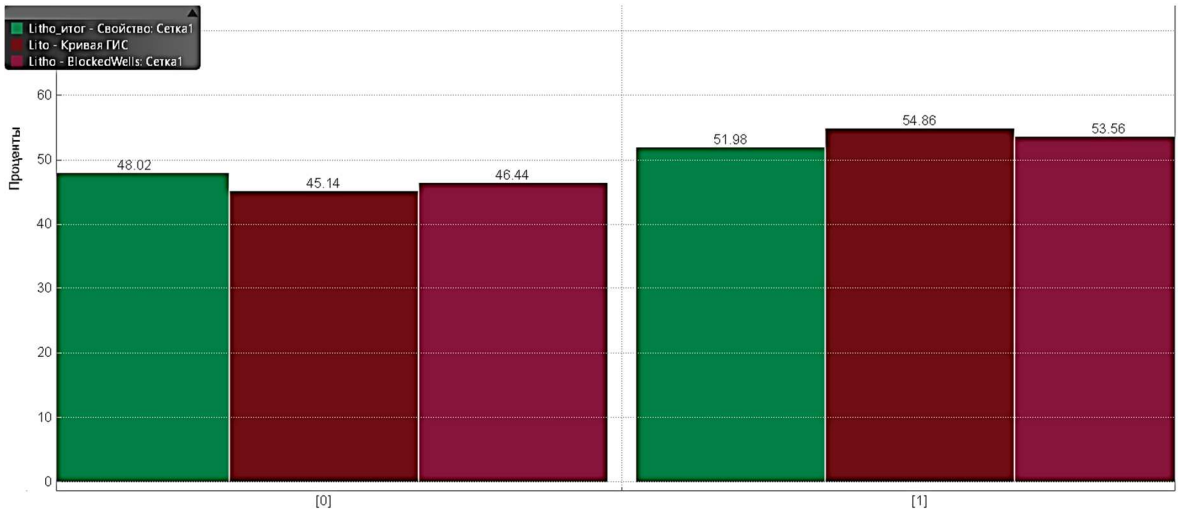

Рисунок 2 – Гистограмма распределения индекса коллектора по исходным, осреднённым на сетку скважинным данным, по трёхмерной модели и по данным ГИС для пласта $ХМ_2$

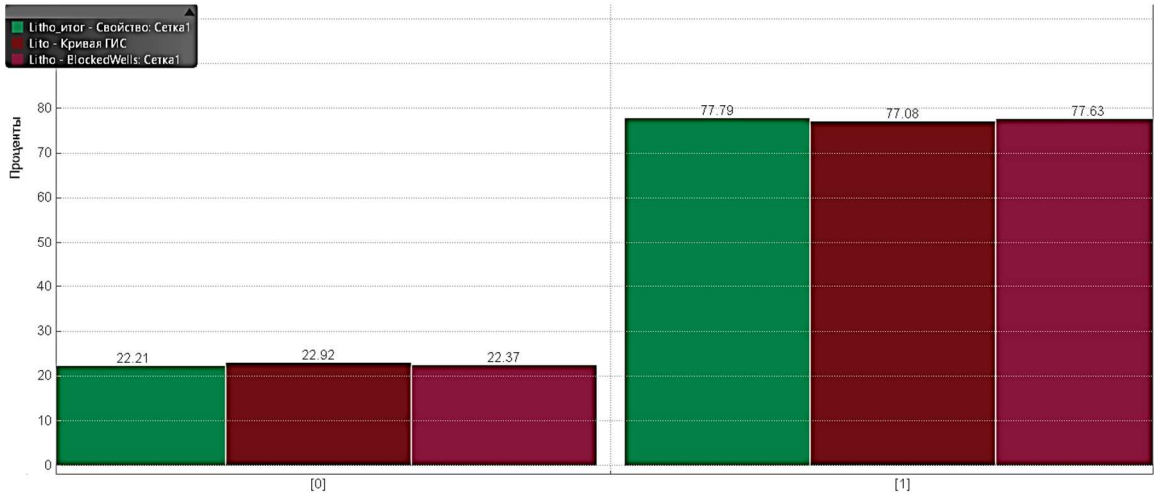

Рисунок 3 – Гистограмма распределения индекса коллектора по исходным, осреднённым на сетку скважинным данным, по трёхмерной модели и по данным ГИС для пласта $ХМ_3$

В целом, качество осреднения скважинных данных на сетку и качество построения куба можно считать хорошим, расхождение составило меньше 5 %.

Создание модели фильтрационно-емкостных свойств

Кривая пористости интерполирована по всему объёму залежи с помощью метода кригинга (рис. 4).

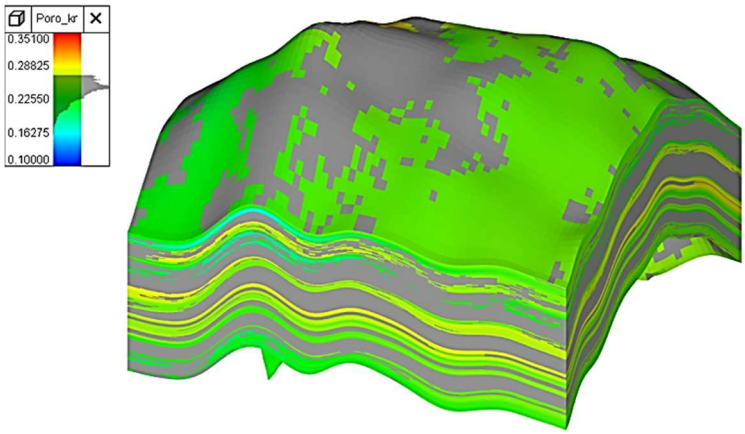

Рисунок 4 – Куб распределения пористости

Для оценки качества построения непрерывного параметра пористости на рисунках 5 и 6 приведено сопоставление распределения параметра по коллектору в исходных, ремасштабированных на сетку скважинных данных и трёхмерной модели.

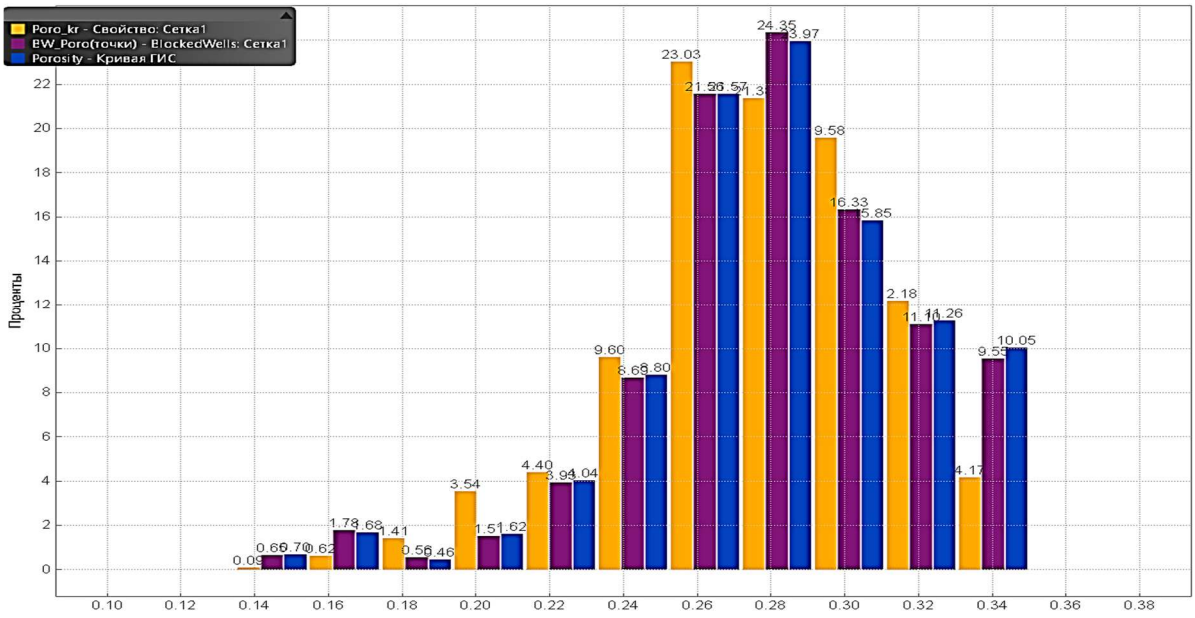

Рисунок 5 – Гистограмма распределения параметра пористости для пласта $ХМ_3$

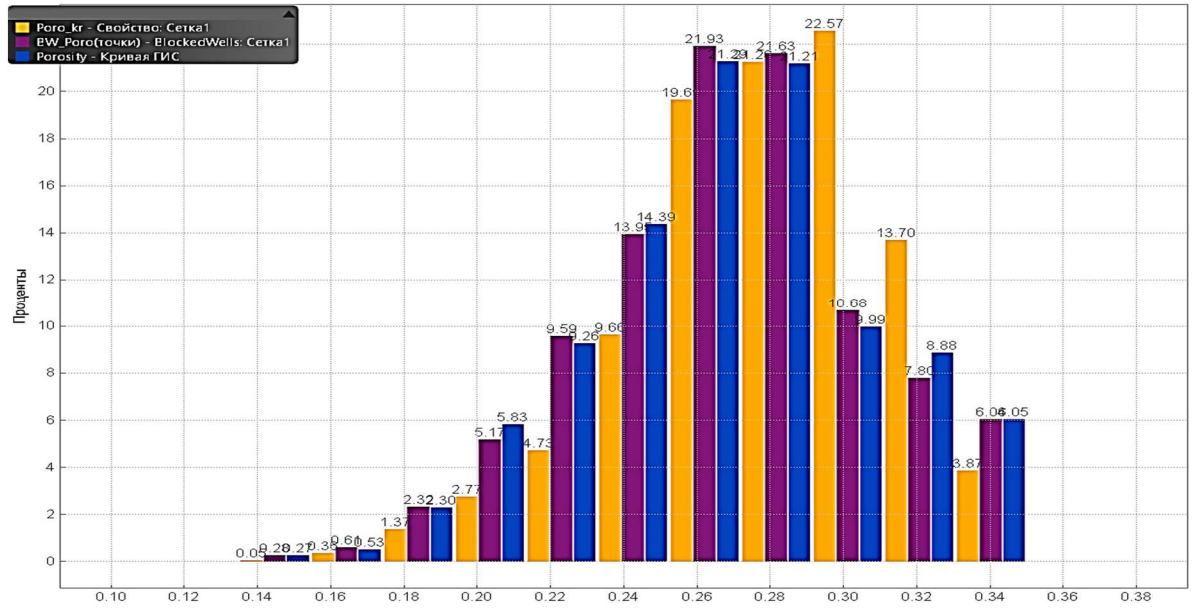

Рисунок 6 – Гистограмма распределения параметра пористости для пласта $ХМ_4$

Коэффициент эффективной пористости, являясь объёмной характеристикой коллектора, может быть функционально увязан с коэффициентом проницаемости, являющейся фильтрационным свойством породы. Для расчёта куба проницаемости использовалась зависимость:

$$K_{пр} = 10^{17{,}903 пористость - 2{,}528}.$$

Создание модели насыщения

Для расчёта модели водонасыщенности использовалась формула Кадди[6]. В качестве переменной использовался куб пористости. Газонасыщенность находилась путём вычитания из единицы водонасыщенности.

Гистограммы распределения параметра водонасыщенности исходных данных РИГИС скважин на геологическую модель предоставлены на рисунках 7 и 8.

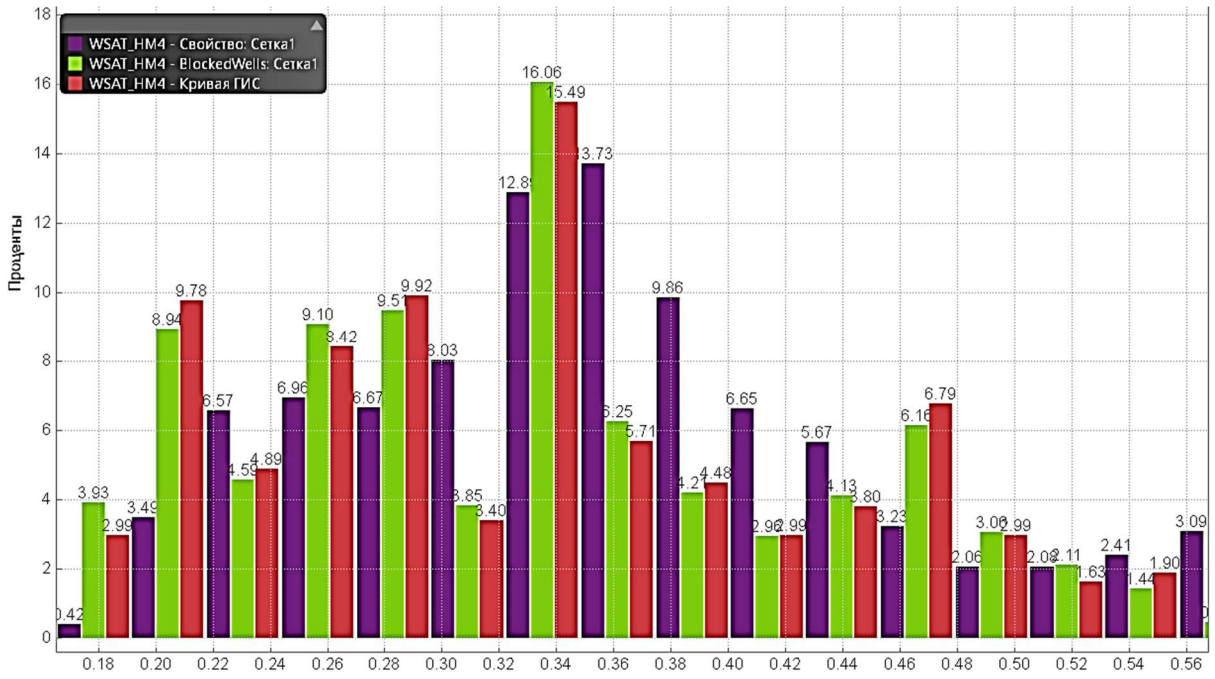

Рисунок 7 – Гистограмма распределения газонасыщенности для пласта ХМ4

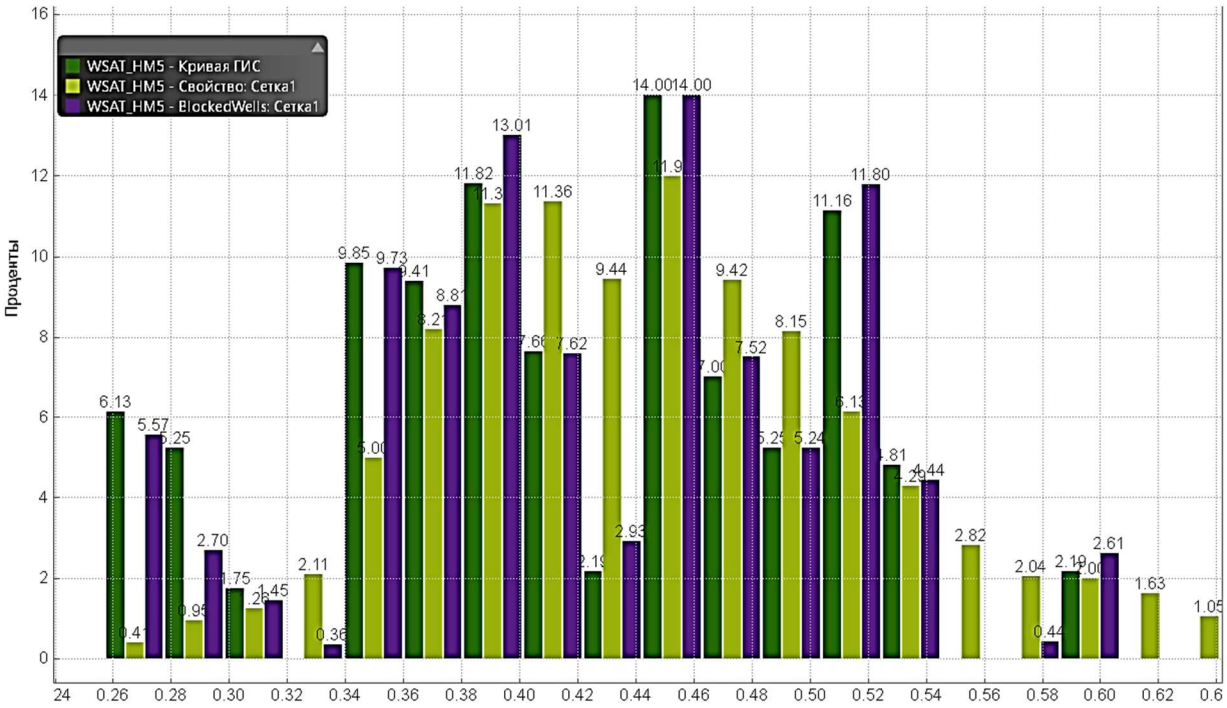

Рисунок 8 – Гистограмма распределения газонасыщенности для пласта ХМ5

[6] С помощью формулы Кадди можно построить куб водонасыщенности на основе имеющихся данных. Метод применяют, чтобы улучшить сходимость переходной зоны в геологических данных и прогнозы природных ресурсов.

Подсчёт начальных геологических запасов углеводородов

Оценка начальных геологических запасов газа по результатам трёхмерного моделирования производилась объёмным методом для каждой ячейки модели с последующим суммированием по всему объёму моделирования. В таблице 2 представлено сопоставление средних значений пористости, насыщенности, эффективных объёмов, запасов газа и нефти, полученных в результате геологического моделирования с запасами, представленными на утверждение в ГКЗ. Сопоставление проводилось по всей продуктивной газовой и нефтенасыщенной части трёхмерной модели.

Таблица 2 – Сопоставление подсчётных параметров и запасов газа

Пласт	Параметр	Представленные на утверждение	Полученные по геологической модели	Расхождение	
				абс. ед.	%
$ХМ_2$	Начальные геологические запасы газа, млн м^3	9520	9179	–341	–3,58
	Объём газонасыщенных пород, тыс. м^3	279396	273875	–5521	–1,98
	Средний коэффициент пористости (газонасыщенная часть), доли ед.	0,28	0,28	0	0
	Средний коэффициент начальной газонасыщенности, доли ед.	0,74	0,74	0	0
$ХМ_3$	Начальные геологические запасы газа, млн м^3	5353	5326	–27	–0,5
	Объём газонасыщенных пород, тыс. м^3	187666	186936	–730	–0,39
	Средний коэффициент пористости (газонасыщенная часть), доли ед.	0,28	0,28	0	0
	Средний коэффициент начальной газонасыщенности, доли ед.	0,63	0,62	–0,01	–1,59
$ХМ_4$	Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	2652	2551	–101	–3,81
	Объём газонасыщенных пород, тыс. м^3	85922	84536	–1386	–1,61
	Средний коэффициент пористости (газонасыщенная часть), доли ед.	0,29	0,29	0	0
	Средний коэффициент начальной газонасыщенности, доли ед.	0,64	0,64	0	0
$ХМ_5$	Начальные геологические запасы газа, млн м^3	1 584	1638	54	3,38
	Объем газонасыщенных пород, тыс. м^3	66215	67104	889	1,34
	Средний коэффициент пористости (газонасыщенная часть), доли ед.	0,27	0,27	0	0
	Средний коэффициент начальной газонасыщенности, доли ед.	0,56	0,56	0	0

Из таблицы видно, что средние значения подсчётных параметров и начальных запасов углеводородов по участкам пластов $ХМ_2$, $ХМ_3$, $ХМ_4$ и $ХМ_5$ рассматриваемого месторождения расходятся с утверждёнными менее чем на 5 %.

Гидродинамическая модель

Трёхмерная геолого-технологическая модель позволяет прогнозировать изменения в показателях разработки газовых месторождений и анализировать процессы, происходящие вблизи скважин. При выборе расчётной модели учитываются несколько ключевых факторов, включая геологическую структуру залежи, особенности коллектора, его неоднородность, а также емкостные и фильтрационные свойства продуктивных пластов. Существенное значение имеют физико-химические характеристики как насыщенных, так и закачиваемых флюидов, а также гидрогеологические особенности ме-

сторождения и региона в целом. Кроме того, в расчётах учитываются данные анализа эксплуатации и мониторинга процесса разработки.

Кроме того, трёхмерная газогидродинамическая модель выполняет ряд дополнительных задач, таких как:

- прогнозирование функционирования каждой отдельной скважины с учётом геологических особенностей разреза и данных предыдущих исследований;
- уточнение фильтрационных свойств пласта в перфорационных интервалах как пробуренных, так и проектируемых скважин;
- моделирование неоднородности геологической структуры, что позволяет более точно предсказывать распределение давления и движение флюидов в зонах расположения кустов скважин;
- обоснование дифференцированного вскрытия продуктивной зоны пласта, что способствует более эффективной разработке;
- расчёт потерь давления в стволе скважины при наличии воды или нефти в добываемом газе;
- оптимизация распределения добычи газа между скважинами и кустами, что позволяет прогнозировать наиболее эффективные технологические режимы работы скважин.

В качестве исходной информации для построения ГДМ использованы имеющиеся данные о петрофизических свойствах коллектора и физико-химических свойствах флюидов.

Апскейлинг

Трёхмерная геологическая модель не может использоваться при гидродинамическом моделировании, поэтому при создании трёхмерной сетки гидродинамической модели обязательным является сокращение количества ячеек за счёт «загрубления» геологической модели (upscaling).

Для передачи модели в пакеты гидродинамического моделирования произведено осреднение (upscaling) выделенных слоёв на более крупные по толщине (табл. 3).

Таблица 3 – Параметры сеток фильтрационной модели

	Геологическая модель	Гидродинамическая модель
Количество ячеек	817632	97920
Количество активных ячеек	771540	92400
Количество слоёв	167	20

На полученную таким образом структурную модель далее выполнено осреднение свойств геологической модели. Для перемасштабирования дискретного параметра литологии (признака коллектор-неколлектор) в геологических моделях создано непрерывное свойство NTG (песчанистость), которое приравнивалось к свойству литологии. При перемасштабировании песчанистости, пористости и насыщенности использовался арифметический метод осреднения.

Сравнение характеристик и запасов углеводородов в геологической и гидродинамической моделях показано в таблице 4. Гистограммы, показывающие распределение песчанистости и пористости в геологической и фильтрационной моделях, приведены на рисунках 9 и 10.

Таблица 4 – Сопоставление параметров и запасов УВ геологической и гидродинамической моделей

Параметры	Модели		Расхождение ГДМ с ГМ	
	геологическая	гидродинамическая	абс. ед.	%
Объёмы, млн м^3				
Газонасыщенный	619,2	612,5	–6,7	–1,1
Средневзвешенные параметры				
Пористость, доли ед.	0,27	0,27	0	0
Газонасыщенность, доли ед.	0,66	0,65	–0,01	–1,5
Запасы УВ				
Свободный газ, млн м^3	19109	18594	–515	–2,7

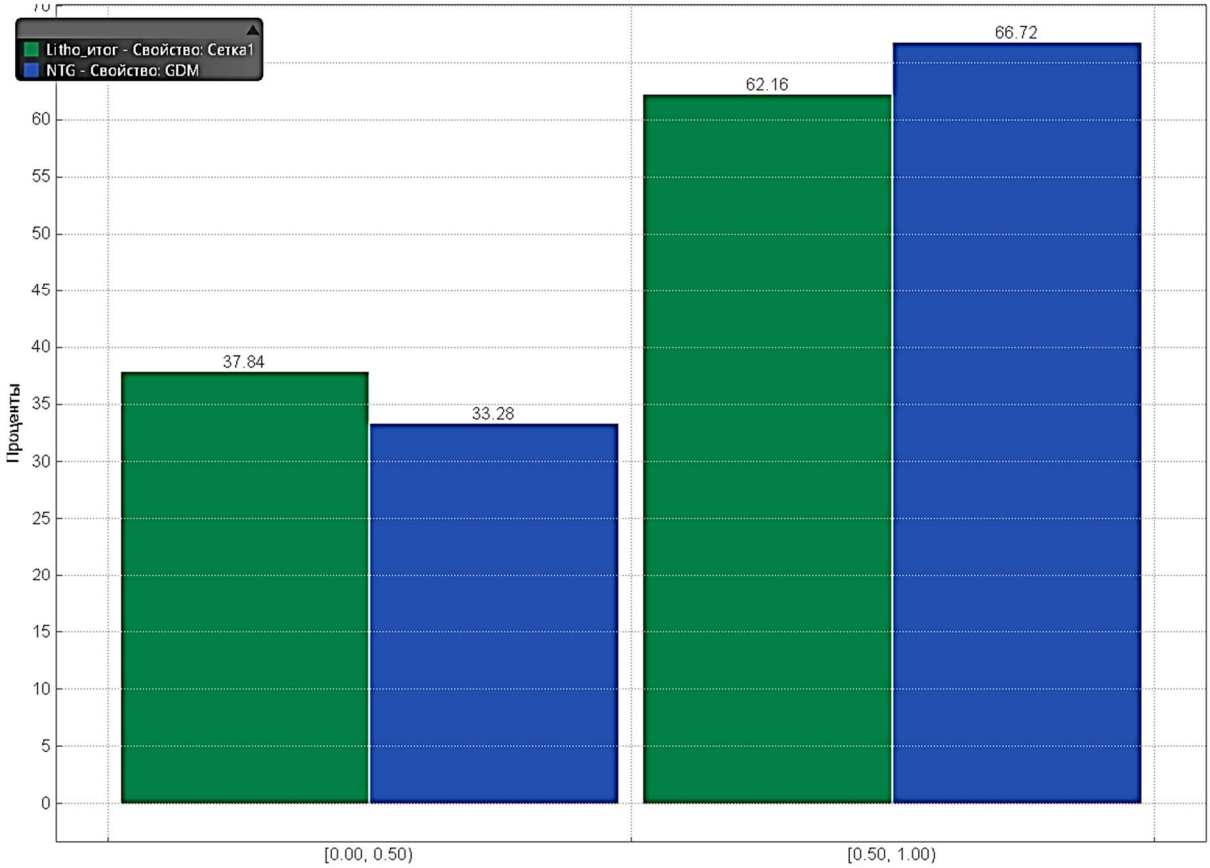

Рисунок 9 – Гистограммы распределения песчанистости
в геологической и фильтрационной моделях для III эксплуатационного объекта

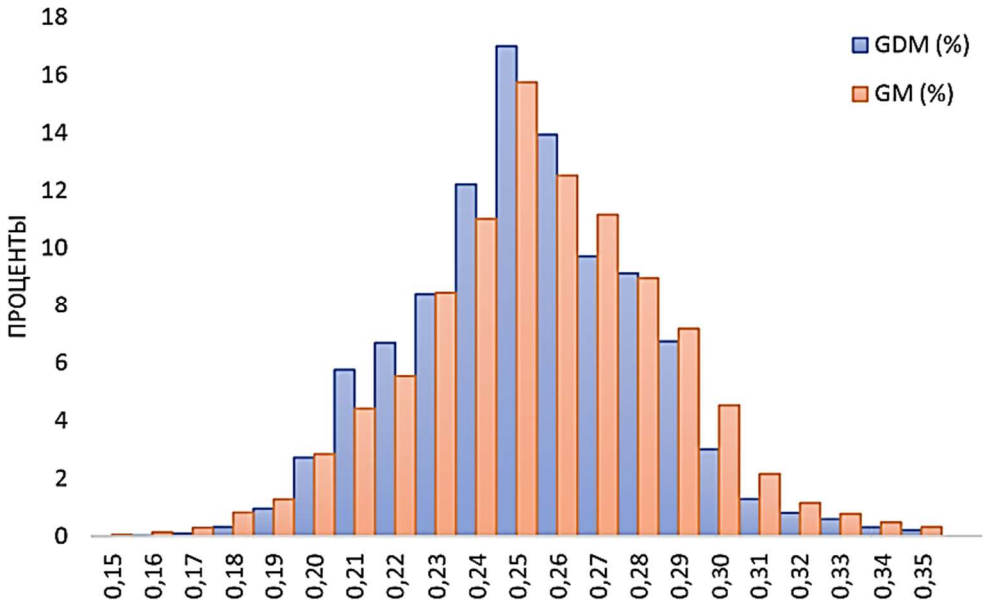

Рисунок 10 – Гистограммы распределения пористости
в геологической и фильтрационной моделях для III эксплуатационного объекта

На рисунке 11 представлена визуализация насыщенности трёхмерной фильтрационной модели.

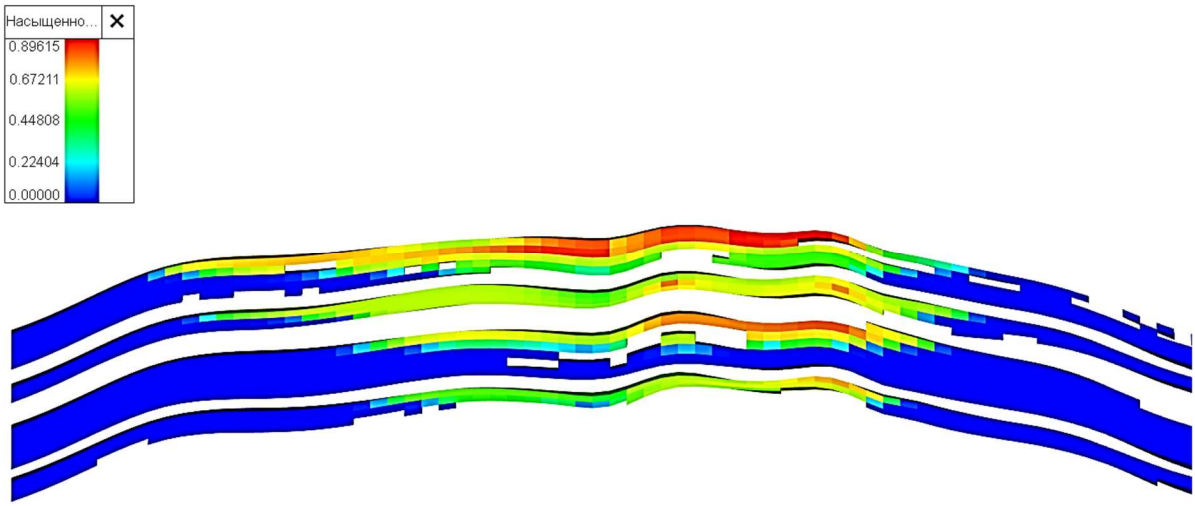

Рисунок 11 – Распределение насыщенности в гидродинамической модели в широтном направлении

Адаптация

Ввиду невозможности абсолютно точного описания процесса разработки месторождения, обусловленной погрешностями исходной информации, схематизацией и приближённым описанием физических процессов при моделировании, в процессе эксплуатации геолого-технологических моделей для месторождений с имеющимся периодом разработки встаёт вопрос о необходимости адаптации модели. Под процессом адаптации понимается уточнение исходных геолого-промысловых данных, направленное на минимизацию функционала погрешностей, что обеспечивает соответствие построенной модели процессу разработки месторождения.

Адаптация темпа падения пластового давления производилась с применением множителей порового объёма и проницаемости по пластам. Основным критерием качественной оценки установлено совпадение тренда падения давления, а также сохранение тренда изменения профиля притока в скважине. На рисунке 12 представлен результат адаптации фонда скважин на пластовое давление.

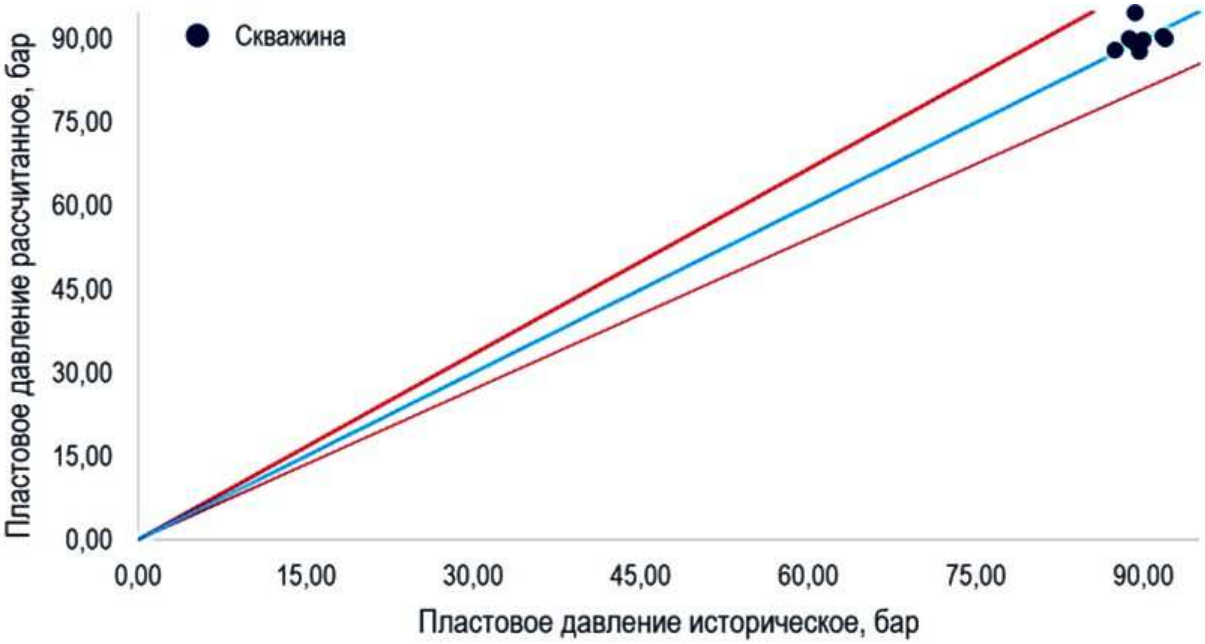

Рисунок 12 – Сопоставление пластовых давлений апт-альбских отложений НГКМ

Следующим этапом выполнена адаптация забойного давления, применён множитель (инструмент WPIMULT[7]), который был рассчитан по историческим замерам. Пример адаптации модели скважин приведён на рисунке 13.

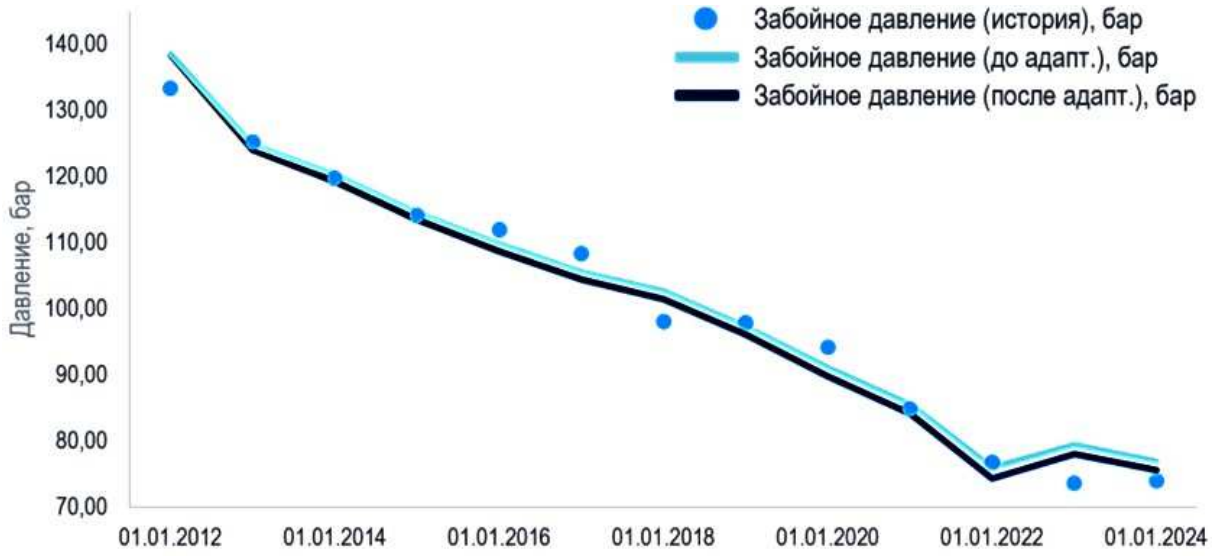

Рисунок 13 – Сопоставление забойных давлений апт-альбских отложений НГКМ

После выбора подходящих множителей добавляем их в модель – это позволило настроить проницаемость и пористость пласта таким образом, чтобы она воспроизводила показатели, близкие к действительности.

Модель системы сбора

В гидродинамической модели учтена система сбора углеводородного сырья. На рассматриваемом месторождении газовые скважины пробурены с кустов. После сбора на кустовых площадках газ и конденсат по шлейфам транспортируются на УКПГ для подготовки. Принадлежность скважин определённому кусту указана в таблице 5.

Таблица 5 – Принадлежность скважин к кустам НГКМ

Куст	Скважина	Куст	Скважина	Куст	Скважина
1	10202	4	10206	6	10209
	10301		10302		10212
	10401		10304		10306
	10402		10404		10408
	10403		10405	7	10210
3	10204		10406		10211
	10303	5	10207		10213
Итого: 6 кустов на 27 скважин			10208		10307
			10305		10308
			10407		10409

За основу создания сети в ГДМ взята опция tNavigator – «Дизайнер сетей», откуда выгружены в формате VFP таблиц основные сведения о потере давления при различных барических условиях (рис. 14).

Наземная часть технической компоненты системы разработки пластов $ХМ_2$, $ХМ_3$, $ХМ_4$ и $ХМ_5$ месторождения смоделирована путём создания для каждого ГП сети из участков трубопроводов, составляющих общую схему сбора газа. В зависимости от структуры сети подчинённые группы соединяются с родительскими группами в узлах, которые выступают в роли элементов регулирования отбора на промысле. На рисунке 15 представлен пример газосборной сети.

[7] WPIMULT – инструмент для моделирования изменения продуктивности скважины в рамках программы ECLIPSE. Суть работы WPIMULT: умножает текущее значение PI скважины на выбранный множитель. Инструмент применяют при воспроизведении истории для подбора значения PI, соответствующего остальным характеристикам пласта.

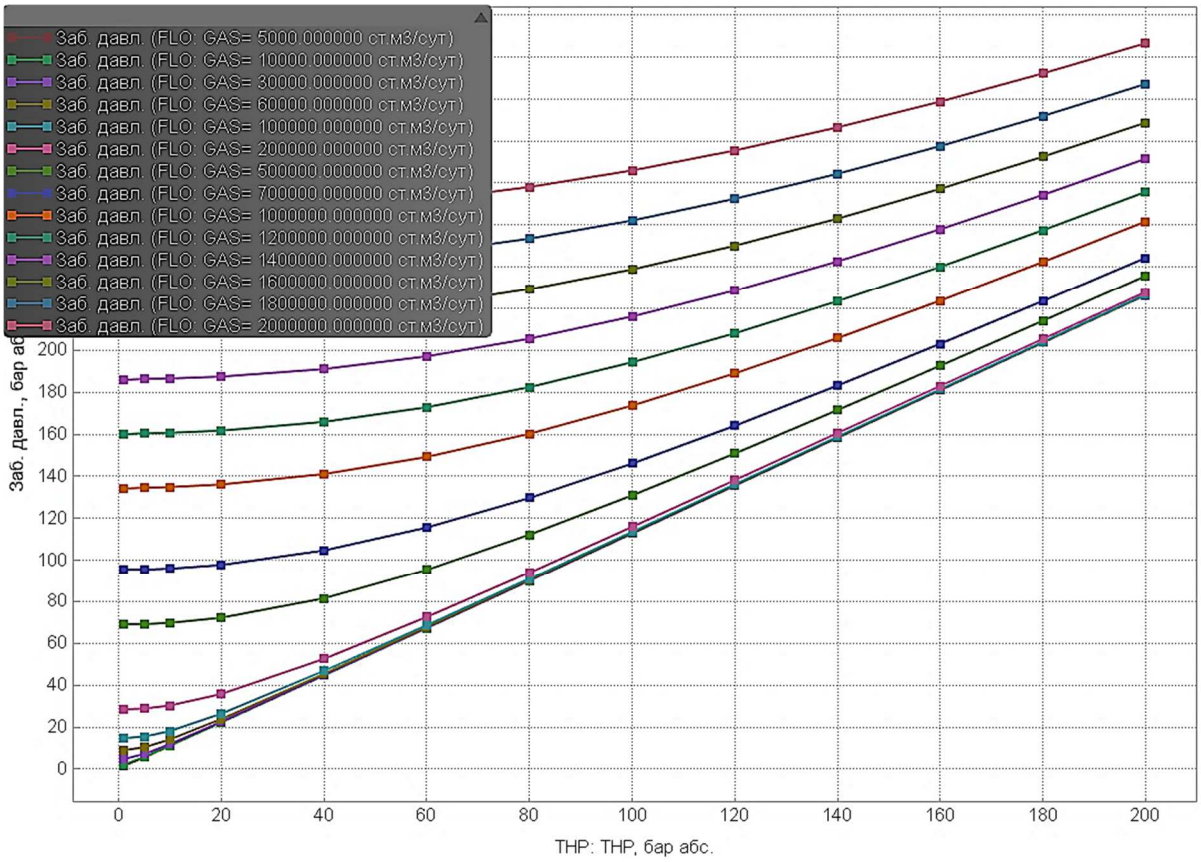

Рисунок 14 – VFP для скважины № **304

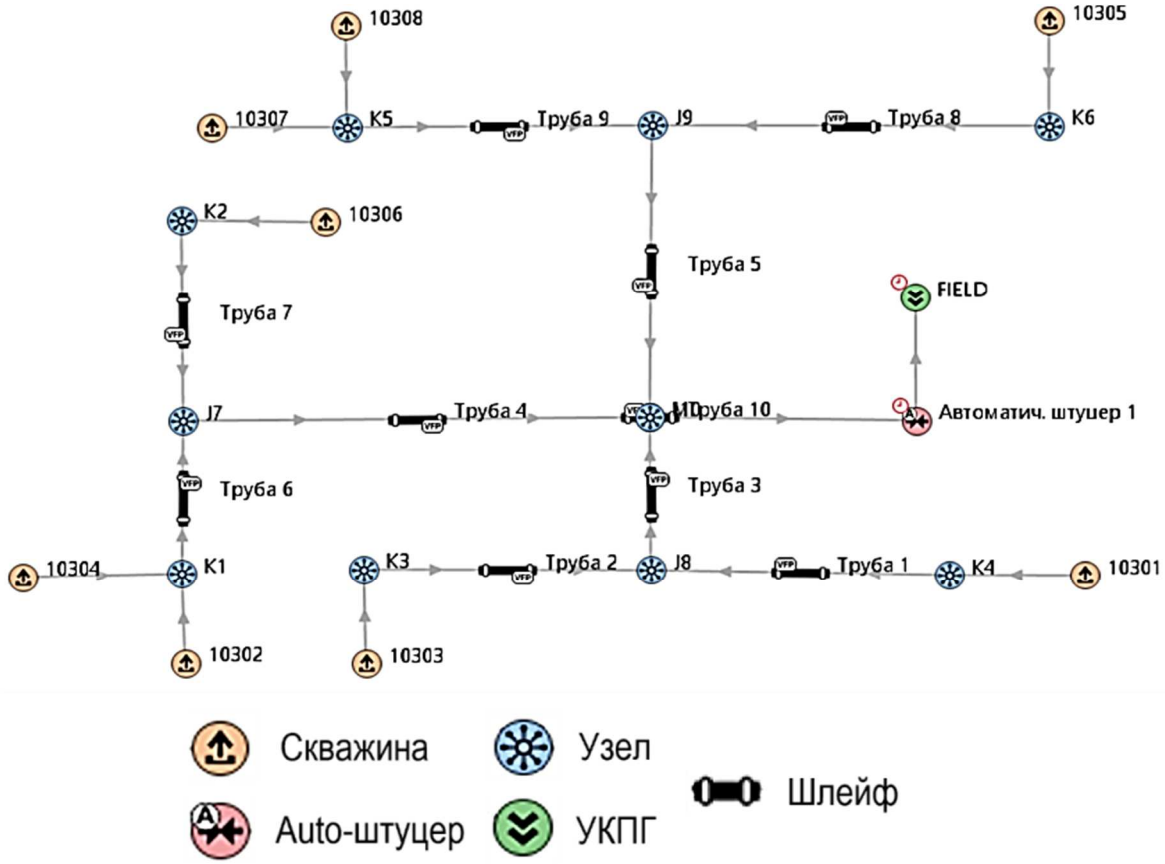

Рисунок 15 – Схема газосборной сети III эксплуатационного объекта НГКМ

В зависимости от структуры сети подчинённые группы соединяются с родительскими группами в узлах, которые выступают в роли элементов регулирования давления. Для расчёта потерь давления в сегментах сети используются VFP-таблицы, однако вместо забоя и устья анализируются начальная и конечная точки трубопровода, при этом учитывается горизонтальный профиль трубы. В случае коллекторной схемы рабочие режимы каждого куста (давление на устье и дебиты) влияют на общую эффективность коллектора. Для вычисления потерь давления и расхода газа по элементам структуры коллектора применяются итерационные методы.

Точка выхода из ДКС задана как узел с фиксированным значением давления. Давление в точке входа в ДКС и расход газа рассчитываются комплексно в процессе балансирования технической и пластовой компонент системы, при этом давление на выходе ДКС остаётся постоянным. В процессе моделирования для расчёта значений расхода в зависимости от давления на входе в ДКС (или давления на входе от расхода) также используется таблица потерь давления как многомерная функция. В таблицу дополнительно включены несколько условных значений искусственного лифта (условная мощность ДКС), для каждого из которых задана зависимость степени сжатия от расхода газа.

Анализ текущего состояния разработки III эксплуатационного объекта

В настоящее время III объект эксплуатации, содержащий пласты $ХМ_2$, $ХМ_3$, $ХМ_4$ и $ХМ_5$, находится на активной стадии разработки. Среднее давление в пласте составляет 9,5 МПа (рис. 16), что значительно ниже первоначальных показателей, которые были около 15,6 МПа. Это снижение давления свидетельствует о том, что значительная часть ресурсов уже была извлечена.

В рамках рассматриваемого объекта выделяется зона с высокой газонасыщенностью, где данный показатель составляет примерно 0,5 (рис. 17). Наличие такой газонасыщенности говорит о благоприятных условиях для увеличения объёмов добычи в дальнейшем.

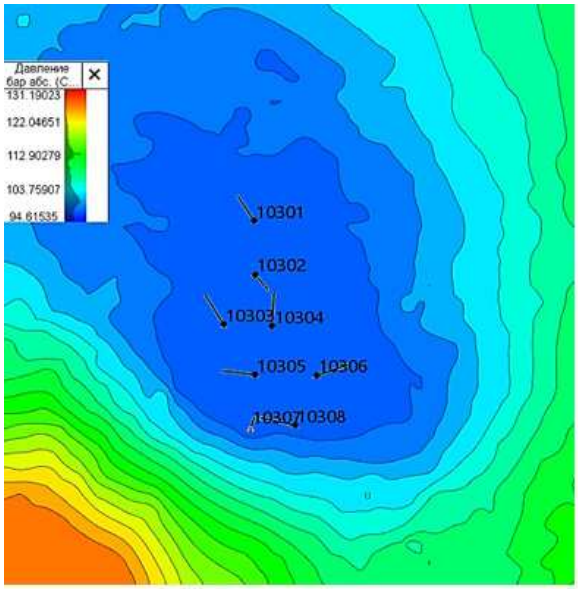

Рисунок 16 – Среднее пластовое давление

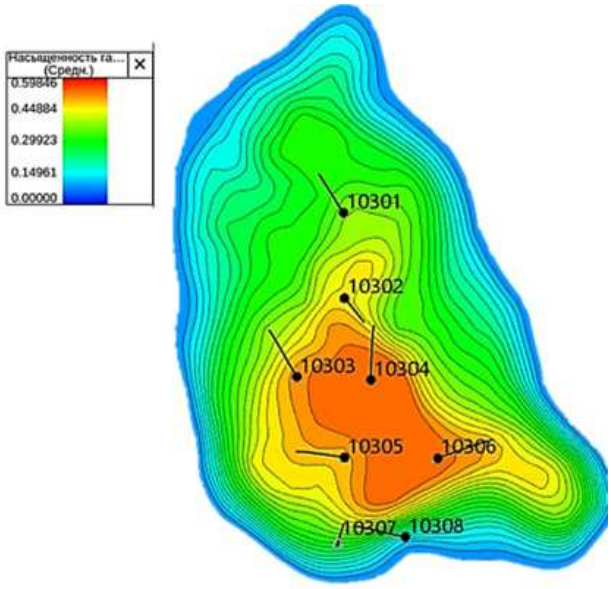

Рисунок 17 – Текущая газонасыщенность (средняя по всем пластам)

В газонасыщенной области располагается примерно 20–23 млн $м^3$ дренируемых запасов газа (рис. 18), что свидетельствует о наличии значительного объёма ресурсов, которые ещё не были извлечены. Это делает данный объект привлекательным для дальнейшей разработки.

Текущее состояние пластового давления и газонасыщенности дают возможность для повышения эффективности разработки III эксплуатационного объекта месторождения с внедрением различных методов.

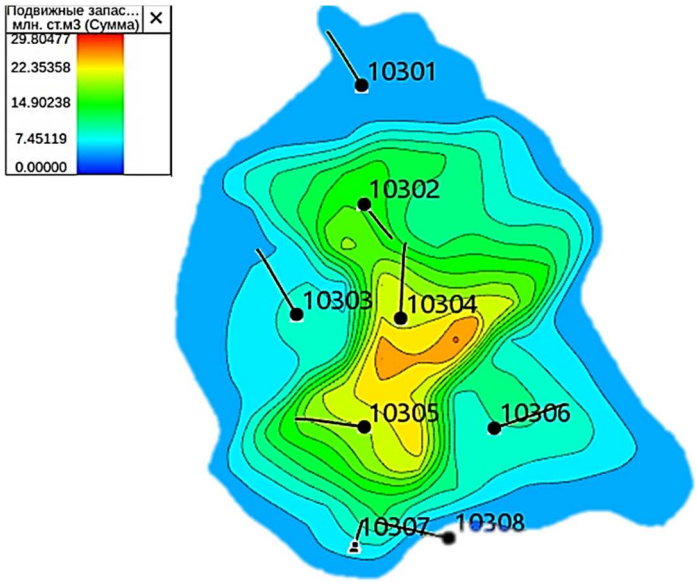

Рисунок 18 – Подвижные запасы газа (суммарно по всем пластам)

Варианты разработки

В ходе работы проанализировано 4 альтернативных варианта, помимо базового, с целью оптимизации функционирования скважин и увеличения коэффициента извлечения газа.

Базовый вариант

- фонд скважин работает до момента снижения $Q < 0{,}75 \cdot Q_{мин}$, ВГФ = 0,0005 – скважина останавливается;
- скорость на устье не более 20 м/с и не менее 4 м/с, депрессия 0,6 МПа.

Предпосылками выхода скважины из работы служили недостижение ей минимального дебита, необходимого для выноса жидкости с забоя (скважина самозадавливалась), а также обводнение скважины пластовой водой (при достижении водогазового фактора 0,0005).

При текущем варианте на конец 2054 года (прогноз на 30 лет) накопленная добыча составит 10,4 млрд м^3 (рис. 19), годовая добыча составит 3 млн м^3 (рис. 20).

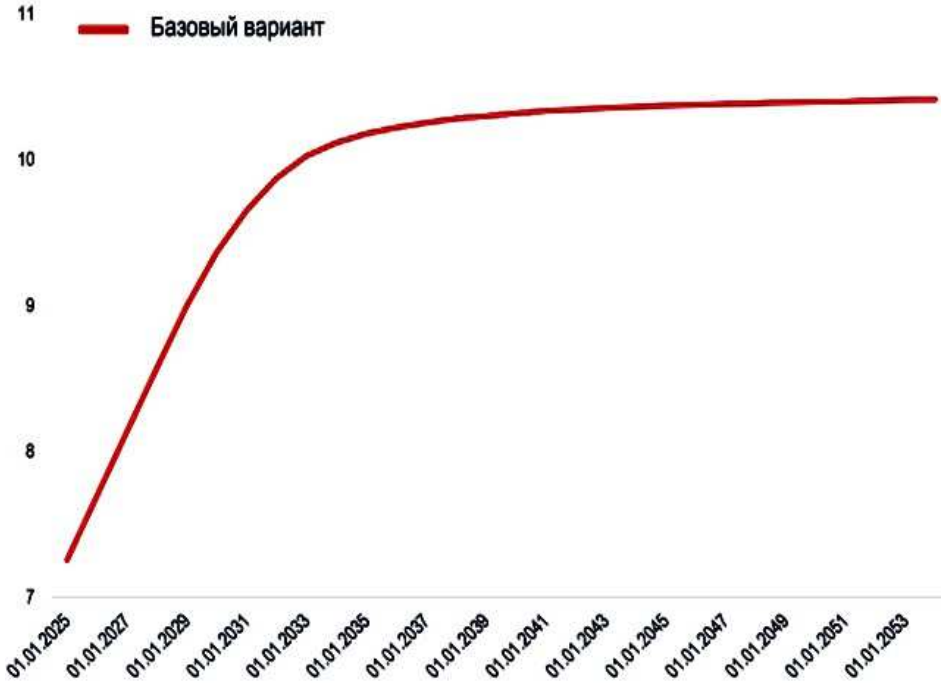

Рисунок 19 – Накопленная добыча, млрд м^3 (Базовый вариант)

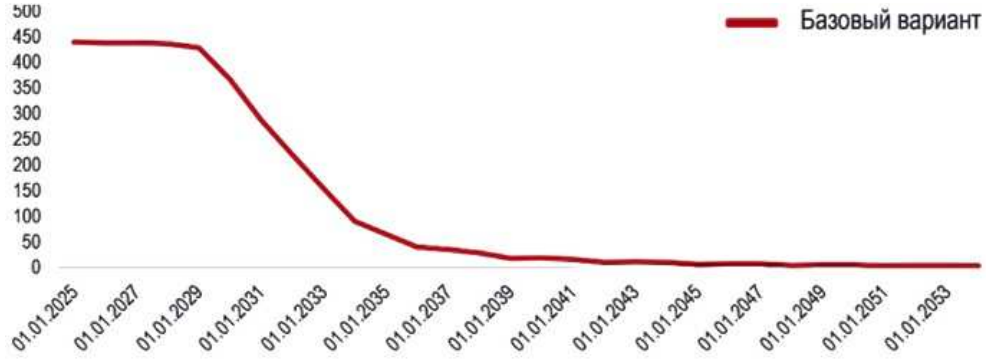

Рисунок 20 – Годовая добыча газа, млн м^3 (Базовый вариант)

Вариант 1 (Базовый + ДКС)

- предпосылки к расчёту из *Базового варианта*;
- ввод ДКС в момент снижения давления ниже, чем давление на вход в УКПГ.

Дожимная компрессорная станция (ДКС) играет ключевую роль в поддержании требуемого давления в системе, что, в свою очередь, способствует повышению дебита газовых скважин. Внедрив ДКС в систему сбора и транспортировки газа, мы получаем существенные преимущества в увеличении как накопленной, так и годовой добычи (рис. 21).

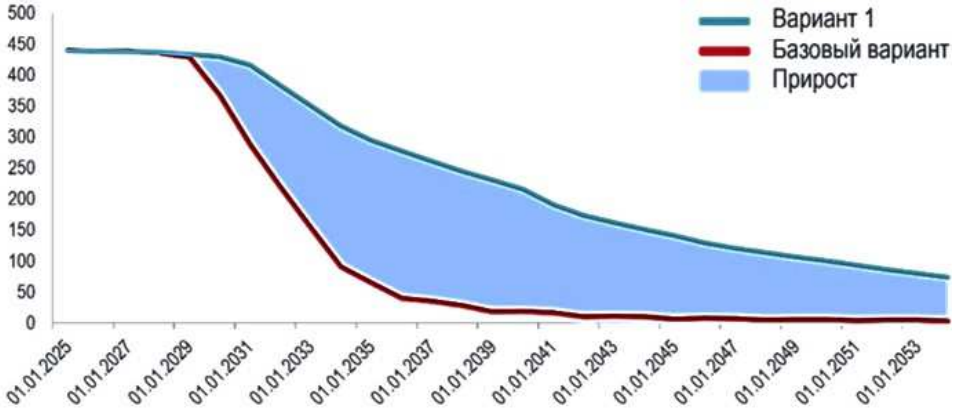

Рисунок 21 – Годовая добыча газа, млн м^3 (Вариант 1)

Сравнивая Базовый вариант и Вариант 1 с внедрением ДКС, видно, что накопленная добыча газа к 2054 году в Варианте 1 достигнет 14,1 млрд м^3 (рис. 22), что на 3,73 млрд м^3 больше, чем в Базовом варианте без ДКС.

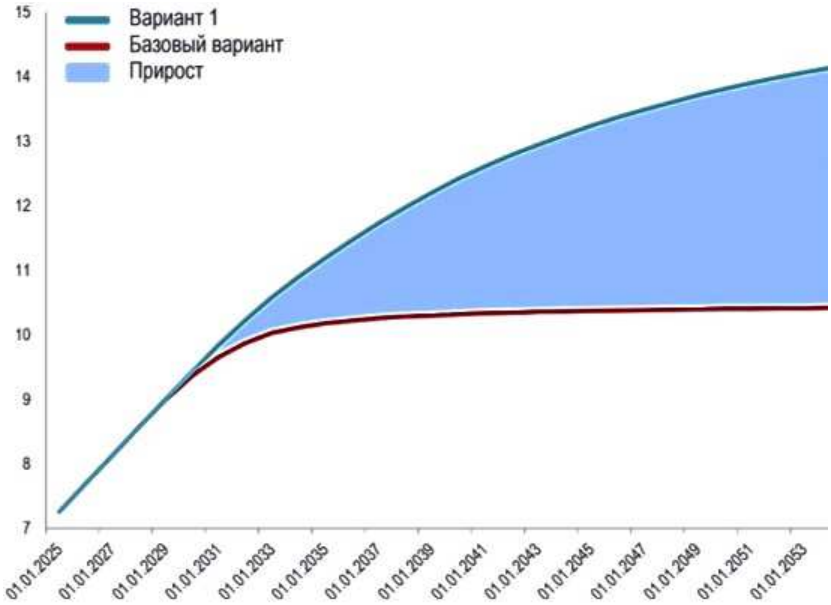

Рисунок 22 – Накопленная добыча, млрд м^3 (Вариант 1)

Вариант 2 (Базовый + ДКС + ПАВ)

- предпосылки к расчёту из *Варианта 1*;
- фонд скважин работает до момента снижения $Q < 0{,}56 \cdot Q_{мин}$, ВГФ = 0,0005 – скважина останавливается.

Внедрение поверхностно-активных веществ (ПАВ) в технологические процессы значительно уменьшает дебит, необходимый для выноса жидкости. Это происходит благодаря снижению межфазного натяжения между жидкостью и газом, что улучшает перемещение флюидов. Кроме того, применение ПАВ позволяет сократить время простоя скважины, требуемое для периодических продувок, за счёт увеличения эффективности выноса жидкости.

Используя текущий вариант на конец 2054 года, накопленная добыча составит 14,19 млрд м^3, годовая добыча – 73,9 млн м^3 (рис. 23).

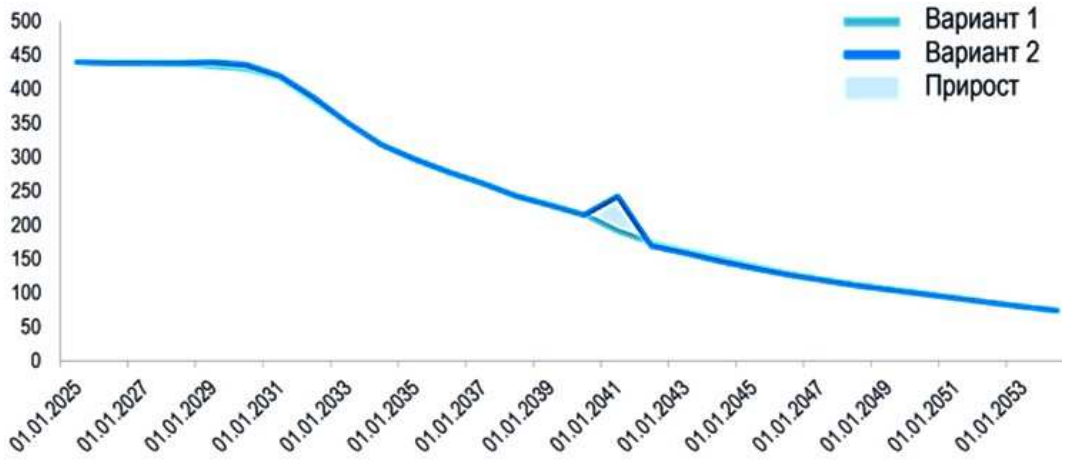

Рисунок 23 – Годовая добыча газа, млн м^3 (Вариант 2)

В ходе предварительного анализа выявлены наиболее перспективные скважины для проведения ПАВ обработки (рис. 24).

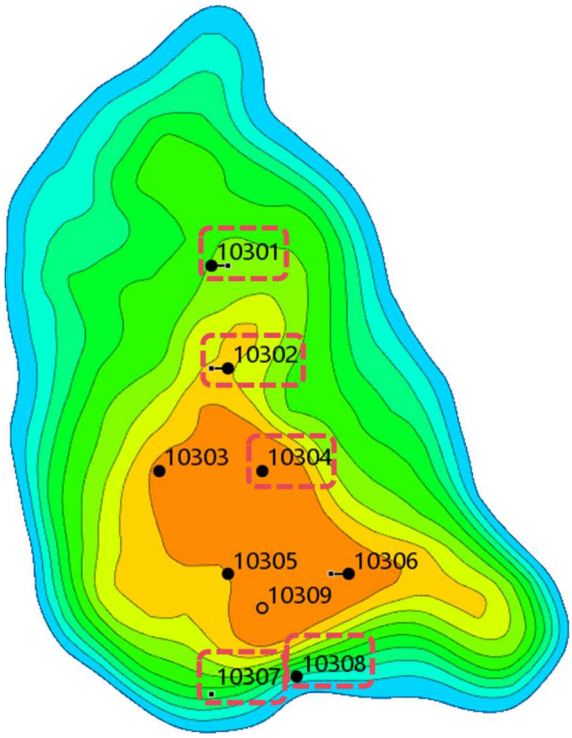

Рисунок 24 – Скважины-кандидаты для ПАВ обработок

Вариант 3 (Базовый + ДКС + ПАВ + ВИР)

- предпосылки к расчёту из *Варианта 2*;
- изоляция обводнённых интервалов.

Реализация мероприятий по водоизоляции поможет избежать перфорационных интервалов, подверженных обводнению. Это даст возможность не закрывать скважину полностью (в отличие от Базового варианта), а сохранить работоспособность других продуктивных интервалов, что, в свою очередь, повысит общую эффективность добычи углеводородов.

Добавляя к Варианту 2, где применялись только ДКС и ПАВ, дополнительные водоизоляционные работы, наблюдаем, что Вариант 3 демонстрирует более высокие показатели по сравнению с предыдущим вариантом. За счёт использования ВИР дополнительный прирост к годовой добыче составит 4,3 млн м^3 (рис. 25). Накопленная добыча составит порядка 14,28 млрд м^3.

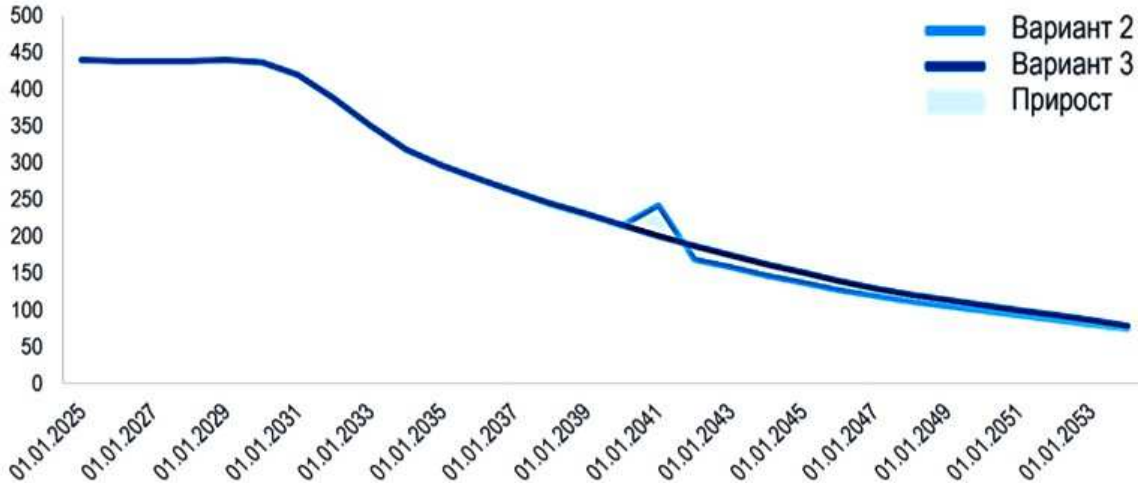

Рисунок 25 – Годовая добыча газа, млн м^3 (Вариант 3)

Также выявлены наиболее перспективные скважины-кандидаты для проведения ВИР (рис. 26). Проведение этих работ позволило изолировать обводнённые интервалы и тем самым повысить эффективность добычи газа.

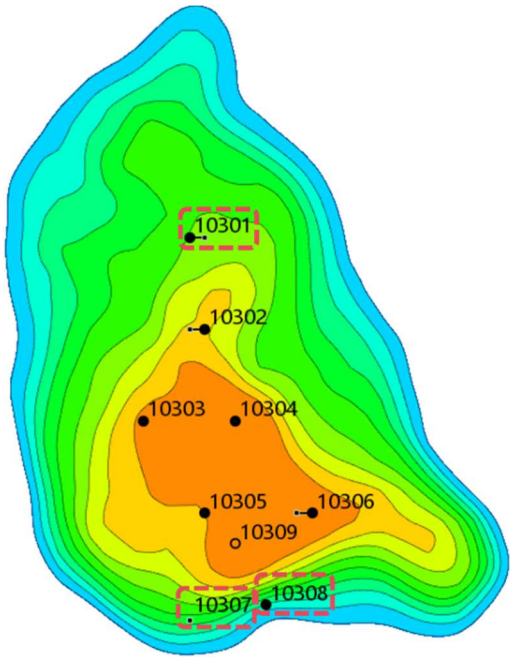

Рисунок 26 – Скважины-кандидаты для ВИР обработок

Вариант 4 (Базовый + ДКС + ПАВ + ВИР + бурение)

- предпосылки к расчёту из *Варианта 3*;
- поиск зон для эффективного *уплотняющего бурения*.

Для варианта 4 с уплотняющим бурением проанализированы несколько зон. Наиболее благоприятно уплотнять сетку, пробурив скважину в купол, поскольку в этом месте наиболее сконцентрированы остаточные дренируемые запасы газа.

Новые кусты создавать экономически нецелесообразно, сетка скважин достаточно плотная, выработанность пластов хорошая, поэтому было решено пробурить одну скважину с уже имеющегося куста (рисунок 27).

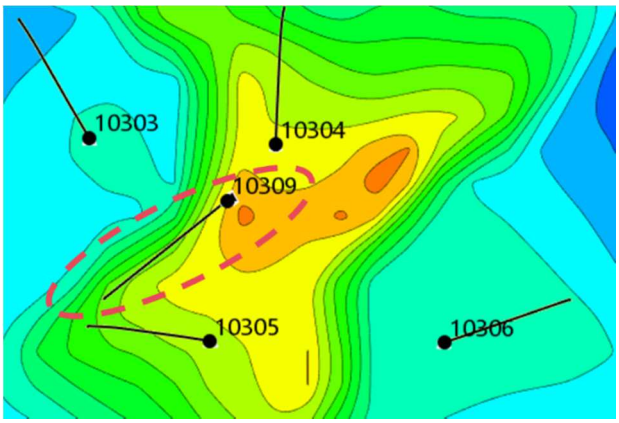

Рисунок 27 – Размещение новой скважины

При анализе варианта 3 (ДКС + ПАВ + ВИР) и варианта 4 (3 вариант + уплотняющее бурение) прирост последнего варианта по накопленной добыче относительно предыдущего составит примерно 379 млн м^3 (рис. 28), по годовой добыче – 6,5 млн м^3.

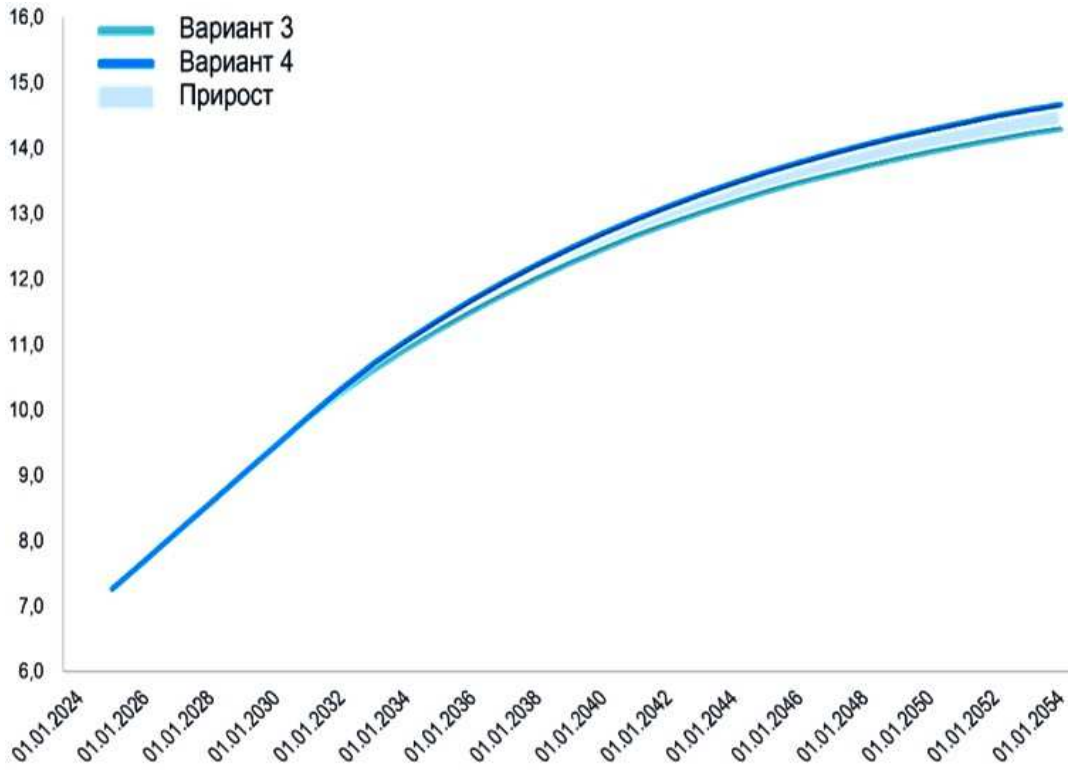

Рисунок 28 – Накопленная добыча, млрд м^3 (Вариант 4)

При рассмотрении различных вариантов повышения эффективности разработки месторождения можно сделать вывод, что Вариант 1 является наиболее предпочти-

тельным для реализации. Этот вариант показывает наибольший потенциал для увеличения объёмов добычи газа. Остальные варианты, несмотря на применение различных технологий и подходов, не обеспечивают существенного прироста в продуктивности и общей эффективности эксплуатации скважин.

Заключение

В ходе проведения исследований разработана комплексная геолого-техническая модель III эксплуатационного объекта нефтегазоконденсатного месторождения, на основе которой рассмотрены различные варианты разработки, направленные на обеспечение стабильной и эффективной работы действующего фонда скважин.

Для каждого из вариантов получены следующие коэффициенты извлечения газа:

- Базовый вариант – 65,11 %;
- Вариант 1 (Базовый + ДКС) – 88,44 %;
- Вариант 2 (Базовый + ДКС + ПАВ) – 88,79 %;
- Вариант 3 (Базовый + ДКС + ПАВ + ВИР) – 89,31 %;
- Вариант 4 (Базовый + ДКС + ПАВ + ВИР + бурение) – 91,69 %.

Вариант 1 является наиболее предпочтительным для реализации. Этот вариант показывает наибольший потенциал для увеличения объёмов добычи газа. Остальные варианты, несмотря на применение различных технологий и подходов, не обеспечивают существенного прироста в добыче УВ.

Рекомендации по дальнейшей разработке:

- прогнозируемый ввод ДКС в 2028 году;
- скважины № **301, **302, **304, **307 и **308 – кандидаты на ПАВ обработку;
- скважины № **301, **307 и **308 – кандидаты на проведение водоизоляционных работ;
- скважины № **302, **304 и **305 – кандидаты на перфорацию не вскрытых зон.

Литература

1. Технико-технологические решения для эксплуатации куста обводняющихся газовых скважин / М.Д. Антонов [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2019. – № 1(77). – С. 41–44.
2. 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.
3. 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.
4. Жарикова Н.Х. Анализ текущего состояния обводнённости скважин на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении / Н.Х. Жарикова, М.И. Самойлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 1(373). – С. 46–56.
5. Анализ возможности внедрения технологии плунжерного лифта для эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки нефтегазоконденсатного месторождения / Н.Х. Жарикова [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 1. – С. 162–180.
6. Повышение эффективности разработки нефтегазоконденсатного месторождения в условиях самозадавливания газовых скважин / Н.Х. Жарикова [и др.] // Булатовские чтения. – 2025. – Т. 1. – С. 167–178.
7. Опыт использования поверхностно-активных веществ на Медвежьем месторождении / А.Н. Козинцев [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – № 3(55). – С. 35-38.
8. Кряквин Д.А. Анализ эффективности работ по выводу скважин из бездействия и простоя на Медвежьем месторождении / Д.А. Кряквин, Н.Л. Сергеева // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 3(38). – С. 76–79.
9. Оценка геодинамических последствий разработки нижнемеловых отложений Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения при подключении дополнительных скважин / Ю.О. Кузьмин [и др.] // Записки Горного института. – 2010. – Т. 188. – С. 170–174.
10. Кусов Г.В. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на Медвежьем газовом месторождении / Г.В. Кусов, О.В. Савенок, Д.А. Березовский // Вестник

студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 2 (2). – С. 1–28.
11. Оптимизация эксплуатации обводняющихся скважин путём применения лифтовых колонн с клапанным регулированием / Д.В. Мардашов [и др.] // Векторы развития ТЭК России: Материалы II Всероссийской научно-практической конференции (15 ноября 2022 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательство «Новация», 2022. – С. 54–65.
12. Маслов В.Н. Анализ текущей продуктивности скважин месторождения Медвежье // Наука и техника в газовой промышленности. – 2007. – № 2(29). – С. 109–113.
13. Меньшиков С.Н. Медвежье месторождение: проблемы разработки и пути их решения / С.Н. Меньшиков, А.И. Мальцев, А.Н. Козинцев // Нефть и газ Западной Сибири: Материалы Международной научно-технической конференции, посвящённой 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета (19-20 октября 2011 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2011. – Т. 1. – С. 243–246.
14. Муктасипов Д.Р. Применение корреляционно-регрессионного анализа как способа диагностирования начала процесса обводнения газовых скважин / Д.Р. Муктасипов, П.Э. Баширова, Е.У. Сафиуллина // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 2. – С. 33–36.
15. Месторождение Медвежье: технология диагностики и эксплуатации скважин / Г.И. Облеков [и др.] // Газовая промышленность. – 1989. – № 11. – С. 28–29.
16. Особенности преждевременного обводнения горизонтальных скважин / Н.А. Онегов [и др.] // Наука и творчество: вклад молодёжи: сборник материалов всероссийской молодёжной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (10–11 ноября 2022 года, г. Махачкала). – Махачкала : Типография ФОРМАТ, 2022. – С. 146–149.
17. Попов М.А. Исследование режимов эксплуатации газовых скважин в осложнённых условиях / М.А. Попов, Д.Г. Петраков // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 1. – С. 36–41.
18. Рагимов Т.Т. Технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин Уренгойского месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 6(330). – С. 33–38.
19. Технико-экономическое обоснование выбора оптимального режима работы газовых скважин в условиях пескопроявления на примере сеноманской газовой залежи нефтегазоконденсатного месторождения / О.В. Савенок [и др.] // Вестник Ассоциации геологов, геофизиков и инженеров. – 2025. – № 1. – Ч. 1. – URL : https://agge-vestnik.ru/ru/nauka/article/95786/view
20. Саранча И.С. Эксплуатация скважин, оборудованных концентрическими лифтовыми колоннами на Медвежьем месторождении / И.С. Саранча, С.М. Овезова // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – Т. 10. – № 5(54). – С. 120–121.

References

1. Technical and technological solutions for the operation of a cluster of flooded gas wells / M.D. Antonov [et al.] // Science and technology in the gas industry. – 2019. – № 1(77). – P. 41–44.
2. Berezovsky D.A. The problem of «self-destruction» of wells 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.
3. Analysis of the methods applied to combat wells self-killing at the Yamburg oil and gas condensate field and substantiation of the technology selection / D.A. Berezovsky [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2024. – № 2(374). – P. 33–41.
4. Zharikova N.Kh. Analysis of the current state of wells water-flooding in the Zapolyarnoye oil and gas condensate field / N.Kh. Zharikova, M.I. Samoilov // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2023. – № 1(373). – P. 46–56.
5. Analysis of the possibility of implementing plunger lift technology for operation of gas wells at the late stage of oil and gas condensate field development / N.Kh. Zharikova [et al.] // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2025. – № 1. – P. 162–180.
6. Increasing the efficiency of oil and gas condensate field development under conditions of self-pressing gas wells / N.Kh. Zharikova [et al.] // Readings of A.I. Bulatov. – 2025. – Vol. 1. – P. 167–178.
7. Experience of using surfactants at the Medvezhye field / A.N. Kozintsev [et al.] // Science and technology in the gas industry. – 2013. – № 3(55). – P. 35–38.
8. Kryakvin D.A. Analysis of the efficiency of works on bringing wells out of inactivity and downtime at the Medvezhye field / D.A. Kryakvin, N.L. Sergeeva // Geology, geography and global energy. – 2010. – № 3(38). – P. 76–79.

9. The evaluation of geodynamic consequences of long-term exploration of lower cretaceous sediments at the Yamburg oil-gas condensate field with join of additional wells / Yu.O. Kuzmin [et al.] // Journal of Mining Institute. – 2010. – Vol. 188. – P. 170–174.
10. Kusov G.V. Technological mode of operation of gas and gas condensate wells at the Medvezhye gas field / G.V. Kusov, O.V. Savenok, D.A. Berezovskiy // Bulletin of student science of the Department of Information Systems and Programming. – 2017. – № 2(2). – P. 1–28.
11. Optimization of the operation of water wells through the use of lift columns with valve control / D.V. Mardashov [et al.] // Vectors of development of the fuel and energy complex of Russia: Proceedings of the II All-Russian scientific and practical conference (November 15, 2022, Krasnodar). – Krasnodar : «Novation» Publishing House, 2022. – P. 54–65.
12. Maslov V.N. Analysis of the current productivity of wells on the Medvezhye field // Science and technology in the gas industry. – 2007. – № 2(29). – P. 109–113.
13. Menshikov S.N. Medvezhye field: development problems and solutions / S.N. Menshikov, A.I. Maltsev, A.N. Kozintsev // Oil and gas of Western Siberia: materials of the International scientific and technical conference dedicated to the 55th anniversary of the Tyumen State Oil and Gas University (October 19–20, 2011, Tyumen). – Tyumen: Tyumen Industrial University, 2011. – Vol. 1. – P. 243–246.
14. Muktasipov D.R. Application of correlation and regression analysis as a method for diagnosing the onset of the process of flooding of gas wells / D.R. Muktasipov, P.E. Bashirova, E.U. Safiullina // Petroleum Engineer. – 2023. – № 2. – P. 33–36.
15. Medvezhye field: well diagnostics and operation technology / G.I. Oblekov [et al.] // Gas industry. – 1989. – № 11. – P. 28–29.
16. Features of premature flooding of horizontal wells / N.A. Onegov [et al.] // Science and creativity: contribution of youth: collection of materials of the all-Russian youth scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists (November 10–11, 2022, Makhachkala). – Makhachkala : FORMAT Printing House, 2022. – P. 146–149.
17. Popov M.A., Petrakov D.G. Study of gas wells operation regimes in complicated conditions // Subsoil use. – 2021. – Vol. 21. – № 1. – P. 36–41.
18. Ragimov T.T. Technologies of a self-killing wells operation in the Urengoy field // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2020. – № 6 (330). – P. 33–38.
19. Feasibility study of the choice of the optimal operating mode of gas wells in conditions of sand production using the example of the Cenomanian gas deposit of the oil and gas condensate field / O.V. Savenok [et al.] // Bulletin of the Association of geologists, geophysicists and engineers. – 2025. – № 1. – Part 1. – URL : https://agge-vestnik.ru/ru/nauka/article/95786/view
20. Sarancha I.S. Operation of wells equipped with concentric lift columns at the Medvezhye field / I.S. Sarancha, S.M. Ovezova // Academic Journal of Western Siberia. – 2014. – Vol. 10. – № 5(54). – P. 120–121.