



УДК 622.276

ПЕРСПЕКТИВЫ ДОРАЗРАБОТКИ НЕКРАСОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



PROSPECTS FOR FURTHER DEVELOPMENT OF THE NEKRASOVSKOYE GAS AND CONDENSATE FIELD

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха
филиала ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромислое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Очередько Татьяна Борисовна
кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
ocheredko_2020@mail.ru

Липулени Орланда Дина Эузебиу
студентка направления подготовки 21.03.01
«Нефтегазовое дело»,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
orlandalene28@gmail.com

Аннотация. В статье приведён расчёт технико-экономических показателей на период доработки Некрасовского газоконденсатного месторождения, находящегося на завершающей стадии разработки и залежи газа в нижнемеловых отложениях которого выработаны на 84 %. Выполнен анализ текущего состояния разработки, сопоставление проектных и фактических показателей разработки за анализируемый период и рассчитаны прогнозные показатели вариантов доработки Некрасовского газоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: проектирование разработки месторождения; обоснование выделения эксплуатационных объектов; обоснование вариантов разработки; обоснование агентов воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления; обоснование системы размещения и плотности сетки добывающих скважин; технологические показатели разработки по вариантам; обоснование технологических потерь природного газа.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Deputy Chief of Department of the branch
LLC «Gazprom mining Krasnodar»,
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Ocheredko Tatyana Borisovna
Candidate of Chemical Sciences,
Associate Professor of Oil
and Gas Engineering Department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
ocheredko_2020@mail.ru

Lipuleni Orlanda Dina Eusebio
Student training direction 21.03.01
«Oil and gas engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
orlandalene28@gmail.com

Annotation. The article presents the calculation of technical and economic indicators for the period of additional development of the Nekrasovskoye gas and condensate field, which is at the final stage of development and gas deposits in the Lower Cretaceous deposits which are 84 % depleted. The analysis of the current state of development, a comparison of design and actual development indicators for the analyzed period is carried out, and forecast indicators of options for further development of the Nekrasovskoye gas and condensate field are calculated.

Keywords: field development design; substantiation of the allocation of operational facilities; substantiation of development options; substantiation of reservoir agents and methods for maintaining reservoir pressure; justification of the placement system and grid density of producing wells; technological indicators of development by options; substantiation of technological losses of natural gas.

Обоснование выделения эксплуатационных объектов

В геологическом разрезе Некрасовского газоконденсатного месторождения в отложениях нижнего мела выделяется четыре гидродинамически не связанных между собой продуктивных пласта, каждый из которых имеет собственный ГВК. Продуктивные пласты близки по литологическому составу и условиям формирования. Это терригенные отложения, сложенные песчаниками, алевролитами и гравелитами с прослоями аргиллитов.

В коллекторах I пласта выделяют три самостоятельных залежи: Северная, Южная и Центральная. Пласты II, III и IV вмещают по одной залежи. Начальные термобарические условия формирования всех залежей близки между собой:

- пластовая температура в залежах I пласта – 143,6 °С, в залежи II пласта – 144,0 °С, в залежи III пласта – 144,4 °С, в залежи IV пласта – 144,8 °С;



- начальное пластовое давление в залежах I пласта – 34,85 МПа, в залежи II пласта – 34,90 МПа, в залежи III пласта – 34,92 МПа, в залежи IV пласта – 34,96 МПа.

Близость начальных термобарических условий позволила вести совместную разработку I и II, II и III пластов, а в скважине № 46 – II, III и IV пластов.

За период разработки из месторождения отобрано 84 % начальных запасов газа. Оценочные расчеты показали, что основной отбор произведен из залежей I и II пластов, он составил величину 94 % НБЗ. Оценочный отбор газа из залежи III пласта составляет 11 %, а из залежи IV пласта – 24 % НБЗ.

Действующим проектным документом отмечено, что залежи всех четырёх пластов разрабатывались как единый эксплуатационный объект. Текущее состояние разработки месторождения характеризуется как завершающая стадия. Оценочный анализ показал, что выработка продуктивных пластов месторождения неравномерная, причём нижние пласты оказались невыработанными в значительно большей степени, чем верхние.

Учитывая вышеизложенное, залежи I и II пластов проектируются как единый объект разработки, а залежи III и IV пластов – как самостоятельные объекты разработки.

Обоснование вариантов разработки

Для оценки довыработки каждого объекта рассмотрена возможность использования оставшегося неликвидированным фонда скважин Некрасовского ГКМ.

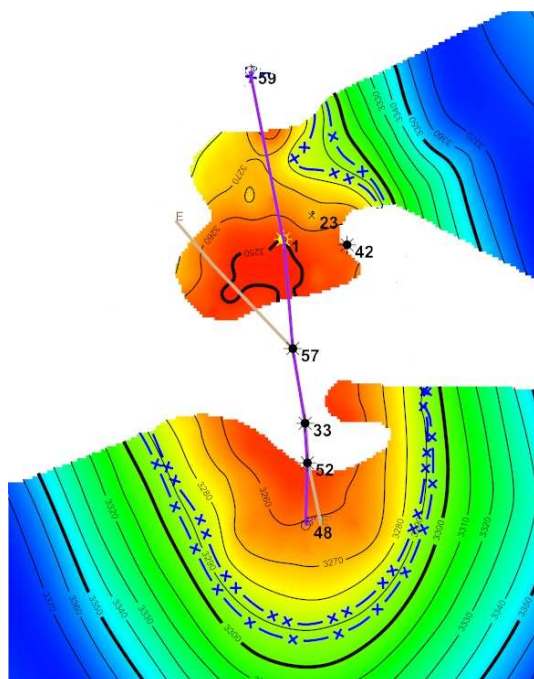
Проведён анализ технического состояния и потенциальной продуктивности фонда скважин. Из 48 пробуренных скважин по геологическим причинам ликвидировано 8. Ещё 30 скважин были ликвидированы после эксплуатации, 1 скважина переведена в наблюдательные и 1 – под закачку промстоков.

Из 38 ликвидированных скважин в 26 произведено извлечение эксплуатационной колонны (или её части). Из 12 скважин, ликвидированных без извлечения колонны по разным техническим причинам (аварийные НКТ, бурильный инструмент и т.д.), не подлежат восстановлению 5 скважин.

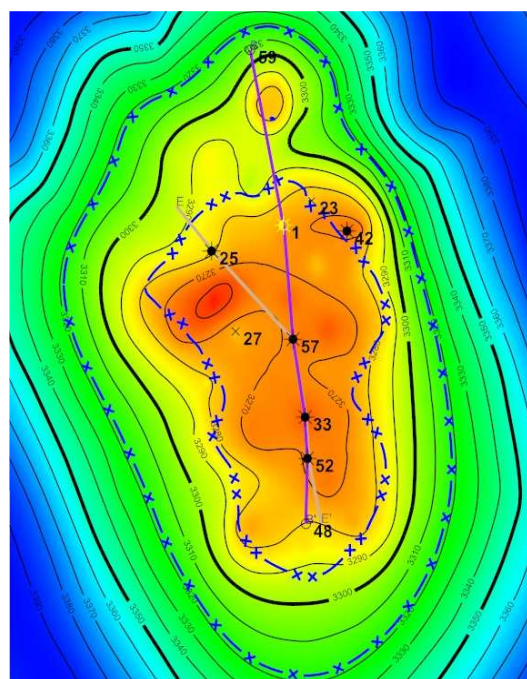
По техническому состоянию для эксплуатации пригодны 6 (№ № 1, 25, 33, 42, 52 и 57) из 8 скважин, числящихся в эксплуатационном фонде. Две скважины (№ № 23 и 27) подлежат ликвидации по техническим причинам (обрыв НКТ).

На рисунке 1 представлены структурные поверхности по кровле коллекторов продуктивных пластов, построенные в ПДГТМ Некрасовского месторождения. На структурные поверхности нанесены начальные контуры ГВК и местоположение всех скважин, пригодных для эксплуатации по техническому состоянию.

Скважина № 1 – действующая, ведёт добычу из залежи I пласта. Учитывая, что из I и II пластов отобрано порядка 94 % НБЗ, следует признать эти пласты выработанными как единый объект разработки и осуществлять их доработку действующей скважиной № 1.

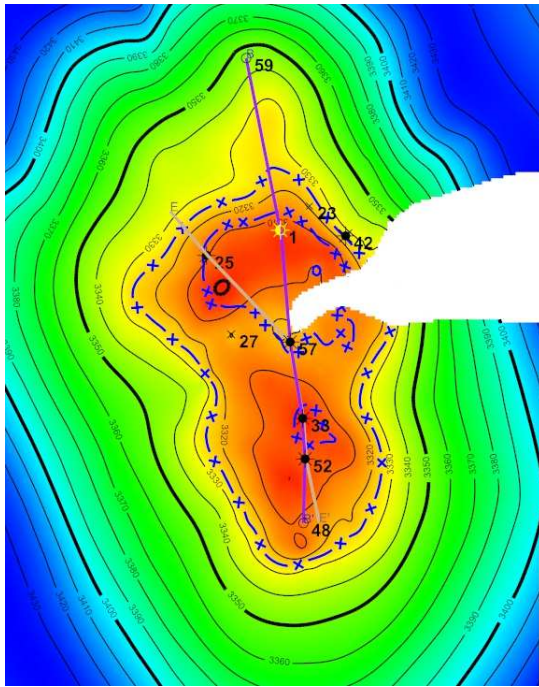


Структурная поверхность по кровле коллекторов I пласта

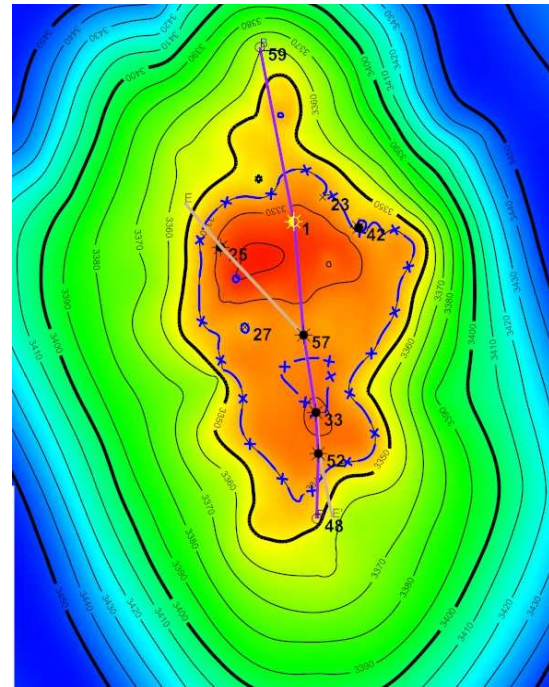


Структурная поверхность по кровле коллекторов II пласта

Рисунок 1 – Структурные поверхности по кровле коллекторов продуктивных пластов Некрасовского ГКМ



Структурная поверхность по кровле коллекторов III пласта



Структурная поверхность по кровле коллекторов IV пласта

Окончание рисунка 1 – Структурные поверхности по кровле коллекторов продуктивных пластов Некрасовского ГКМ

Второй объект разработки – газоконденсатная залежь III пласта. В скважине № 33 было проведено опробование интервала 3372,0–3365,5 м (минус 3320,2 – минус 3313,7 м). Приток не получен из-за отсутствия связи «скважина – пласт».

На рисунке 2 представлены скважинные разрезы (по данным ГИС) по профилю, проходящему с севера на юг через скважины № № 59, 1, 57, 33, 52 и 48, построенному при корреляции скважинных разрезов для создания ПДГТМ.

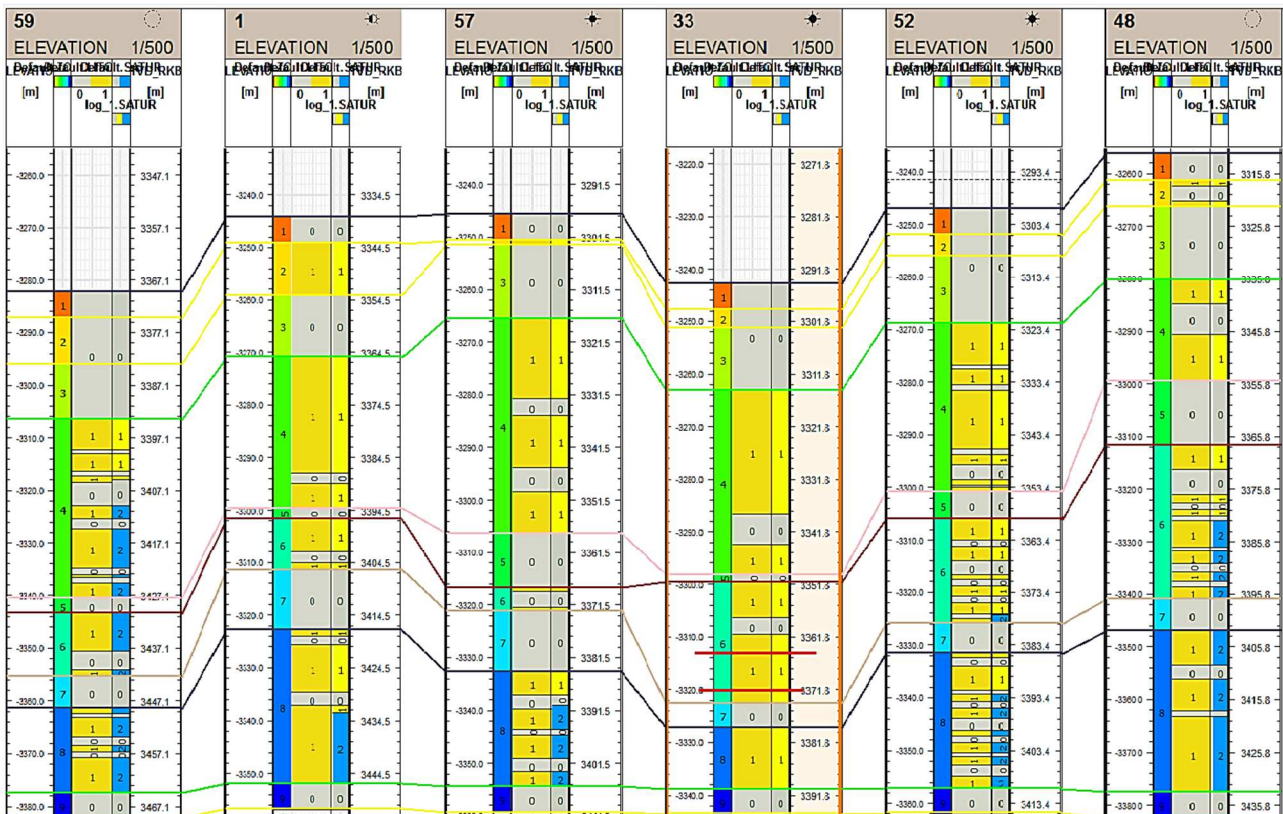


Рисунок 2 – Корреляция скважинных разрезов при создании ПДГТМ



На рисунке 2 первый столбец каждой скважины представляет стратиграфию, второй столбец – литологию, а третий столбец – насыщение (газ – вода). В столбце стратиграфии представлены следующие обозначения: 2–3 – интервал залегания I пласта, 4–5 – интервал залегания II пласта, 6–7 – интервал залегания III пласта, 8–9 – интервал залегания IV пласта. В столбце литологии «0» соответствует неколлектору, «1» – коллектору. В столбце насыщения «1» соответствует насыщению газом, «2» – насыщению водой. Насыщение представлено на дату начала разработки месторождения.

В скважине № 33 в интервале залегания пласта III имеется два пропластка-коллектора, разделённых двухметровой перемычкой-неколлектором.

Согласно приведённым данным было сделано неудачное опробование нижнего проницаемого пропластка, показанное на рисунке 2 красными линиями.

Таким образом, текущее состояние продуктивного интервала залегания III пласта является неизученным, пласт невыработанным и подлежит разработке как самостоятельный объект эксплуатации.

Анализ технического состояния и местоположения скважин на структурном плане (рис. 1), свидетельствуют о следующем:

- для довыработки залежи III пласта могут использоваться скважины № № 25, 33, 52 и 57;
- учитывая, что эти скважины находятся в периодической эксплуатации по тем или иным техническим причинам, для довыработки пласта в них необходимо проведение капитального ремонта с изоляцией вышележащих горизонтов и повторной перфорацией или бурением второго ствола.

На рисунке 3 представлены скважинные разрезы по рекомендованным для довыработки скважинам. Анализ этих разрезов и разреза куба газонасыщенности направления через скважины №№ 25–27–57–30–33–52 в геологической модели Некрасовского ГКМ (рис. 4) позволяет выбрать скважины №№ 25, 33, 52 и 57 как наиболее перспективные по геологическим характеристикам для возврата на III пласт, а также рассмотреть возможные направления для бурения вторых стволов. Расположение разреза на объёмной модели куба газонасыщенности III пласта показано на рисунке 5.

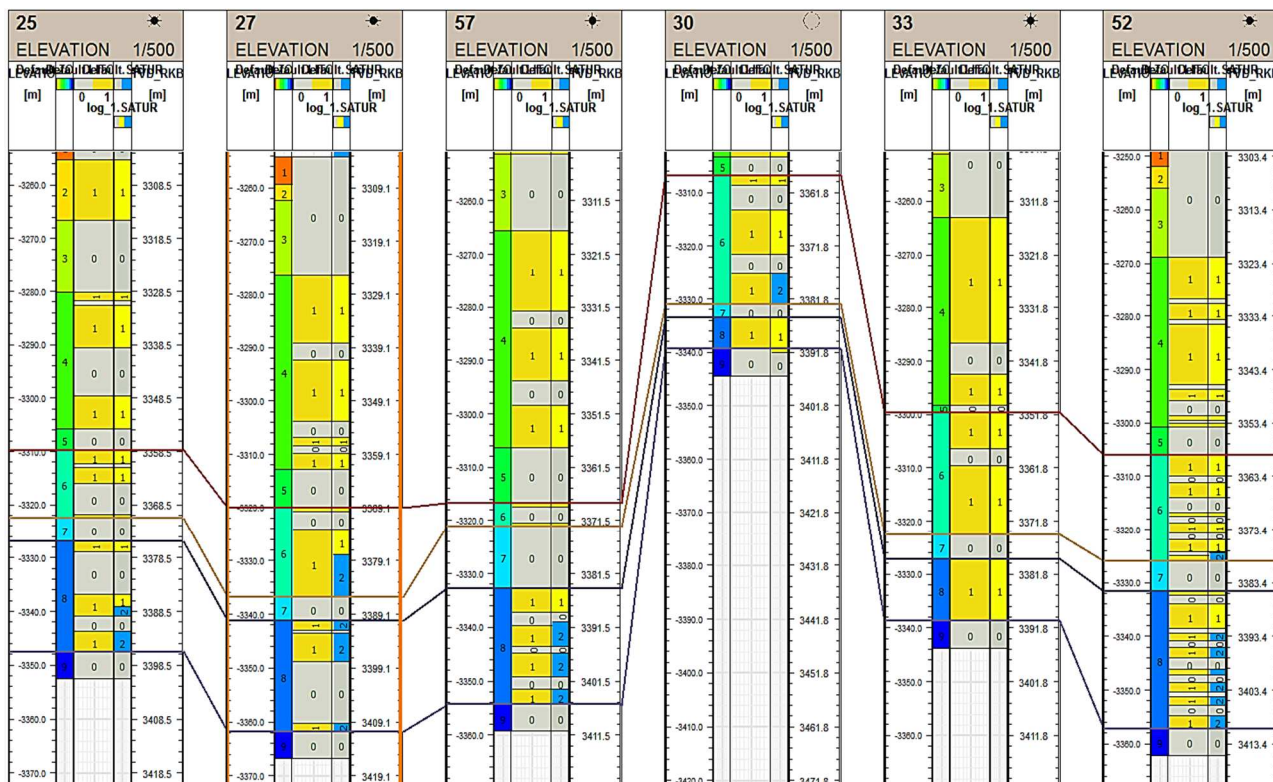


Рисунок 3 – Скважинные разрезы по скважинам, рекомендованным для довыработки III пласта

Третий объект разработки – газоконденсатная залежь пласта IV. В скважине № 33 было проведено опробование интервала 3385–3380 м (минус 3333,2 – минус 3328,2 м). Получен приток газа с пластовой водой при давлении, близком к начальному пластовому. Следовательно, данные исследования подтвердили текущую газонасыщенность продуктивного интервала IV пласта, а для его довыработки необходимо спроектировать наиболее эффективные методы интенсификации.

На завершающей стадии разработки Некрасовского месторождения, характеризующейся низким пластовым давлением (в пределах 4–6 МПа) при большой глубине залегания продуктивных пластов (3302–3357 м), высоким содержанием жидкости в продукции скважин, низкими дебитами (не



обеспечивающими вынос жидкости на поверхность), ухудшившейся проницаемостью призабойной зоны пласта после длительной эксплуатации скважин, к мероприятиям, способствующим повышению извлечения и интенсификации добычи углеводородов, относятся:

- использование ПАВ для выноса жидкости;
- закачка газа повышенного давления в затрубное пространство;
- повторная перфорация в газовой среде;
- бурение вторых стволов.

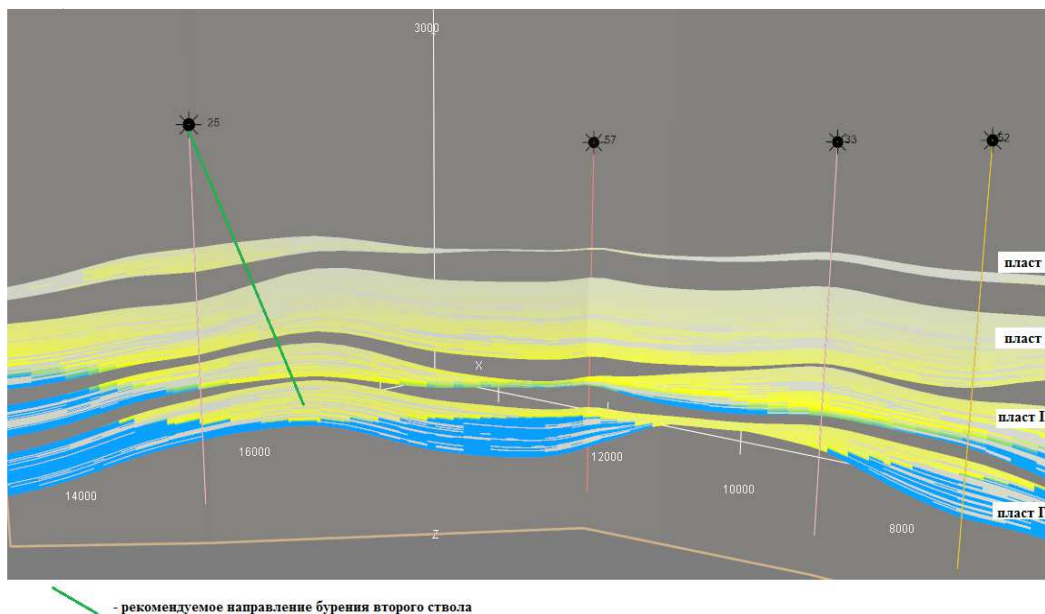


Рисунок 4 – Разрез куба газонасыщенности через скважины №№ 25–57–33–52 в геологической модели Некрасовского ГКМ

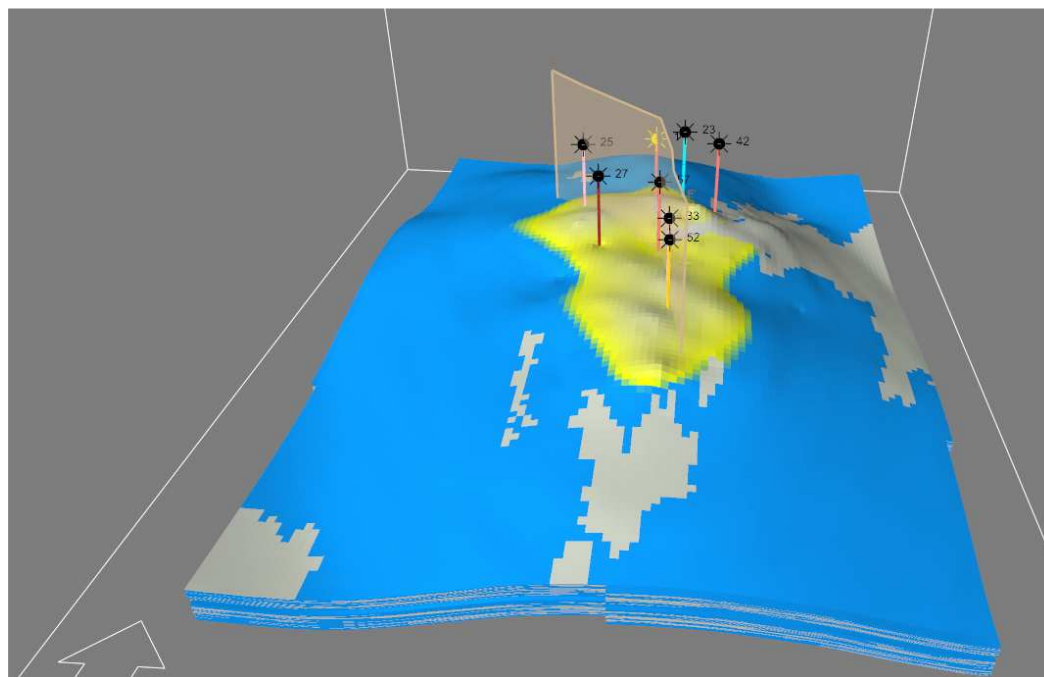


Рисунок 5 – Расположение разреза через скважины №№ 25–57–33–52 на кубе газонасыщенности III пласта

Анализ расположения скважин на структурной поверхности по кровле коллекторов IV пласта (рис. 1) и анализ скважинных разрезов (рис. 3) позволяют сделать вывод о том, что для довыработки залежи IV пласта целесообразно использовать те же скважины, что и для довыработки пласта III, т.е. скважины №№ 25, 33, 52 и 57.



Таким образом, дальнейшую разработку Некрасовского месторождения проектируется осуществлять по одному из трёх вариантов:

Первый вариант (базовый) – разработка месторождения в текущих условиях, осуществляемая по следующему сценарию:

1) довыработка запасов первого объекта эксплуатации (I и II пласты) осуществляется одной скважиной № 1 с текущим дебитом по газу;

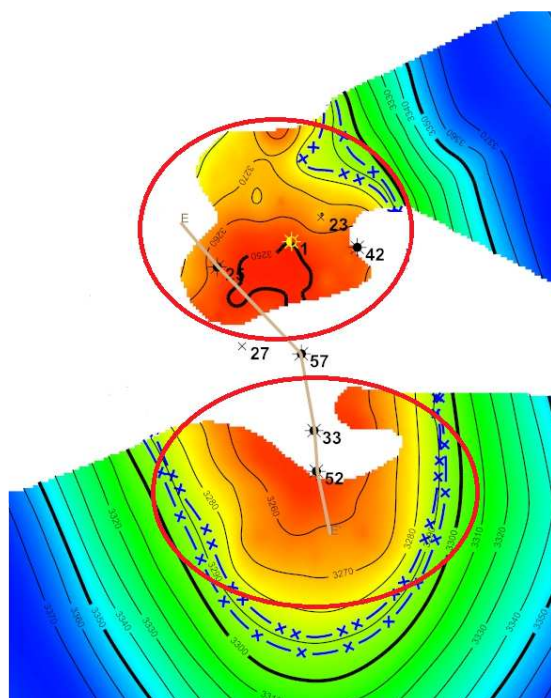
2) остальные скважины (№№ 23, 25, 27, 33, 42, 52 и 57) консервируются. В случае перевода Ладожского газового месторождения в газохранилище можно выполнить интенсификацию притока в этих скважинах, используя газ из Ладожского газохранилища для закачки газа повышенного давления в затрубное пространство с целью осушки призабойной зоны. В противном случае скважины ликвидируются.

Второй вариант – разработка месторождения с доизучением текущего состояния продуктивных интервалов IV и III пластов. Доизучение текущего состояния газовых залежей IV и III пластов проектируется выполнить существующим фондом скважин. Для этого необходимо в скважинах №№ 52 и 57 осуществить возврат на IV пласт, а после его отработки выполнить последовательный переход на III, II и I пласты. Таким образом, будет полностью (учитывая результаты исследования залежей IV и III пластов в скважине № 33) изучено состояние залежей IV, III и II пластов в южной части месторождения (рис. 6). В скважине № 25 необходимо выполнить бурение второго ствола в направлении, указанном на рисунке 6. Учитывая результаты эксплуатации скважин №№ 1, 23, 26, 42 и 46, а также полученные данные по результатам бурения второго ствола в скважине № 25, можно будет сделать выводы о состоянии запасов газа в северной части месторождения. В скважине № 33 после проведения интенсификации притока методом радиального вскрытия проектируется довыработка запасов II пласта, т.к. в результате проведённых исследований промышленный приток газа из пластов IV и III не получен. Скважина № 1 продолжит отбор газа из интервала залегания I пласта, поскольку ранее этой скважиной уже отрабатывались интервалы залегания IV, III и II пластов и их разработка была прекращена по причине поступления пластовой воды. Скважины №№ 23, 27 и 42 рекомендуется подготовить к консервации с последующей ликвидацией.

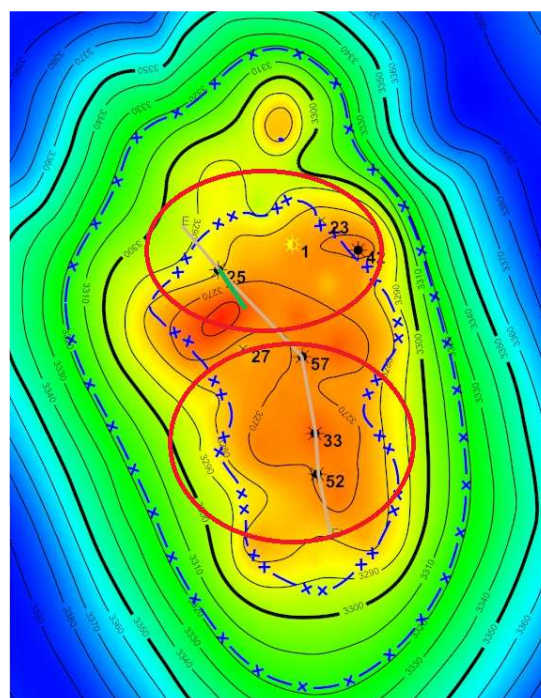
В случае получения отрицательного результата после возврата скважин №№ 52 и 57 на IV и III пласты и бурения второго ствола в скважине № 25 разработка месторождения продолжится по варианту 3.

В *третьем варианте* разработки:

- скважина № 1 продолжит разработку северной части I пласта с остаточными запасами порядка 0,4 млрд м³ при текущих условиях эксплуатации;
- скважина № 33 будет вести разработку II пласта с остаточными запасами газа порядка 0,8 млрд м³;
- скважины № № 23, 25, 27, 42, 52 и 57 ликвидируются.

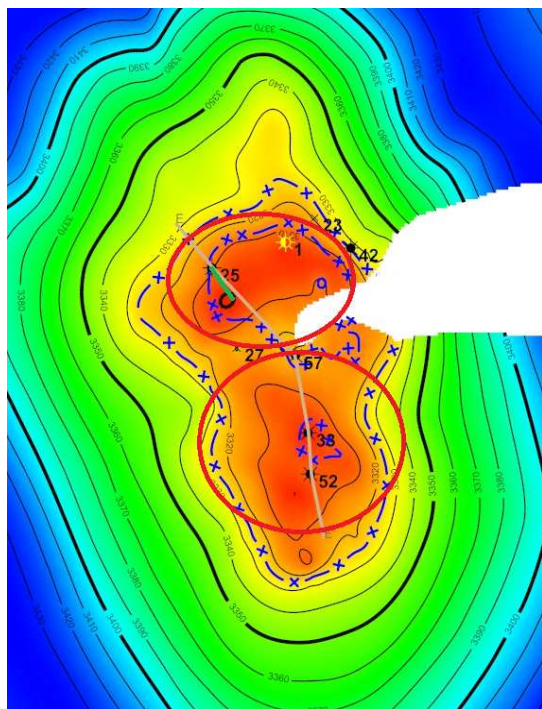


Структурная поверхность по кровле коллекторов I пласта

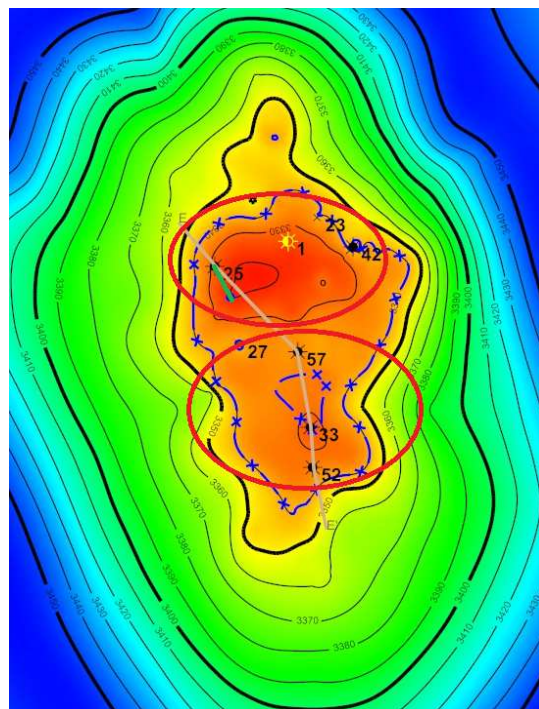


Структурная поверхность по кровле коллекторов II пласта

Рисунок 6 – Объекты доизучения на основе структурных поверхностей по кровле коллекторов продуктивных пластов Некрасовского ГКМ



Структурная поверхность по кровле коллекторов III пласта



Структурная поверхность по кровле коллекторов IV пласта

— направление бурения второго ствола

Окончание рисунка 6 – Объекты доизучения на основе структурных поверхностей по кровле коллекторов продуктивных пластов Некрасовского ГКМ

Обоснование агентов воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления

Газоотдача для залежей, разрабатываемых при газовом режиме, определяется в основном конечным давлением на забое скважины и проницаемостью коллекторов, с которой связаны сроки достижения экономически оправданных минимальных дебитов скважин на завершающей стадии разработки. Конечная величина конденсатоотдачи рассчитывается по известной методике, основанной на испытаниях рекомбинированных проб на установке УГК-3, а также подтверждается расчётным путём с использованием кривых потенциального содержания стабильного конденсата в добываемом газе при текущем пластовом давлении.

Некрасовское ГКМ находится на завершающей стадии разработки, текущая газоотдача составляет 84 %, текущая конденсатоотдача – 100 %. Достижение 100 %, очевидно, связано с учётом в составе добываемой продукции нестабильного конденсата. Как уже отмечалось выше, к мероприятиям воздействия на пласт на Некрасовском ГКМ, способствующим повышению извлечения добычи углеводородов, относятся:

- использование ПАВ для выноса жидкости;
- закачка газа повышенного давления в затрубное пространство с целью осушки призабойной зоны и увеличения скорости газожидкостного потока.

Обоснование системы размещения и плотности сетки добывающих скважин

В период максимальной добычи углеводородов (1972 год) скважины располагались на структуре достаточно равномерно (рис. 7), залежи II + I пластов в значительной степени отработаны. В текущий период разработка ведётся одной скважиной, отбирающей газ из северной части залежей II + I пластов. Рекомендованные для доработки по второму варианту скважины №№ 25, 33, 52 и 57 расположены достаточно равномерно (см. рис. 6) в сводовой части залежей (в которой наиболее вероятно наличие остаточных запасов), что позволит максимально эффективно завершить разработку месторождения.

Технологические показатели разработки по вариантам

Геологические характеристики и промысловые данные, необходимые для технологических расчётов, получены на основании анализа геолого-промыслового материала, параметров фактической эксплуатации и результатов газодинамических исследований скважин.

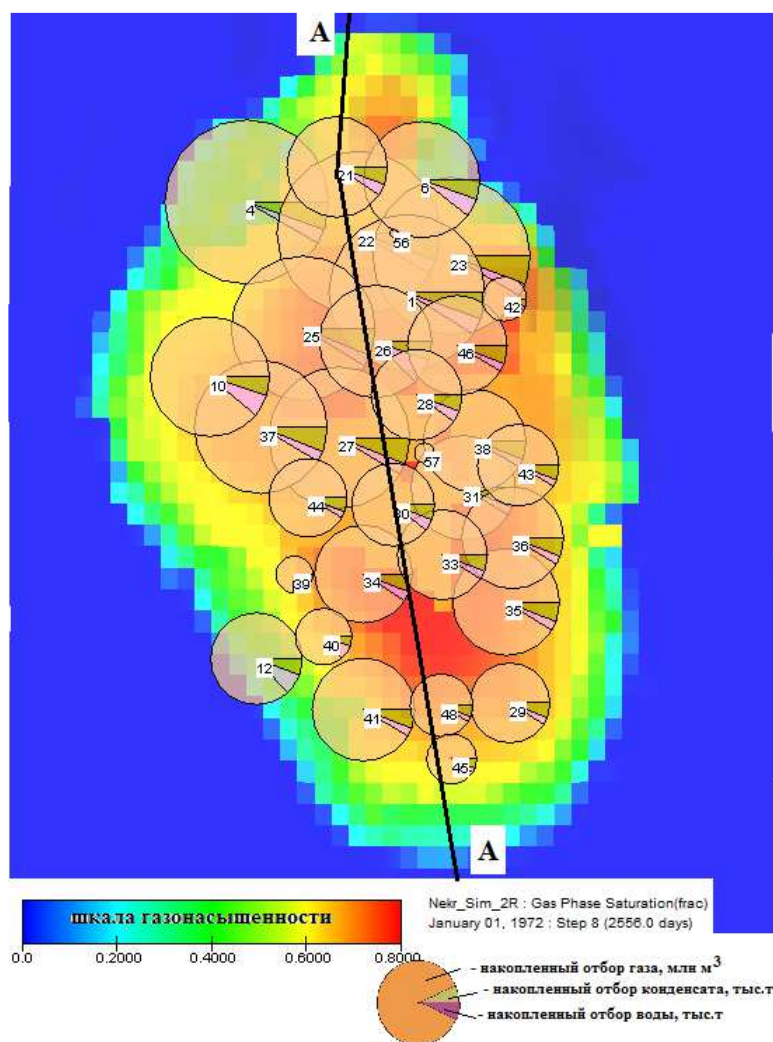


Рисунок 7 – Карта разработки Некрасовского газоконденсатного месторождения по состоянию на 01.01.1972 г.

Геологические характеристики пластов и промысловые данные, используемые в расчётах, приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Геологические характеристики для технологических расчётов

Наименование	Эксплуатационный объект		
	I эксплуатационный объект (пласты I + II)	II эксплуатационный объект (пласт III)	III эксплуатационный объект (пласт IV)
1	2	3	4
Средняя глубина залегания пласта, м	3285	3313	3329
Размеры залежи, (длина / ширина), м	10000/5600	6500/4200	5300/3200
Площадь газоносности, м ²	45230000	15420000	11570000
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	4,7+18,95	6,2	6,3
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0,69–0,71	0,59	0,62
Средняя водонасыщенность, доли ед.	0,31–0,29	0,41	0,38
Пористость, %	11,3–13,0	13,0	13,0
Проницаемость, мкм ²	45,0	7,5	18,0
Пластовое давление, МПа:			
начальное	34,9	34,92	34,96
по состоянию на 01.01.2019 г.	4,54	29,89	25,55



Окончание таблицы 1

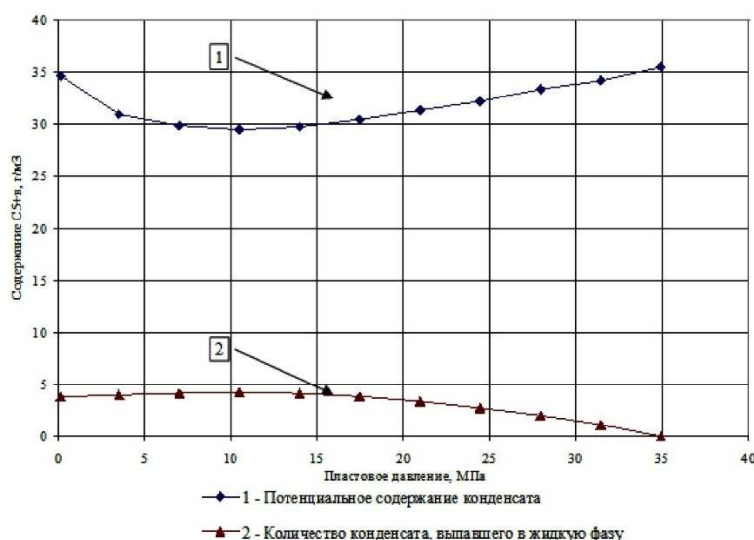
1	2	3	4
Пластовая температура, °С	144	144,4	144,8
Относительная плотность газа	0,678	0,678	0,678
Начальные запасы газа, млн м³	1583+18397	1702	1361
Начальное потенциальное содержание C _{5+в} , г/м³	35,5	35,5	35,5
Текущее содержание C _{5+в} (расчётное), г/м³	29,66	32,49	32,06
Начальные запасы конденсата (балансовые / извлекаемые), тыс. тонн	710/511	60/43	48/35

Таблица 2 – Промысловые данные для технологических расчётов

Наименование	Величина
Коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта:	
A, $\frac{(\text{МПа})^2}{\text{тыс. м}^3/\text{сут.}}$	0,809
B, $\left(\frac{\text{МПа}}{\text{тыс. м}^3/\text{сут.}}\right)^2$	0,00163
Сопротивление ствола скважины	2,334
Сопротивление шлейфа	0,01
Сопротивление внутривнепромисловому коллектору	0,002
Давление на входе в магистральный газопровод, МПа	1,08
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.	0,96
Депрессия на пласт, МПа	2,94

В связи с длительным отсутствием информации о динамике фильтрационных свойств пласта за исходную основу для проектирования дальнейшей разработки нижнемеловых отложений приняты результаты исследований скважин №№ 23 и 48 (1975 год), скорректированные по текущим параметрам эксплуатации.

Расчёт прогнозной добычи конденсата выполнен на основании теоретических кривых изменения потенциального содержания C_{5+в} от пластового давления. На рисунке 8 приведено изменение потенциального содержания C_{5+в} в пластовом газе в процессе разработки Некрасовского месторождения, которое составляет в настоящее время 29,66 г/м³. Фактические условия сепарации обеспечивают извлечение конденсата на УКПГ в объёме от 28 до 46 % от его содержания в пластовом газе, большая его часть утилизируется с газом в МГ.



Расчет конденсатосодержания в добываемом газе

Пластовое давление, МПа	Количество конденсата, выпавшего в жидкую фазу		Конденсатосодержание в добываемом газе, г/м³
	%	г/м³	
34,9	0	0,00	35,50
31,4	3,2	1,15	34,20
27,9	5,7	2,03	33,36
24,4	7,7	2,74	32,22
20,9	9,5	3,38	31,36
17,5	10,9	3,86	30,48
14,0	11,7	4,15	29,78
10,5	12,0	4,26	29,51
7,0	11,7	4,16	29,90
3,5	11,3	4,00	30,94
0,1	10,7	3,81	34,68

Рисунок 8 – Изменение потенциального содержания C_{5+в} при снижении пластового давления



Средние величины сопротивлений ствола скважины, шлейфа и промышленного коллектора рассчитаны по фактическим данным эксплуатации.

Разработка Некрасовского ГКМ находится на завершающей стадии, расчёт технологических показателей выполнен при условии поддержания минимально допустимого давления на устье.

Технологические показатели разработки Некрасовского ГКМ рассчитаны на фильтрационной модели с адаптацией расчётных данных по фактической P/z -зависимости и фактических показателей разработки.

Для варианта 2 рассчитан вариант 2.1. Вариант 2.1 предусматривает разработку месторождения при условии установки на устье добывающих скважин №№ 1 и 33 устьевых компрессоров в 2021 году. Расчёт технологических показателей разработки месторождения выполнен при условии снижения давления на устье скважин №№ 1 и 33 до величины 0,1 МПа с 01.01.2017 г. Скважины №№ 25 (второй ствол), 52 и 57 проектируются на добычу газа из IV пласта (с переводом по мере отработки на III пласт), для этих скважин повышение устьевого давления с помощью компрессора не требуется. Текущее пластовое давление, рассчитанное по зависимости приведённого пластового давления от накопленного отбора газа, в IV пласте составляет величину 25,5 МПа. С учётом ограничения максимальной депрессии на пласт 2,94 МПа (30 кгс/см²) устьевое давление составит величину порядка 17,9 МПа. Ввод скважин №№ 25 (второй ствол), 52 и 57 проектируется с 01.01.2022 г.

Отсутствие газодинамических исследований не позволило получить фактические зависимости дебита газа от депрессии на пласт и соответствующего устьевого давления. Поэтому при выполнении технологических расчётов было использовано теоретическое обоснование. Расчёт дебита газа с использованием исходных данных, приведённых в таблице 2, показал, что в скважине № 1 может быть получен максимальный дебит порядка 16 тыс. м³/сут. Скважина ведёт добычу газа из северной части пласта I. В скважине № 33 после выполнения работ по радиальному вскрытию пласта и снижению противодавления на устье до 0,1 МПа будет получен дебит 55,3 тыс. м³/сут. Скважина проектируется в качестве добывающей газ из пласта II. Скважины № 57 и второй ствол в скважине № 25 проектируются для добычи газа из пласта IV с последующим переводом на пласт III. При проведении расчётов по скважине № 52 её начальный дебит по IV пласту составил 6 тыс. м³/сут, за 3 года он снизился до 3 тыс. м³/сут, и в продукции скважины появилась пластовая вода. Скважина № 52 расположена вблизи контура ГВК IV пласта. Поэтому возврат скважины № 52 запроектирован на пласт III, где её начальный дебит должен быть получен в пределах 41 тыс. м³/сут.

Расчётный начальный дебит второго ствола скважины № 25 по IV пласту составит 56,5 тыс. м³/сут. В течение расчётного периода экономической оценки разработки (25 лет) скважина переводиться на пласт III не будет. Начальный дебит скважины № 57 по IV пласту составит 15,5 тыс. м³/сут. Перевод скважины на пласт III нецелесообразен по геологическим причинам (см. рис. 3 и 4).

Таким образом, проектируется в 2021 году бурение второго ствола на пласт IV в скважине № 25, радиальное вскрытие пласта II в скважине № 33, возврат скважин № № 52 на пласт III и 57 на пласт IV, и установка устьевых компрессоров в скважинах № № 1 и 33 для обеспечения давления на устье 0,1 МПа (1 атм.).

Проектируется промывка песчаных пробок:

- в скважине № 1 в 2021, 2030, 2038 годах;
- в скважине № 33 в 2030 и 2038 годах;
- в скважине № 52 в 2030 и 2038 годах;
- в скважине № 57 в 2030 и 2038 годах.

Расчёты проведены с использованием ПДГТМ и фактической зависимости приведённого пластового давления от накопленного отбора газа.

В первом расчётном варианте в эксплуатации будет находиться одна скважина – № 1. За 25 лет эксплуатации (2020–2044 годы) скважина отберёт 42,7 млн м³ газа и 1,268 тыс. тонн стабильного конденсата. Дебит скважины снизится с 10,5 до 2,3 тыс. м³/сут, а темп отбора – с 0,022 до 0,004 % от НБЗ. Накопленный отбор составит 18169,7 млн м³, а газоотдача – 84,2 %. Средневзвешенное пластовое давление в целом по месторождению снизится до 4,23 МПа, однако давление в зоне отбора газа может оказаться значительно ниже.

Для поддержания рабочего состояния призабойной зоны в 2021 году необходимо выполнить промывку песчаных пробок (ППП) с помощью колтюбинговой установки, а также провести ревизию НКТ и коррозионный мониторинг. Учитывая низкий дебит скважины (от 10,5 до 2,3 тыс. м³/сут), ведущий к образованию песчаных пробок, ремонт скважины с ППП необходимо проводить через каждые 5-8 лет. Таким образом, в течение 25-летнего периода доработки месторождения потребуется не менее трёх текущих ремонтов скважины с ППП.

Скважины № № 23, 25, 27, 33, 42, 52 и 57 консервируются в 2020 году с последующей ликвидацией.

Во втором расчётном варианте в эксплуатации будут находиться 5 скважин № № 1, 25_2, 33, 52 и 57. За 25 лет эксплуатации (2020–2044 годы) скважины отберут 525,08 млн м³ газа и 16,9 тыс. тонн стабильного конденсата. Дебит «средней» скважины на конец расчётного периода составит величину



9,6 тыс. м³/сут, а темп отбора за счёт прироста добычи газа из нижних горизонтов составит среднюю величину 0,097 % от НБЗ. Накопленный отбор составит 18 652,0 млн м³, а газоотдача – 86,4 %. Максимальный годовой отбор 49,1 млн м³ будет получен в 2022 году после проведения ремонтно-восстановительных работ. В конце расчётного периода годовой отбор составит 16,8 млн м³.

Для поддержания рабочего состояния призабойной зоны скважины № 1 в 2021 году необходимо выполнить промывку песчаных пробок с помощью колтюбинговой установки. Учитывая низкий дебит скважины (от 14 до 2,3 тыс. м³/сут.), ведущий к образованию песчаных пробок, ремонт скважины с ППП необходимо проводить через каждые 5–8 лет. Таким образом, в течение 25-летнего периода доработки месторождения потребуется не менее трёх текущих ремонтов скважины № 1 с ППП.

Бурение второго ствола в скважине № 25 на IV пласт, радиальное вскрытие пласта II в скважине № 33, возврат на пласт III в скважине № 52 и пласт IV в скважине № 57 запроектированы на 2021 год. С 2022 года начнётся эксплуатация этих скважин по варианту 2.

Как показали расчёты фильтрационных процессов, перевод скважины № 52 на пласт IV нецелесообразен ввиду получения низкого дебита и достаточно быстрого (на третий год эксплуатации) поступления в залежь пластовой воды. Поэтому в скважине № 52 будет осуществлён возврат на III пласт и выработка его в течение расчётного 25-летнего периода.

Скважины №№ 25 (второй ствол) и 57 будут вырабатывать запасы IV пласта в течение проектного 25-летнего периода.

Во всех скважинах в течение этого периода потребуется периодическое проведение работ по промывке песчаных пробок с целью восстановления проницаемости призабойной зоны пласта.

Таким образом, за 25-летний период доработки месторождения проектируются следующие работы по скважинам:

- в скважине № 1 будет выполнено 3 текущих ремонта с промывкой песчаных пробок (в 2021, 2030, 2038 годах);
- в скважине № 25 будет выполнено бурение второго ствола в 2021 году, текущий ремонт с промывкой песчаных пробок в 2030 и 2038 годах;
- в скважине № 33 в 2021 году будет выполнено радиальное вскрытие пласта II, два текущих ремонта с промывкой песчаных пробок в 2030 и 2038 годах;
- в скважине № 52 в 2021 году будет осуществлён возврат на III пласт, в 2030 и 2038 годах – текущий ремонт с промывкой песчаных пробок;
- в скважине № 57 в 2021 году будет выполнен возврат на пласт IV, а в 2030 и 2038 годах – 2 текущих ремонта с промывкой песчаных пробок.

Во всех скважинах при выполнении ремонтных работ необходимо проведение ревизии НКТ и коррозионный мониторинг.

Скважины №№ 23, 27 и 42 консервируются с последующей ликвидацией.

Для варианта 2 рассчитан вариант 2.1.

Вариант 2.1 предусматривает разработку месторождения при условии установки на устье добывающих скважин №№ 1 и 33 устьевых компрессоров в 2021 году. Расчёт технологических показателей разработки месторождения выполнен при условии снижения давления на устье скважин №№ 1 и 33 до величины 0,1 МПа с 01.01.2022 г. Скважины №№ 25 (второй ствол), 52 и 57 проектируются на добычу газа из III и IV пластов. Для этих скважин повышение устьевого давления с помощью компрессора не требуется.

За 25 лет эксплуатации (2020–2044 годы) скважины отберут 620,3 млн м³ газа и 20,05 тыс. тонн стабильного конденсата. Дебит «средней» скважины на конец расчётного периода составит величину 9,7 тыс. м³/сут, а темп отбора за счёт прироста добычи газа из нижних горизонтов составит среднюю величину 0,115 % от НБЗ. Накопленный отбор составит 18 747,3 млн м³, а газоотдача – 86,8 %. Максимальный годовой отбор 64,5 млн м³ будет получен в 2022 году после проведения ремонтно-восстановительных работ. В конце расчётного периода годовой отбор составит 17,0 млн м³.

В *третьем расчётном варианте* в эксплуатации будут находиться 2 скважины – №№ 1 и 33. За 25 лет эксплуатации (2020–2044 годы) скважины отберут 189,8 млн м³ газа и 5,63 тыс. тонн стабильного конденсата. Средний темп отбора составит 0,037 % от НБЗ. Накопленный отбор составит 18316,8 млн м³, а газоотдача – 84,8 %. Средневзвешенное пластовое давление в целом по месторождению снизится до 4,23 МПа, однако пластовое давление в зоне отбора газа может оказаться значительно ниже.

Для поддержания рабочего состояния призабойной зоны скважины № 1 в 2021 году необходимо выполнить промывку песчаных пробок с помощью колтюбинговой установки. Учитывая низкий дебит скважины (от 10,5 до 2,3 тыс. м³/сут), ведущий к образованию песчаных пробок, ремонт скважины с ППП необходимо проводить через каждые 5–8 лет. Таким образом, в течение 25-летнего периода доработки месторождения потребуется не менее трёх текущих ремонтов скважины № 1 с ППП.

В скважине № 33 проектируется проведение работ по радиальному вскрытию пласта II в 2021 году и 2 текущих ремонта с ППП в 2030 и 2038 годах.



В обеих скважинах при выполнении ремонтных работ необходимо проведение ревизии НКТ и коррозионный мониторинг.

Скважины № № 23, 25, 27, 42, 52 и 57 консервируются с последующей ликвидацией.

Литература

1. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка технологических решений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Сборник тезисов 68-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2014» (14–16 апреля 2014 года, г. Москва). – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – С. 20.
2. Батыров М.И., Березовский Д.А., Савенок О.В. Разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов газовых месторождений на завершающей стадии на основе методов междисциплинарного моделирования // Сборник научных трудов I Всероссийской молодежной научно-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть». (17–19 мая 2014 года, г. Красноярск). – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
3. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ осложнений при эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии и разработка метода прогнозирования состояния пород-коллекторов на основе методов междисциплинарного моделирования // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 26–34.
4. Березовский Д.А., Кашкина К.В., Савенок О.В. Разработка эффективной технологии эксплуатации газовых месторождений на завершающей стадии на примере месторождений Краснодарского края // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых учёных «Проблемы недропользования» (23–25 апреля 2014 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», 2014. – С. 179.
5. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий, принимаемых на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений // ГеоИнжиниринг. – 2014. – № 2 (22). – С. 86–89.
6. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
7. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
8. Березовский Д.А., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Экологическое обоснование проектных документов по разработке газовых месторождений Краснодарского края // Сборник докладов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодежи «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014» (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : изд-во «РИЦ УГНТУ», 2014. – С. 34–35.
9. Березовский Д.А., Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Материалы VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года, г. Пермь). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 211–214.
10. Березовский Д.А., Савенок О.В. Удаление песчаных пробок из скважин на примере ООО «Газпром добыча Краснодар» // Сборник публикаций мультидисциплинарного научного журнала «Архивариус» по материалам XIV Международной научно-практической конференции «Наука в современном мире» (20 ноября 2016 года, г. Киев). – К. : мультидисциплинарный научный журнал «Архивариус», 2016. – Ч. 1. – С. 5–10.
11. Березовский Д.А., Савенок О.В. Очистка обсаженного ствола скважины от песчаных пробок с помощью беструбных гидробуров // «Новая наука: от идеи к результату»: Международное периодическое издание по итогам Международной научно-практической конференции (22 ноября 2016 года, г. Сургут); в 4 ч. – Стерлитамак : АМИ, 2016. – Ч. 4. – С. 34–42.
12. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.
13. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
14. Березовский Д.А., Савенок О.В. Анализ процессов фазовых переходов при разработке газоконденсатных месторождений и рекомендации по учёту их влияния на запасы углеводородного сырья // XXIII Международная научно-практическая конференция «Инновация-2018»: сборник научных статей (26–27 октября 2018 года, г. Ташкент). Секция 4. Геология, горное дело и металлургия. – С. 153–154.
15. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
16. Жихор П.С., Долгов С.В. Разработка технологии предотвращения пескопроявления для скважин, вскрывающих слабоконсолидированный пласт // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 79–82.
17. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 09. – 28 с.
18. Мехдиев К.К. оглы. Методика расчёта параметров каверны в зафильтровом пространстве фонтанных и компрессорных пескопроявляющих скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 2. – С. 27–29.
19. Панцарников Д.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Методы предупреждения осложнений на завершающей стадии эксплуатации газовых месторождений Краснодарского края // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). Секция «Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений». – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – Т. 2. – С. 70–72.



References

1. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of technological solutions at the final stage of operation of gas fields in Krasnodar region // Collection of abstracts of 68th International Youth Scientific Conference «Oil and Gas – 2014». (14–16 April 2014, Moscow). – M. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. – P. 20.
2. Batyrov M.I., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Development of a method for forecasting the state of rocks-collectors of gas fields at the final stage on the basis of interdisciplinary modeling methods // Collection of scientific papers of the I All-Russian Youth Scientific and Technical Conference of Oil and Gas Industry «Young Oil». (17–19 May 2014, Krasnoyarsk). – Krasnoyarsk : Siberian Federal University, 2014. – URL : <http://conf.sfu-kras.ru/sites/oil2014/PDF/1/12.pdf>
3. Berezovskiy D.A., Savenok O.V. Analysis of the gas fields exploitation complications at the final stage and development of a method for a collector rock state prediction on the basis of the interdisciplinary modeling methods // Science. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 1. – P. 26–34.
4. Berezovsky D.A., Kashkina K.V., Savenok O.V. Development of effective technology for the operation of gas fields at the final stage by the example of fields in the Krasnodar region // Collection of scientific papers of the International Forum-Contest of Young Scientists «Problems of Subsoil Use» (23–25 April 2014, Saint-Petersburg). – SPb. : National Mineral University «Gorny», 2014. – P. 179.
5. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies adopted at the final stage of gas fields exploitation // GeoEngineering. – 2014. – № 2 (22). – P. 86–89.
6. Berezovskiy D.A., Lavrentev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of the rocks modeling from the point of view of determination of conditions of the production complication factors occurrence // Science. Technique. Technologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
7. Development of the physico-chemical models and methods for forecasting the collector rocks condition / D.A. Berezovskiy [et al.] // Petroleum industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
8. Berezovsky D.A., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. Ecological substantiation of project documents on development of gas fields in Krasnodar region // Collection of reports of IV International scientific-practical conference with elements of scientific school for young people «Ecological problems of oil production – 2014». (21–23 October 2014, Ufa). – Ufa : «RIC USTU», 2014. – P. 34–35.
9. Berezovsky D.A., Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region // Proceedings of the VII All-Russian Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits» (October 28–31, 2014, Perm). – Perm : Publishing house of Perm National Research Polytechnic University, 2014. – P. 211–214.
10. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Removal of sand plugs from wells by the example of OOO Gazprom dobycha Krasnodar // Collection of publications of multidisciplinary scientific journal «Archivarius» on the materials of the XIV International Scientific Conference «Science in the modern world» (November 20, 2016, Kiev). – K. : multidisciplinary scientific journal «Archivarius», 2016. – Part 1. – P. 5–10.
11. Berezovsky D.A., Savenok O.V. Cleaning the cased wellbore from sand plugs with the help of casingless hydraulic drills // «New science: from idea to result»: International periodical on the results of the International Scientific Conference (November 22, 2016, Surgut); at 4 pm. – Sterlitamak : AMI, 2016. – Part 4. – P. 34–42.
12. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies in cleaning from sand from the bottomhole bottom // Collection of articles of international research organization «Cognitio» on the materials of XVI International Scientific Conference «Actual problems of science of the XXI century» (November 30, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – Part 1. – P. 74–80.
13. Technologies and principles of the multiplate fields development / D.A. Berezovskiy [et al.] // Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
14. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The analysis of phase transition processes in the development of gas condensate fields and recommendations for taking into account their impact on hydrocarbon reserves // XXIII International Scientific Conference «Innovation–2018»: collection of scientific papers (October 26–27, 2018, Tashkent). Section 4. Geology, mining and metallurgy. – P. 153–154.
15. Berezovskiy D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Laws and changes of the oil and gas properties in deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
16. Zhikhov P.S., Dolgov S.V. Development of the sand penetration prevention technology for the wells that open a weakly condensed formation // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 79–82.
17. Lavrentev A.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Experimental research of the sandstone hydrodynamic stability mechanisms // Gornyi Informational-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate article (special issue). – M. : Gornaya Kniga Publishing House, 2014. – № 09. – 28 p.
18. Mekhdiev K.K. oglu. Methods of calculation of cavity parameters in filter space of fountain and compressor sand-producing wells // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part. 2. – P. 27–29.
19. Pantsarnikov D.S., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Methods of preventing complications at the final stage of operation of gas fields in the Krasnodar region // New technologies – oil and gas region: materials of the All-Russian with international participation of scientific and practical conference of students, graduate students and young scientists (20–23 May 2014, Tyumen). Section «Development and operation of oil, gas and gas condensate fields». – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2014. – Vol. 2. – P. 70–72.