

Технологии Сбора И Транспорта Газанефтегазоконденсатного Месторождения

Абдурахимов М.А.¹, Амиркулов Н. С.²

Создание новых и модернизация существующих систем добычи природного газа, являются одной из наиболее актуальных проблем. В связи с этим, одной из приоритетных задач нефтегазовой отрасли является усовершенствование методов добычи с целью дополнительных приростов углеводородного сырья, которые имеют важное теоретическое и практическое значение [1,2,4].

Научные исследования, направленные на совершенствование технологии сбора и подготовки газа на поздней стадии разработки газоконденсатных месторождений, осуществляются в ведущих научных центрах, университетах технического профиля и технологических компаниях, разрабатывающих различные виды сепарационного и компрессорного оборудования [3,5-7].

В результате исследований, проведенных в мире по разработке эффективных систем сбора, подготовки, компримированию и транспорту газа, было создано огромное число вариантов этих систем, предназначенных на определенные периоды эксплуатации месторождений.

Большое значение отводится задачам проектирования рациональных систем доработки газоконденсатных месторождений, с обеспечением сравнительно высоких темпов добычи природного газа на завершающих стадиях их эксплуатации, с положительными технико-экономическими показателями.

Важнейшей задачей разработки продуктивного углеводородсодержащего пласта является достижение максимально возможной углеводородоотдачи.

При этом рассмотрена вариантность модернизации наземного обустройства месторождения Южный Кемачи, с предлагаемой концепцией развития месторождения от внедрения заложенных мероприятий, направленных на достижение намеченных отборов природного газа и газового конденсата.

Вариант 1 Прогноз показателей добычи углеводородов из месторождения выполнен без реализации мероприятий, то есть с сохранением сложившейся системы разработки.

Всего за 2022-2035 гг. из месторождения Южный Кемачи прогнозируется добыть $13131,5 \times 10^6$ м³ газа, в том числе $355,7 \times 10^3$ т конденсата. При этом, пластовое давление к концу 2035 года снизится с 38,6 kgf/cm² (2022 г.) до 17,9 kgf/cm², рабочее устьевое давление – с 11,2 kgf/cm² до 8,7 kgf/cm².

Вариант 2 Максимальный годовой отбор газа в объеме $2463,6 \times 10^6$ м³ ().

Всего за 2022-2035 гг. из месторождения Южный Кемачи прогнозируется добыть $16621,0 \times 10^6$ м³ газа, в том числе $442,2 \times 10^3$ т конденсата. При этом, пластовое давление к концу 2035 года снизится с 38,5 kgf/cm² (2022г.) до 11,0 kgf/cm², рабочее устьевое давление – с 12,7 kgf/cm² до 6,0 kgf/cm².

Из сравнения оценки добывных возможностей вариантов 1 и 2, видно, что прирост добычи за счет реализации мероприятий составит $3489,5 \times 10^6$ м³ газа, в т.ч. $86,5 \times 10^3$ т конденсата.

Вариант 3 Максимальный годовой отбор газа в объеме $2463,6 \times 10^6$ м³.

¹ Ли Р.Ч



Всего за 2022-2035 гг. из месторождения Южный Кемачи прогнозируется добыть $17158,1 \times 10^6$ м³ газа, в том числе $464,8 \times 10^3$ т конденсата. При этом, пластовое давление к концу 2035 года снизится с 38,5 kgf/cm² (2022 г.) до 9,9 kgf/cm², рабочее устьевое давление – с 12,7 kgf/cm² до 5,1 kgf/cm².

Из сравнения оценки добывных возможностей вариантов 1 и 3, видно, что прирост добычи за счет реализации мероприятий составит $4026,6 \times 10^6$ м³ газа и $109,1 \times 10^3$ т конденсата.

Компонентный состав и физико-химические свойства пластового газа месторождения Южный Кемачи представлены в таблице 1.

Таблица 1 Компонентный состав и физико-химические свойства пластового газа месторождения Южный Кемачи

1 Наименование компонентов и свойств	Молярная доля компонента, %
CH ₄	89,522
C ₂ H ₆	3,470
C ₃ H ₈	1,189
i-C ₄ H ₁₀	0,193
n-C ₄ H ₁₀	0,327
i-C ₅ H ₁₂	0,104
n-C ₅ H ₁₂	0,094
C ₆ H _{14+в}	0,387
N ₂	0,535
CO ₂	4,135
H ₂ S	0,044
Итого:	100,0
2 Молекулярная масса газа	18,8
3 Массовая концентрация C _{5+выше} g/m ³	24,7
4 Плотность газа при ст.усл., kg/m ³	0,7973
5 Влагосодержание газа*, g/m ³	35,5

Принятый при расчетах состав газа месторождения Южный Кемачи с учетом влагосодержания представлен в таблице 2.

Таблица 2 Состав газа месторождения Южный Кемачи принятый при расчетах с учетом влагосодержания

1 Наименование компонентов и свойств	Молярная доля компонента м-р Южный Кемачи, %
CH ₄	85,53
C ₂ H ₆	3,32
C ₃ H ₈	1,14
i-C ₄ H ₁₀	0,18
n-C ₄ H ₁₀	0,31
i-C ₅ H ₁₂	0,10
n-C ₅ H ₁₂	0,09
C ₆ H _{14+в}	0,38
N ₂	0,51
CO ₂	3,95
H ₂ O	4,45
H ₂ S	0,04
Итого:	100,0
2 Молекулярная масса газа	18,77
3 Массовая концентрация C _{5+выше} g/m ³	24,0



1 Наименование компонентов и свойств	Молярная доля компонента м-р Южный Кемачи, %
4 Плотность газа при ст.усл., kg/m ³	0,7965

Система сбора и транспорта газа состоит из площадок эксплуатационных скважин и шлейфов, соединённых с газопроводами-коллекторами, которые в свою очередь направляются на установку комплексной подготовки газа (УКПГ).

Сбор продукции скважин месторождения Южный Кемачи предлагается осуществлять подключение скважин к БВН-4р, БВН-9, БВН-6, БВН-5, БВН-2, БВН-2р «Южный Кемачи».

Поток газа с 23-х существующих и 6-ти скважин из КРС, подключается к БВН-4р и по газопроводам-коллекторам направляется на вход УКПГ «Южный Кемачи», для дальнейшей подготовки.

Поток газа с 10-ти существующих и 13-ти скважин из КРС, подключается к БВН-9 и по газопроводам-коллекторам направляется на вход УКПГ «Южный Кемачи», для дальнейшей подготовки.

Поток газа с 18-ти существующих скважин, подключается к БВН-5 и по газопроводам-коллекторам направляется на вход УКПГ «Южный Кемачи», для дальнейшей подготовки.

Поток газа с 18-ти существующих скважин, подключается к БВН-6 и по газопроводам-коллекторам направляется на вход УКПГ «Южный Кемачи», для дальнейшей подготовки.

Поток газа с 9-ти существующих скважин, подключается к БВН-2 и по газопроводам-коллекторам направляется на вход УКПГ «Южный Кемачи», для дальнейшей подготовки.

Поток газа с 7-ми существующих скважин, подключается к БВН-2р и по газопроводам-коллекторам направляется на вход УКПГ «Южный Кемачи», для дальнейшей подготовки.

Часть газа направляется УКПГ Южный Кемачи и далее на ДКС Южный Кемачи для компримирования и дальнейшей транспортировки на МГПЗ, а другая часть подается на ДКС Кокдумалак для дальнейшего компримирования.

На УКПГ «Южный Кемачи» проходит подготовка добываемого природного газа, с целью выделения из потока газа в промышленных условиях углеводородного конденсата, пластовой жидкости и механических примесей при фактических технологических параметрах.

Концептуальные решения модернизации месторождения Южный Кемачи по Варианту 1

Согласно 1-му варианту оценки добывных возможностей ГКМ «Южный Кемачи» реализация мероприятий не предусматривается.

Концептуальные решения модернизации месторождения Южный Кемачи по Варианту 2

На месторождении Южный Кемачи предусмотрена лучевая схема сбора газа. Принципиальная схема систем сбора и транспорта газа месторождения Южный Кемачи, с учетом заложенных мероприятий по Варианту 2, представлена на рисунке 1.

Подготовка газа вышеуказанного месторождения предусматривается на действующей УКПГ «Южный Кемачи» и УКПГ «Кокдумалак».

Согласно оценке добывных возможностей ГКМ «Южный Кемачи»:

- Количество действующих скважин – 84 ед. (на 2022 год);
- КРС – 27 ед. (4 ед. - 2022 год, 12 ед. – 2023 год, 8 ед. – 2024 год, 3 ед. – 2025 год);
- КРС для компенсации выбытия газодобывающих скважин действующего фонда – 21 ед. (7 ед. – 2024 год, 7 ед. – 2025 год, 17 ед. – 2026 год);
- Рассматриваемый период эксплуатации месторождения – 14 лет (2022-2035 гг.).



Описание проектируемых систем.

На основании проведенных предварительных расчетов, с предлагаемой концепцией развития месторождения, было выявлено, что прирост и поддержание добычи природного газа с месторождения Южный Кемачи прогнозируется при восстановлении текущего фонда скважин с 84 ед. до 107 ед., в период с 2022-2023 гг., а также при реализации дополнительных мероприятий по дообустройству наземной части и модернизации текущих систем.

Предварительные расчеты показали, что для достижения намеченных отборов газа на месторождении Южный Кемачи, необходимо:

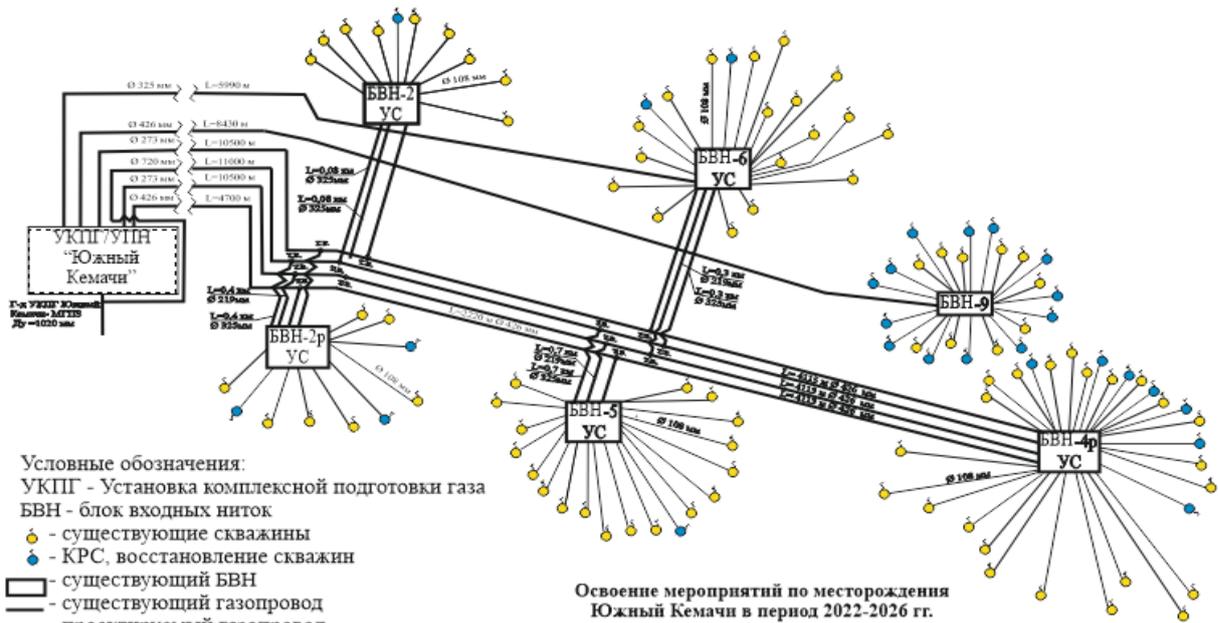
КРС – 27 ед. (4 ед. - 2022 год, 12 ед. – 2023 год, 8 ед. – 2024 год, 3 ед. – 2025 год);

КРС для компенсации выбытия газодобывающих скважин действующего фонда – 21 ед. (7 ед. – 2024 год, 7 ед. – 2025 год, 17 ед. – 2026 год);

Результаты гидравлического расчета системы сбора и транспорта газа месторождения Южный Кемачи за 2022 год представлены в таблице 3.

Таблица 3 Результаты гидравлического расчета системы сбора газа и транспорта газа месторождения Южный Кемачи за 2022 год

Объем газа, $\times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	Диаметр, mm	Длина, km	Начало		Конец		Скорость газа, m/s
			$P_n, \text{ kgf/cm}^2$	$t_n, ^\circ\text{C}$	$P_k, \text{ kgf/cm}^2$	$t_k, ^\circ\text{C}$	
Шлейф скважин от м/р Южный Кемачи до БВН-4р Южный Кемачи							
80,4	108	3,01	12,7	60,0	8,7	33,0	14,6
Шлейф скважин от м/р Южный Кемачи до БВН-9 Южный Кемачи							
80,4	108	1,5	9,8	57,2	7,3	42,0	17,0



№	Наименование мероприятий	Ед. изм.	Годы эксплуатации				
			2022	2023	2024	2025	2026
1	Восстановление скважин	ед.	4	12	8+7*	3+7*	7*
2	Модернизация ДКС-1 Кокдумалак доведение входного давления до 1 кгс/см ²	км		1			

Рисунок 1 - Принципиальная схема систем сбора, подготовки, компримирования и транспорта газа месторождения Южный Кемачи по Варианту 2

Концептуальные решения модернизации месторождения Южный Кемачи по Варианту 3

На месторождении Южный Кемачи предусмотрена лучевая схема сбора газа. Принципиальная



схема систем сбора и транспорта газа месторождения Южный Кемачи, с учетом заложенных мероприятий по Варианту 3, представлена на рисунке 2.

Подготовка газа вышеуказанных месторождений предусматривается на действующей УКПП «Южный Кемачи» и УКПП «Кокдумалак».

Месторождение Южный Кемачи.

Согласно оценке добывных возможностей ГКМ «Южный Кемачи»

- Количество действующих скважин – 84 ед. (на 2022 год);
- Бурение – 10 ед. (4 ед. - 2023 год, 3 ед. - 2024 год, 3 ед. - 2025 год);
- КРС – 27 ед. (4 ед. - 2022 год, 12 ед. - 2023 год, 8 ед. - 2024 год, 3 ед. - 2025 год);
- КРС для компенсации выбытия газодобывающих скважин действующего фонда – 21 ед. (7 ед. – 2024 год, 7 ед. – 2025 год, 7 ед. – 2026 год);
- Строительство БВН-10 (10 ниток) на площади месторождения Южный Кемачи;
- Строительство газопровода от БВНа до УКПП «Южный Кемачи» ориентировочными диаметром 426 mm и общей протяженностью 8,5 km.
- Рассматриваемый период эксплуатации месторождения – 14 лет (2022-2035 гг.).

На основании проведенных предварительных расчетов, с предлагаемой концепцией развития месторождения, было выявлено, что прирост и поддержание добычи природного газа с месторождения Южный Кемачи прогнозируется при восстановлении текущего фонда скважин с 84 ед. до 117 ед., в период с 2022-2026 гг., а также при реализации дополнительных мероприятий по дообустройству наземной части и модернизации текущих систем.

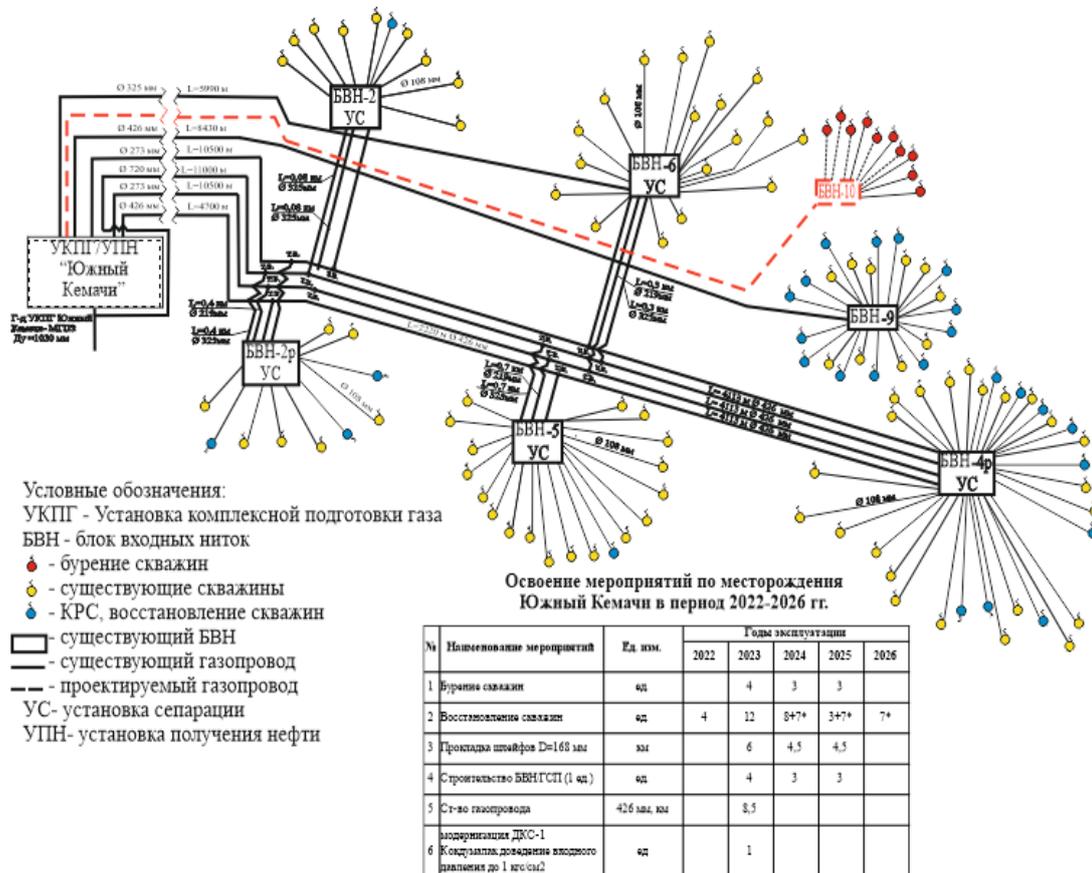


Рисунок 2 - Принципиальная схема систем сбора, подготовки, компримирования и транспорта газа месторождения Южный Кемачи по Варианту 3



Предварительные расчеты показали, что для достижения намеченных отборов газа на месторождении Южный Кемачи, необходимо:

Бурение – 10 ед. (4 ед. - 2023 год, 3 ед. - 2024 год, 3 ед. - 2025 год);

➤ КРС – 27 ед. (4 ед. - 2022 год, 12 ед. - 2023 год, 8 ед. - 2024 год, 3 ед. - 2025 год);

➤ КРС для компенсации выбытия газодобывающих скважин действующего фонда – 21 ед. (7 ед. – 2024 год, 7 ед. – 2025 год, 7 ед. – 2026 год);

Строительство БВН-10 (10 ниток) на площади месторождения Южный Кемачи;

Строительство газопровода от БВНа до УКПГ «Южный Кемачи» ориентировочными диаметром 426 mm и общей протяженностью 8,5 km.

Результаты гидравлического расчета системы сбора и транспорта газа месторождения Южный Кемачи за 2023 год представлены в таблице 4.

Таблица 4 Результаты гидравлического расчета системы сбора газа и транспорта газа месторождения Южный Кемачи (2023 год)

Объем газа, $\times 10^3 \text{ m}^3/\text{d}$	Диаметр, mm	Длина, km	Начало		Конец		Скорость газа, m/s
			$P_n, \text{ kgf/cm}^2$	$t_n, ^\circ\text{C}$	$P_k, \text{ kgf/cm}^2$	$t_k, ^\circ\text{C}$	
Шлейф скважин от м/р Южный Кемачи до БВН-4р Южный Кемачи							
63,1	108	3,01	15,2	60,0	13,3	29,8	7,5
Шлейф скважин от м/р Южный Кемачи до БВН-9 Южный Кемачи							
63,1	108	1,5	13,5	58,7	12,5	40,4	8,4
Шлейф скважин от м/р Южный Кемачи до БВН-10 Южный Кемачи							
63,1	108	1,5	13,5	58,7	12,5	40,4	8,4
Газопровод от БВН-10 до УКПГ «Южный Кемачи»							
252,4	426	8,5	12,5	40,4	12,4	24,1	1,8

Реализация системных мероприятий по разрабатываемому месторождению Южный Кемачи, позволит прирастить добычу газа из этих месторождений и удержать темпы ее падения, путем увеличения или восстановления фонда скважин и модернизации систем наземного обустройства.

Выводы

Разработаны технологические решения на модернизацию системы сбора газа Южный Кемачи в условиях низких пластовых давлений.

Снижение пластового давления с определенного момента приводит к необходимости ввода в эксплуатацию дожимной компрессорной станции и перехода к иным методам подготовки газа.

Проведены по вариантам гидравлические расчеты системы сбора и транспорта газа месторождения Южный Кемачи с подачей газа на существующие ДКС Кокдумалак с последующей подготовкой для выбора оптимальной схемы обустройства.

Литература

1. Назаров У.С., Махмудов Ф.М., Кузьмич А.Е., Игамбердиев Р.А., Борн Р.И. Руководящий документ. Комплексное проектирование систем разработки (доработки) и обустройства (дообустройства) месторождений углеводородного сырья // РН 39.0-110:2012. Ташкент – 2012.
2. Ли А.Р. Gas collection system equipment during the drop gas production period of gas condensate fields // «Technical science and innovation» 2021, №1(07). Tashkent, 2021. - с. 176-183.
3. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов А. Н. Ширковский М.: Недра, 1987.



4. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1989 г
5. Минликаев В.З. Техника и технология для эксплуатации месторождений на заключительной стадии разработки // Науч.- техн. журнал: Газовая промышленность. – М., 2014. – № 9.
6. Назаров У.С., Шевцов В.М. Перспективы доработки длительно эксплуатируемых газоконденсатных месторождений // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 2021. - №2.
7. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: в 2 ч. / разработ. ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; С.Н. Бузинов, Ю.Н. Васильев и др.; утв. ОАО «Газпром» 05.08.2010, введ. 29.04.2011. - М.: Газпром экспо, 2011. - Ч. 1. - 234 с.; Ч. 2. - 319 с.

