

# Проектные решения системы сбора и транспорта нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера



М.Ю. Тарасов, к.т.н., С.С. Примаков, к.т.н., В.Е. Бояркин  
(ОАО «Гипротюменнефтегаз», Группа ГМС)

**Design solutions for the system of gathering and transportation of oil from oil rims of oil-gas condensate fields of the Far North**

M.Yu. Tarasov, S.S. Primakov, V.E. Boyarkin  
(Giprotyumenneftegaz OAO, HMS Group)

The necessity of thermotechnical calculations to determine the way of the gas-water-oil mixtures heating at gathering and inter-field transportation of oil from the oil rims of oil-gas condensate fields of the Far North is shown. The results of the technical and economic comparison of design technological variants of the systems of construction of field site, at which oil rims are developed, are given.

**Ключевые слова:** нефтяные оторочки, сбор и транспорт нефти, технико-экономические расчеты, теплотехнические расчеты.  
**Адрес для связи:** tarasov@gtng.ru

Одним из условий разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений является добыча нефти из нефтяных оторочек с последующей добычей газа из пластов, имеющих такие оторочки. При этом наличие определенной инфраструктуры газового промысла должно быть учтено при проектировании объектов подготовки нефти для сокращения затрат на инженерно-техническое обеспечение производства. Так, размещение установок подготовки нефти (УПН) и установок комплексной подготовки природного газа (УКПГ) на одной площадке представляется экономически целесообразным вариантом проектного решения. В этом случае необходимо рассмотреть варианты промышленного сбора и транспорта продукции нефтедобывающих скважин: протяженность и способы прокладки нефтепроводов с учетом термгидравлических режимов их эксплуатации.

На месторождениях Крайнего Севера, в районах распространения многолетнемерзлых пород, при проектировании протяженной сети промысловых трубопроводов необходимо применить рациональный способ сохранения положительной температуры перекачиваемого флюида при сохранении отрицательной температуры многолетнемерзлых грунтов в зоне прокладки трубопроводов. Выбор способа транспорта нефти в этих условиях осложняется еще и тем, что нефти большинства оторочек содержат большое количество высокоплавких парафинов, следовательно, имеют высокую температуру за-

стывания. В статье рассмотрены варианты сбора и транспорта нефти пласта БУ<sub>16</sub><sup>1-4</sup> Восточно-Уренгойского лицензионного участка Уренгойского месторождения.

Реологические свойства нефти (плотность исследованной пробы при температуре 20 °С равна 848 кг/м<sup>3</sup>, температура застывания составляет 16 °С) и водонефтяных эмульсий представлены в табл. 1, физико-химические свойства приведены ниже.

Плотность при температуре 20 °С, кг/м <sup>3</sup> . . . . .	846,8 - 859
Молекулярная масса, г/моль. . . . .	209 – 249
Температура застывания, °С. . . . .	12 – 20
Массовое содержание, %:	
серы . . . . .	0,09 - 0,12
смола силикагелевых . . . . .	0,8 - 2,69
асфальтенов. . . . .	0,08 - 0,18
парафинов. . . . .	5,40 - 8,34
Температура плавления парафина, °С . . . . .	52 – 56
Температура начала кипения, °С . . . . .	59 – 119
Фракционный состав, %, до температуры, °С:	
100 . . . . .	3
150 . . . . .	5 - 10,2
200 . . . . .	14 - 19,2
250 . . . . .	22 - 26,7
300 . . . . .	35 - 39,5.

Таблица 1

Содержание воды в нефти, %	Динамическая вязкость, мПа·с, при температуре, °С									
	-15	-10	-5	0	5	10	20	30	40	50
0	519,6	303,0	189,3	143,9	102,9	70,1	13,5	8,3	6,0	4,8
10	647,9	466,9	242,4	161,7	107,8	76,9	19,2	10,9	7,6	5,9
20*	463,1	248,0	181,9	115,5	91,3	54,8	15,5	8,8	6,5	5,1

\*Эмульсия неустойчива.

Таблица 2

Содержание воды в нефти, %	Предел текучести, $\tau_0$ , Н/м <sup>2</sup> , при температуре, °С							
	-15	-10	-5	0	5	10	20	30
0	142,0	80,0	47,0	38,0	21,0	12,0	1,0	0,0
10	174,0	118,0	64,0	38,0	22,0	14,0	2,0	0,0

Анализ реологических свойств показывает, что нефть образует малоустойчивые водонефтяные эмульсии, расслаивающиеся при содержании воды более 10 %. Это значит, что транспорт таких эмульсий при температуре ниже -1 °С (температура замерзания пластовой воды) может привести к образованию в нефтепроводе ледяных пробок либо появлению на выходе из нефтепровода льдонептяных дисперсий, так называемой «шуги», которые могут закупоривать входные патрубки нефтегазовых сепараторов первой ступени УПН. Повышенное содержание парафинов в нефти обуславливает ее высокую температуру застывания и высокое начальное напряжение сдвига (предел текучести), что должно быть учтено при расчетах времени безопасной остановки нефтепровода и пускового давления (давления возобновления транспорта после остановки). В табл. 2 приведен предел текучести нефти и устойчивой 10%-ной водонефтяной эмульсии.

Минимальное пусковое давление рассчитывается по формуле

$$p_0 = \frac{4\tau_0 L_3}{d} \cdot 10^{-6}, \quad (1)$$

где  $L_3$  – длина участка трубопровода, заполненного застывшей нефтью, м;  $d$  – внутренний диаметр нефтепровода, м.

Для вытеснения нефти из остановившегося нефтепровода необходимо, чтобы давление было больше определенного по формуле (1) пускового давления. При расчетах по этой формуле подразумевается, что сечение нефтепровода по всей длине полностью заполнено жидкостью. Однако при транспорте нефтегазовой смеси часть объема нефтепровода занята газом, что затрудняет использование формулы. Авторами предложено при определении длины нефтепровода, заполненного застывшей нефтью, исходить из следующего:

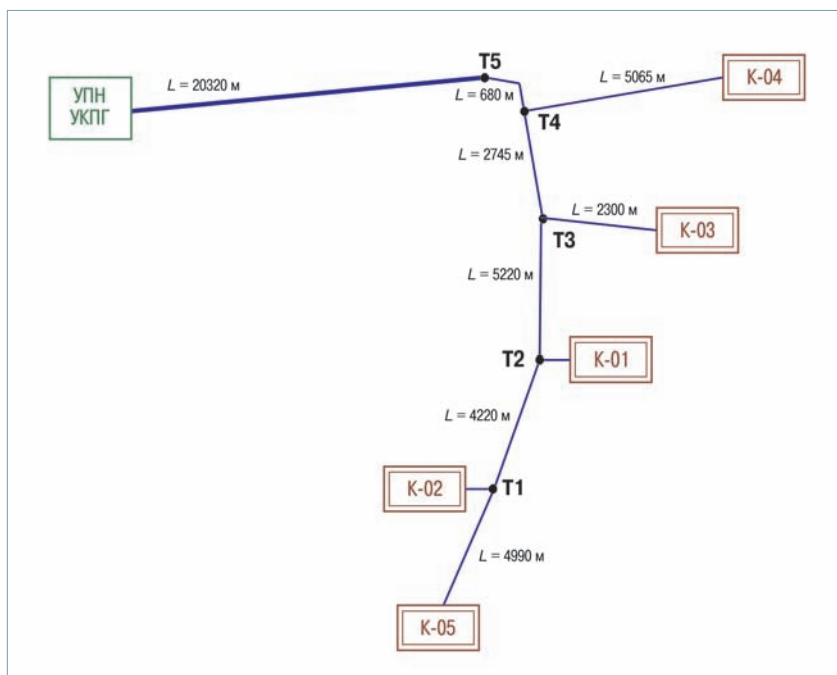
- при движении нефтегазовой смеси по рельефному трубопроводу пробки нефти формируются на восходящих участках, занимая практически полностью сечение трубы ;
- при остановке нефтепровода нефть стекает из восходящих участков в пониженные и полностью перекрывает сечение в этих местах.

С учетом этого для проектных расчетов можно принять длину  $L_3$ , равную сумме длин восходящих участков  $L_{в\uparrow}$ , определяемых по профилю нефтепровода. Тогда давление  $p_0$  будет максимально возможным для данного нефтепровода в связи с тем, что при перекачке будет происходить поочередное вытеснение (сдвиг) единичных застывших пробок нефти, длина которых, а следовательно, и давление сдвига будет меньше рассчитанного по

формуле (1). Принципиальная схема предполагаемого сбора и транспорта нефти приведена на рисунке.

Температура в межпромысловом нефтепроводе Т5 – УПН зависит от расхода и температуры продукции в системе нефтесбора, которые определяются дебитами и температурой на устье скважин. Расчеты теплотехнических параметров показали, что в зависимости от дебита температура на устье скважин может изменяться от 10 °С до 50 °С. При температурах на устье скважин менее 20 °С температура в межпромысловом нефтепроводе будет принимать отрицательные значения – ниже -1 °С. Поэтому для обеспечения транспорта продукции при положительной температуре с целью исключения замерзания водной фазы в низких участках трубопровода необходимо использовать теплоизоляцию, тепловые станции, осуществлять подогрев жидкости. При подземной прокладке и применении тепловых станций максимальная осадка основания трубопровода при оттаивании грунта за 20 лет эксплуатации может составить 87 см, что не исключает возникновение критического напряженно-деформированного состояния трубопровода. Такими участками, в частности, могут быть места установки тепловых станций, где продукт подогревается до 40 °С. В данном случае целесообразно рассмотреть надземный способ прокладки трубопроводов в теплоизоляции на свайных основаниях, конструкция которых проектируется с учетом нагрузок от переменного воздействия температуры наружного воздуха, ветрового воздействия и поперечной нагрузки от собственного веса трубы, транспортируемого продукта и снежного покрова на трубе.

Минимальная температура транспортируемой продукции устанавливается с учетом гидравлического режима эксплуатации нефтепроводов и пускового давления, рассчитанного по формуле (1). В табл. 3 приведены данные расчета пускового давления межпромыслового трубопровода диаметром 426×11 мм. Сумма длин восходящих участков на профиле трубопровода Т5-



Принципиальная схема сбора и транспорта нефти от кустов (К- 01/05) до проектируемой УПН: Т1 – Т4 – узлы соединения сборных нефтепроводов; Т5 – начало межпромыслового нефтепровода; L – длина участка нефтепровода.

Таблица 3

Длина трубопровода, м	Пусковое давление $p_0$ , МПа, при температуре нефти в трубопроводе, °С			
	- 15	- 5	0	5
1000	1,72	0,63	0,38	0,22
2000	3,45	1,27	0,75	0,44
3000	5,17	1,90	1,13	0,65
4000	6,89	2,53	1,50	0,87
5000	8,61	3,17	1,88	1,09
10000	17,23	6,34	3,76	2,18
15000	25,84	9,50	5,64	3,27
20320	35,01	12,88	7,65	4,43

УПН составляет 26 % его общей длины  $L$ . Условный внутренний диаметр трубопровода, принятый согласно гидравлическим расчетам, равен 0,404 м. Следовательно, для возобновления транспорта при остывании продукции в нефтепроводе до температуры 0 – 5 °С потребуются давление не более 1,2-1,5 МПа.

Предполагается, что в при остановке трубопровода возобновление транспорта будет обеспечиваться давлением на кустах добывающих скважин. Например, при остановке межпромыслового трубопровода Т5 – УПН, следовательно, остановки всей системы нефтесбора возобновление транспорта возможно путем подачи продукции от близлежащих кустов скважин по линии К-04 – Т4 – Т5 либо по линии К-03 – Т3 – Т4 – Т5 (см. рисунок). С учетом того, что условные расчетные диаметры сборных нефтепроводов приняты равными 0,2 м, при тех же допущениях, что и для межпромыслового нефтепровода пусковое давление в этих линиях не превысит 1 МПа, а общее давление, требуемое для запуска системы сбора и транспорта составит 2,2-2,5 МПа. Таким образом, минимальная проектная температура охлаждения трубопровода при остановке может быть принята равной 5 °С. Оптимальная рабочая температура продукции в трубопроводе должна быть принята такой, чтобы безопасное время остановки нефтепровода, т.е. время, в течение которого продукция в остановленном горячем нефтепроводе охладится до температуры 5 °С, было не менее 12 ч.

При надземном способе прокладки возможны два основных варианта подогрева транспортируемой газодонефтяной смеси: использование тепловых станций на кустах скважин и по трассе трубопровода; применение электроподогрева.

В первом варианте тепловые станции (подогреватели газодонефтяной смеси, работающие на транспортируемом совместно с нефтью попутно добываемом газе) устанавливаются на кустах скважин (К- 01/05), в начале (Т5) и по трассе межпромыслового трубопровода. Их число по трассе трубопровода рассчитывается с учетом динамики добычи нефти по годам эксплуатации на период 20 лет при минимальной температуре транспортируемой продукции 15 °С. Максимальное число станций (три станции) потребуется после 15 лет эксплуатации системы, когда добыча жидкости снизится до 20 % максимальной проектной. В начальной стадии эксплуатации потребуется не более двух станций в начале и середине нефтепровода с учетом того, что в первый год добыча жидкости составит около 40 % максимальной проектной. В период основной добычи будет достаточно одной станции в начале нефтепровода.

Во втором варианте предусмотрена система электрообогрева трубопроводов, разработанная «ОАО НТЦ «Энергосбережение», с использованием нагревателя типа «стержень в трубе»,

где в качестве стержня применяется специально изготовленный изолированный проводник производства компании Thermon. Этот способ предполагает совместную прокладку рабочего трубопровода и вспомогательной стальной трубы с токопроводом (кабель нагревательного контура) с общей изоляцией. При электрообогреве тепло выделяется от стенок стальной трубы-теплоспутника, внутри которой через проводник пропускается переменный ток частотой 50 Гц. Под влиянием переменного магнитного поля на внутренней поверхности трубы возникают вихревые токи. Количество тепла, передаваемого от греющего контура трубопроводу должно быть достаточным для поддержания заданной минимальной температуры продукции (5 °С) в остановленном трубопроводе.

Были проведены расчеты технико-экономических показателей системы обустройства участка месторождения, в состав которого входят проектируемые площадки кустов скважин, площадка установки УПН в районе существующей УКП, линейная часть трубопроводов системы сбора нефти с кустов скважин, сооружения на них, пункты подогрева нефти, системы электроснабжения, автоматизированная система управления (АСУ), вспомогательные системы и службы обеспечения транспорта нефти по двум рассмотренным вариантам.

Перечень объектов для расчета капитальных вложений по варианту «Надземная прокладка нефтесборных сетей и нефтепровода до УПН в теплоизоляции с использованием тепловых станций» приведен ниже.

**Основные объекты строительства:**

- нефтепровод протяженностью, км, диаметром, мм:  
219x8. . . . . 8,515  
273x8. . . . . 5,34  
426x9 . . . . . 34,525
- опоры под нефтепроводы
- узлы пуска, приема средств очистки и диагностики . . 4
- обустройство кустовых площадок с подогревателями, число кустов . . . . . 5
- инженерная подготовка куста скважин, число кустов. 5
- площадки тепловых станций на нефтепроводе . . . . . 3
- УПН. . . . . 1

**Электроснабжение:**

- ВЛ 6 кВ на опорах 6 кВ, км . . . . . 73
- вакуумный реклоузер . . . . . 1

**АСУ ТП и связь**

Капитальные вложения по варианту «Надземная прокладка нефтесборных сетей и нефтепровода до УПН с использованием электроподогрева» рассчитывались по следующим объектам.

**Основные объекты строительства:**

- нефтепровод протяженностью, км, диаметром, мм:  
219x8 . . . . . 8,515  
325x8 . . . . . 5,34  
426x9 . . . . . 34,225
- опоры под нефтепроводы
- узлы пуска, приема средств очистки и диагностики . . 4
- обустройство кустовых площадок с подогревателями, число кустов . . . . . 5
- инженерная подготовка куста скважин, число кустов. . . . . 5
- УПН. . . . . 1

**Электроснабжение:**

- ВЛ 6 кВ на опорах 35 кВ, км ..... 48
- ВЛ 6 кВ на опорах 6 кВ, км ..... 1
- пункт автоматического регулирования напряжения . . . 3
- вакуумный реклоузер. .... 1
- система электрообогрева трубопровода

**АСУ ТП и связь.**

Основным критерием оценки экономической эффективности вариантов является минимум приведенных затрат, которые рассчитываются по формуле

$$ПЗ = КВ \cdot E_n + Э, \dots\dots\dots (2)$$

где КВ – капитальные вложения, тыс. руб.;  $E_n = 0,1$  – нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности; Э – годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб.

Сравнение экономических показателей проектных вариантов показало следующее:

- капитальные вложения по второму варианту больше затрат по первому варианту на 0,07 %;
- эксплуатационные расходы по второму варианту выше, чем по первому на 2 % за счет большего потребления электроэнергии;
- приведенные затраты, рассчитываемые с учетом  $E_n = 0,1$  по второму варианту выше, чем по первому на 1,1 %.

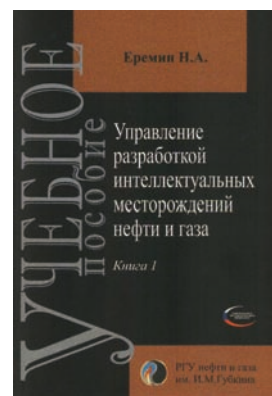
Таким образом, экономические показатели сравниваемых вариантов вследствие их незначительной разницы не являются определяющим фактором при выборе варианта промышленного сбора и транспорта продукции нефтедобывающих скважин. Выбор варианта сбора и межпромыслового транспорта нефти из нефтяных оторочек обусловливается тепловым режимом, который обеспечивает приемлемые технологические показатели транспорта продукции скважин, а также стратегией разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения.

## ВНИМАНИЮ ЧИТАТЕЛЕЙ

### Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа: Учебное пособие для вузов

Еремин Н.А.

В 2 кн. – кн. 1. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 200 с.: ил. ISBN 978-5-91961-019-9



Данное учебное пособие посвящено вопросам совершенствования систем управления разработкой нефтяных и газовых месторождений. Описаны современные центры управления процессами поиска, разведки, бурения, разработки и эксплуатации, работающие в режиме реального времени. Внедрение системы управления разработкой интеллектуальными месторождениями позволит увеличить фонд «умных» скважин в РФ к 2020 г. до 5–7 %, снизить капитальные вложения и операционные затраты на 10–15% и увеличить среднюю нефтеотдачу до 50 %.

Учебное пособие основано на одноименном курсе лекций «Управление разработкой интеллектуальных месторождений» (Smart oil and gas fields), прочитанных автором в 2010–2011 гг. для студентов, магистрантов и аспирантов РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, МГУ им. М.В. Ломоносова и Московского физико-технического института.

Книга 1 содержит следующие главы: 1. Цифровая нефтегазовая компания; 2. Цифровое нефтегазовое месторождение; 3. Изменение – оптоволоконные датчики и линии связи; 4. Интегрированное моделирование пластов-скважиной-системой сбора; 5. Управление геологоразведочными работами в режиме реального времени; 6. Управление бурением скважин в режиме реального времени; 7. Управление скважиной.

Книга будет полезна как студентам профильных вузов, так и инженерно-техническим работникам нефтегазовой отрасли.

**По вопросам приобретения учебного пособия просьба обращаться в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина с письмом на имя ректора В.Г. Мартынова на фирменном бланке за подписью руководителя организации.**

**Факс: +7 (499) 135 88 95  
e-mail: golubeva.m@gubkin.ru**