

## РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ АЧИМОВСКОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ОСНОВАНИИ СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

УДК 665.6.035+665.613.22

**А.А. Бойцова**, к.х.н., ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет» (Санкт-Петербург, РФ), cadaga@mail.ru

**С.В. Строкин**, ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», sfmssv@gmail.com

**А.Н. Чепурнов**, Wintershall Dea GmbH Russland (Санкт-Петербург, РФ), Aleksander.Chepurnov@wintershalldea.com

**Ф. Анерт**, д.х.н., Wintershall Dea GmbH Russland, Falk.Ahnert@wintershalldea.com

**Н.П. Демченко**, к.г.-м.н., ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет» (Ухта, РФ), ndemchenko@ugtu.net

Газовый конденсат ачимовских залежей Уренгойского месторождения представляет собой стратегически важное сырье для нефтехимической промышленности. Вследствие высокого содержания в нем парафиновых углеводородов возникает ряд проблем при транспортировке. В Новом Уренгое вводится в эксплуатацию установка стабилизации, в которой поток конденсата будет разделяться на легкую и тяжелую стабильные части для выведения парафинов из трубопровода Уренгой – Сургут: тяжелый конденсат будет направляться в трубопровод Уренгой – Пурпе. В результате ректификации эта фракция приобретает неблагоприятные структурно-механические свойства, затрудняющие транспортировку в условиях Крайнего Севера. Для улучшения реологических свойств предлагается смешивать тяжелый конденсат с уренгойской нефтью.

В рамках представленной работы проведены экспериментальные исследования структурно-механических свойств тяжелого конденсата. Из ачимовского конденсата выделены три фракции с температурой начала кипения 220, 234 и 280 °С, которые использованы для приготовления смесей с уренгойской нефтью в различных соотношениях. Параметры течения жидкостей измеряли на ротационном вискозиметре с термостатируемой ячейкой. По экспериментальным точкам построили кривые зависимости логарифма вязкости от обратной температуры и рассчитали энергию активации вязкого течения смесей и фракций.

Зафиксировано значительное снижение энергии активации при смешении конденсата и нефти. Определена температура начала кристаллизации парафинов в тяжелом конденсате и смесях при стационарном и нестационарном режимах течения. При разбавлении тяжелого конденсата нефтью отмечено понижение температуры фазового перехода на 1–2 °С. Рассчитаны минимальная скорость сдвига и объемный расход среды, необходимые для разрушения надмолекулярных структур при разных температурах. Установлены наименьшие значения температуры, при которой возможна транспортировка смесей без опасности застывания. Проверена совместимость нефти и конденсата на предмет осаждения асфальтенов и асфальтено-смолисто-парафиновых отложений.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ, АЧИМОВСКИЕ ЗАЛЕЖИ, УРЕНГОЙСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЕКОНДЕНСАТОПРОВОД, РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА, ЭНЕРГИЯ АКТИВАЦИИ ВЯЗКОГО ТЕЧЕНИЯ, ФАЗОВЫЙ ПЕРЕХОД, ПАРАФИН.

На сегодняшний день разработка ачимовских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) имеет стратегическое значение, поскольку позволяет не только компенсировать падение добычи газовой смеси из валанжинских и дру-

гих газоконденсатных пластов, но и значительно увеличить темпы добычи жидких углеводородов [1]. Запасы ачимовских отложений составляют около 3 трлн м<sup>3</sup> газа и 400 млн т конденсата [2]. Газовый конденсат ачимовских залежей характеризуется высокой

точкой окончания кипения, значительным выходом бензиновых, керосиновых фракций и фракций дизельного топлива. Дистилляты газового конденсата имеют благоприятные эксплуатационные свойства, а остаток перегонки не содержит смолисто-асфаль-

**A.A. Boytsova**, PhD in chemistry, Saint-Petersburg Mining University (Saint-Petersburg, the Russian Federation), cadaga@mail.ru

**S.V. Strokin**, Saint-Petersburg Mining University, sfmssv@gmail.com

**A.N. Chepurnov**, Wintershall Dea GmbH Russland (Saint-Petersburg, the Russian Federation),

Aleksander.Chepurnov@wintershalldea.com

**F. Ahnert**, PhD in chemistry, Wintershall Dea GmbH Russland, Falk.Ahnert@wintershalldea.com

**N.P. Demchenko**, PhD in geology and mineralogy, Ukhta State Technical University (Ukhta, the Russian Federation), ndemchenko@ugtu.net

### Optimization of transportation conditions of Achimov gas condensate based on rheological properties

Gas condensate from Achimov deposits of the Urengoy field is a strategically important raw material for the petrochemical industry. The condensate contains high amounts of paraffin hydrocarbons, which sets some issues related to its transportation. In Novy Urengoy, a new stabilization unit is being put into operation. It is designed to separate the condensate flow into light and heavy stable fractions to remove the paraffin hydrocarbons from the Urengoy–Surgut pipeline, with heavy condensate fed to Urengoy–Purpe pipeline. Rectification gives the heavy condensate unfavorable rheological properties, making it difficult to transport under Far North conditions. To improve these properties, it is proposed to mix the heavy condensate with Urengoy oil. As a part of the study, the rheological properties of the heavy condensate were examined as follows. Three fractions with different boiling points (220, 234 и 280 °C) were isolated from Achimov condensate and mixed with Urengoy oil in various ratios. Fluid flow parameters were measured on a rotary viscometer with a temperature-controlled cell. Based on the measurements, logarithmic viscosity – inverse temperature curves were plotted. A significant decrease in activation energies was recorded when condensate and oil were mixed. Also, the phase transition temperature decreased by 1–2 °C. The crystallization points of paraffin hydrocarbons were determined in heavy condensate and oil mixtures under the steady and nonsteady flow. The minimum shear rates and volumetric flow rates required to destroy the superstructures at different temperatures were calculated. The minimum allowable temperatures were also determined for transportation of the mixtures with no solidification risk. Oil and condensate were also checked for compatibility in terms of asphaltene precipitation.

**KEYWORDS:** GAS CONDENSATE, ACHIMOV DEPOSITS, URENGOY FIELD, OIL AND CONDENSATE PIPELINE, RHEOLOGICAL PROPERTIES, ACTIVATION ENERGY OF VISCOUS FLOW, PHASE TRANSITION, PARAFFIN.

теновых веществ и может быть переработан в высококачественные масла [3]. Данные факторы говорят о хорошем потенциале ачимовского конденсата как углеводородного сырья и придают актуальность и практическую значимость задаче его промысловой подготовки к транспорту с учетом специфических свойств.

Особенность ачимовского конденсата – высокое содержание твердых парафинов (3,34–5,04 мас. %) [3] – существенно влияет на технологические процессы сепарации газовой смеси и его транспортировки. Например, температура на установках комплексной подготовки газа УКПГ-31 и УКПГ-22 в буферных емкостях составляет не менее 24 °C, а транспортировка до завода по подготовке газа к транспорту (ЗПКТ) в Новом Уренгое происходит примерно при 30 °C [4]. Необходимость поддерживать

повышенную температуру обусловлена опасностью отложения парафинов на стенках трубопровода и другого промышленного оборудования и формирования ими надмолекулярных структур (кристаллов и ассоциатов). Агрегация крупных молекул парафинов в пространственную решетку приводит к изменению реологического поведения флюида на вязко-пластичное и значительному повышению предела текучести [5]. Это может снизить производительность оборудования и увеличивает риск возникновения аварийных ситуаций – закупоривания трубопроводов парафиновыми пробками, для устранения которых необходима остановка технологического процесса. Однако при указанных повышенных температурах в буферных емкостях теряются целевые компоненты нестабильного конденсата  $C_{3+}$  за счет испарения и уноса.

Для выведения из транспортной системы Новый Уренгой – Сургут парафинов и снижения загрузки колонн ЗПКТ вводится в эксплуатацию новая установка стабилизации конденсата (УСК), в которой поток конденсата будет разделяться на легкую и тяжелую стабильные части с последующей подачей в различные магистральные трубопроводы: легкий стабильный конденсат (СГК) будет поступать в конденсатопровод Уренгой – Сургут, а тяжелый – по трубопроводу направляться до нефтеперекачивающей станции (НПС) «Уренгойская» с последующей подачей в нефтепровод Уренгой – Пурпе производительностью 5 млн т/г. Тяжелый СГК после ректификации приобретает неблагоприятные структурно-механические свойства из-за повышения в нем доли тяжелых парафинов, поэтому для облегчения транспортировки предлагается его предварительно

Таблица 1. Физико-химические свойства уренгойской нефти и тяжелых фракций стабильного конденсата  
Table 1. Physical and chemical properties of Urengoy oil and heavy fractions of stable condensate

Параметр Parameter	Нефть Oil	Фракции стабильного конденсата* Stable condensate fractions*		
		220+	234+	280+
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> Density at 20 °C, kg/m <sup>3</sup>	808,1	846,0	847,0	862,5
Температура застывания, °С Pour point, °C	6	21	22	27
Цвет Color	Черный Black	Желтый Yellow	Желтый Yellow	Оранжевый Orange
Групповой состав, мас. % Hydrocarbon type content, wt. %				
Метановые Methane series	55,43	82,23	82,37	85,94
В том числе n-алканы C <sub>16+</sub> Including C <sub>16+</sub> n-alkanes	14,18	29,05	38,71	48,05
Нафthenовые Naphthene series	19,53	5,90	3,78	2,40
Непредельные Unsaturated	13,73	–	–	–
Ароматические Aromatic	4,56	3,90	4,00	4,62
Смолы Gums	1,20	–	–	–
Асфальтены Asphaltenes	2,10	–	–	–
Прочие** Others**	3,45	7,98	9,86	7,04

\* *Примечание.* 220+, 234+, 280+ – фракции ачимовского стабильного конденсата, выделенные путем перегонки в диапазоне температур от 220, 234, 280 °С до завершения кипения.

\* *Note.* 220+, 234+, 280+ – Achimov stable condensate fractions isolated by distillation within the range from 220, 234, 280 °C to end boiling point.

\*\* *Примечание.* К прочим отнесены в основном кислородсодержащие вещества сложного строения, а также галогенпроизводные углеводородов.

\*\* *Note.* Others mainly include oxygen-containing compounds with complex structures and halogen derivatives.

разбавлять, например нефтью Уренгойского НГКМ.

Поскольку на сегодняшний день задача построения реологической модели на основе сил взаимодействия частиц или измерений коагуляционного рода контактов не решена, для реальных систем необходимо экспериментально определять структурно-механические свойства. Это касается и нефти, и газового конденсата, представляющих собой дисперсные системы, компоненты которых склонны к агрегатированию и кристаллизации при относительно

высоких температурах. Наибольшее теоретическое и практическое значение играют такие реологические характеристики, как вязкость, температура фазовых переходов, энергия активации вязкого течения и энергия тиксотропии.

Другая важная задача организации транспорта и хранения нефтепродуктов – определение их коллоидной стабильности. Нефтяные асфальтены стабилизированы в углеводородной смеси благодаря окружающей их смолистой сольватной оболочке, однако добавление в си-

стему углеводородов метанового ряда способствует ее растворению и утончению. В результате асфальтены агрегируются с формированием центров кристаллизации парафинов, что приводит к осаждению асфальтено-смолисто-парафиновых отложений (АСПО). При транспортировке нефтяных дисперсных систем наличие АСПО приводит к закупориванию трубопроводов и резервуаров, а при переработке – к появлению отложений на теплопередающих поверхностях и катализаторах, что повышает расход электро-

Таблица 2. Температура застывания и плотность нефтеконденсатных смесей  
Table 2. Pour points and densities of oil-condensate mixtures

Фракция Fraction	Объемное соотношение* Volumetric ratio*	Плотность, кг/м <sup>3</sup> Density, kg/m <sup>3</sup>	Температура застывания, °С Pour point, °C
220+	60/40	829,7	14
220+	70/30	833,3	15
234+	60/40	831,0	15
234+	70/30	834,7	16
280+	60/40	837,6	19
280+	70/30	842,3	21

\* Примечание. 60/40 и 70/30 – объемные соотношения тяжелого стабильного конденсата и нефти в смеси.

\* Note. 60/40 and 70/30 – heavy stable condensate/oil volumetric ratios in mixtures.



энергии и степень износа оборудования [6].

В рамках данной работы исследованы физико-химические и структурно-механические свойства тяжелого СГК и его смесей с уренгойской нефтью в целях определения оптимальных условий транспортировки по трубопроводу до НПС «Уренгойская» и по нефтепроводу Уренгой – Пурпе и коллоидная стабильность смесей тяжелого СГК с нефтью.

#### МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Из ачимовского СГК были выделены фракции с температурой начала кипения 220 (220+), 234 (234+) и 280 °С (280+). Выбранные температурные диапазоны соответствуют технологическому режиму работы УСК. Из каждой фракции приготовлены по две нефтеконденсатные смеси (НКС) с объемным соотношением тяжелого СГК и уренгойской нефти 60 к 40 (60/40) и 70 к 30 (70/30) соответственно; состав подобрали

исходя из производительности НПС «Уренгойская».

Плотность испытуемых образцов измеряли согласно методике [7], температуру застывания для тяжелых фракций и нефти – по [8]. Данные о химическом составе получили при помощи газового хроматографа с масс-спектрометром Shimadzu GCMS-QP2010 SE. Для определения содержания смол и асфальтенов в нефти использовали метод капиллярной хроматографии. Реологические характеристики исследовали на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 с измерительным узлом «цилиндр – цилиндр» в термостатированной ячейке в интервале температур 20–80 °С с шагом 10 °С в диапазонах скоростей сдвига 0–500 с<sup>-1</sup>. По полученным на прямом и обратном ходе вискозиметра данным построили модель поведения флюида в начальный момент перекачивания и в стационарном режиме соответственно.

Энергию активации вязкого течения для образцов вычислили

по тангенсу угла наклона прямых на графиках зависимости логарифма вязкости от обратной температуры (модифицированное уравнение Аррениуса):

$$\ln \eta = \ln \eta_0 + \frac{E_a}{R \cdot T}, \quad (1)$$

где  $\eta$  – вязкость, мПа·с;  $\eta_0$  – предэкспоненциальный множитель, мПа·с;  $E_a$  – энергия активации вязкого течения, кДж/моль;  $R$  – универсальная газовая постоянная, кДж/моль;  $T$  – температура, К. Поскольку величина энергии активации для заданного фазового состояния образца не зависит от температуры ( $E_a/R = \text{const}$ ), температуру фазовых переходов при течении можно оценить по точкам пересечения прямых (1).

Массовую долю кристаллизующихся метановых углеводородов от их общего количества оценили по данным о температуре фазового перехода и химическом составе фракций.

При преобладании влияния броуновского движения частиц

Таблица 3. Точки фазовых переходов для тяжелых фракций стабильного конденсата и количество выпавших парафинов  
Table 3. Phase transition points for heavy fractions of stable condensate and the amount of crystallized paraffin hydrocarbons

Фракция Fraction	$t_{p.tr.}, ^\circ\text{C}$	Доля закристаллизовавшихся алканов от общего количества, мас. % Crystallized alkanes percentage of total, wt.
220+	$32 \pm 0,5$	31,89
234+	$35 \pm 0,5$	40,18
280+	$40 \pm 0,5$	35,24

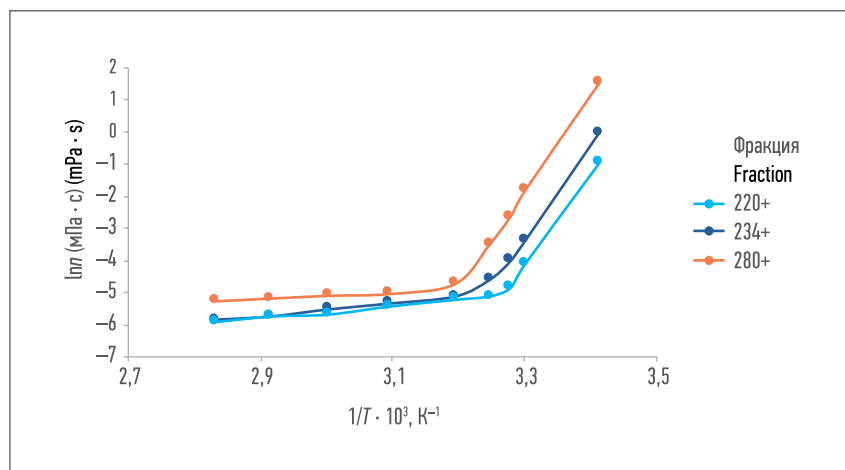


Рис. 1. Зависимость вязкости от обратной температуры для тяжелых фракций стабильного конденсата  
Fig. 1. Viscosity – inverse temperature curve for heavy fractions of stable condensate

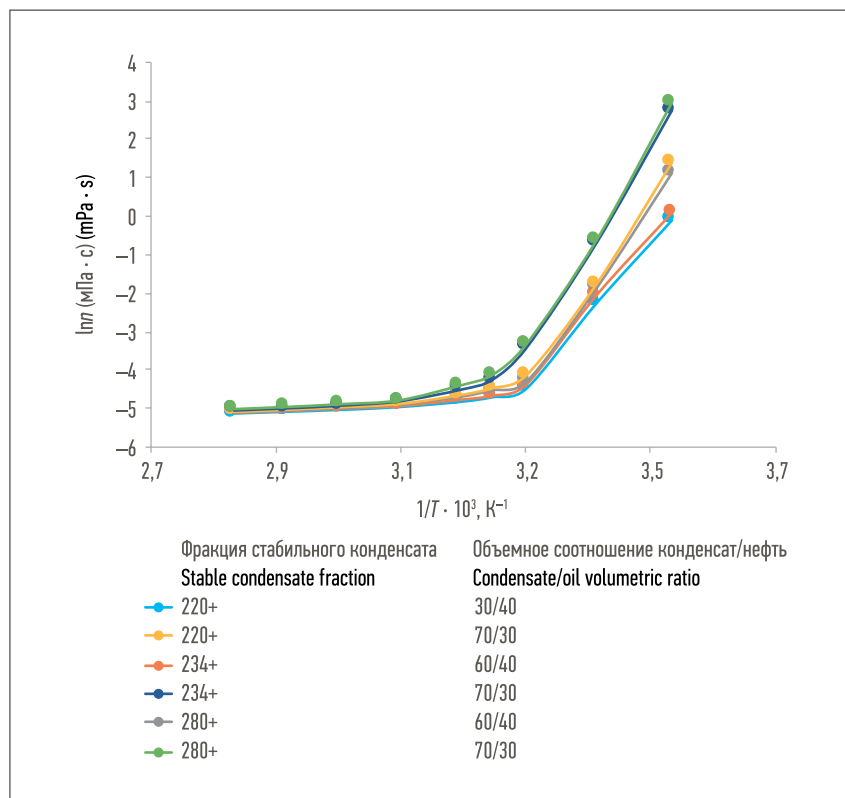


Рис. 2. Зависимость вязкости от обратной температуры для нефтеконденсатной смеси  
Fig. 2. Viscosity – inverse temperature curve for oil-condensate mixture

на структуру системы над силами внешнего воздействия коагуляционная структура восстанавливается и жидкость при течении может застыть. По изменению вязкости системы определили скорость сдвига в трубопроводе, при которой происходит образование надмолекулярных структур в углеводородных смесях в стационарном режиме перекачивания. Минимальный расход среды  $Q$  ( $\text{м}^3/\text{с}$ ), необходимый для разрушения образующихся агрегатов, рассчитали по уравнению:

$$Q = \frac{\gamma \cdot \pi \cdot d^5}{4}, \quad (2)$$

где  $d$  – диаметр трубопровода, м ( $d = 0,325$  м для нефтеконденсатопровода (НКП) Уренгой – Пурпе);  $\gamma$  – скорость сдвига,  $\text{с}^{-1}$ .

Коллоидную стабильность НКС определяли по методу [9]: тестируемый образец растворяли в смеси ксилола и н-гептана, появление следов коагулировавшихся асфальтенов и АСПО в каплях полученной смеси на бумажном фильтре фиксировали визуально.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

### Физико-химические свойства

Результаты измерения плотности, температуры застывания и химического состава тяжелых фракций СГК, уренгойской нефти и НКС представлены в табл. 1, 2. У всех образцов достаточно высокая температура застывания, что объясняется значительным содержанием в сырье парафиновых углеводородов  $\text{C}_{16+}$ , представляющих собой в нормальных условиях твердые вещества. Это обстоятельство повышает затраты на транспортировку и хранение

Таблица 4. Энергия активации вязкого течения тяжелых фракций стабильного конденсата  
Table 4. Activation energies of viscous flow (heavy stable condensate)

Энергия активации, кДж/моль Activation energy, kJ/mol	Фракция Fraction		
	220+	234+	280+
До фазового перехода Before phase transition	17,26	17,44	18,96
После фазового перехода After phase transition	232,96	245,39	248,15

Таблица 5. Температуры фазовых переходов компонентов нефтеконденсатной смеси и количество выпавших парафинов  
Table 5. Phase transition temperatures of oil-condensate mixture components and the amount of crystallized paraffin hydrocarbons

Состав смеси Mixture composition		$t_{p.tr.}, ^\circ\text{C}$	Доля закристаллизовавшихся алканов от общего количества, мас. % Crystallized alkanes percentage of total, wt.
Фракция стабильного конденсата Stable condensate fraction	Объемное соотношение конденсат/нефть Condensate/oil volumetric ratio		
220+	60/40	30 ± 0,5	32,01
	70/30	30 ± 0,5	31,98
234+	60/40	31 ± 0,5	41,97
	70/30	31 ± 0,5	43,18
280+	60/40	35 ± 0,5	38,07
	70/30	36 ± 0,5	39,73

Таблица 6. Энергия активации вязкого течения нефтеконденсатной смеси  
Table 6. Activation energies of viscous flow (oil-condensate mixtures)

Энергия активации, кДж/моль Activation energy, kJ/mol	Состав смеси Mixture composition					
	220+		234+		280+	
	60/40	70/30	60/40	70/30	60/40	70/30
До фазового перехода Before phase transition	10,3	11,5	13,37	15,22	16,36	17,08
После фазового перехода After phase transition	155,95	158,92	193,59	197,3	205,47	207,46

продукта в условиях Крайнего Севера. Отмечено наличие нефти (3,30 мас. %) и смолисто-асфальтеновых производных, что дополнительно обосновывает необходимость определения совместимости с СГК, богатым метановыми углеводородами.

#### Энергия активации вязкого течения и точки фазовых переходов

Для псевдопластичных жидкостей наибольшее практическое значение имеет величина вязкости при данной скорости сдвига  $\gamma$  ( $\text{c}^{-1}$ ) в трубопроводе, которую можно рассчитать по формуле:

$$\gamma = \frac{4 \cdot Q_M}{\rho \cdot \pi \cdot d^3} \quad (3)$$

где  $Q_M$  – массовый расход среды, кг/с;  $\rho$  – плотность среды,  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Для нефтепровода Уренгой – Пурпе с производительностью  $Q_M = 5$  млн т/г. усредненное значение скорости сдвига составляет  $7 \text{ c}^{-1}$ ; ее флуктуации, обусловленные изменением плотности среды, можно считать незначительными.

Аррениусовские графики для тяжелых фракций СГК и НКС представлены на рис. 1, 2. Рассчитанные по ним значения температуры фазовых переходов и энергии активации вязкого течения приведе-

ны в табл. 3–6. Следует отметить, что температура зарождения первых элементов кристаллической структуры как в тяжелых СГК, так и в НКС значительно выше температуры застывания образцов (на  $10\text{--}15 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Данное отклонение может объясняться тем, что на кинетику кристаллизации влияет как температура, так и условия деформирования образца [5]. При этом осаждаются  $30\text{--}40$  мас. % метановых углеводородов от их общего количества, что в пересчете на полный химический состав соответствует  $25\text{--}30$  мас. % компонентов сырья. Данное явление объясняет значительную

Таблица 7. Параметры, при которых происходит структурообразование в тяжелом стабильном конденсате  
Table 7. Parameters of structurization in heavy stable condensate

t, °C	Фракция Fraction					
	220+		234+		280+	
	Скорость сдвига, с <sup>-1</sup> Shear rate, s <sup>-1</sup>	Расход среды, м <sup>3</sup> /с Flow rate, m <sup>3</sup> /s	Скорость сдвига, с <sup>-1</sup> Shear rate, s <sup>-1</sup>	Расход среды, м <sup>3</sup> /с Flow rate, m <sup>3</sup> /s	Скорость сдвига, с <sup>-1</sup> Shear rate, s <sup>-1</sup>	Расход среды, м <sup>3</sup> /с Flow rate, m <sup>3</sup> /s
20	10,14 ± 0,1	0,27–0,28	12,72–0,1	0,34–0,35	48,82 ± 0,1	1,31–1,32
30	7,82 ± 0,1	0,20–0,21	8,63–0,1	0,23–0,24	34,1 ± 0,1	0,915–0,92
40	0,27 ± 0,1	0,005–0,01	0,42–0,1	0,010–0,015	29,15 ± 0,1	0,78–0,79
50	–					

Таблица 8. Параметры, при которых происходит структурообразование в смеси нефти с низкокипящими фракциями стабильного конденсата  
Table 8. Parameters of structurization in mixtures of oil and low-boiling fractions of stable condensate

t, °C	Состав смеси Mixture composition							
	220+				234+			
	60/40		70/30		60/40		70/30	
Скорость сдвига, с <sup>-1</sup> Shear rate, s <sup>-1</sup>	Расход среды, м <sup>3</sup> /с Flow rate, m <sup>3</sup> /s	Скорость сдвига, с <sup>-1</sup> Shear rate, s <sup>-1</sup>	Расход среды, м <sup>3</sup> /с Flow rate, m <sup>3</sup> /s	Скорость сдвига, с <sup>-1</sup> Shear rate, s <sup>-1</sup>	Расход среды, м <sup>3</sup> /с Flow rate, m <sup>3</sup> /s	Скорость сдвига, с <sup>-1</sup> Shear rate, s <sup>-1</sup>	Расход среды, м <sup>3</sup> /с Flow rate, m <sup>3</sup> /s	
20	14,29 ± 0,1	0,38–0,39	17,86 ± 0,1	0,48–0,485	15,34 ± 0,1	0,41–0,42	20,56 ± 0,1	0,55–0,56
30	7,31 ± 0,1	0,19–0,20	8,14 ± 0,1	0,21–0,22	7,64 ± 0,1	0,20–0,21	8,46 ± 0,1	0,22–0,23
40	–							

Таблица 9. Параметры, при которых происходит структурообразование в смеси нефти с высококипящими фракциями стабильного конденсата  
Table 9. Parameters of structurization in mixtures of oil and high-boiling fractions of stable condensate

t, °C	Состав Composition			
	280+		70/30	
	Скорость сдвига, с <sup>-1</sup> Shear rate, s <sup>-1</sup>	Расход среды, м <sup>3</sup> /с Flow rate, m <sup>3</sup> /s	Скорость сдвига, с <sup>-1</sup> Shear rate, s <sup>-1</sup>	Расход среды, м <sup>3</sup> /с Flow rate, m <sup>3</sup> /s
20	34,9 ± 0,1	0,94–0,95	40,13 ± 0,1	1,08–1,09
30	27,9 ± 0,1	0,75–0,76	29,3 ± 0,1	0,785–0,79
40	14,29 ± 0,1	0,38–0,39	22,33 ± 0,1	0,60–0,61
50	–			

механическую прочность пространственной структуры нефтяных дисперсных систем при температурах ниже точки фазового перехода, обуславливающую относительно высокие значения энергии активации вязкого течения. Например, энергия активации вязкого течения тяжелых фракций СГК возрастает примерно в 13,5 раза (табл. 4). Стоит

отметить, что при разбавлении СГК нефтью температура фазового перехода и энергия активации вязкого течения снижаются (табл. 6). Изменение энергии активации носит неаддитивный характер в связи со сложным механизмом взаимодействия молекул углеводородов при смешении жидкостей различного состава.

#### *Структурообразование при стационарном режиме перекачивания*

В табл. 7, 8 представлены найденные для различных температур значения скорости сдвига, при которых начинается образование парафиновой структуры в углеводородных смесях при снижении скорости перекачивания.

Здесь же приведены минимальные значения параметра объемного расхода, необходимые для разрушения кристаллов и ассоциатов. Анализ данных позволяет сделать важный практический вывод: в процессе эксплуатации трубопроводов при температуре выше 50 °С надмолекулярные структуры во всех исследуемых углеводородных системах не образуются. Однако поддержание такой достаточно высокой температуры, особенно в условиях Крайнего Севера, не всегда технологически осуществимо и экономически оправданно. С другой стороны, при слишком низких температурах в системе необходимо значительно увеличить объемный расход смеси для разрушения образующихся надмолекулярных структур.

Ранее было определено, что скорость сдвига в НКП Уренгой – Пурпе составляет  $7 \text{ с}^{-1}$ , а объемный расход среды –  $0,19\text{--}0,20 \text{ м}^3/\text{с}$ . Приняв скорость сдвига в трубопроводе

между УСК и НПС «Уренгойская» равной скорости сдвига в нефтепроводе, на основании данных табл. 7 можно утверждать, что достаточная для безопасного транспорта фракций СГК 220+ и 234+ температура лежит в пределах 30–40 °С. Рассчитанные значения температуры фазового перехода при стационарном режиме течения составляют  $(31,1 \pm 0,5) \text{ °С}$  для фракции 220+ и  $(32 \pm 0,5) \text{ °С}$  для фракции 234+, температура кристаллизации фракции 280+ – 47,6 °С. Даже с учетом относительно небольшой длины трубопровода затраты на обогрев при транспортировке фракции 280+ будут неоправданно высокими.

Согласно полученным данным (табл. 8) необходимый для перекачивания НКС расход при 20 °С составляет  $0,38\text{--}1,09 \text{ м}^3/\text{с}$ , что превышает номинальную производительность нефтепровода Уренгой – Пурпе в 2–6 раз. Такие технологические параметры невозможно

обеспечить с помощью оборудования, используемого для транспортировки НКС, указанный расход не может быть обеспечен при существующем уровне добычи флюидов на месторождениях. Минимальная температура для реализуемого на практике нормального перекачивания углеводородного сырья составляет  $(30\text{--}31,5) \pm 0,5 \text{ °С}$  для смесей с фракциями 220+ и 234+, что ненамного меньше температуры, необходимой для транспортировки исходных фракций. Однако в отличие от тяжелого СГК при 40 °С в данных НКС образование надмолекулярных структур не наблюдается, что позволяет поддерживать более низкую температуру на охлаждение флюидов.

Для НКС с фракцией 280+ минимальный требуемый расход при температуре 40 °С превышает  $0,19 \text{ м}^3/\text{с}$  ( $0,38\text{--}0,61 \text{ м}^3/\text{с}$ ), а начальная температура кристаллизации 280+ (60/40) и 280+ (70/30) составляет  $(45 \pm 0,5)$  и  $(47 \pm 0,5) \text{ °С}$



XI МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ  
**ЭКОЛОГИЯ**

**30-31 марта 2020**

[www.forumeco.ru](http://www.forumeco.ru)

**МОСКВА**

ЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНОЙ ТОРГОВЛИ

Краснопресненская наб., 12

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



Организатор:  
АНУ «Общественный  
Форум «Экология»  
[www.forumeco.ru](http://www.forumeco.ru)



Оператор форума:  
Conference Point,  
+7 (812) 327-03-70,  
[www.confspb.ru](http://www.confspb.ru)



## ВЕДУЩАЯ ОБЩЕСТВЕННАЯ ПЛОЩАДКА СТРАНЫ ПО ВОПРОСАМ ЭКОЛОГИИ



## ОСНОВНЫЕ ТЕМАТИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ФОРУМА



**ПРИГЛАШАЕМ  
СТАТЬ УЧАСТНИКОМ!**





соответственно. Приготовление таких смесей на УСК, вероятно, будет нерациональным в связи с высокими капитальными затратами на поддержание температуры, достаточной для предупреждения структурообразования.

#### Коллоидная стабильность НКС

Согласно методике [9] о нестациональности нефтяной смеси можно судить по осаждению асфальтенов и АСПО с образованием концентрического кольца темного цвета при нанесении раствора тестируемого образца в н-гептане и паракилоле на фильтровальную бумагу. Поскольку даже при растворении образцов в чистом н-гептане, известном как эффективный коагулянт асфальтеновых компонентов, не было зафиксировано появления осадка, уренгойскую нефть и тяжелый СГК можно считать совместимыми во всех исследованных пропорциях.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При фазовом переходе за счет высокого содержания парафинов

$C_{16+}$  происходит кристаллизация 25–30 мас. % НКС, что сопровождается скачкообразным изменением энергии активации вязкого течения.

Согласно результатам расчета НКС обладают значительно меньшими, чем СГК, значениями энергии активации вязкого течения до и после фазового перехода, что можно объяснить снижением доли парафиновых молекул.

Рассчитанные по аррениусовским графикам значения температуры фазовых переходов при различных режимах течения для всех образцов оказались на 10–15 °С выше температур застывания, измеренных по стандартизированной методике, что можно отнести за счет влияния условий деформирования на скорость седиментации парафинов.

Установлено, что перекачивание в стационарном режиме для предотвращения образования надмолекулярных структур, которые невозможно разрушить без остановки технологического процесса, следует производить при температурах, превышающих 32 °С для фракций 220+ и 234+ и 48 °С –

для фракции 280+. Разбавление тяжелого СГК нефтью снижает температуру фазового перехода в среднем на 2 °С. Сделан вывод о нецелесообразности получения на УСК фракции 280+ в качестве сырья для загрузки НКП Уренгой – Пурпе в силу слишком высоких затрат на обогрев трубопроводов в условиях Крайнего Севера.

Показано, что стабильный конденсат и нефть в соотношениях 60/40 и 70/30 совместимы, поскольку выпадение асфальтенов и АСПО в трубе в этом случае маловероятно.

Проведенные исследования структурно-механических свойств тяжелого СГК и НКС могут быть полезны для расчета параметров нормальной транспортировки сырья и разработки способов предотвращения аварийных ситуаций, а также могут использоваться в качестве теоретической базы для будущих исследований в области оптимизации трубопроводной транспортировки углеводородных систем с высоким содержанием парафинов. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Маркелов В.А., Черепанов А.Г., Филиппов А.Г. и др. Обоснование стратегии освоения ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Газовая промышленность. 2016. № 1 (733). С. 40–45.
2. Корякин А.Ю., Игнатов И.В., Неудахин А.Ю. и др. Освоение участков ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» // Научный журнал Российского газового общества. 2017. № 3. С. 21–28.
3. Рыжов А.Е., Парфенова Н.М., Григорьев Е.Б. и др. Физико-химическая характеристика конденсатов ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2013. № 5 (16). С. 91–98.
4. Прокопов А.В., Кубанов А.Н., Истомин В.А. и др. Специфика промышленной подготовки газов ачимовских залежей // Вести газовой науки. 2018. № 1 (33). С. 226–234.
5. Малкин А.Я., Хаджиев С.Н. О реологии нефти (обзор) // Нефтехимия. 2016. Т. 56. № 4. С. 303–314.
6. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабилов М.М. Аномальные нефти. М.: Недра, 1975.
7. Росстандарт. ГОСТ 3900–85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003577> (дата обращения: 19.12.2019).
8. Росстандарт. ГОСТ 20287–91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200005428> (дата обращения: 19.12.2019).
9. Росстандарт. ГОСТ 50837.4–95. Топлива остаточные. Определение прямогонности. Метод определения ксилольного эквивалента [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-50837-4-95> (дата обращения: 19.12.2019).

#### REFERENCES

- (1) Markelov VA, Cherepanov VV, Filippov AG, et al. Substantiation of development strategy for Achimov deposits. *Gas Industry = Gazovaya Promyshlennost'*. 2016; 733(1): 40–45. (In Russian)
- (2) Koriakin AYU, Ignatov IV, Neudakhin AYU, et al. Development of blocks of achimov deposits Gazprom добыча Urengoy LLC. *Scientific Journal of Russian Gas Society = Nauchnyy zhurnal Rossijskogo gazovogo obshchestva*. 2017; (3): 21–28. (In Russian)
- (3) Ryzhov AYe, Parfenova NM, Grigoryev YeB, et al. Physical and chemical characteristic of condensates of Achimov deposits of Urengoysoyko oil-gas condensate field. *Scientific-Technical Collection book 'News of Gas Science' = Vesti gazovoy nauki*. 2013; 16(5): 91–98. (In Russian)
- (4) Prokopov AV, Kubanov AN, Istomin VA, et al. Specific character of field treatment in respect to gases from Achim deposits. *Scientific-Technical Collection book 'News of Gas Science' = Vesti gazovoy nauki*. 2018; 33(1): 226–234. (In Russian)
- (5) Malkin AYU, Khadzhiyev SN. On the rheology of oil (review). *Petroleum Chemistry = Neftekhimiya*. 2016; 56(4): 303–314. (In Russian)
- (6) Devlikamov VV, Khabibullin ZA, Kabirov MM. *Anomalous Crude Oils*. Moscow: Nedra; 1975. (In Russian)
- (7) Federal Agency on Technical Regulating and Metrology (Rosstandart). *State standard GOST 3900–85. Petroleum and petroleum products. Methods for determination of density*. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200003577> [Accessed: 19th December 2019]. (In Russian)
- (8) Rosstandart. *State standard GOST 20287–91. Petroleum products. Methods of test for flow point and pour point*. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200005428> [Accessed: 19th December 2019]. (In Russian)
- (9) Rosstandart. *State standard GOST 50837.4–95. Residual fuel oils. Test for straight-run. Method for determination of xylene equivalent*. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-50837-4-95> [Accessed: 19th December 2019]. (In Russian)