

УДК 665.72:[519.242+519.237]

В.Ю. Иткин¹; А.В. Стуков²; Л.В. Иванова¹, e-mail: ivanova.l@gubkin.ru; Е.А. Буров¹, e-mail: burov_egor48@mail.ru; А.В. Соловьев¹; В.Н. Кошелев¹

¹ Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

² Сургутский завод по стабилизации конденсата им. В.С. Черномырдина – филиал ООО «Газпром переработка» (Сургут, Россия).

Исследование зависимости температуры застывания газоконденсатной смеси от ее состава

В статье представлены результаты исследования, проведенного в целях определения оптимальной рецептуры газоконденсатной смеси, получаемой компаундированием из четырех фракций, при транспортировке конденсата газового стабильного Сургутского завода по стабилизации конденсата им. В.С. Черномырдина. Полученная смесь должна соответствовать требованиям транспортировки в железнодорожных цистернах в зимний период. Перед исследователями, в частности, была поставлена задача уменьшить содержание бензиновых фракций, необходимых для разбавления тяжелого остатка, и максимально вовлечь парафинсодержащий остаток в транспортируемую газоконденсатную смесь. Для решения задачи была построена математическая модель на основе экспериментальных данных, проведено исследование зависимости температуры застывания газоконденсатной смеси от ее состава. В общей сложности в ходе исследования в лаборатории органической химии и химии нефти РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и в исследовательской лаборатории Сургутского завода по стабилизации конденсата им. В.С. Черномырдина было проведено 49 экспериментов, на основании которых оценивались коэффициенты полиномиальной модели. Около 12 % измерений были исключены из выборки, поскольку расценены исследователями как ошибки эксперимента. По результатам исследования составлен прогноз низкотемпературных свойств газоконденсатной смеси при условии повышения содержания высокопарафинистого компонента при одновременном высвобождении из смеси бензиновых фракций. Сделан вывод, что создать оптимальный компаунд только за счет изменения содержания четырех задействованных фракций невозможно. Для решения этой задачи требуется применение депрессорно-диспергирующих присадок.

Ключевые слова: газовый конденсат, оптимальный состав, моделирование, низкотемпературные свойства, оптимальный план эксперимента, диаграмма «состав – свойство», полином Шеффе, отсев выбросов, отсев незначимых факторов, прогноз.

.....

V. Yu. Itkin¹; A. V. Stukov²; L. V. Ivanova¹, e-mail: ivanova.l@gubkin.ru; E. A. Burov¹, e-mail: burov_egor48@mail.ru; A. V. Soloviev¹; V. N. Koshelev¹

¹ Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education «Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)» (Moscow, Russia).

² Surgut Condensate Stabilization Plant named by V.S. Chernomyrdin – business unit of the Gazprom Pererabotka LLC (Surgut, Russia).

Dependence of Pour Point of Condensate Mixture from Its Composition

The article presents the results of the research conducted to fix an optimal formulation for the gas condensate mixture produced on compounding of four fractions to meet specifications of winter transporting of stable gas condensate to be delivered in railway tanks from the Surgut Condensate Stabilization Plant named by V.S. Chernomyrdin. The researchers, in particular, were set the task to reduce the petrol content required for dilution of heavy residual stock and maximum involvement of the paraffin-containing residue into the transportable gas condensate mixture. To carry out the task the test data-based mathematical model was built and the dependence of mixture pour point from its composition has been studied. In the process of the research, in all, 49 tests aimed to determine coefficients of the polynomal model have been carried out in the Laboratory of Organic Chemistry and Chemistry of Oil at the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) and in the Research Laboratory of the Surgut Condensate Stabilization Plant named by V.S. Chernomyrdin. Having evaluated about 12 % of measurements as experimental errors the researchers excluded them from sampling. The research resulted in forecasting of low temperature gas condensate properties subject to the increased content of a highly paraffinic component under simultaneous

liberation of petrol from the mixture. The conclusion has been made that to achieve an optimal compound exclusively by changing the content of four fractions involved is impossible. The problem requires application of pour-point depressants and dispersant additives.

Keywords: gas condensate, optimal composition, modeling, low-temperature properties, the optimal plan of the experiment, the diagram «composition – property», Scheffe polynom, elimination of emissions, elimination of insignificant factors, forecast.

В последние годы в переработку широко вовлекаются газовые конденсаты, служащие основой для получения различных видов топлива и являющиеся ценным сырьем для нефтехимической промышленности [1–4]. Крупные нефтегазоконденсатные месторождения расположены на Ближнем Востоке [5] и севере Европы [6]. Значительные запасы данного вида углеводородного сырья обнаружены также в ряде районов Западной Сибири и Европейского Севера России [7–9].

Интерес к использованию газовых конденсатов обусловлен их углеводородным составом, который может изменяться в широком диапазоне [6–10]. Однако присутствие в газоконденсатах ряда месторождений высокомолекулярных *n*-алканов создает серьезные проблемы при добыче, транспортировке и хранении данного вида сырья [11]. В особенности это касается северных регионов, где среднемесячная температура опускается ниже -20 °С. В этих условиях в объеме углеводородной системы начинаются процессы структурообразования за счет кристаллизации *n*-алканов, что способствует появлению парафиноотложений на стенках промыслового оборудования, конденсатопроводов, товарных резервуаров [12–13].

Есть разные методы решения данной проблемы, включающие тепловой подогрев парафинистого сырья [14], применение депрессорных присадок [12, 15], разбавление тяжелого парафинистого сырья легким конденсатом [16, 17]. Эти методы могут использоваться при транспортировке парафинистых углеводородных систем с помощью как трубопроводов, так и железнодорожных цистерн.

Для прогнозирования поведения парафинсодержащих систем в условиях пониженных температур в последнее время широко применяются различные методы математического моделирования, позволяющие получить зависимости, предсказывающие поведение системы в меняющихся внешних условиях [13, 18, 19].

Целью данного исследования является определение оптимальной рецептуры компаундирования компонентов смеси при транспорте конденсата газового стабильного (КГС) Сургутского завода по стабилизации конденсата (ЗСК) им. В.С. Черномырдина.

ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В состав КГС, получаемого на Сургутском ЗСК и транспортируемого в железнодорожных цистернах на участке «Сургут – Салават», наряду с низкозастывающим стабильным газоконденсатом входит фракция 340 °С – к. к. (конец кипения), представляющая собой тяжелый парафинистый остаток с установки первичной переработки нефтегазоконденсатной смеси. Присутствие данной фракции в составе транспортируемой смеси значительно ухудшает ее низкотемпературные свойства: температуру застывания, вязкость, склонность к образованию парафиноотложений. Наиболее остро эта проблема проявляется в зимний период, когда при сливе сырья, поступившего на Салаватский нефтеперерабатывающий завод, в железнодорожных цистернах остается несливаемый остаток толщиной до 50 см, что свидетельствует о недостаточной агрегативной устойчивости транспортируемой газоконденсатной смеси

в условиях пониженных температур. В целях повышения агрегативной устойчивости парафинов КГС на Сургутском ЗСК добавляют бензиновые фракции: фракция н. к. (начало кипения) – 85 °С и бензин-отгон секции 200. Разбавление бензиновыми фракциями позволяет частично решить проблему устойчивости парафинов КГС, однако сами эти фракции являются ценными товарными продуктами и требуют более квалифицированного применения.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Задача исследования сводится к двум аспектам:

- уменьшить содержание бензиновых фракций, необходимых для разбавления тяжелого остатка;
- максимально вовлечь парафинсодержащий остаток в транспортируемую газоконденсатную смесь, т. е. получить оптимальный компаунд, который по своим низкотемпературным свойствам будет удовлетворять требованиям к транспортировке газоконденсатной смеси в зимний период.

Для решения задачи была построена математическая модель на основе экспериментальных данных. Была исследована зависимость температуры застывания t_z , °С, четырехкомпонентной смеси углеводородов от ее состава (табл. 1). Концентрации x_1 , x_2 , x_3 и x_4 задавались с точностью до одного процентного пункта. Было принято допущение, что выход концентраций за пределы ненулевых ограничений (табл. 1) будет составлять также не более одного процентного пункта.

Повторяемость (разность между измерениями, проводимыми в одной лаборатории) для температуры застывания

Ссылка для цитирования (for citation):

Иткин В.Ю., Стуков А.В., Иванова Л.В., Буров Е.А., Соловьев А.В., Кошелев В.Н. Исследование зависимости температуры застывания газоконденсатной смеси от ее состава // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 5. С. 56–62.

Itkin V.Yu., Stukov A.V., Ivanova L.V., Burov E.A., Soloviev A.V., Koshelev V.N. Dependence of Pour Point of Condensate Mixture from Its Composition. Territorija «NEFTEGAS» [Oil and Gas Territory]. 2019;5:56–62. (In Russ.)

Таблица 1. Допустимые пределы концентрации компонентов смеси
Table 1. Permissible concentration limits for the components of the mixture

Допустимый предел Permissible limit	Концентрация, % Concentration, %			
	Фракция 340 °С – к. к. Fraction 340 °С – EBP (end boiling point)	Фракция НК-85 °С Fraction IBP (initial boiling point) – 85 °С	Фракция бензина-отгона секции 200 Fraction of gasoline distillation products at the section 200	Стабильный конденсат (СК) Stabilized condensate
	x_1	x_2	x_3	x_4
Min	15	0	0	40
Max	50	25	15	65

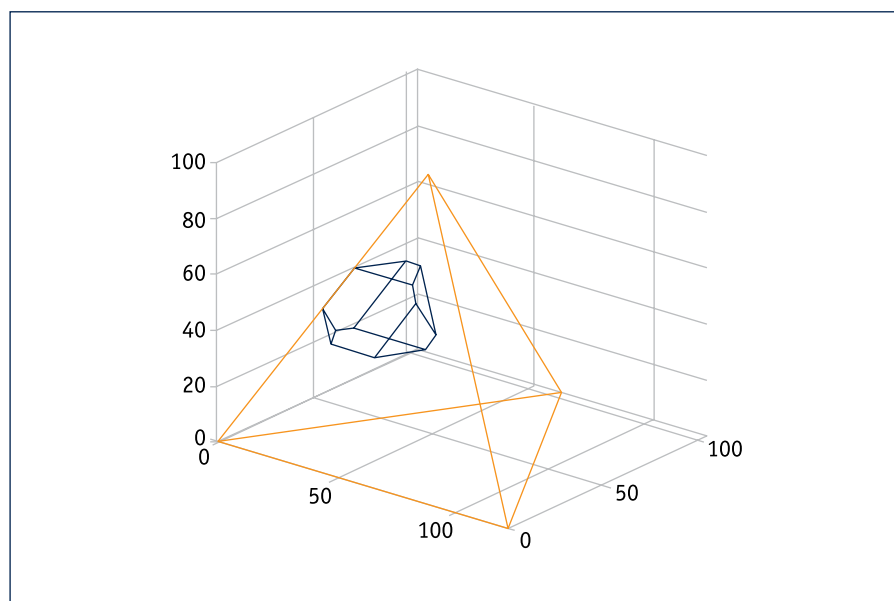


Рис. 1. Область допустимых значений переменных
Fig. 1. Range of valid variable values

согласно [20] составляет не более 2 °С, а воспроизводимость (разность между измерениями, проведенными в разных лабораториях) – не более 8 °С с вероятностью 95 %, поэтому можно считать что погрешность (разность между истинным и измеренным значениями) не будет превышает 8 °С с вероятностью 95 %.

Эксперименты проводились в соответствии с предварительно составленным планом, в котором были определены количество опытов и концентрации компонентов для каждого опыта. Согласно [21–23] план должен обеспечивать наивысшую точность прогноза при заданном количестве экспериментов. При этом должны быть учтены допустимые пределы (табл. 1) и условие нормировки (сумма концентраций в одном эксперименте в точности равна 100 %).

Эти ограничения определяют область изменения переменных на диаграмме «состав – свойство», представляющей собой выпуклый многогранник, вложенный в тетраэдр (рис. 1). Расстояния от точки до граней тетраэдра соответствуют концентрациям x_1 , x_2 , x_3 и x_4 .

Было принято предположение, что при изменении состава смеси температура ее застывания будет меняться плавно, без резких скачков и колебаний, зависимость не будет периодической. Поэтому она может быть приближена полиномиальной моделью невысокой, например 3-й степени. С учетом условия нормировки полином удобно записать в форме полинома Шеффе [22, 23], включающего для полинома 3-й степени 20 неизвестных коэффициентов. В рамках исследования был предложен план из 20 экспериментов, оптималь-

ный для данной модели. Для его построения применялся метод активного набора [24]. Каждый эксперимент был проведен дважды – в лаборатории органической химии и химии нефти РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и в исследовательской лаборатории Сургутского ЗСК им. В.С. Черномырдина. Некоторые эксперименты вызвали сомнение и были повторены. В итоге было проведено 49 экспериментов, на основании которых оценивались коэффициенты полиномиальной модели. При этом шесть измерений (т.е. около 12 %) резко отличались от модельных значений, поэтому были расценены как выбросы, т.е. ошибки эксперимента. Таким образом, сомнения исследователей оказались частично оправданы. После удаления выбросов коэффициенты модели были пересчитаны, причем пять коэффициентов из 20 оказались незначимыми [25], т.е. соответствующие слагаемые практически не влияли на результат. По результатам повторного пересчета коэффициентов получена итоговая модель, позволяющая прогнозировать температуру застывания смеси с точностью 2–5 °С в зависимости от конкретного состава смеси.

Отклонения измеренных значений от модельных (остатки) должны обладать свойствами случайного ряда [25, 26]: нулевым средним значением, постоянной дисперсией, отсутствием автокорреляции и нормальным распределением. Эти свойства были проверены статистическими методами, получено подтверждение, что остатки являются чисто случайными, т.е. построенная модель является адекватной. Поскольку точность прогноза недостаточна для практических целей, было

16–19.09.2019

www.chemistry-expo.ru



22-я международная
выставка химической
промышленности
и науки

ХИМИЯ

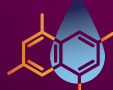
ХИМИЯ

Генеральный
информационный
партнер:

ЦЕНОВОЕ АГЕНТСТВО
ЖДИМ
КУРЬЕР
www.chem-courier.ru
КОНФЕРЕНЦИИ



Иновации
и современные
материалы



Нефтегазохимия



Startup ChemZone



Автоматизация
и цифровизация
производства

При поддержке:

- Министерства промышленности и торговли РФ
- Российского Союза химиков
- ОАО «НИИТЭХИМ»
- Российского химического общества им. Д.И. Менделеева
- Химического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова
- РХТУ им. Д.И. Менделеева

Под патронатом ТПП РФ



Химмаш. Насосы



Хим-Лаб-Аналит



Зеленая химия



Индустрия пластмасс

**COR
RUS**

Салон защиты
от коррозии «КОРРУС»

Россия, Москва, ЦВК «Экспоцентр»

12+

Реклама



Организатор:
60 ЭКСПОЦЕНТР

Таблица 2. Оптимальные концентрации компонентов смеси

Table 2. Optimal concentration of the mixture compositions

Фракция 340 °С – к. к. x_1 , % Fraction 340 °С – EBP (end boiling point) x_1 , %	Фракция НК-85 °С x_2 , % Fraction IBP (initial boiling point) – 85 °С x_2 , %	Фракция бензина-отгона секции 200 x_3 , % Fraction of gasoline distillation products at the section 200 x_3 , %	Стабильный конденсат x_4 , % Stabilized condensate x_4 , %	Температура застывания t_z , °С Pour point t_z , °С
15,00	24,63	3,85	56,51	-65
15,00	21,65	5,22	58,14	-60
15,00	18,64	6,55	59,81	-55
15,00	15,71	7,70	61,59	-50
15,00	12,95	8,65	63,40	-45
15,00	10,36	9,64	65,00	-40
16,26	8,53	10,21	65,00	-35
18,04	6,78	10,18	65,00	-30
20,20	4,74	10,06	65,00	-25
22,83	2,37	9,80	65,00	-20
26,61	0,00	8,76	64,63	-15
30,16	0,00	5,73	64,11	-10
33,49	0,00	3,48	63,02	-5
37,25	0,00	1,28	61,47	0
44,05	0,00	0,00	55,95	5
48,12	0,00	0,00	51,88	10

предложено использовать для прогноза не наиболее вероятное значение, а верхнюю доверительную границу: реальная температура застывания должна быть ниже этой границы с вероятностью 95 %. Не следует путать реальную температуру застывания и ее измеренное в лабораторных условиях значение, т. к. ошибка измерения довольно существенна и может достигать 8 °С.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Наилучший состав смеси должен иметь наименьшую температуру застывания. Задача оптимизации была решена методом последовательного квадратичного программирования [24]. В результате получен оптимальный состав: концентрация высокопарафинистой фракции 340 °С – к. к. минимальна ($x_1 = 15 \%$), концентрация фракции н. к. – 85 °С максимальна ($x_2 = 25 \%$), а концентрации фракций бензина-отгона секции 200 и стабильного конденсата составляют соответственно $x_3 = 5 \%$ и $x_4 = 55 \%$. Верхняя граница температуры застывания для оптимальной смеси с вероятностью 95 % составляет –66 °С.

Впрочем, на практике при транспортировке КГС столь низкие температуры не встречаются, поэтому имеет смысл рассмотреть составы с более высокой температурой застывания и при этом с большими концентрациями фракций 340 °С – к. к. и СК (переменные x_1 и x_4) и меньшей концентрацией фракции легкого бензина н. к. – 85 °С (переменная x_2) в соответствии с целями исследования. Для этого была решена серия задач минимизации функции:

$$f(x_1, x_2, x_3, x_4) = x_1 + x_2 - x_4$$

при дополнительном ограничении температуры застывания. Результаты представлены в табл. 2 и на рис. 2.

На рис. 2, в частности, приведено графическое изображение зависимости на диаграмме «состав – свойство». Цветом обозначены значения температуры застывания для различных составов: от –66 до 15 °С (палитра справа). Звездочка – состав смеси с наименьшей температурой застывания, а точки, соединенные линией, – составы смесей, оптимальные при дополнительном ограничении температуры. Грани много-

гранника соответствуют минимальным и максимальным значениям концентраций, что отмечено на рисунке для границ, обращенных к зрителю.

Как видно из представленных данных, оптимальные точки практически везде расположены на поверхности многогранника. Уменьшение в составе газоконденсатной смеси легкого бензина фракции н. к. – 85 °С (x_2) и одновременное увеличение концентрации СК (x_4) при постоянной концентрации высокопарафинистого компонента фракции 340 °С – к. к. ($x_1 = 15 \%$) приводит к повышению температуры застывания смеси с –65 до –40 °С. Дальнейшее снижение концентрации фракции н. к. – 85 °С (x_2) при одновременном повышении концентрации фракции 340 °С – к. к. ($x_1 = 23 \%$) приводит к ожидаемому повышению температуры застывания смеси. При максимальной заданной концентрации СК ($x_4 = 65 \%$) ее значение составляет –20 °С. При исключении легкого бензина (x_2) из состава КГС температура застывания смеси повышается до –15 °С. Полное исключение бензиновых фракций ($x_2 = 0 \%$, $x_3 = 0 \%$) при прогнозируемом росте содержания

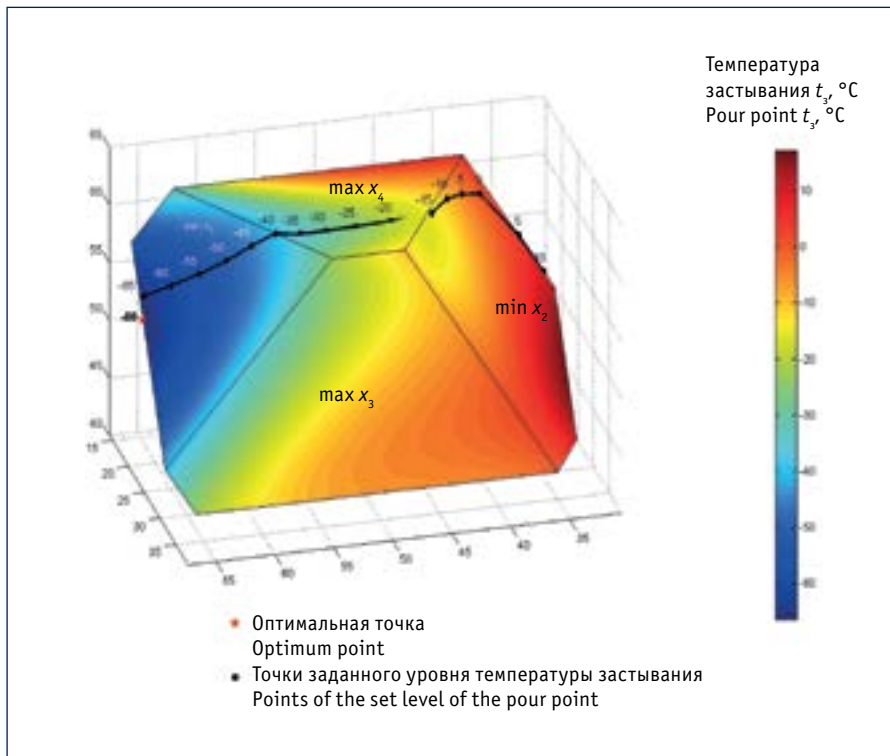


Рис. 2. График зависимости температуры застывания от состава смеси
Fig. 2. Graph of the pour point of the composition of the mixture

высокопарафинистой фракции 340 °С – к. к. до 45 % приведет к получению газоконденсатной смеси с температурой застывания в положительной области температур (5 °С).

Полученные результаты свидетельствуют о высокой растворяющей способности компонентов легкого бензина по отношению к высокомолекулярным углеводородам, составляющим фрак-

цию 340 °С – к. к., однако, исходя из практических потребностей, следует искать варианты, позволяющие исключить легкие бензины из состава газоконденсатной смеси.

ВЫВОДЫ

Представленный прогноз низкотемпературных свойств газоконденсатных смесей, предназначенных для транспортировки в железнодорожных цистернах на участке «Сургут – Салават», при повышении концентрации фракции 340 °С – к. к. (x_1) в составе КГС показывает, что прогнозируемые температуры застывания «утяжеленных» смесей значительно выше, чем среднесуточная температура в январе в Сургуте (–20 °С). Это говорит о том, что создать оптимальный компаунд только из имеющихся компонентов с высоким содержанием высокопарафинистого компонента фракции 340 °С – к. к. не представляется возможным. Задача транспортировки такой смеси может быть решена только путем применения депрессорно-диспергирующих присадок.

Статья подготовлена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ в рамках выполнения базовой части государственного задания (проект № 4.5438.2017/БЧ).

Литература:

1. Глазунов А.М., Мозырев А.Г., Гуров Ю.П., Запорожан Д.В. Газовый конденсат как источник получения дизельного топлива // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 1. С. 106–112.
2. Пуртов П.А., Аджиев А.Ю., Бащенко Н.С., Зайцев В.П. Новое авиационное топливо (АСКТ) для экономического развития Сибири и шельфа // Нефть, газ и бизнес. 2013. № 3. С. 53–56.
3. Ерофеев В.И., Медведев А.С., Хомяков И.С. и др. Получение высокооктановых бензинов из прямогонных бензинов газового конденсата на модифицированных цеолитных катализаторах // Газовая промышленность. 2013. № S2 (692). С. 26–30.
4. Писаренко Е.В., Мамченков Н.А., Черемисин В.А., Писаренко В.Н. Моделирование процесса каталитической изомеризации n-парафинов газоконденсатов месторождений Западной Сибири // Успехи в химии и химической технологии. 2016. Т. 30. № 4 (173). С. 125–126.
5. Mokhtari R., Varzandeh F., Rahimpour M.R. Well Productivity in an Iranian Gas-Condensate Reservoir: a Case Study // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2013;14:66–76.
6. Labes-Carrier C., Rønningesen H.P., Kolnes J., Leporcher E. Wax Deposition in North Sea Gas Condensate and Oil Systems: Comparison between Operational Experience and Model Prediction // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2002.
7. Парфенова Н.М., Григорьев Е.Б., Косякова Л.С. и др. Углеводородное сырье Чагинского НГКМ: газ, конденсат, нефть // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2017. № 2 (30). С. 139–149.
8. Большакова М.А., Кириухина Т.А. Газоконденсаты Штокмановского месторождения // Геология нефти и газа. 2007. № 3. С. 39–48.
9. Иванова И.К. Особенности индивидуального углеводородного состава светлых фракций нефтей и конденсатов востока Сибирской платформы: автореферат дисс. ... канд. хим. наук. Томск: Институт проблем нефти и газа СО РАН, 2004. 22 с.
10. Рыжов А.Е., Парфенова Н.М., Косякова Л.С. и др. Газоконденсаты Киринского газоконденсатного месторождения – перспективное сырье для нефтехимии // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2013. № 1 (12). С. 13–20.
11. Журавлев А.Н., Кабанова Е.Н., Гришина И.Н., Башкатова С.Т. Проблемы транспорта «тяжелых» газовых конденсатов при отрицательных температурах окружающей среды и способы их решения // Технологии нефти и газа. 2010. № 4 (69). С. 55–57.
12. Шевкунов С.Н. Ингибирование процессов парафиноотложения при подготовке и транспортировке газового конденсата Ачимовских продуктивных пластов // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 5. С. 38–44.
13. Nichita D.V., Goual L., Firoozabadi A. Wax Precipitation in Gas Condensate Mixtures // SPE Production & Facilities. 2001. Vol. 16. No. 4. P. 250–259.
14. Ковалевский А.В. К оптимизации параметров путевого подогрева при борьбе с отложениями парафина в промысловых нефтепроводах // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2016. № 5 (57). С. 17–21.

15. Литвинец И.В., Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В. Эффективность присадок, ингибирующих осадкообразование в нефтегазоконденсатных смесях // Нефтяное хозяйство. 2018. № 2. С. 85–89.
16. Халимов Э.М., Колесникова Н.В., Хираяма А. Снижение вязкости нефти путем смешения с конденсатом – эффективный способ освоения запасов высоковязких нефтей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2001. № 11. С. 46–48.
17. Bassane J.F. P., Sad C.M. S., Neto D.M. C., Santos F.D. Study of the Effect of Temperature and Gas Condensate Addition on the Viscosity of Heavy Oils // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 142. June. P. 163–169.
18. Huang Z., Su Lee H., Senra M., Scott Fogler H. A Fundamental Model of Wax Deposition in Subsea Oil Pipelines // AIChE Journal. 2011. Vol. 57. No. 11. P. 2955–2964.
19. Rahimpour M.R., Davoudi M., Jokar S.M., Khoramder I. Wax Formation Assessment of Condensate in South Pars Gas Processing Plant Sea Pipeline (A Case Study) // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2013. No. 10. P. 25–40.
20. ГОСТ 20287–91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200005428> (дата обращения: 16.05.2019).
21. Зедгинидзе И.Г. Планирование эксперимента для исследования многокомпонентных систем. М.: Наука, 1976. 390 с.
22. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and Experimental Design in Engineering and the Physical Sciences. New York: Wiley, 1964. Vol. 1. 523 p.
23. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and Experimental Design in Engineering and the Physical Sciences. New York: Wiley, 1964. Vol. 2. 399 p.
24. Гольдштейн А.Л. Оптимизация в среде MATLAB. Пермь: Изд-во Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2015. 192 с.
25. Сухарев М.Г. Методы прогнозирования: учебное пособие. М.: МАКС Пресс, 2010. 176 с.
26. Draper N.R., Smith H. Applied Regression Analysis. 3rd Edition. John Wiley & Sons, Inc., 1998. 736 p.

References:

1. Glazunov A.M., Mozyrev A.G., Gurov Yu.P., Zaporozhan D.V. The Gas Condensate as the Source of Diesel Fuel. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz [Oil and Gas Studies]. 2018;1:106–112. (In Russ.)
2. Purtov P.A., Adzhiyev A.Yu., Bazhenko N.S., Zaitsev V.P. A New Aviation Fuel (ASKT) for Siberia and Offshore Economic Progress. Neft', gaz i biznes [Oil, Gas and Business]. 2013;3:53–56. (In Russ.)
3. Yerofeyev V.I., Medvedev A.S., Khomyakov I.S., et al. Production of High-Grade Gasoline from Distilled Gas Condensate Gasoline using Modified Ceolite Catalysts. Gazovaya promyshlennost' [Gas Industry]. 2013; S2 (692):26–30. (In Russ.)
4. Pisarenko E.V., Mamchenkov N.A., Tcheremisin V.A., Pisarenko V.N. Modeling of n-Hexane Hydroisomerisation Reaction over Zeolite Catalysts. Uspekhi v khimii i khimicheskoi tekhnologii [Advances in Chemistry and Chemical Technology]. 2016;30:4 (173):125–126. (In Russ.)
5. Mokhtari R., Varzandeh F., Rahimpour M.R. Well Productivity in an Iranian Gas-Condensate Reservoir: a Case Study. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2013;14:66–76.
6. Labes-Carrier C., Rønningsen H.P., Kolnes J., Leporcher E. Wax Deposition in North Sea Gas Condensate and Oil Systems: Comparison between Operational Experience and Model Prediction. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Texas: Society of Petroleum Engineers; 2002.
7. Parfenova N.M., Grigoryev Ye.B., Kosyakova L.S., et al. Raw Hydrocarbons of Chayanda Oil-Gas-Condensate Field: Gas, Condensate and Oil. Nauchno-tekhnicheskii sbornik Vesti gazovoy nauki [Scientific-Technical Digest Vesti Gazovoy Nauki]. 2017;2 (30):139–149. (In Russ.)
8. Bolshakova M.A., Kiryukhina T.A. Gas-Condensates of Shtokmanovskoye Field. Geologiya nefti i gaza [Oil and Gas Geology]. 2007;3:39–48. (In Russ.)
9. Ivanova I.K. Features of the Individual Hydrocarbon Content in Tops of Oils and Condensates from the East Siberian Platform. Author's abstract of the Candidate in Chemical Sciences. Tomsk: Institute of Oil and Gas Problems of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2004. (In Russ.)
10. Ryzhov A.Ye., Parfenova N.M., Kosyakova L.S., et al. Gas Condensates of Kirinskoye Gas Condensate Field – a Perspective Feedstock for Petroleum Chemistry. Nauchno-tekhnicheskii sbornik Vesti gazovoy nauki [Scientific-Technical Digest Vesti Gazovoy Nauki]. 2013;1 (12):13–20. (In Russ.)
11. Zhuravlev A.N., Kabanova E.N., Grishina I.N., Bashkatova S.T. Problems of Gas Condensates Transportation at Ambient Temperatures Below Freezing Point and Ways for its Solving. Tekhnologii nefti i gaza [Science and Technology of Hydrocarbons]. 2010;4 (69):55–57. (In Russ.)
12. Shevkunov S.N. Inhibition of Wax Accumulation Processes when Processing and Transporting Gas Condensate from Achimovskiy Deposits. Neft'. Gaz. Novatsii [Oil.Gas. Innovations]. 2016;5:38–44. (In Russ.)
13. Nichita D.V., Goual L., Firoozabadi A. Wax Precipitation in Gas Condensate Mixtures. SPE Production & Facilities. 2001;16 (04):250–259.
14. Kovalevsky A.V. Optimization of Heat Tracing Parameters for Wax Accumulation Control in Trunk Pipelines. Truboprovodnyi transport: teoriya i praktika [Pipeline Transport: Theory and Practice]. 2016;5 (57):17–21. (In Russ.)
15. Litvinets I.V., Yudina N.V., Loskutova Yu.V., Prozorova I.V. Effectiveness of Additives for Inhibition of Wax Deposition in Oil-Gas Mixtures. Neftyanoe khozyaistvo [Oil Industry]. 2018;2:85–89. (In Russ.)
16. Khalimov E.M., Kolesnikova N.V., Khirayama A. Reduction of Oil Viscosity by Mixing with Condensate – an Effective Development Technique of Heavy Oils. Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy [Geology, Geophysics and Development of Oil-and-Gas Fields]. 2001;11:46–48. (In Russ.)
17. Bassane J.F. P., Sad C.M. S., Neto D.M. C., Santos F.D. Study of the Effect of Temperature and Gas Condensate Addition on the Viscosity of Heavy Oils. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016;142:163–169.
18. Huang Z., Su Lee H., Senra M., Scott Fogler H. A Fundamental Model of Wax Deposition in Subsea Oil Pipelines. AIChE Journal. 2011;57 (11):2955–2964.
19. Rahimpour M.R., Davoudi M., Jokar S.M., Khoramder I. Wax Formation Assessment of Condensate in South Pars Gas Processing Plant Sea Pipeline (A Case Study). Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2013;10:25–40.
20. Interstate Standard (GOST) 20287–91. Petroleum Products. Methods of Test for Flow Point and Pour Point. Weblog. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200005428> [Accessed 16th May 2019]. (In Russ.)
21. Zedginidze I.G. Designing an Experiment to Study Multicomponent Systems. Moscow, Nauka, 1976. (In Russ.)
22. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and Experimental Design in Engineering and the Physical Sciences. New York: Wiley; 1964. Vol. 1.
23. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and Experimental Design in Engineering and the Physical Sciences. New York: Wiley; 1964. Vol. 2.
24. Goldshtein A.L. Optimization in MATLAB Medium. Perm: Perm National Research Polytechnical University Press; 2015. (In Russ.)
25. Sukharev M.G. Prediction Tools. Textbook. Moscow: MAKS Press; 2010. (In Russ.)
26. Draper N.R., Smith H. Applied Regression Analysis. 3rd Edition. John Wiley & Sons, Inc., 1998.