

Была выдвинута следующая гипотеза: проведение серий из двух подряд стадий повторного проппантного ГРП создаст 2 разнонаправленные трещины, в результате чего возможно увеличение потенциала действующих скважин, коэффициента охвата и, соответственно, коэффициента извлечения нефти.

Данное предположение удалось проверить в декабре 2017 года при выполнении повторного ГРП на одной из скважин Шингинского месторождения. Во время первой работы было закачено 48 тонн проппанта, а на следующий день была выполнена вторая работа в объеме 69 тонн. В итоге у скважины выявился потенциал, который в значительной степени выше, чем у других подобных скважин с проведением одной стандартной операции. Данный результат объясняется тем, что во время закачки первой стадии заполнили наиболее отработанную зону, а вот вторая трещина «пошла» в другую, менее отработанную зону. Учитывая низкие фильтрационно-емкостные свойства Шингинского месторождения, можно сделать вывод, что изменение азимута ориентации трещины ГРП значительно влияет на потенциал скважины.

Дальнейшие опытно-промышленные работы были выполнены в октябре-ноябре 2018 года на Шингинском месторождении, где также удалось получить положительный результат.

Окончательное подтверждение успешности выполнения 2-стадийных повторных операций ГРП позволит поддерживать, либо вовсе увеличить уровень добычи от геолого-технических мероприятий на базовом фоне при существующей тенденции к уменьшению скважин-кандидатов для проведения повторных ГРП.

#### Литература

1. Латыпов И.Д. Исследование явления переориентации азимута трещины повторного гидроразрыва пласта. Латыпов И.Д., Федоров А.И., Никитин А.Н. Нефтяное хозяйство, 2013. – 74-78 С.

### ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИНГИБИТОРОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ НА ТЕМПЕРАТУРНО-ВЯЗКОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТИ ЮЖНО-МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

**А.С. Чемякин, А.В. Сидоренко, А.А. Кустубаев**

Научный руководитель - старший преподаватель Л.В. Чеканцева

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия*

В настоящее время нефтяная промышленность России характеризуется тем, что большинство месторождений вступили в позднюю стадию разработки. В связи с этим наблюдается увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, обводнение пластов и продукции скважин.

Добыча парафинистых нефтей связана с осложнениями в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводов. Данная проблема формируется посредством образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок [3]. Также осаждение асфальтосмолопарафиновых отложений усиливается образованием эмульсий нефти с сопутствующей пластовой водой.

Одним из перспективных методов борьбы с запарафиниванием скважин и трубопроводов является химическое воздействие посредством дозирования ингибиторов парафинообразования. Данный метод имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна, а эффект действия реагентов имеет продолжительный характер. В основе действия ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть – поверхность металла оборудования или трубопровода, нефть – дисперсная фаза [2].

В данной работе представлено определение наиболее подходящих ингибиторов парафиноотложений и подбор концентраций для снижения вязкости нефти Южно – Майского месторождения Томской области. Оценкой эффективности ингибиторов парафинообразования являются результаты лабораторных испытаний на ротационном вискозиметре Brookfield DV-II+PRO: на сколько понижается вязкость нефти с добавлением ингибитора при определенной температуре [1].

Исследования проводились с образцами нефти Южно – Майского нефтяного месторождения, физико-химические свойства которой представлены в таблице (табл. 1).

**Таблица 1**

#### *Физико-химические характеристики нефти*

Образец	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup> , при 20 °С	Tz, нефти, °С	Содержание в нефти, % мас.		
			парафины	смолы	асфальтены
Нефть Южно-Майского месторождения	832,5	-9,2	10,14	6,93	0,64

В качестве ингибиторов парафинообразования исследовались два реагента в различных концентрациях, которые представлены в таблице (табл. 2).

Таблица 2

Ингибиторы парафиноотложений

	СНПХ-ИПГ 11А	ХПП-007
Концентрация, г/т	50	100
	100	150
	150	200
	200	250

Измерение вязкости проводилось в диапазоне температур от плюс 20 °С до плюс 50 °С с шагом 5 градусов прямым и обратным ходом. Обработка измерений осуществлялась с помощью программного обеспечения Rheocalc.

Первоначально была измерена вязкость исследуемой нефти без добавления реагентов по всему диапазону температур. Полученные результаты представлены на рисунке 1.

Затем в образец нефти были добавлены ингибиторы парафинообразования в заданных концентрациях. Смесь каждого образца нефти с реагентом выдерживалась в течение суток для лучшего перемешивания.

Результаты измерения вязкости с добавлением в исследуемую нефть реагентов при температуре плюс 25°С представлены на рисунках 2, 3. Положительное и отрицательное действие ингибиторов представлено на рисунках 4, 5.

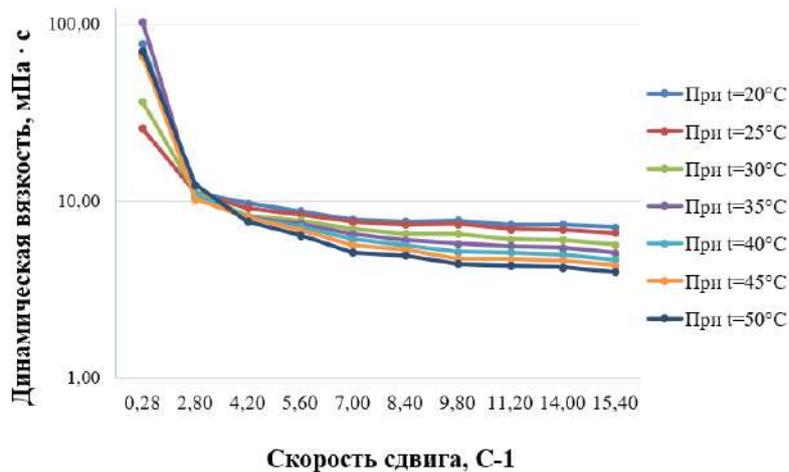


Рис. 1 Кривые вязкости исходной нефти Южно – Майского месторождения, прямой ход

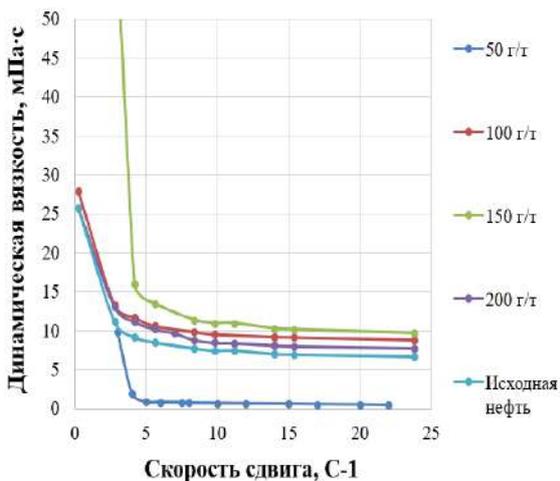


Рис. 2 Кривые вязкости исходной нефти Южно – Майского месторождения и с добавлением СНПХ – ИПГ 11А при t=25°С, прямой ход

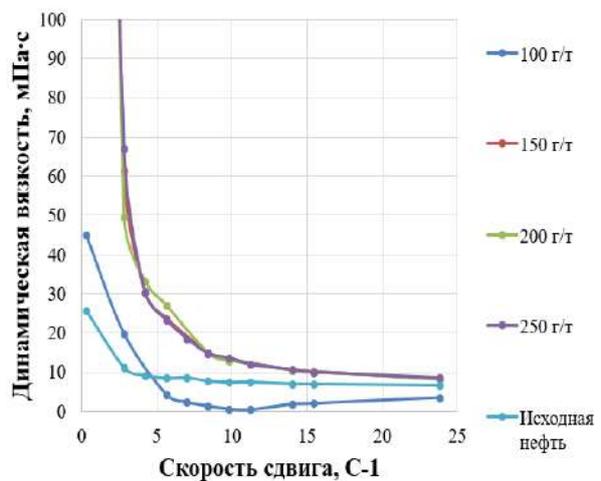
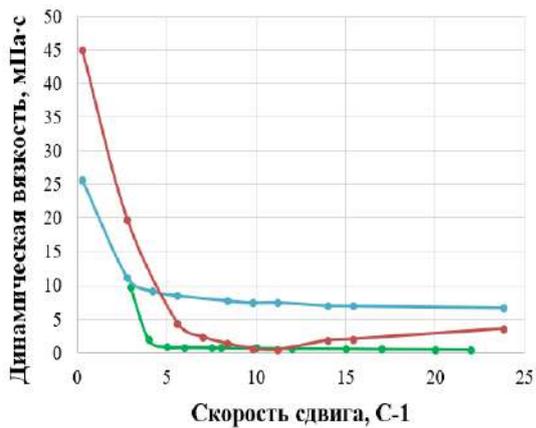
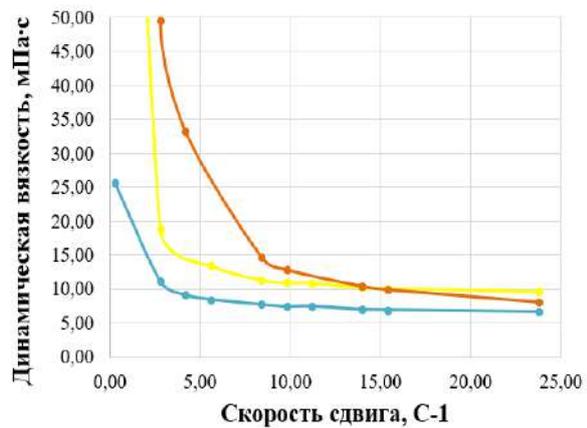


Рис. 3 Кривые вязкости исходной нефти Южно – Майского месторождения и с добавлением ХПП – 007 при t=25°С, прямой ход



— СНИХ-ИПГ 11А 50 г/т — Исходная нефть — ХПП-007 100 г/т

**Рис. 4** Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением наиболее подходящей дозировки ингибиторов при  $t=25^{\circ}\text{C}$ , прямой ход



— СНИХ-ИПГ 11А 150 г/т — Исходная нефть — ХПП-007 200 г/т

**Рис. 5** Кривые вязкости исходной нефти и с добавлением наименее подходящей дозировки ингибиторов при  $t=25^{\circ}\text{C}$ , прямой ход

Выводы: Был проведен эксперимент по измерению вязкости нефти Южно – Майского нефтяного месторождения Томской области. Также проведено исследование влияние ингибиторов парафинообразования на реологические свойства данной нефти. Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод о том, что при  $25^{\circ}\text{C}$  положительные результаты получены с концентрацией 50 г/т ингибитора СНИХ – ИПГ 11А и концентрацией 100 г/т ингибитора ХПП – 007 (рис. 4). При  $25^{\circ}\text{C}$  худшие результаты получены с концентрацией 150 г/т ингибитора СНИХ – ИПГ 11А и концентрацией 200 г/т ингибитора ХПП – 007 (рис. 5).

Литература

1. А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов. Нефтепромысловая химия. Практическое руководство. Владивосток. «Дальнаука», 2011. – 287 с.
2. Зевакин Н.И., Мухаметшин Р.З. Парафиноотложения в пластовых условиях /Сборник научных трудов ТатНИИПИНефть. ВНИИОЭГ, 2008.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 653 с.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ БЕЗРАЗМЕРНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТОВ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)**

**Е.О. Ченский, И.А. Карапузов**

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Гидравлический разрыв, как и любой другой вид геолого-технических мероприятий направлен на увеличение продуктивности. В случае ГРП - это создание в пласте некоторой зоны высокой проницаемости. Как известно, для решения широкого класса задач и уменьшения числа параметров вводят безразмерные переменные.

Актуальность проблемы обусловлена оптимизацией, которая не была рассмотрена целенаправленно по одному объекту разработки и на данный момент требуется создание метода, показывающего связь безразмерных величин друг с другом и геометрическими характеристиками трещин.

Основной задачей работы является создание метода, основанного на выявлении графических зависимостей, которые, в силу своей универсальности имеют достаточно широкое применение на практике для разных геологических параметров месторождений, с целью определения оптимальных безразмерных параметров трещины гидроразрыва пласта, дающих наиболее эффективное увеличение продуктивности.

**ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТОВ**

Основные безразмерные параметры используемые для оценки успешности ГРП являются: безразмерная проводимость трещины, безразмерный индекс продуктивности, индекс вскрытия, число пропанга. В случае использования данного метода оптимизации критерием служит безразмерный индекс продуктивности.

В том случае, когда имеется расклиненная трещина, определение безразмерного индекса продуктивности сводится к выражению:

$$J_D = \frac{1}{\ln\left[\frac{0.472r_e}{r'_w}\right]} \tag{1}$$

где:  $r_e$  – радиус дренирования;

$r'_w$  – эквивалентный радиус скважины, вычисляемый по формуле: